

Pemex Transformación Industrial**Gestión Financiera de los Centros Procesadores de Gas Nuevo Pemex, Cactus, Ciudad Pemex y Cangrejera**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90T9M-15-0502-2018

502-DE

Criterios de Selección

Monto, Antecedentes de Auditoría, Trascendencia y Control Interno.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera de los Centros Procesadores de Gas, Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Cactus y Cangrejera para verificar que en la adquisición de materia prima, producción, almacenamiento, venta, facturación, cobro, y registro presupuestal y contable se observaron las disposiciones normativas; constatar la óptima utilización de los centros procesadores de gas; así como, la planeación y ejecución de mantenimientos.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

	INGRESOS	EGRESOS
	Miles de Pesos	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	940,354,924.0	73,888,331.0
Muestra Auditada	12,395,534.1	6,654,858.0
Representatividad de la Muestra	1.3%	9.0%

Del rubro de "Ventas netas" en el país y con partes relacionadas, reportado en los "Estados separados de resultados integrales al 31 de diciembre de 2017 y 2016", por 940,354,924.0 miles de pesos, se seleccionaron para revisión 12,395,534.1 miles de pesos (1.3 %), como se muestra a continuación:

INTEGRACIÓN DEL UNIVERSO Y MUESTRA DE LAS VENTAS NETAS EN EL PAÍS Y CON PARTES RELACIONADAS

(Miles de pesos)

Descripción	Universo	Muestra	%
Gas natural	72,972,553.9	6,882,272.0	
Etano ("Complejo Etileno XXI")	2,444,856.1	2,444,396.1	
Gas licuado LP	49,009,583.1	1,119,439.4	
Azufre líquido	538,178.4	14,983.2	
Tolueno	898,424.5	36,220.4	
Metanol	814,171.5	13,709.2	
43 Productos	730,778,378.5		
Ventas en el país	857,456,146.0		
21 productos, de los cuales para la muestra se seleccionó el Etano (Pemex Etileno)	37,820,187.0	1,884,513.8	
142 Productos	45,078,591.0		
Ventas con partes relacionadas	82,898,778.0		
Total	940,354,924.0	12,395,534.1	1.3

FUENTE: Estados separados de resultados integrales y Ventas nacionales 2017 PTRI.

Asimismo, con el análisis de la base de datos denominada "211 ASF Compras PEP", se constató que para los Centros Procesadores de Gas (CPG), PTRI realizó compras a Pemex Exploración y Producción (PEP) de Gas Húmedo Amargo (GHA), por 73,888,331.0 miles de pesos, de los cuales se revisó el 9.0% de las compras realizadas para los CPG Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, por 6,654,858.0 miles de pesos.

Adicionalmente, del programa presupuestario k027 "Programas de Inversión de Mantenimiento", con presupuesto ejercido al 31 de diciembre de 2017 por 8,557,335.0 miles de pesos, se determinó revisar 370,234.4 miles de pesos de mantenimientos realizados en los CPG Cactus, Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos.

Antecedentes

El 27 de marzo de 2015, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos aprobó el "ACUERDO de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial" (PTRI), publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el 28 de abril de 2015, el cual establece que PTRI cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propio y que tiene por objeto principal las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, así como el almacenamiento, transporte, distribución, compresión, descompresión, licuefacción, regasificación de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

PTRI cuenta con nueve Centros Procesadores de Gas (CPG), Burgos, ubicado en la región noreste (Tamaulipas), Arenque, Poza Rica, Matapionche, la Venta, Ciudad Pemex, Cactus y Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos (antes centros procesadores de Gas y de Petroquímicos Cangrejera y Morelos), ubicados en la región sureste del país (Chiapas, Tabasco y Veracruz).

Los CPG Cactus y Nuevo Pemex (ubicados en Tabasco y Chiapas) llevan a cabo los procesos industriales de endulzamiento de la materia prima de gas y líquidos que reciben de Pemex Exploración y Producción (PEP) en sus plantas endulzadoras, con la finalidad de

transformarlos en gas y petroquímicos, mediante los procesos de recuperación de azufre, criogénico y de fraccionamiento, centros en los que se produce el Etano, el cual se conduce al transportista, responsable de entregarlo en el Complejo Etileno XXI.

El Centro Procesador de Gas y Petroquímicos Área Coatzacoalcos constituye el eslabón entre el proceso de producción y el de comercialización, ya que recibe directamente de los CPG Nuevo Pemex, Cactus, y Ciudad Pemex, productos como: licuables, naftas ligeras, azufre y gas natural, donde se almacenan y comercializan los diversos productos, de acuerdo con los requerimientos del mercado; recibe la materia prima de los tres CPG antes citados, con los cuales realiza los procesos de fraccionamiento y criogénico con el que se obtiene el Etano que PTRI comercializa a la EPS Pemex Etileno.

PTRI adquiere de Pemex Exploración y Producción (PEP) la materia prima (gas húmedo amargo) procesada en los CPG, al amparo de un contrato de compraventa, celebrado el 1 de enero de 2009, en el cual PTRI (anteriormente PGPB) se obliga a comprar gas a PEP, y éste se obliga a suministrar gas a PTRI, de acuerdo con el programa de nominación de gas.

En 2017, PTRI vendió gas y petroquímicos de productos como: gas licuado, etano, azufre líquido, tolueno y metanol, entre otros, en las modalidades de contratación de venta de primera mano (primera enajenación en territorio nacional) y de comercialización (a partir de julio 2017), con la finalidad de abrir el mercado de gas natural a la competencia de otras empresas y liberar el precio de venta que ofrece a sus clientes. Cabe señalar que hasta julio de 2017, los precios de gas natural por venta de primera mano eran regulados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE); sin embargo, después de dicha fecha el Comité de Precios de PTRI es el responsable de su autorización.

Cabe señalar, que el análisis de la rentabilidad de la operación y de los términos y condiciones del contrato de suministro de etano con los inversionistas del "Complejo Etileno XXI"; así como la rentabilidad de la venta de etano a Pemex Etileno, se presentan en el informe del resultado de la auditoría 504-DE denominada "Ingresos por Venta de Etano".

Resultados

1. ESTATUTO ORGÁNICO, MANUALES DE ORGANIZACIÓN Y PROCEDIMIENTOS

Con la revisión de la normativa vigente en 2017, se constató que la estructura orgánica básica, objetivos, facultades y funciones de Petróleos Mexicanos (Pemex) y Pemex Transformación Industrial (PTRI) estuvieron previstos en sus estatutos orgánicos, publicados en el DOF del 28 de abril de 2015 y 30 de diciembre de 2016, respectivamente, en el "Manual de Organización de Estructura Básica de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias" (modificado el 17 de octubre de 2017), así como en el Acuerdo 2929/2017, del 22 de diciembre de 2017, con el que se autoriza la estructura orgánica no básica para las oficinas de las direcciones General y Operativa de Producción, así como de las subdirecciones de Producción de Petrolíferos; de Proceso de Gas y Petroquímicos; de Confiabilidad y Mantenimiento; de Comercialización de Combustibles de Transporte; de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales, y de Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, de PTRI y el "Manual de Organización de la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos" de PTRI, del 21 de septiembre de 2018.

Asimismo, se identificó que para regular las operaciones de la compra de materia prima, venta de productos y pago de bienes y servicios para el mantenimiento de los Centros Procesadores de Gas (CPG) Nuevo Pemex, Ciudad Pemex, Cactus y del Centro de Procesos de Gas y Petroquímicos Coatzacoalcos, la entidad contó con la normativa publicada en la Normateca Institucional de Pemex, del acuerdo de medición PEP-PGPB para el gas húmedo amargo en el CPG Cactus; el procedimiento para la oficialización del patín de medición de gas amargo entre el centro de distribución de gas marino de la región noreste de PEP y el CPG Ciudad Pemex de PGPB; el acuerdo de medición PEP-PGPB para el gas húmedo amargo en el CPG Nuevo Pemex; los lineamientos generales de tesorería para Pemex y sus empresas productivas subsidiarias; la política y procedimientos de confiabilidad operacional y mantenimiento de Pemex, sus empresas productivas subsidiarias y, en su caso, empresas filiales.

2. VENTAS EN EL PAÍS

En 2017, PTRI realizó ventas de productos de gas (gas natural, gas licuado, etano, azufre líquido) y petroquímicos (tolueno y metanol), con el modelo de contratación de primera mano (primera enajenación en territorio nacional) y del análisis de las bases de datos "Ventas nacionales 2017 PTRI, Acumulado Ventas Nacionales 2017 gas, Integración Tolueno 2017 PTRI AROMÁTICOS y METANOL ENE-DIC 2017", se determinó que PTRI realizó ventas a 22 clientes, por 12,395,534.1 miles de pesos, como se muestra a continuación:

INTEGRACIÓN DE LA MUESTRA CORRESPONDIENTE A LAS VENTAS NETAS EN EL PAÍS

(Miles de pesos)

Producto	Contratos	Monto	Autorización de precios
Gas natural	11	6,882,272.0	RES/998/2015 del 31 de diciembre de 2015 y Acuerdo núm. A/026/2017 del 15 de junio de 2017, de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
Gas licuado LP	2	1,119,439.4	Acuerdo A/060/2016 del 20 de diciembre de 2016 de la CRE.
Azufre líquido	2	14,983.2	Acuerdo 02/2015 del 16 de febrero de 2015 y Autorización E06.01/2008 precios del azufre de la SHCP.
Tolueno	3	36,220.4	Acuerdo 271.01 del 31 de enero de 2014 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
Metanol	2	13,709.2	Acuerdos 201.06 y 233.02 del 13 de marzo de 2008 y 19 de noviembre de 2010 de la SHCP.
Etano	2	4,328,909.9	Resolución RES/047/2016 del 14 de marzo de 2016 de la CRE.
Total	22	12,395,534.1	

FUENTE: Acumulado de ventas gas 2017, Integración tolueno 2017 PTRI aromáticos y metanol ene-dic 2017.

Con el análisis de los contratos, solicitudes pedido, programas mensuales de consumo y las confirmaciones de entrega, se determinó lo siguiente:

Ventas de Gas Natural

Se determinó que las ventas de gas natural, por 6,882,272.0 miles de pesos, corresponden a 11 clientes con los que PTRI tiene formalizados contratos de venta de primera mano de gas

natural y de comercialización, vigentes en 2017, en los que se identificó que las cantidades contractuales diarias de gas natural por entregar tuvieron un rango de 15,120; 22,176; 23,436 y 45,360 Gcal (Gigacalorías) o 88,000, 89,000, 93,000, 133,500 y 180,000 MMBtu (un millón de unidades térmicas británicas); asimismo, con reportes extraídos del Sistema Institucional MySAP de los clientes, que contienen cantidad de pedido, salida de mercancía y estatus de la factura, se constató que las solicitudes de pedido, confirmaciones y los reportes se corresponden con las cantidades reportadas en las facturas y las estipuladas contractualmente.

En relación con el precio del Gas Natural facturado, la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales remitió una memoria de cálculo de los precios y pantallas del Sistema Institucional MySAP, en las que se visualiza el precio del gas natural facturado, de lo que se verificó que se corresponde con los precios de las facturas emitidas en el sistema de la Bóveda Electrónica de PEMEX, presentados por PTRI. Asimismo, se constató que dichos precios fueron autorizados por la Comisión Reguladora de Energía; y que las facturas están vigentes, conforme a la plataforma denominada "Verificación de comprobantes fiscales digitales por internet" del Servicio de Administración Tributaria (SAT), así como su cobro mediante transferencias electrónicas, estados de cuenta y pantallas SAP.

Ventas de Gas LP

De las ventas de Gas LP, por 1,119,439.4 miles de pesos, con dos clientes con los que PTRI formalizó contratos de suministro de gas LP, vigentes en 2017, con cantidades de volumen contractual mensual mínimas fue 41,680 ton y 57,223 ton, y máximo de 52,100 ton y 71,529 ton, se constató con pantallas SAP "Lista de pedidos", "Solicitudes de pedido", "Nominaciones mensuales" y "Confirmaciones mensuales" que los volúmenes contractual mínimo y máximo solicitados estuvieron dentro del rango.

En cuanto al precio del Gas LP, autorizado por la CRE, se verificó que el precio se correspondió con la facturación emitida por el sistema Bóveda Electrónica de PEMEX; que las facturas están vigentes, conforme a la plataforma de "Verificación de comprobantes fiscales digitales por internet" del SAT y su cobro realizado mediante transferencias electrónicas, estados de cuenta y pantallas SAP.

Ventas de Tolueno

Las ventas de tolueno, por 36,220.4 miles de pesos, corresponden a las realizadas a tres clientes, con los que PTRI formalizó contratos de suministro de tolueno con "vigencia indefinida", mientras no sea terminado por cualquiera de las partes; de las facturas emitidas en el sistema de la Bóveda Electrónica de PEMEX, se verificó su registro y vigencia en la plataforma del SAT; de los precios de venta se constató que fueran los vigentes conforme a los mecanismos autorizados en el Acuerdo 271.01, del 31 de enero de 2014 y la nota informativa 2016-010ORD.004 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial, los cobros mediante transferencias electrónicas, estados de cuenta, registros contables y pantallas del sistema SAP. Respecto de los programas de entrega, el vendedor tiene derecho de suministrar un volumen de producto inferior del solicitado por el comprador en su pedido, debido a condiciones de disponibilidad, por lo que ninguna de las partes será responsable por demoras, daños, perjuicios, reclamaciones o demandas de cualquier naturaleza surgidas con motivo de

retraso o incumplimientos de las obligaciones conforme a este contrato, atribuibles a casos fortuito o de fuerza mayor, los cuales incluyen descomposturas o averías del centro productor, centro embarcador, interrupción o reducción en la producción del producto, o su escasez para venta por cualquier motivo.

Ventas de Azufre

De la venta de azufre líquido en 2017, PTRI reportó un ingreso de 14,983.2 miles de pesos, que corresponde a dos clientes con los que formalizó contratos vigentes en 2017, con volúmenes contractuales de 20,700 y 15,000 toneladas mensuales, respectivamente. Al respecto, con el documento denominado "nominaciones mensuales", se observó que los volúmenes solicitados fueron inferiores de lo establecido contractualmente, lo cual es permitido, conforme a la cláusula 3.3 "Determinación del volumen contractual", que establece que si el volumen solicitado por el comprador, en relación con cualquier mes, es inferior que el volumen contractual base, el vendedor suministrará el volumen solicitado y dicho volumen será el establecido para el mes.

En cuanto al precio del azufre líquido, se verificó que fue autorizado por la SHCP, que se correspondió con la facturación emitida por el sistema Bóveda Electrónica de PEMEX; que las facturas están vigentes conforme a la plataforma de "Verificación de comprobantes fiscales digitales por internet" del SAT y su cobro se realizó mediante transferencias electrónicas, estados de cuenta y pantallas SAP.

Ventas de Metanol

Las ventas de metanol, por 13,709.2 miles de pesos, corresponden a las realizadas a dos clientes, con los que PTRI tiene formalizados contratos de suministro de metanol con "vigencia indefinida", mientras no sean terminados por cualquiera de las partes; se verificaron las facturas emitidas por el sistema de la Bóveda Electrónica de PEMEX, su registro y vigencia en la plataforma del SAT; de los precios de venta, se constató que fueron los vigentes conforme a los mecanismos autorizados en los acuerdos 201.06 y 233.02, del 13 de marzo de 2008 y 19 de noviembre de 2010, de la SHCP y del Comité de Precios y Aspectos Económicos de la Política Comercial; además, se verificó que el cobro se realizó mediante transferencias electrónicas, estados de cuenta, registros contables y pantallas del sistema SAP. Respecto de los programas de entrega, el vendedor puede modificar el volumen y fechas de entrega de productos solicitado por el comprador, debido a paro por mantenimiento, caso fortuito o de fuerza mayor, inexistencia de disponibilidad del producto, por lo que ninguna de las partes será responsable por demoras, daños, perjuicios, reclamaciones o demandas de cualquier naturaleza, surgidas con motivo de retraso o incumplimiento de las obligaciones conforme a este contrato, atribuibles a caso fortuito o de fuerza mayor, las cuales incluyen descomposturas o averías del centro productor, centro embarcador, interrupción o reducción en la producción del producto, o su escasez para venta por cualquier motivo.

3. VENTAS DE ETANO AL COMPLEJO ETILENO XXI Y CON PARTES RELACIONADAS (PEMEX ETILENO)

En el Programa Operativo y Financiero 2017 (POF) de PTRI, se consideró una producción de etano promedio de 106.5 miles de barriles por día, de los cuales 65.8 miles de barriles diarios serían para el Complejo Etileno XXI (el 61.8%), 34.0 miles de barriles diarios para Pemex

Etileno (el 31.9%) y 6.7 miles de barriles por día (el 6.3%) para Petroquímica Mexicana de Vinilo y para inyección en el ducto de gas seco y en la red de gas combustible.

Ventas al Complejo Etileno XXI

En relación con las ventas de etano del ejercicio 2017, por 2,444,396.1 miles de pesos, se constató que PTRI formalizó un contrato de suministro con los inversionistas del "Complejo Etileno XXI", el 19 de febrero de 2010, con vigencia de 20 años (a partir del 30 de junio de 2015) y un volumen contractual de 2,980,220 m³ fase gas de etano por día (66.0 miles de barriles diarios Mbd). Asimismo, se verificó que las facturas de dichas ventas cumplieran con los volúmenes contractuales de etano nominados y entregados al Complejo Etileno XXI, los cobros de las ventas mediante las transferencias electrónicas y su registro contable. Respecto de los precios de venta se constató que están regulados y cumplen con la Resolución RES/047/2016, por el que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) requiere a Pemex presentar el desglose del cálculo de los precios de venta de primera mano.

El suministro de PTRI al Complejo Etileno XXI fue del 92.1%; por el desabasto del 7.9%, PTRI no documentó la implementación de acciones o estrategias que le permitan cumplir con dicho suministro, lo que originó la aplicación de penalizaciones a PTRI, como se indica en el resultado 4.

Cabe señalar, que el análisis de los términos y condiciones del contrato de suministro de etano con los inversionistas del "Complejo Etileno XXI" y la rentabilidad de la operación, se presenta en el informe del resultado de la auditoría 504-DE denominada "Ingresos por Venta de Etano".

Ventas con Partes Relacionadas Pemex Etileno

En relación con las ventas de etano del ejercicio 2017, por 1,884,513.8 miles de pesos, se constató que Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) (actualmente PTRI) formalizó un contrato de compraventa de etano con Empresas Filiales de Pemex Petroquímica (actualmente Pemex Etileno), el 1 de diciembre de 2004, cuyo objeto es la compraventa de etano, de acuerdo con el volumen contractual establecido en el Programa Operativo Mensual, en el cual los compradores indican al vendedor los volúmenes de producto que requieren consumir mensualmente; cabe señalar que dicho contrato no considera penalizaciones por incumplimiento en el suministro de etano.

Con el análisis de los oficios de solicitud de etano requerido por Pemex Etileno y los oficios de suministro de etano de PTRI, se determinó que de las 1,278,580 toneladas de etano solicitadas por Pemex Etileno, PTRI confirmó 786,040 toneladas, lo que implicó un desabasto para Pemex Etileno de 492,540 toneladas (38.5%), lo que no implica incumplimiento, ya que PTRI realizó el proceso de confirmación, basado en el Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo (POFAT), los Programas Operativos Trimestrales (POT) y los Programas Operativos Mensuales (POM), conforme a lo previsto en las cláusulas 3.2, 3.3, y 3.4, las cuales establecen que la confirmación se basa en los programas citados y no en los requerimientos efectuados por Pemex Etileno; sin embargo, PTRI no documentó, ni justificó las acciones o estrategias que han implementado para estar en condiciones de suministrar el volumen de etano solicitado por Pemex Etileno.

Con el análisis de los comprobantes de entrega recibo de etano, se determinó que de las 786,040 toneladas confirmadas por PTRI, sólo suministró 749,855 toneladas, es decir, dejó de

suministrar 36,185 toneladas (4.8%), variación que se encuentra dentro del margen de tolerancia del 20.0%, previsto contractualmente en la cláusula 3.5.

Para mantener la producción en las plantas de los centros petroquímicos de Cangrejera y Morelos de Pemex Etileno, en febrero de 2017, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos de PTRI y la Dirección de Pemex Etileno autorizaron realizar pruebas para incrementar la concentración de propano en el etano, y el 2 de mayo de 2018, se formalizó el "Acuerdo para el cobro de propano excedente en el etano para Pemex Etileno", en el que se estableció el pago del propano en exceso (>4.0%) que se entregó a Pemex Etileno. Con el análisis del Anexo de "Importes cobrados a Pemex Etileno durante 2017", se determinó que el pago del excedente de propano ascendió a 104,957.6 miles de pesos (54,802.6 y 50,155.0 miles de pesos a Cangrejera y Morelos, respectivamente), de los cuales se constató que se facturaron y compensaron de marzo a noviembre de 2017 y en febrero de 2018.

El impacto que tuvo la operación de PETI por la falta de suministro de etano por PTRI, así como las acciones que al respecto ha implementado, se describen en el informe del resultado de la auditoría 493-DE denominada "Gestión Financiera de los Complejos Petroquímicos Cangrejera, Morelos y la Terminal Refrigerada Pajaritos".

Cabe señalar, que el análisis de la rentabilidad de la venta de etano a Pemex Etileno, se presenta en el informe del resultado de la auditoría 504-DE denominada "Ingresos por Venta de Etano".

En atención de los resultados finales, con notas informativas, del 22 y 23 de noviembre de 2018, las subdirecciones de Proceso de Gas y Petroquímicos (SPGP), y de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales, proporcionaron información sobre la implementación de acciones o estrategias para cumplir con el suministro de etano al Complejo Etileno XXI, así como con el volumen de etano solicitado por Pemex Etileno que consistió en lo siguiente:

- La producción de las plantas de PTRI se distribuye a los clientes, conforme a los requerimientos del área comercial de la empresa; el suministro de materia prima por PEP, las condiciones operativas de disponibilidad de las plantas, y los eventos o situaciones operativas extraordinarias, internas y externas a la actividad, que se presentan en la logística y distribución de materia prima y productos (fugas, tomas clandestinas, eventos climatológicos, paros imprevistos de las plantas de los clientes, paros de ductos, cierre de pozos, falla en el suministro eléctrico).
- "...la disminución en el suministro de materia prima de PEP ha derivado en la reducción de la producción de gas natural, gas licuado y etano, entre otros...". El etano que se entrega al Complejo Etileno XXI únicamente se obtiene de las fraccionadoras de los CPG Cactus y Nuevo Pemex, toda vez que PTRI no cuenta con ductos que puedan transportar el etano que proviene de las fraccionadoras del Área Coatzacoalcos al Complejo Etileno XXI.
- Como resultado de la Reforma Energética, y por la liberación del mercado de Gas Licuado de Petróleo (LPG), en 2017, PTRI tuvo bajos niveles de venta en el mercado nacional y altos inventarios de producto por las importaciones que realizaron empresas particulares que saturaron el mercado nacional, lo que provocó paros en el LPG Ducto y que el inventario de LPG en los CPG Cactus y Nuevo Pemex se incrementara; por lo anterior, PTRI dirigió el proceso de fraccionamiento de líquidos C2+ a las fraccionadoras de Área Coatzacoalcos (que proporcionan etano a Pemex Etileno); en consecuencia, al disminuir la producción de

LPG en los CPG Cactus y Nuevo Pemex, se disminuyó la producción de Etano, destinado al Complejo Etileno XXI. A partir de noviembre de 2017, operó un sistema de almacenamiento subterráneo de LPG, que permitió mantener la continuidad de las operaciones en los CPG Cactus y Nuevo Pemex, en caso de paro de las actividades del ducto, para evitar el desvío de la corriente a la zona de Coatzacoalcos.

- PTRI no cuenta con infraestructura en la zona de Coatzacoalcos, que le permita importar etano, y la que se encuentra disponible está a cargo de Pemex Etileno, que ha implementado las acciones pertinentes para su uso.
- La planeación institucional para el suministro de etano, está a cargo de la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Pemex (DCPCD), que considera la materia prima proporcionada por PEP, la disponibilidad de materia prima para PTRI, y los requerimientos de Pemex Etileno, entre otros factores, para definir las estrategias de suministro de etano a Pemex Etileno.

Al respecto, se constató que con la "Minuta de trabajo" del 29 de junio de 2018, la Gerencia de Programación de Operaciones (GPO), adscrita a la Subdirección de Programación y Coordinación de la DCPCD, señaló que considerando que la producción de etano rondaría en los 93.7 Mbd "para el ejercicio del POF_0718, la GPO programará una disponibilidad mínima de 30 Mbd mensuales para las operaciones de Pemex Etileno en lo que resta del año junio-diciembre", y para el Complejo Etileno XXI, se destinarían 63.7 Mbd, ya que "el ingreso por venta de polietilenos es mayor que la penalización del costo de la materia prima (etano) por Mbd no entregado al Complejo Etileno XXI (66.0 Mbd de volumen contractual).

En conclusión, PTRI justificó los motivos por los cuales no estuvo en condiciones de suministrar la totalidad de etano solicitado por el Complejo Etileno XXI y la estrategia con la que se determinó el suministro a Pemex Etileno para 2018; sin embargo, Pemex y PTRI no acreditaron las estrategias que implementarían para contar con el etano necesario para cumplir con el contrato de suministro al Complejo Etileno XXI por lo que resta de la vigencia del contrato (16 años, 6 meses), así como para atender los requerimientos de Pemex Etileno, para con ello evitar el pago de penalizaciones, independientemente de que sean menores que los ingresos que se obtendrán por la venta de polietilenos.

2017-6-90T9N-15-0502-01-001 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos, en coordinación con Pemex Transformación Industrial, determine e implemente las acciones o estrategias que estimen pertinentes, para cumplir con el contrato de suministro de etano al Complejo Etileno XXI por lo que resta de la vigencia del contrato, así como para atender las necesidades de etano de Pemex Etileno, a fin de evitar el pago de penalizaciones, independientemente de que sean menores que los ingresos que se obtendrán por la venta de polietilenos.

4. FACTURACIÓN Y COBRO DEL ETANO SUMINISTRADO AL COMPLEJO ETILENO XXI Y CON PARTES RELACIONADAS (PEMEX ETILENO)

Facturación y Cobro de etano suministrado al Complejo Etileno XXI

Las ventas de etano al Complejo Etileno XXI, por 2,444,396.1 miles de pesos, fueron pagadas y facturadas como se refirió en el segundo párrafo del resultado número 3; sin embargo, durante el primero y segundo trimestre de 2017, hubo días en que el suministro de etano no

cumplió con el volumen establecido contractualmente, tanto por PTRI, como por el Complejo Etileno XXI, lo que originó penalizaciones para ambos; los cálculos se verificaron en la base de datos "Cálculo de penalizaciones", y las facturas por la venta de etano y las pantallas del sistema SAP, con lo que se determinó que PTRI no cumplió con el suministro de etano requerido por "el comprador", situación que se constató en los "informes de juntas de trabajo", donde se concluyó que la responsabilidad era para PTRI, lo que generó penalizaciones, por 253,197.4 miles de pesos sin IVA, por las que PTRI generó las notas de crédito HB004486 y HB004519, del 30 de noviembre de 2017 y 7 de febrero de 2018, por 34,034.4 y 219,163.0 miles de pesos, respectivamente.

En caso contrario, también se presentaron días en los que el volumen de etano solicitado por el comprador fue menor de lo establecido contractualmente, por lo que, en los "informes de las juntas de trabajo" se concluyó que la responsabilidad era para "el comprador", lo que generó penalizaciones, por un total de 2,961.3 miles de pesos sin IVA, por las que PTRI elaboró las facturas FB099608 y FB101034, del 30 de noviembre de 2017 y 7 de febrero de 2018, por 2,284.0 y 677.3 miles de pesos sin IVA, las cuales aplicó en las notas de crédito HB004486 y HB004519, del 30 de noviembre de 2017 y 7 de febrero de 2018.

Por lo que se refiere al tercer y cuarto trimestre de 2017, con un correo electrónico, del 24 de julio de 2018, la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales proporcionó una integración de "Daños recuperables 2017", en la que se identificaron penalizaciones en favor de "el comprador", por 256,947.9 y 300,010.1 miles de pesos, de las cuales, la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales remitió las notas de crédito HB 004687 y HB 004724, del 24 de julio y 19 de septiembre de 2018, respectivamente, en las que se aplicaron las penalizaciones, de acuerdo con los "informes de juntas de trabajo", del 29 de junio y 5 de septiembre de 2018.

Facturación y Cobro del etano suministrado a Pemex Etileno

Respecto de las ventas de etano a Pemex Etileno, por 749,855 toneladas de etano, PTRI facturó 1,884,513.8 miles de pesos, de los cuales con los "Comprobantes de entrega recibo de productos" por semana operativa y firmados por personal de los centros petroquímico sector Morelos y Cangrejera de Pemex Etileno y PTRI, se constató que los volúmenes entregados de etano coinciden con las facturas; asimismo, se verificaron las compensaciones interorganismos de los cobros realizados y los registros contables; además, se constató que los precios de venta están regulados y se corresponden con los precios vigentes establecidos en las memorias de cálculo presentadas a la CRE por el ejercicio 2017 y autorizados, de conformidad con el Resolutivo Décimo de la Resolución RES/047/2016. Sin embargo, en dos comprobantes de entrega recibo de productos a Cangrejera, se determinó lo siguiente:

- Por el periodo del 22 al 31 de marzo de 2017, se registraron como entregados, 10,536,648.4 metros cúbicos de gas de los cuales se facturaron 9,542,831.2 metros cúbicos (2,080,250.0 y 7,462,581.2 metros cúbicos, mediante las facturas 93020 y 93019 del 5 de abril de 2017, respectivamente), de lo que resultó una diferencia de 993,817.2 metros cúbicos entregados de más sin facturar, por 3,220.0 miles pesos.
- Por el periodo del 15 al 21 de julio de 2017, se registraron 6,525,141.2 metros cúbicos de gas como entregados, por 18,792.4 miles de pesos, sin que PTRI los haya facturado.

Después de los resultados finales, en el primer caso PTRI proporcionó la factura FB 110034 del 26 de septiembre de 2018, por 3,220.0 miles de pesos y la pantalla del registro contable del sistema SAP por la venta realizada, en el segundo caso proporcionó la factura FB 097411 del 22 de enero de 2019, por 18,792.4 miles de pesos; sin embargo, no proporcionó la pantalla del registro contable del sistema SAP por la venta realizada por 18,792.4 miles de pesos, ni las compensaciones interorganismos de los cobros realizados y los registros contables de ambas facturas, por lo que la observación persiste.

2017-6-90T9M-15-0502-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial fortalezca los mecanismos de control y supervisión, que aseguren que por el total de etano suministrado a Pemex Etileno, se efectúe la compensación interorganismos, para su cobro y se registre contablemente.

5. COMPRAS DE GAS HÚMEDO AMARGO A PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

El 1 de enero de 2009, la entonces Pemex Gas y Petroquímica Básica PGPB (el comprador), actualmente PTRI, formalizó con Pemex Exploración y Producción (PEP) (el vendedor) un contrato de compraventa de gas (gas húmedo amargo GHA, gas húmedo dulce GHD y gas seco GSaD), con vigencia al 31 de diciembre de 2013, con renovación automática por periodos anuales, cuyo objeto consiste en que PEP se obliga a vender gas a PTRI, de acuerdo con el programa de nominación, el cual contiene las cantidades de gas para cada día del año en la "Base Firme Anual" (BFA) y las que se nominan por un periodo menor de un mes en la "Base Interrumpible" (BI).

La oferta de materia prima de GHA, GHD, y GSaD, se determina con base en la producción de PEP, la cual se envía a cada uno de los Centros Procesadores de Gas (CPG), para que con la participación de las áreas de Producción y Comercial de PTRI, de PEP y de Pemex Logística (PLOG), determinen sus necesidades de materia prima. Al respecto, se comprobó que para los CPG Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, PTRI realizó la planeación de necesidades para la entrega de GHA en el año y las impactó en el "Programa de nominación de gas natural para el ejercicio 2017"; de su análisis, se identificaron las nominaciones de volúmenes diarios de gas en la BFA y la BI, de conformidad con el contrato, cuyos promedios diarios fueron los siguientes:

NOMINACIONES DE VOLÚMENES DIARIO DE GAS EN LA BFA Y LA BI DE LOS CPG

Millones de pies cúbicos (MMpc)

CPG	BFA	BI	Total
Cactus	950.0	209.6	1,159.6
Ciudad Pemex	450.0	341.6	791.6
Nuevo Pemex	350.0	213.9	563.9

FUENTE: Programa de nominación de gas natural 2017".

Con el análisis de los comprobantes de entrega recepción, elaborados por PEP (firmados por personal de PEP y de PTRI), en los que se registraron los volúmenes y características del GHA de la BFA y la BI, se constató que en febrero y julio de 2017, PEP suministró 82,404.0 MMpc de gas a PTRI, por un importe total de 6,654,858.0 miles de pesos (3,840,449.3 y 2,814,408.7

miles de pesos, respectivamente); asimismo, se comprobó que fueron facturados y pagados por compensación interorganismos a PTRI, y se sustentaron con las facturas emitidas por PEP, con las cantidades de GHA entregadas, registros contables y pantallas del sistema SAP, que muestran los precios de venta del GHA establecidos por la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP para cada uno de los CPG Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex.

Al comparar los volúmenes diarios de GHA, nominados en las bases BFA y BI, en febrero y julio de 2017, del "Programa de nominación de gas natural para el ejercicio 2017", con los comprobantes diarios de entrega recepción, se determinaron desbalances entre los volúmenes nominados y entregados, como se muestra a continuación:

DESBALANCES (Millones de pies cúbicos)						
Concepto	Febrero			Julio		
	Cactus	Ciudad Pemex	Nuevo Pemex	Cactus	Ciudad Pemex	Nuevo Pemex
Programa de nominación BFA y BI	35,544.8	4,680.0	2,985.6	30,885.0	5,190.0	3,600.0
Comprobantes entrega recepción BFA y BI	<u>34,650.0</u>	<u>4,814.0</u>	<u>2,890.0</u>	<u>31,376.0</u>	<u>5,376.0</u>	<u>3,298.0</u>
Desbalances en febrero y en julio por CPG	(894.8)	134.0	(95.6)	491.0	186.0	(302.0)

FUENTE: Programa de nominación de gas natural para el ejercicio 2017 y Comprobantes de entrega recepción.

De los desbalances volumétricos del GHA, antes citados, no se proporcionaron las bases de cálculo, ni se acreditó, en su caso, la aplicación de los ajustes al ejercicio de 2017, correspondientes a los CPG Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, de conformidad con el contrato de compraventa de GHA, GHD y GSaD, celebrado entre PEP y PGPB.

En cuanto a las especificaciones de calidad del GHA, se determinó que las características manifestadas en los comprobantes de entrega recepción, no cumplen con las características establecidas contractualmente en los Anexos A.- "Puntos y condiciones de entrega", B.- "Características de calidad" y C.- "Márgenes de tolerancia", y no se proporcionaron las notificaciones de las desviaciones en las especificaciones de calidad del GHA entregado y, en su caso, las notas de ajuste que se determinaron.

En atención de resultados finales, con el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1196/2018, se remitieron notas informativas, del 22 y 23 de noviembre de 2018, con las cuales la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales informó que, durante 2017, no revisó desbalances, y remitió la "minuta" de la reunión celebrada entre las gerencias de Soporte Comercial de PTRI, y la de Comercialización de Hidrocarburos y Contratos de PEP, del 16 de febrero de 2018, en la que se revisaron y acordaron los desbalances volumétricos en la entrega recepción de gas húmedo, de enero a diciembre de 2017, en la zona sureste del país denominada marino Mesozoico, a la que los CPG de Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex pertenecen, de lo que se determinó una responsabilidad global de PEP, por 12,963.6 MMpc, correspondiente a entregas de mayor y menor volúmenes de gas nominado, de conformidad con el contrato de compraventa de gas (GHA, GHD y GSaD), entre PEP y PGPB, cláusula 18 Aplicación de desbalances.

Sin embargo, con la información proporcionada, en la que el cálculo y la evidencia documental se presentaron de forma global, no es posible determinar la parte de responsabilidades de PEP, en cada uno de los CPG Cactus, Ciudad Pemex y Nuevo Pemex, ni acreditó la aplicación de los ajustes comerciales correspondientes a los desbalances determinados, por lo que esta parte de la observación persiste.

En relación con las desviaciones en las especificaciones de calidad del GHA entregado y las notas de ajuste que en su caso se determinaron, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos, informó que el proceso de la materia prima es continuo y los volúmenes y la calidad se establecen en el comprobante de entrega recepción, en el que se especifica el volumen total recibido de materia prima, la materia prima desglosada para cada una de las bases nominadas realizadas por el área comercial, con base en la oferta de PEP, la fecha de entrega, la calidad de la materia, el poder calorífico y un apartado de observaciones, por lo que se factura para pago únicamente el poder calorífico, sin que exista merma para PTRI, y no se requiere realizar ningún ajuste de calidad, ya que sólo se paga la composición del poder calorífico real que tiene la materia prima en el día específico, aunado al hecho de que entregar materia prima de menor calidad va en detrimento de PEP.

Sin embargo, en las cláusulas 10 "Calidad del gas", 11 "Estipulación de garantía de la calidad del gas" y 12 "Gas fuera de especificación de calidad", se establece que la entrega de los volúmenes de gas debe cumplir con la calidad establecida en el Anexo B del contrato, por lo que si el gas no cumple con las especificaciones de calidad establecidas, se debe notificar la desviación, con la finalidad de llegar a un acuerdo operativo comercial y en su caso, el vendedor asuma la responsabilidad de las consecuencias del evento, y que el comprador pueda implementar las acciones convenientes para salvaguardar sus instalaciones; asimismo, de conformidad con las cláusulas 17 "Facturación y pago" y 17.1 "Formatos entrega-recepción" del Contrato de Compraventa de Gas, del 1 de enero de 2009, se establece que "el vendedor facturara al comprador, con base en el documento de entrega-recepción por cada punto de entrega, el cual se debe emitir diariamente y es donde se registra el volumen y energía entregados por el vendedor y recibidos por el comprador". Sin embargo, en el contrato no se establece lo citado por la entidad, en el sentido de que se facturará para pago únicamente el poder calorífico; tampoco acreditó la notificación de las desviaciones determinadas en las especificaciones de calidad de gas por las compras realizadas en febrero y julio de 2017, así como tampoco las notas de ajuste que se determinaron, por lo que la observación persiste.

2017-6-90T9M-15-0502-01-002 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial fortalezca los mecanismos de control y supervisión que aseguren que, en lo sucesivo, se realice la determinación de desbalances por Centro Procesador de Gas en los tiempos establecidos contractualmente, así como para que acredite con documentación soporte la aplicación de los ajustes comerciales correspondientes a los desbalances determinados del ejercicio de 2017.

2017-6-90T9M-15-0502-01-003 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial acredite y documente las notificaciones de las desviaciones determinadas en las especificaciones de calidad del gas entregado, así como la emisión de notas de ajuste que su caso se determinaron, a fin de llegar a un acuerdo operativo

comercial entre el vendedor y el comprador, o en su caso, analice y documente la modificación del contrato a fin de agregar que en la facturación sólo se paga la composición del poder calorífico real que tiene la materia prima en el día específico y no se requiere realizar ningún ajuste de calidad.

6. MANTENIMIENTOS, PAROS PROGRAMADOS Y NO PROGRAMADOS

Para mantener los activos de los CPG en un estado operativo satisfactorio, y reducir la cantidad de paros operacionales en un marco de seguridad industrial, protección ambiental y reducción de costos de mantenimiento, PTRI tiene implementado el "modelo de gestión de mantenimiento", el cual considera mantenimientos rutinarios (preventivos y predictivos), así como los derivados de una reparación mayor, los cuales consisten en lo siguiente:

- Mantenimiento Preventivo.- consiste en la inspección, detección y prevención de fallas en intervalos fijos, independientemente de su condición actual, lo que incluye acciones menores, como: lubricación, alineación y limpieza.
- Mantenimiento Predictivo.- se basa en la condición de un equipo para evaluar su probabilidad de fallar durante algún periodo futuro, con objeto de implementar acciones apropiadas para evitar las consecuencias de esa falla, por medio de técnicas estadísticas de proceso y monitoreo del funcionamiento del equipo.
- Reparaciones mayores o libranzas.- son las actividades que se realizan durante un periodo en el que un activo se retira de operación para realizar un trabajo de mantenimiento mayor, debido a un diagnóstico físico operativo, que contiene los problemas detectados durante su revisión.

Ejecución de Actividades de Mantenimiento.

Con el análisis de las "Ordenes de trabajo", se constató que se ejecutaron las actividades de mantenimiento preventivo y predictivo y su seguimiento se realizó mediante los "Reportes de programación y cumplimiento del mantenimiento preventivo y predictivo 2017 en los CPG", los cuales no registraron variaciones respecto de la meta programada, del $\geq 95.0\%$ de su cumplimiento, ya que el CPG Cactus alcanzó un 99.0%, y los CPG Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Área Coatzacoalcos alcanzaron el 100.0% respecto de la meta.

Asimismo, en el análisis del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2017, al comparar los mantenimientos requeridos, con los realizados en los CPG Cactus, Nuevo Pemex, Ciudad Pemex y Área Coatzacoalcos, se identificó que, de los 16 mantenimientos mayores programados, 9 fueron realizados, 5 se cancelaron y 2 se reprogramaron (el de la planta de azufre 2 y la planta endulzadora de gas 1, correspondientes al CPG Ciudad Pemex). Al respecto, después de jerarquizar riesgos, PTRI concluyó que dichas plantas no requieren de acciones correctivas ni preventivas adicionales, ya que son de bajo impacto; lo anterior, de acuerdo con el resultado del "Análisis de riesgos para el ejercicio de 2017", de lo que se concluyó que no representan o incrementan el riesgo para la integridad, seguridad del personal y las instalaciones; asimismo, con la "Cédula para propuesta de modificación al programa de reparaciones de plantas de proceso, servicios principales, libranzas o equipos mayores", se propuso realizar las reparaciones en noviembre de 2018 y junio de 2019.

Paros Programados y No Programados

Con el análisis de la integración denominada "Relación de paros programados del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017", se determinó que en el ejercicio de 2017, se realizaron 12 paros programados en los CPG Nuevo Pemex, Cactus, Ciudad Pemex y Área Coatzacoalcos, los cuales no ocasionaron ningún impacto en el proceso de producción de gas, ya que fueron planeados con base en la oferta y demanda de la cadena productiva y en los centros de trabajo se cuenta con capacidad disponible para procesar la materia prima en caso de desfases por este concepto.

En relación con los 41 paros no programados realizados en los CPG Nuevo Pemex (7), Cactus (2), Ciudad Pemex (31) y Área Coatzacoalcos (1), no ocasionaron impactos en el proceso de producción, debido a que se ajustaron las cargas de gas hacia otras plantas para su procesamiento; se informó de los eventos y se generaron avisos de avería para su atención, y al no ser paros totales de la planta se delimitaron los accesos a la zona para evaluar los daños y realizar las reparaciones; sólo en el caso del CPG Cactus se presentaron cambios de frecuencia en la red nacional de energía de la CFE, que ocasionaron un paro en los sistemas principales de la planta, lo que se solucionó el mismo día mediante la línea de respaldo de la CFE.

7. PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN

De las erogaciones, por 370,234.4 miles de pesos, relacionadas con 12 programas de mantenimientos efectuados en los CPG Cactus, Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos, con el análisis de los diagnósticos del "Análisis Costo Eficiencia", se determinó que su objetivo es restablecer y sostener las condiciones de operación de las plantas de los CPG y Área Coatzacoalcos, mediante la rehabilitación o sustitución de equipos de proceso para el restablecimiento de la integridad mecánica de las instalaciones.

Al respecto, se constató que las erogaciones, por 370,234.4 miles de pesos, se sustentaron en la celebración de contratos con los proveedores de los servicios, las facturas y los registros contables de las operaciones realizadas, con lo que se comprobó el ejercicio del gasto en actividades de mantenimiento destinadas a sostener las condiciones de operación y conservar los activos existentes con su capacidad de producción en los CPG Cactus, Ciudad Pemex, Nuevo Pemex y Área Coatzacoalcos.

De los 12 mantenimientos revisados, se determinó que 11 continúan en ejecución conforme a las fechas programadas y al programa de mantenimiento; del restante, el denominado "Mantenimiento mayor de la planta fraccionadora Cangrejera del CPG Área Coatzacoalcos", con un presupuesto ejercido por 6,123.6 miles de pesos, se determinó que tenía como fecha de término diciembre de 2017, por lo que se verificó el protocolo pre-arraque CSSPA-PG-003, del 15 de enero de 2018, el cual menciona que la planta fraccionadora de Cangrejera salió de operación el 25 de octubre de 2017, por un periodo de 40 días y que, de acuerdo con los trabajos de mantenimiento realizados los representantes de las diferentes áreas técnicas de las dependencias que intervinieron en la revisión de seguridad, concluyeron que se podían reiniciar las actividades de puesta en operación de la planta, ya que los trabajos fueron avalados por personal técnico de las diferentes especialidades del centro de trabajo.

8. PROCESO DE GAS, PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, GAS Y AROMÁTICOS Y UTILIZACIÓN DE PLANTAS EN LOS CPG NUEVO PEMEX, CIUDAD PEMEX, CACTUS Y ÁREA COATZACOALCOS

Con el análisis de los informes "Anual 2017" de Petróleos Mexicanos y "Ejecutivo del Director General de PTRI" del ejercicio de 2017, se constató que en los nueve CPG se procesaron 3,237.3 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de gas húmedo, cifra inferior en 11.8% (434.2 MMpcd) respecto de la de 2016, por 3,671.5 MMpcd, debido a la menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y gas húmedo dulce de Burgos, proporcionados por PEP (único proveedor de dicha materia prima).

Asimismo, a pesar de que en el "Informe Ejecutivo del Director General de PTRI", se señaló que para contrarrestar la reducción de gas se realizaron esfuerzos para optimizar las cargas en los CPG, mantener el desempeño operativo en los niveles comparables a los observados en 2016 y minimizar el efecto en la producción, con el análisis de la producción programada para 2017, la realizada en 2016 y 2017, y la capacidad disponible y utilizada en plantas, se determinó lo siguiente:

- La producción de gas natural, gas LP, etano, azufre, así como aromáticos y derivados del ejercicio de 2017, fue inferior en 4.4%, 12.8%, 7.7%, 32.9% y 50.5% respectivamente, en comparación con la programada para dicho ejercicio, así como en relación con la obtenida en 2016 en 14.3%, 9.4%, 4.7%, 18.1% y 33.8%, como se muestra a continuación:

PROCESO DE PETROLÍFEROS, GAS Y AROMÁTICOS 2017

Producto	Producción 2016	POFAT 2017	Producción 2017	Variaciones POFAT vs Real		Variaciones 2016 vs Programada	
				Importe	%	Importe	%
Gas natural (MMpcd)	3,568.1	3,197.5	3,058.1	-139.4	-4.4	-510.0	-14.3
Gas LP (Mbd)	159.2	165.5	144.3	-21.2	-12.8	-14.9	-9.4
Etano (Mbd)	106.4	109.8	101.3	-8.5	-7.7	-5.1	-4.7
Azufre (Mt)	673.3	821.9	551.3	-270.6	-32.9	-122.0	-18.1
Aromáticos y derivados (Mt)	940.2	1,256.6	622.0	-634.6	-50.5	-318.2	-33.8

FUENTE: Informe Ejecutivo del Director General de PTRI de 2017.

- Hay una subutilización de la capacidad disponible en las plantas de los cuatro CPG revisados, como se muestra a continuación:

CAPACIDAD DISPONIBLE NO UTILIZADA EN LOS CPG

CPG	Endulzadora		Condensadora		Criogénica		Fraccionadora		Recuperación de Azufre		Nitrógeno	
	Núm	%	Núm	%	Núm	%	Núm	%	Núm	%	Núm	%
Cactus	10	36.1	2	70.5	4	40.9	1	29.3	5	52.9	N/A	N/A
Ciudad Pemex	4	9.8	N/A	N/A	2	9.3	N/A	N/A	2	33.2	2	35.5
Nuevo Pemex	2	25.5	4	87.9	3	35.3	2	56.3	2	61.2	N/A	N/A
Coatzacoalcos	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>1</u>	<u>100.0</u>	<u>3</u>	<u>73.1</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>	<u>N/A</u>
TOTAL	16	27.0	6	70.5	10	34.4	6	29.4	9	38.2	2	35.5

FUENTE: Oficinas de las capacidades de diseño, disponible y utilizada de los CPG.

De lo anterior se concluye que la insuficiencia de gas húmedo impactó negativamente el desempeño operativo de los cuatro CPG, ya que en lugar de mantener su nivel de producción, éste disminuyó respecto del año anterior; en consecuencia, hubo una subutilización de la capacidad disponible en dichos CPG.

Finalmente, con el análisis del Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex, se identificó que como "Oportunidad de Negocio" para PTRI, se reportó el proyecto "Suministro de Gas Húmedo para incrementar carga en CPG's (CPG Burgos y CPG's del Sureste)", en el esquema de "Contrato de suministro" para el ejercicio de 2017; sin embargo, PTRI no acreditó la definición e implementación de estrategias para contar con el citado contrato para los CPG del Sureste, lo que le permitirá contar con la materia prima suficiente para mantener un nivel de producción en sus CPG acorde con su capacidad disponible, así como tener la producción necesaria para el abasto de sus clientes.

En atención a resultados finales, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1187/2018, se remitió la siguiente información:

- Nota Informativa, emitida por la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos, del 22 de noviembre de 2018, con la que se informó que la producción de etano está relacionada con la cantidad de gas húmedo amargo y dulce que recibe de PEP, el cual está asociado a la producción de crudo; sin embargo, a pesar de que se tienen proyecciones de la producción de crudo estas varían, razón por la cual no se puede tener una planeación certera de la oferta de materia prima para obtener etano; así como que, para incrementar la rentabilidad de la cadena de valor del gas etano existen otros factores que la limitan, como las restricciones en la infraestructura logística; por lo anterior, PTRI se encuentra en la busca de nuevos proveedores de gas húmedo que le permitan abastecer la demanda nacional y mejorar la calidad de sus productos.
- Nota Informativa, del 12 de diciembre de 2018, con la que el Subgerente de Suministro y Ventas de Primera Mano de PTRI, informó que a principios de 2017, PTRI tuvo un acercamiento con la empresa Mex Gas Supply, SL para buscar proveedores de materia prima en Estados Unidos, para tener como opción la importación de gas húmedo por medio de ducto.
- Nota Informativa, del 16 de noviembre de 2018, con la que la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos, informó que dada la baja en la entrega de materia prima por PEP,

"se llevan a cabo acciones que permiten optimizar el proceso buscando mejorar la recuperación de productos", mediante el seguimiento del Objetivo Estratégico "Estabilizar las operaciones y maximizar la rentabilidad de las instalaciones productivas", el cual consiste en mantener la eficiencia y continuidad operativa de los CPG, cuyos resultados obtenidos en 2016 y 2017 se reportan al Consejo de Administración de PTRI en los indicadores: "Recuperación de propano en los CPG", "Recuperación de etano en los CPG" y "Autoconsumo en el procesamiento de gas natural"; asimismo, proporcionaron las metas previstas para 2018.

Asimismo, la Subdirección de Procura y Abastecimiento, y las subgerencias de Ingeniería de Proceso y Mejora Continua, y de Producción informaron que "la capacidad no utilizada en las plantas se debió a la baja disponibilidad de gas húmedo amargo que proporciona PEP, y al ser el único proveedor de materia prima, resulta insuficiente para abastecer a las plantas endulzadoras de gas y continuar con el proceso en cadena para las siguientes etapas lo que afectó la producción de los CPG".

Del análisis a las tres notas informativas, se concluye que PTRI no acreditó la definición e implementación de estrategias para contar con el contrato de suministro de gas húmedo CPG del Sureste, previsto en el "Plan de Negocios 2017-201" de Pemex, lo que le permitirá contar con la materia prima suficiente para mantener un nivel de producción en sus CPG acorde a su capacidad disponible, así como tener la producción necesaria para el abasto de sus clientes, por lo que la observación persiste.

2017-6-90T9M-15-0502-01-004 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Petróleos Mexicanos y Pemex Exploración y Producción, en función de la disponibilidad de materia prima de Pemex Exploración y Producción, de la capacidad de producción de los Centros Procesadores de Gas, así como de las perspectivas y compromisos de venta, defina e implemente las estrategias que le permitan contar con contratos de suministro de materia prima adicionales a los de PEP, a fin de mantener un nivel de producción en sus CPG acorde con su capacidad disponible y, en consecuencia, tener la producción necesaria para el abasto de sus clientes.

9. REGISTRO CONTABLE Y PRESUPUESTAL

Para el registro contable de sus operaciones, PTRI cuenta con el sistema SAP, en el que se identificó que por las compras de gas húmedo amargo a PEP, se realizó el registro contable como sigue: por la provisión de los pagos, con cargo en la cuenta 2401 "Materiales recibidos a precio estimado" y crédito en la cuenta 2103 "Proveedores interorganismos", y por el registro del pago, con cargo en la cuenta 2103 "Proveedores interorganismos" y crédito en la cuenta 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales".

Respecto de las ventas en el país, el registro contable por la provisión de los cobros, se realizó con cargo en la cuenta 1202 "Clientes nacionales", y crédito en la cuenta 5101 "Ventas en el país", y por el registro del cobro, con cargo en la cuenta 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales", y crédito en la cuenta 1202 "Clientes Nacionales". Por las ventas con Pemex Etileno, el registro de la provisión de los cobros, se realizó con cargo en la cuenta 1208 "Cuentas intercompañías", y crédito en la cuenta 5117 "Ventas intercompañías", y por el registro del cobro por compensación, con cargo en la cuenta 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales", y crédito en la cuenta 1208 "Cuentas intercompañías".

El registro contable de las erogaciones por las operaciones de mantenimiento, se realizó de la siguiente forma: por la provisión de los pagos, con cargo en la cuenta 2401 "Materiales recibidos a precio estimado", y crédito en la cuenta de cada proveedor, y por el registro de pago, con cargo en la cuenta de cada proveedor y crédito en la cuenta de bancos.

El registro presupuestal del gasto por operaciones de los programas de inversión de mantenimiento, se realizó con cargo en tres partidas (562, 566 y 623), en cumplimiento de la Guía Contabilizadora, Matrices Contables y Catálogo de Cuentas.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 4 observaciones las cuales generaron: 5 Recomendaciones.

Dictamen

El presente se emite el 30 de enero de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera de los Centros Procesadores de Gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Cactus y Cangrejera para verificar que en la adquisición de materia prima, producción, almacenamiento, venta, facturación, cobro, y registro presupuestal y contable se observaron las disposiciones normativas; constatar la óptima utilización de los centros procesadores de gas; así como la planeación y ejecución de mantenimientos, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Transformación Industrial cumplió con las disposiciones legales y normativas aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- En 2017, la oferta de Gas Húmedo Amargo (GHA), proporcionado por PEP (único proveedor de dicha materia prima), fue inferior en un 11.8% respecto de 2016, lo que impactó negativamente el desempeño operativo de los cuatro CPG revisados, ya que en lugar de mantener su nivel de producción de gas natural, gas LP, etano, azufre, así como aromáticos y derivados, éste disminuyó respecto del año anterior, en 14.3%, 9.4%, 4.7%, 18.1% y 33.8%, respectivamente; en consecuencia, hubo una subutilización de la capacidad disponible en las plantas de dichos CPG, sin que PTRI acreditara la definición e implementación de estrategias para contar con un contrato de suministro del proyecto "Suministro de Gas Húmedo para incrementar carga en CPG's (CPG Burgos y CPG's del Sureste)", conforme a lo previsto en el "Plan de Negocios 2017-2021" como "Oportunidad de Negocio" para PTRI, lo que le permitirá contar con la materia prima suficiente para mantener un nivel de producción acorde con la capacidad disponible de los CPG, así como tener la producción necesaria para el abasto de sus clientes.
- Dada la baja disponibilidad de GHA, la producción de etano por PTRI fue insuficiente para cumplir con el suministro a sus clientes, ya que al Complejo Etileno XXI sólo le suministró el 92.1% del volumen pactado contractualmente (66.0 miles de barriles diarios Mbd); por el suministro faltante (7.9%) pagó penalizaciones por 810,155.4 miles de pesos. Asimismo, de las 1,278,580.0 toneladas de etano solicitadas por

Pemex Etileno, sólo suministró el 58.6% (749,855.0 toneladas), sin que PTRI haya llevado a cabo las acciones necesarias para tener el gas.

- Considerando que la producción de etano rondaría en los 93.7 Mbd, la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Pemex programó una disponibilidad mínima de 30 Mbd para Pemex Etileno, y de 63.7 Mbd para el Complejo Etileno XXI; "ya que el ingreso por la venta de polietilenos es mayor que la penalización del costo del etano no entregado al Complejo Etileno XXI". Sin embargo, Pemex y PTRI no acreditaron las acciones o estrategias que implementarían para estar en condiciones de cumplir con el suministro de etano al Complejo Etileno XXI por lo que resta de la vigencia del contrato (16 años 6 meses), a fin de evitar el pago de penalizaciones, independientemente de que sean menores que los ingresos que se obtendrían por la venta de polietilenos, así como para lo solicitado por Pemex Etileno.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Julio Antonio Elizalde Ángeles

Estanislao Sánchez y López

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 determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar la normativa que reguló las operaciones relacionadas con la adquisición de materia prima, producción y venta de gas y petroquímicos.
2. Verificar que en la venta de gas y petroquímicos se cumplió con lo establecido contractualmente, que los precios estuvieron autorizados por la autoridad competente y se aplicaron a todos los clientes, así como que su cobro o compensaciones interorganismos, se realizaron conforme a los volúmenes suministrados en las condiciones previstas en los contratos y que se sustentaron en la documentación justificativa y comprobatoria.

3. Verificar que la compra de materia prima cumplió con la normativa, que los precios fueron autorizados por la autoridad competente, que las compensaciones interorganismos por los pagos de materia prima, se sustentaron en la documentación justificativa y comprobatoria, y que, en caso de desbalances volumétricos, se aplicaron los ajustes comerciales, de conformidad con las condiciones contractuales.
4. Verificar que PTRI planeó y ejecutó los mantenimientos en las plantas de los Centros Procesadores de Gas para mantener las condiciones de operación y capacidad de producción de las plantas, que los recursos destinados para los programas de inversión de mantenimiento, se sustentaron con la documentación justificativa y comprobatoria.
5. Comprobar que la capacidad instalada en los Centros Procesadores de Gas se utilizó de manera eficiente, y que la producción de gas y petroquímicos fue suficiente para cumplir con los compromisos de venta con sus clientes.
6. Constatar que el registro contable y presupuestal, relacionado con las operaciones revisadas, se realizó de conformidad con la normativa.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Procesos de Gas y Petroquímicos; de Coordinación Financiera para Empresas Productivas Subsidiarias; de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales; de Confiabilidad y Mantenimiento, y de Análisis Estratégico, de Pemex Transformación Industrial; en Petróleos Mexicanos (Pemex), la Dirección Corporativa de Finanzas; las subdirecciones de Contabilidad y Fiscal, de Presupuesto, de Tesorería, de Coordinación Financiera para Empresas Productivas Subsidiarias y la Coordinación de Procura y Abastecimiento para Transformación Industrial.

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: Ley de Petróleos Mexicanos, Art 6, Art. 13, Frac. II y 51, Frac. II; Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, Art. 2; Art. 4 Frac. XXVI; Art. 40. Frac. II, III y X; Art. 45. Frac. LVII, Art. 50, Frac. IV; Contrato de Compraventa de Etano celebrado entre Pemex Gas y Petroquímica Básica y Empresas Filiales de Pemex Petroquímica, Cláusula 9, Numeral 9.3; Contrato de Compraventa de Gas celebrado entre PEP y PGPB, Anexo B "Tipos de gas natural, calidad y características", Anexo G "Procedimiento para la aplicación de desbalances y Anexo H "Procedimiento para la aplicación de ajustes comerciales".

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.