

Pemex Transformación Industrial**Limpieza de Gas Húmedo Amargo**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90T9G-15-0482-2018

482-DE

Criterios de Selección

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieras, Interés mediático o coyuntural y no auditado anteriormente.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera para comprobar el ejercicio de los recursos en el proceso de recuperación y acondicionamiento, su registro y presentación en la Cuenta Pública de conformidad con las disposiciones normativas.

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	13,829,980.6	37,967,313.4
Muestra Auditada	1,822,171.8	1,496,914.5
Representatividad de la Muestra	13.2%	3.9%

El universo, por 13,829,980.6 miles de pesos, correspondió a las ventas de gas natural para el bombeo neumático a la Región Marina Noreste, actualmente Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01 efectuadas por Pemex Transformación Industrial a Pemex Exploración y Producción, de las cuales se revisó una muestra de 1,822,171.8 miles de pesos, el 13.2% del total.

Los egresos por 37,967,313.4 miles de pesos correspondieron a las compras de gas húmedo amargo y los gastos de operación y mantenimiento de la planta de eliminación de nitrógeno por 37,715,309.3 y 252,004.1 miles de pesos, de los cuales se revisaron 1,496,914.5 miles de

pesos, el 3.9%, integrados por 1,244,910.4 miles de pesos de compras de gas húmedo amargo y 252,004.1 miles de pesos, el 100.0%, de los gastos de operación y mantenimiento.

Antecedentes

En el Informe del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción del 8 de noviembre de 2006, se informó que el proceso de mantenimiento de la presión en el Campo Cantarell contribuyó con éxito al objetivo de maximizar la recuperación y extracción de la reserva de hidrocarburos del yacimiento. De acuerdo con esta práctica, el gas húmedo amargo¹ producido en las regiones marinas y que, a su vez, es entregado a Pemex Gas y Petroquímica Básica, actualmente Pemex Transformación Industrial, presentó un incremento gradual en el contenido de nitrógeno.

A fin de cumplir con las especificaciones de la norma NOM-001- SECRE-2003 (actualmente NOM-001-SECRE-2010), la calidad del gas natural² entregado a clientes debe contener un máximo del 6.0% de contenido de nitrógeno.

La norma, emitida por la Comisión Reguladora de Energía, establece las propiedades del gas natural que se inyecta en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, el cual deberá ser entregado por los suministradores a los permisionarios y usuarios, y cumplir con las especificaciones indicadas. En 2003, se autorizó la ejecución del proyecto “Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex”.

La norma NOM-001-SECRE-2010 se estableció para preservar la seguridad de las personas, el medio ambiente, así como las instalaciones de los permisionarios y los usuarios; además, en la disposición 5.3 “Gas natural fuera de especificaciones”, se incluyen sanciones en el caso de que no se elimine el nitrógeno, por lo que el gas residual del proceso en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, al no eliminarse el nitrógeno, se devuelve a Pemex Exploración y Producción, ya que no puede venderlo en esas condiciones.

En 2008, en el “Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex” se construyó la planta de eliminación de nitrógeno con dos trenes de procesamiento³, cuya capacidad mínima es de 315,000.0 miles de pies cúbicos diarios (mpcd), y una máxima de 630,000.0 mpcd cada uno, a fin de mantener, dentro del parámetro, el contenido de nitrógeno en el gas residual seco.

En el Anexo “Oportunidades de Negocio” de Pemex Exploración y Producción (PEP) del Plan de Negocios 2017-2021 de Petróleos Mexicanos (PEMEX), se incluyó el proyecto “Limpieza de gas húmedo amargo con alto porcentaje de nitrógeno” a realizarse en 2017 mediante el esquema de contrato de servicio. La Subdirección de Desarrollo de Negocios de Transformación Industrial, adscrita a la Dirección Corporativa de Alianzas y Nuevos Negocios de PEMEX, informó que el objeto del proyecto es “comercializar el gas húmedo amargo con

¹Gas húmedo amargo: Gas natural con hidrocarburos líquidos y contiene ácido sulfhídrico.

² Gas natural: El gas residual seco producto de las plantas criogénicas, del cual se requiere eliminar el nitrógeno excedente para cumplir con la norma oficial mexicana.

³ Tren de procesamiento: el que incluye los procesos de acondicionamiento del gas, enfriamiento y separación. Cada uno de los trenes cuenta con intercambiadores de placas y sección de cajas frías, entendiéndose como cajas frías, equipos en donde se encuentran confinadas las columnas de separación, recipientes, intercambiadores y/o tuberías.

alto contenido de nitrógeno maximizando el valor para PEMEX, aprovechando el gas de casquete⁴ de las áreas de producción de Aguas Someras en el sureste”.

Por su parte, la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de PEP informó que en 2017 no se ejecutó el proyecto “Limpieza de gas húmedo amargo con alto porcentaje de nitrógeno”, por lo cual se verificaron los procesos de recuperación y acondicionamiento del gas húmedo amargo, consistentes en la eliminación de los componentes derivados del azufre (ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros) mediante los procesos de endulzamiento, la recuperación de licuables (etano, propano, butano, entre otros) y la eliminación de nitrógeno, los cuales se realizan en el “Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex” de Pemex Transformación Industrial.

Resultados

1. Producción de Gas Húmedo Amargo

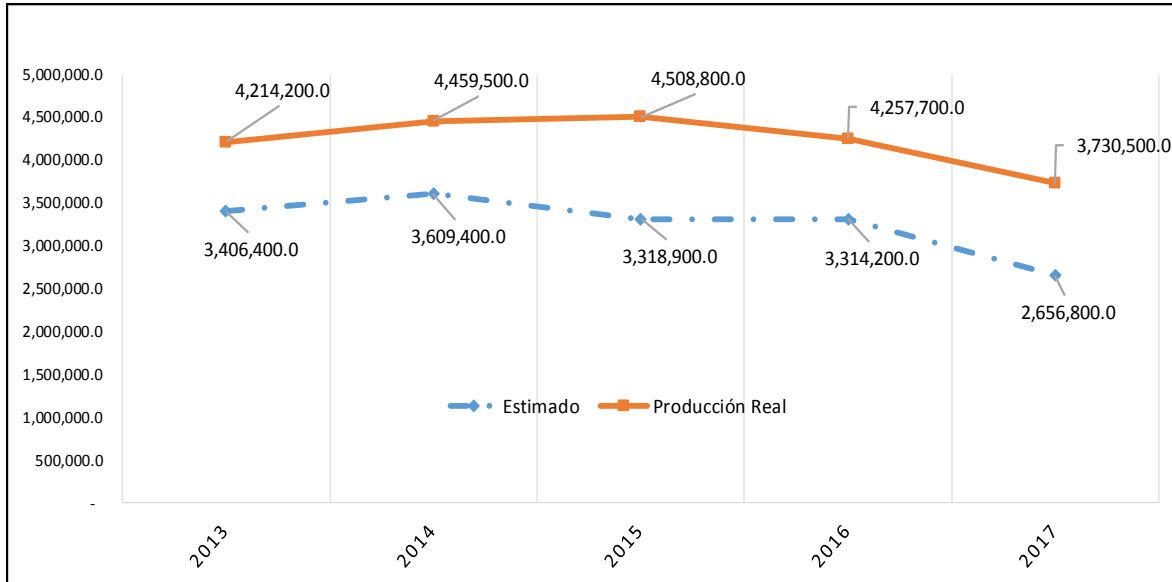
En 2017, Pemex Exploración y Producción (PEP) reportó 3,730,500.0 miles de pies cúbicos diarios (mpcd) de producción de gas húmedo amargo en el ámbito nacional lo que, comparado con los 2,656,800.0 mpcd estimados por PEP, representa un aumento de 1,073,700.0 mpcd, el 40.4%.

De 2013 a 2017, la producción promedio del gas húmedo amargo en todo el país totalizó 4,234,140.0 mpcd, cifra superior en 29.8% a la producción estimada en el mismo periodo de 3,261,140.0 mpcd.

En 2013, la producción del gas húmedo amargo ascendió a 4,214,200.0 mpcd, y en 2015, a 4,508,800.0 mpcd, lo que representó un aumento del 7.0%. En 2017, se reportaron 3,730,500.0 mpcd, cantidad inferior en 17.3% respecto de la producción de 2015.

⁴ Gas de casquete: El gas que se acumula en las porciones superiores de un yacimiento donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a la presencia de gas libre. La energía proporcionada por la expansión del casquete de gas constituye el principal mecanismo de empuje para la recuperación de petróleo en dichas circunstancias.

COMPARATIVO DE PRODUCCIÓN REAL Y ESTIMADA DE
GAS HÚMEDO AMARGO, 2013-2017
(Miles de pies cúbicos por día)



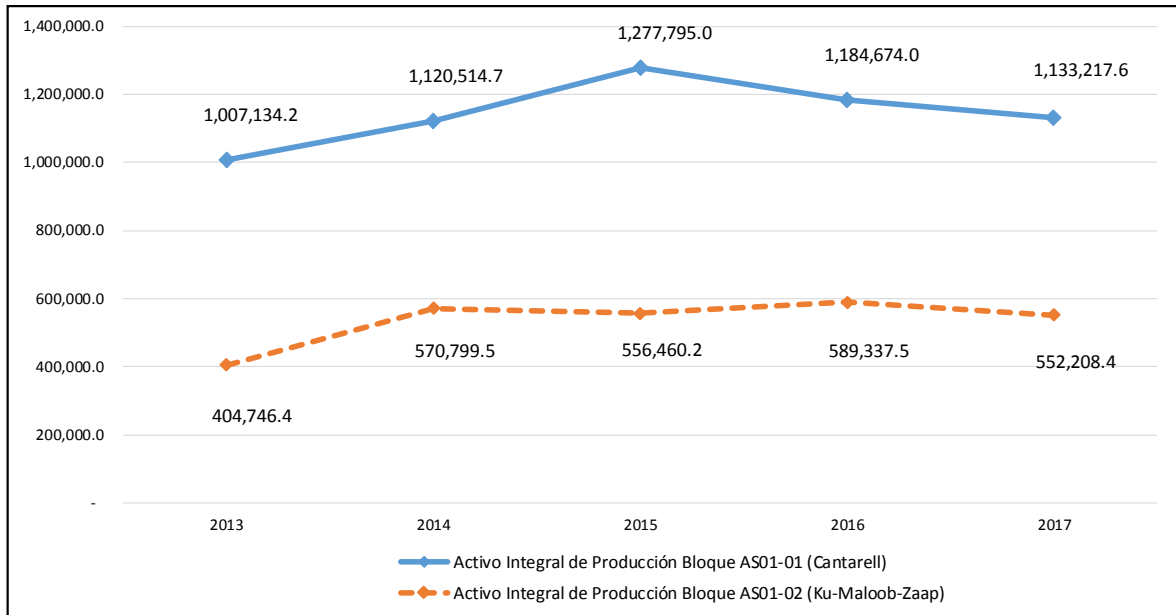
FUENTE: Coordinación de Integración de Programas Operativos de Exploración y Producción de PEP.

En 2017, la producción real de gas húmedo amargo superó la producción estimada, mientras que de 2015 a 2017 el volumen disminuyó en 778,300.0 mpcd, el 17.3%.

De acuerdo con la Región Marina Noreste, actualmente Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, en 2017 se produjeron 1,685,426.0 mpcd de gas húmedo amargo proveniente del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01 por 1,133,217.6 mpcd y del Activo Integral de Producción Bloque AS01-02 por 552,208.4 mpcd, conocidos anteriormente como Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, cifras que, comparadas con la producción nacional de 3,730,500.0 mpcd, representaron el 45.2%.

PRODUCCIÓN DE GAS HÚMEDO AMARGO DE LA SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN
BLOQUES AGUAS SOMERAS AS01, ANTES REGIÓN MARINA NORESTE, 2013-2017

(Miles de pies cúbicos diarios)



FUENTE: Base de datos institucional de Pemex.

NOTA: En 2017, la producción de los activos integrales de producción bloque AS01-01 y AS01-02, antes Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, totalizaron 1,685,426.0 mpcd.

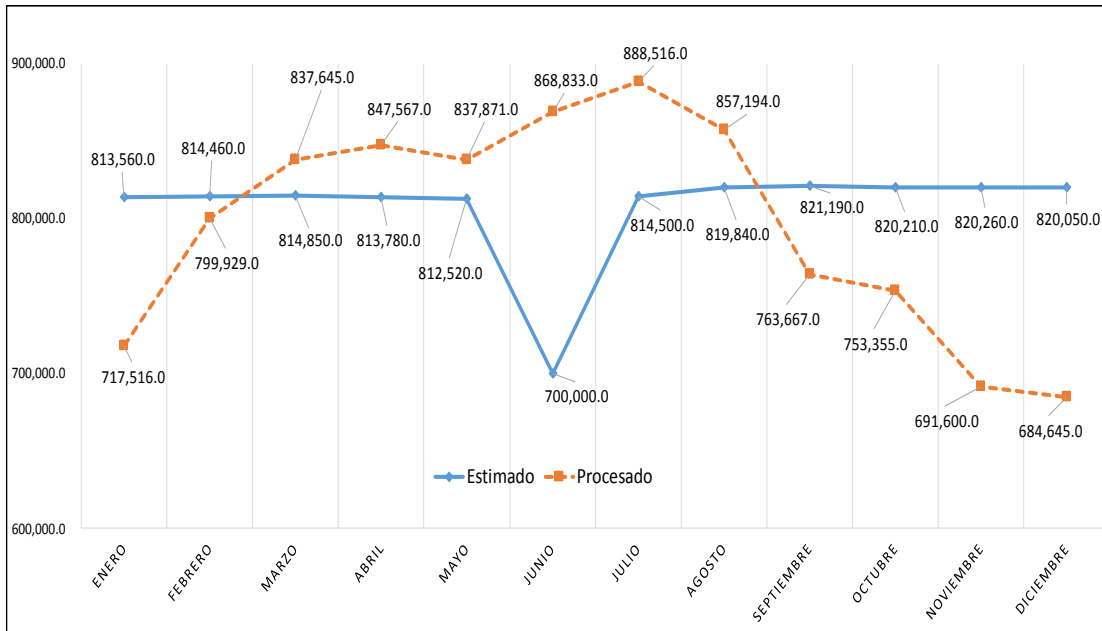
De 2013 a 2015, la producción del gas húmedo amargo en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, aumentó en 270,660.8 mpcd el 26.9% y de 2015 a 2017 disminuyó en 144,577.4 mpcd, el 11.3%. En el mismo periodo, la producción en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, aumentó en 151,713.8 mpcd, el 37.5%, y de 2015 a 2017 disminuyó en 4,251.8 mpcd, el 0.8%.

El gas húmedo amargo que produce PEP en los activos integrales de producción bloques AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, y AS02-03, antes Abkatun-Pol-Chuc, se envía al “Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex” (CPG Cd. Pemex) por medio de ductos para la separación de sus componentes y la eliminación de impurezas.

En 2017, el gas procesado y el estimado resultaron como sigue:

COMPARATIVO DE GAS HÚMEDO AMARGO PROCESADO EN EL COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CIUDAD PEMEX CON EL ESTIMADO, 2017

(Miles de pies cúbicos diarios)



FUENTE: Dirección General de Pemex Transformación Industrial.

En 2017, el CPG Cd. Pemex procesó, en promedio, un total 795,694.8 mpcd de gas húmedo amargo, cifra inferior en 11,406.9 mpcd, el 1.4%, respecto de los 807,101.7 mpcd estimados.

En conclusión, de 2013–2017 la producción promedio del gas húmedo amargo en el ámbito nacional totalizó 4,234,140.0 mpcd, superior en 29.8% de la producción estimada de 3,261,140.0 mpcd; mientras que de 2015 a 2017, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, disminuyó en 144,577.4 mpcd, y en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, en 4,251.8 mpcd.

Además, en 2017, el gas que se procesó en el CPG Cd. Pemex con un volumen promedio de 795,694.8 mpcd, proveniente de los activos integrales de producción bloques AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, y AS02-03, antes Abkatun-Pol-Chuc, fue inferior en 11,406.9 mpcd, el 1.4%, respecto de los 807,101.7 mpcd estimados.

2. Compras de Gas Húmedo Amargo de Pemex Transformación Industrial a Pemex Exploración y Producción

El 1 de enero de 2009, Pemex Exploración y Producción (PEP) suscribió un contrato de compra-venta de gas con Pemex Gas y Petroquímica Básica, actualmente Pemex Transformación Industrial (PTRI), para adquirir gas seco a ductos, gas húmedo amargo y gas dulce, el cual es administrado por PTRI, renovable por periodos de un año, vigente en 2017. En 2017, PTRI compró a PEP gas húmedo amargo por 2,708,229.1 miles de pies cúbicos diarios (mpcd), por 73,010,831.3 miles de pesos, monto que se incrementó a 73,997,219.6 miles de

pesos por ajustes en el precio por 986,388.3 miles de pesos. El gas se entregó en los puntos de venta siguientes:

VOLUMEN DE GAS HÚMEDO AMARGO COMPRADO POR
PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL A PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017

Punto de Venta	(Miles de pies cúbicos diarios)	(Miles de pesos)
Arenque Alta Presión	22,050.5	562,252.1
Complejo Procesador de Gas Cactus y Matapionche	1,167,658.0	31,734,296.4
Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex y Centro Distribución Gas Marino Ciudad Pemex	1,393,761.6	37,715,309.3
Olmos y Poza Rica	124,057.2	2,979,372.7
Refinería Madero	<u>701.8</u>	<u>19,600.8</u>
Total	2,708,229.1	73,010,831.3 ^{1/}

FUENTE: Subdirección de la Coordinación Operativa y Comercial de Pemex Exploración y Producción.

1/ No incluye ajustes en precio mediante notas de crédito y débito.

Se revisaron 62 facturas por 1,244,910.4 miles de pesos, correspondientes a 17,314,000.0 miles de pies cúbicos, equivalentes a 558,516.1 mpcd, del punto de venta “Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex” y el “Centro Distribución Gas Marino Ciudad Pemex”, de diciembre de 2017, por ser el mes en que reinició operaciones la Planta de Eliminación de Nitrógeno.

Se consultó el Sistema de Aplicaciones y Productos (SAP) y se comprobó que PEP registró las ventas del gas húmedo amargo a PTRI de conformidad con el Catálogo de Cuentas, el Instructivo de Manejo de Cuentas, y la Guía Contabilizadora vigentes en 2017.

Se comprobó que los 558,516.1 mpcd de gas húmedo amargo entregado a PTRI superaron en 18,517.6 mpcd los 539,998.5 mpcd, programados en las nominaciones⁵, lo cual es permisible conforme al Anexo F “Procedimiento de Nominaciones” del contrato de compraventa de gas suscrito entre PEP y PTRI.

De acuerdo con los reportes de “Calidad de gas–diaria”, el contenido de nitrógeno en el gas húmedo amargo entregado a PTRI promedió 11.3%, dentro del parámetro del 12.0% establecido en el numeral 10 “Calidad del Gas” y del anexo B “Tipos de gas natural, calidad y características” del contrato de compra-venta referido.

En conclusión, las compras de gas húmedo amargo de PTRI a PEP se realizaron de acuerdo con los volúmenes programados en las nominaciones y con el contenido de nitrógeno establecido en el contrato de compraventa de gas celebrado entre PEP y PTRI; además, su registro se ajustó al Catálogo de Cuentas vigente en 2017.

3. Ventas de gas del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex

Pemex Transformación Industrial (PTRI) reportó ventas de gas natural por 27,342,910.1 miles de pesos, correspondientes a 413,398.8 miles de Gigajoules (GJ), de los cuales vendió a Pemex

⁵ Cantidad de gas requerida por el comprador al vendedor para una modalidad de entrega conforme al contrato.

Exploración y Producción (PEP) 218,458.2 miles de GJ, equivalentes a 10,291.5 miles de pies cúbicos diarios (mpcd), por 13,829,980.6 miles de pesos para bombeo neumático a la Región Marina Noreste, actualmente Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01.

De los 10,291.5 mpcd, se revisaron los 48 comprobantes de entrega recepción correspondientes a las ventas de gas natural para bombeo neumático a la Región Marina Noreste realizadas en 2017. Al respecto, se constató que en uno de los comprobantes revisados, el núm. PGPB-903-BN-07/17 del 15 de febrero de 2017, se reportaron -83.3 miles de GJ. En el transcurso de la auditoría PTRI rectificó y corrigió la cifra a 564.6 miles de GJ en el portal de Gas Natural; además, proporcionó el nuevo comprobante con los datos correctos y la documentación que acredita la corrección. No hubo afectación contable por este cambio.

De los 13,829,980.6 miles de pesos de venta de gas natural para bombeo neumático a la región marina, se revisaron 44 facturas por 1,822,171.8 miles de pesos, el 13.2%, cuyos montos fueron los más representativos. Se determinó que el volumen e importe consignados en 40 facturas coincidieron con los reportes de ventas y los comprobantes de entrega recepción de gas natural para bombeo neumático emitidos por PTRI. Las cuatro facturas restantes correspondieron a cancelaciones. Asimismo, los precios unitarios del gas, registrados en las 40 facturas, coincidieron con los precios diarios aplicables proporcionados por la Subdirección de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales de PTRI. También se comprobó que las ventas se registraron de acuerdo con el Catálogo de Cuentas, el Instructivo de Manejo de Cuentas y la Guía Contabilizadora, vigentes en 2017.

En conclusión, las ventas de 10,291.5 mpcd de gas natural para bombeo neumático a la región marina reportadas por PTRI coincidieron con las consignadas en los comprobantes de entrega recepción y las facturas respectivas por 1,822,171.8 miles de pesos, y no se determinaron inconsistencias en el volumen, precio, monto ni en el registro del ingreso.

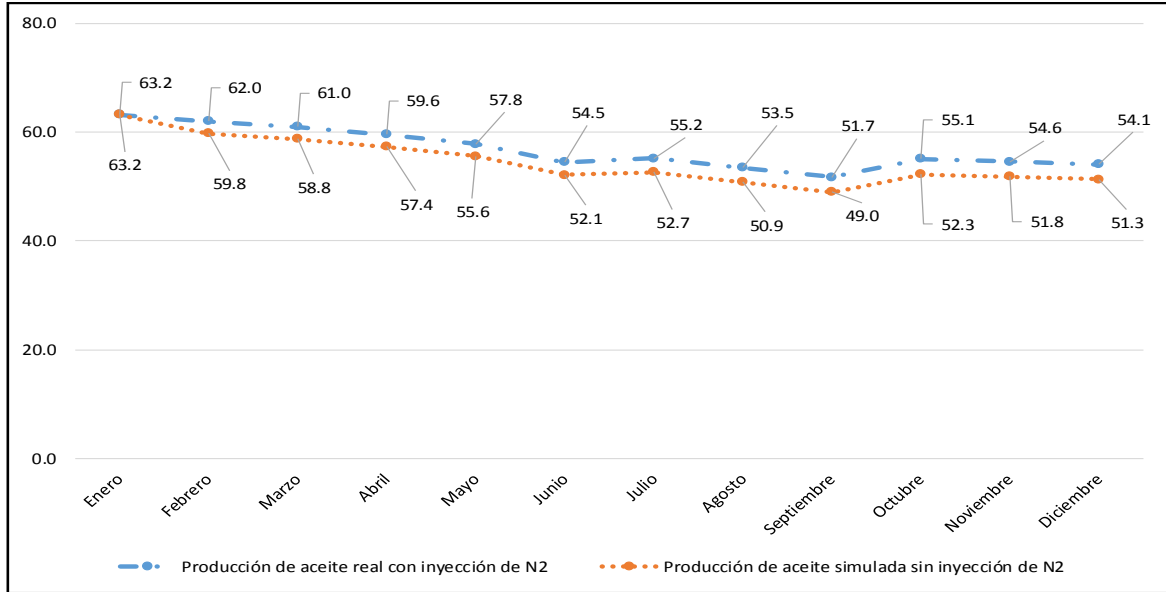
4. Inyección de nitrógeno en los campos de producción

Petróleos Mexicanos (PEMEX) elaboró el “Análisis económico-financiero 2017 de la Rentabilidad de la Inyección de Nitrógeno en la SPBAS01” (Región Marina Noreste), mediante el cual comprobó que el nitrógeno (N₂) sigue siendo la mejor opción para mantener la presión de los yacimientos de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

Pemex Exploración y Producción (PEP) formalizó dos contratos de suministro de N₂ con una empresa alemana fabricante de gases, cuyas instalaciones se encuentran en Atasta, Campeche. En el contrato núm. 4126048503, suscrito el 30 de noviembre de 2004, con vigencia al 27 de junio de 2027, se establece el suministro de 300,000.0 mpcd de N₂ con un costo de 0.3289 dólares por cada mil pies cúbicos, y en el contrato núm. 648815823, suscrito el 15 de diciembre de 2015, con vigencia al 27 de junio de 2027, en adición al contrato núm. 4126048503, el suministro de 1,200,000.0 mpcd de N₂ con un costo de 0.47 dólares por cada mil pies cúbicos, ambos para la producción de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

Para verificar el beneficio de la inyección de N₂ en los yacimientos, PEP realizó una simulación numérica del comportamiento de los yacimientos y comparó la producción real de 2017 con lo cual obtuvo los resultados siguientes:

SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL ACTIVO INTEGRAL
DE PRODUCCION BLOQUE AS01-01, ANTES CANTARELL, 2017
(Miles de barriles diarios)

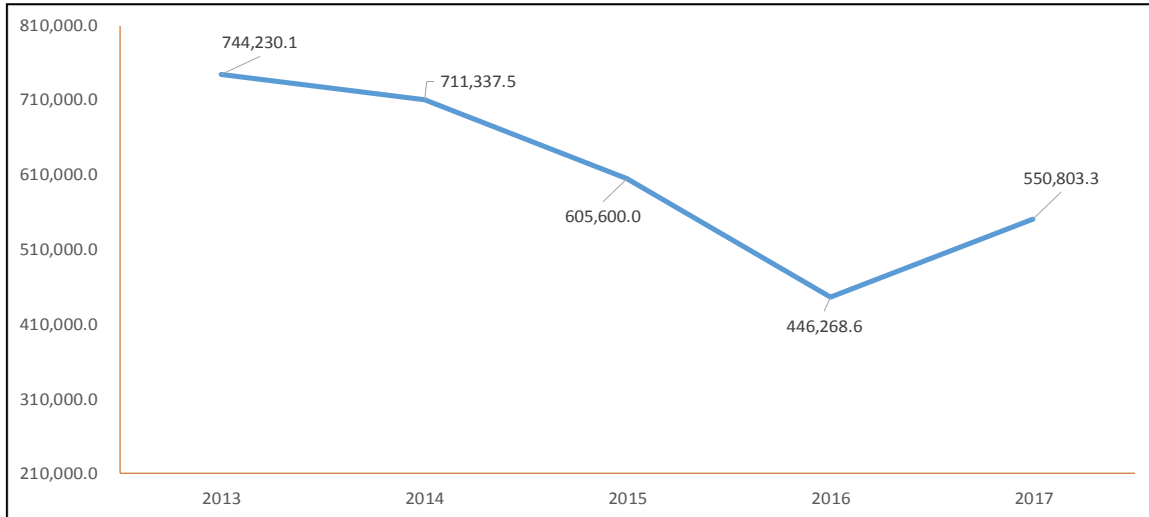


FUENTE: Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

En enero de 2017, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, se produjeron 63.2 miles de barriles diarios (mbd) de aceite y en diciembre de 2017, un total de 54.1 mbd, que significó una disminución en el año de 14.4%. Al no inyectar N2, en diciembre de 2017, hipotéticamente la producción disminuiría a 51.3 mbd, el 5.2%.

De 2013 a 2017, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, se inyectó N2 como se detalla a continuación:

INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL ACTIVO INTEGRAL DE
PRODUCCION BLOQUE AS01-01, ANTES CANTARELL, DE 2013 A 2017
(Miles de pies cúbicos diarios)

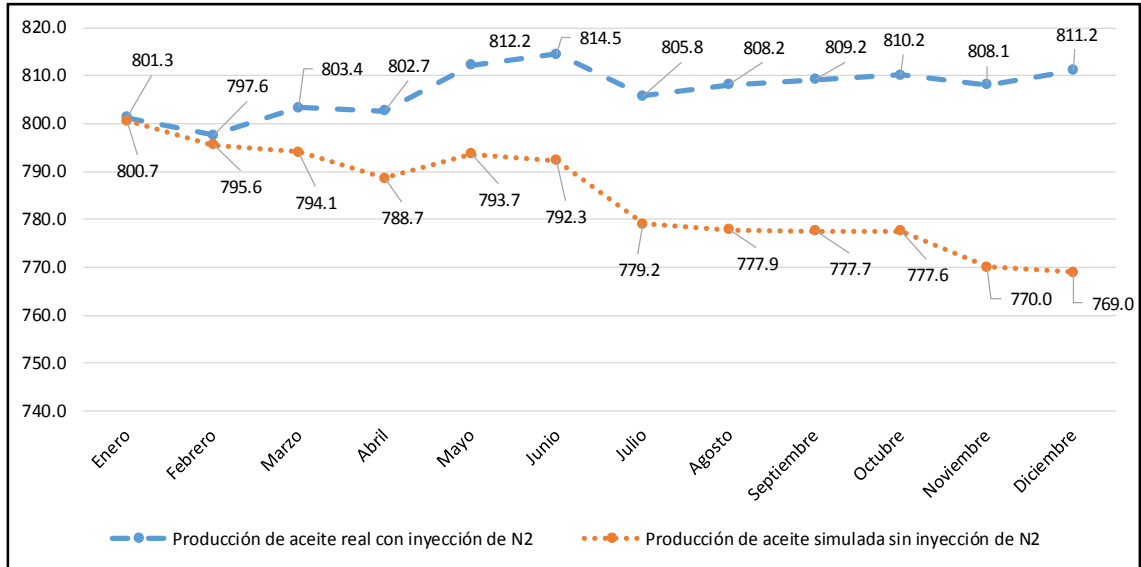


FUENTE: Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

El suministro de N₂ al Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, disminuyó de 744,230.1 mpcd en 2013, a 446,268.6 mpcd en 2016, el 40.1%, y aumentó a 550,803.3 mpcd en 2017, el 23.4% respecto del suministro en 2016 por 446,268.6 mpcd.

En cuanto a la simulación numérica del comportamiento de los yacimientos, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Activo Integral Ku-Maloob-Zaap, se obtuvo lo siguiente:

SIMULACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DEL ACTIVO INTEGRAL
DE PRODUCCION BLOQUE AS01-02, ANTES KU-MALOOB-ZAAP, 2017
(Miles de barriles diarios)

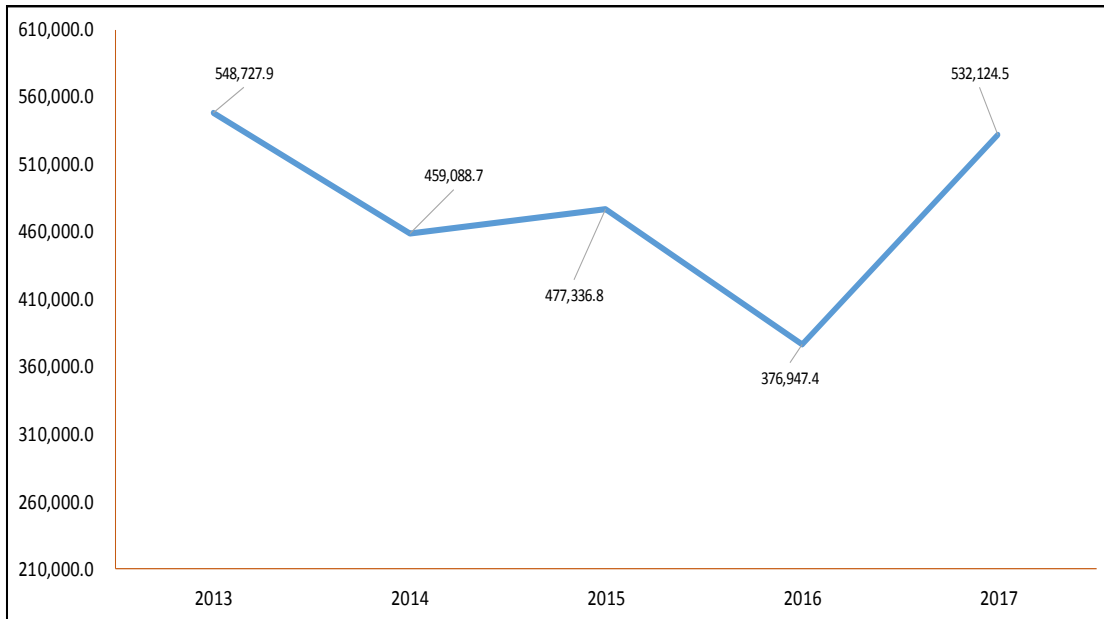


FUENTE: Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

En enero de 2017, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, se produjeron 801.3 mbd de aceite y en diciembre de 2017, por 811.2 mbd, lo que representó un aumento de 1.2%. Al no inyectar N2 en el bloque para diciembre de 2017, hipotéticamente la producción disminuiría a 769.0 mbd, el 5.2%.

De 2013 a 2017, en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, se inyectó N2, como se detalla a continuación:

INYECCIÓN DE NITRÓGENO AL ACTIVO INTEGRAL DE
 PRODUCCION BLOQUE AS01-02, ANTES KU-MALOOB-ZAAP, DE 2013 A 2017
 (Miles de pies cúbicos diarios)



FUENTE: Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

El suministro de N₂ al Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, disminuyó de 548,727.9 mpcd en 2013, a 376,947.4 mpcd en 2016, el 31.3%, y aumentó a 532,124.5 mpcd en 2017, el 41.2%, respecto del suministro en 2016 de 376,947.4 mpcd.

PEP informó que los aumentos en el suministro de N₂ a los activos Integrales de Producción Bloques AS01-01, antes Cantarell, y AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap ayudaron al mantenimiento de la presión en los yacimientos y la producción de aceite; sin embargo, el gas se contamina con el N₂.

Alternativas de sustitución del nitrógeno

De acuerdo con el artículo 3, inciso c, de la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, PEMEX debe utilizar la tecnología más adecuada para la exploración y extracción de hidrocarburos, en función de los resultados productivos y económicos.

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 se propuso reemplazar la caída de la producción en el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, estabilizar la producción e incrementar eventualmente la plataforma de manera rentable, segura y sustentable. Asimismo, se incluyó, entre otros proyectos, la limpieza del N₂ excedente en el gas húmedo amargo que se extrae de los yacimientos inyectados con ese elemento para aumentar la recuperación de los hidrocarburos, en particular del aceite.

En el proceso de recuperación por medio de la inyección de N₂, se identifican las tres etapas siguientes:

1. Recuperación primaria: el hidrocarburo es producido con la energía natural del yacimiento.
2. Recuperación secundaria: cuando la presión en el yacimiento disminuye al punto de que ésta no proporciona un empuje suficiente para mover a los fluidos hacia los pozos productores, otros fluidos, como agua o gas, pueden ser inyectados para aumentar la presión en el yacimiento
3. Recuperación terciaria: se ha referido a una tercera etapa de producción, donde se pueden aplicar gases de forma miscible/productos químicos/energía térmica para desplazar aceite adicional, una vez que la recuperación secundaria llega a su límite económico. Se podría definir como cualquier proceso de recuperación aplicado después de la recuperación secundaria.

En el Informe anual de 2017, PEMEX informó que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, antes Cantarell, está en la fase de recuperación secundaria y mejorada, tiene un tipo de crudo pesado, al igual que el Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, antes Ku-Maloob-Zaap, por lo cual PEMEX tiene dos contratos para el suministro de N₂ (gas miscible⁶), para el mantenimiento de la presión de los yacimientos.

La industria petrolera cuenta con diferentes tecnologías para la extracción de hidrocarburos pesados, las cuales se mencionan a continuación:

- Fracturación hidráulica: la roca es fracturada mediante la inyección de fluidos a altas presiones, con el fin de aumentar el flujo de petróleo o gas natural al pozo por medio de las fracturas generadas en el entorno de formación que lo rodea.
- Combustión en sitio: es un método de recuperación para yacimientos de crudos pesados y extrapesados, se basa en la combustión en sitio, generando calor, lo que reduce la viscosidad del crudo mejorando su movilidad y al mismo tiempo, se craquean los componentes de alto peso molecular e inmóviles para generar productos móviles, menos densos y de menor viscosidad.
- Inundación de vapor: es una técnica de recuperación mejorada de crudo pesado, consiste en inyectar vapor a través del pozo, lo cual da como resultado una zona de aceite móvil que permite la producción de crudo junto con agua caliente resultante de la condensación del vapor inyectado.

Como resultado de la reunión de resultados finales y observaciones preliminares, con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0681/2018 del 3 de septiembre de 2018, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó nota informativa mediante la cual, personal del Activo Integral de Producción Bloque AS01-01, adscrito a la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste, informó que “Para el caso de la Recuperación Secundaria (mantenimiento de presión), de acuerdo con estudios realizados sobre la conveniencia de la continuidad de la inyección de nitrógeno en los yacimientos de la Subdirección Producción Bloques Aguas Someras (SPBAS-01), o migrar hacia otro sistema, mediante el análisis técnico

⁶ Característica de una sustancia para mezclarse y formar una sola fase.

económico de alternativas sustitutas o complementarias al nitrógeno inyectado, como inyección de gas natural, dióxido de carbono y gas combustible, se determinó que la inyección del nitrógeno es la mejor opción para el mantenimiento de presión del yacimiento, destacando los siguientes resultados:

- El nitrógeno es el más disponible y universal de los gases más económicos, ya que se produce a partir de aire.
- En el nitrógeno, la separación del aire es inerte y, por lo tanto, no se requieren gastos adicionales para el control de la corrosión.
- Los principales factores que limitan la inyección de CO₂, son la disponibilidad y el costo para construir oleoductos para llevar el CO₂ en las regiones productoras de aceite.
- De acuerdo con los indicadores económicos, la opción más conveniente es el nitrógeno con menor costo anual equivalente.
- De acuerdo con la relación de la función de utilidad técnica (beneficios) y la función de utilidad económica (costos), la opción que presenta mayor beneficio en función de su costo es la de Nitrógeno seguido por el CO₂.

“Para el caso de la Recuperación Terciaria se explica a continuación por qué no aplicarían los procesos sugeridos:

- Fracturación hidráulica:

Este método no es aplicable en los yacimientos de los Activos Integrales de Producción Bloques AS01_01, antes Cantarell, y AS01_02, antes Ku-Maloob-Zaap, debido a que son yacimientos naturalmente fracturados, por lo que ya cuentan con un alto fracturamiento teniendo un mayor flujo de petróleo o gas logrando una mayor producción en comparación de yacimientos convencionales.

- Procesos térmicos (combustión en sitio e inundación de vapor):

En el periodo de 2008 a 2010 se realizaron pruebas experimentales de laboratorio, tales como, drene gravitacional con inyección de vapor, cinética de combustión y tubo de combustión. El personal de laboratorio concluyó que esta tecnología no ha sido validada como proceso exitoso al aplicarse en yacimientos fracturados de alta permeabilidad, debido a la dificultad que se tiene para controlar la temperatura y el frente de combustión; adicionalmente, estos procesos se han aplicado en yacimientos de arenas y, de acuerdo con lo reportado en la literatura son aplicados a yacimientos someros (500-1500 metros aproximadamente).”

Conviene mencionar que en el informe de la auditoría núm. 465-DE “Proyecto Integral Ku-Maloob-Zaap”, de la revisión de la Cuenta Pública 2016, se informó que el Activo Integral de Producción citado, actualmente Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, realizó diversas acciones para reducir costos y hacer más rentable el Proyecto KMZ, entre las que

destaca la implantación del sistema artificial de producción de bombeo electrocentrífugo (BEC)⁷ en pozos del activo para bajar los costos de producción.

En conclusión, de acuerdo con el “Análisis económico-financiero 2017 de la Rentabilidad de la Inyección de Nitrógeno en la SPBAS01”, elaborado en 2017 por PEMEX, se obtiene un beneficio al inyectar N₂ a los yacimientos, de acuerdo con la simulación realizada en la extracción del aceite; sin embargo, el gas se contamina con el N₂. En el caso de la Recuperación Secundaria (mantenimiento de presión), PEMEX realizó estudios sobre la conveniencia de la continuidad de la inyección de N₂ en los yacimientos, o migrar hacia otro sistema, mediante el análisis técnico económico de alternativas sustitutas o complementarias al N₂ inyectado, como inyección de gas natural, dióxido de carbono y gas combustible, y determinó que la inyección del N₂ es la mejor opción para el mantenimiento de presión del yacimiento.

5. Limpieza de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex

El “Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex” (CPG Cd. Pemex) se ubica en el municipio de Macuspana, en la zona sureste del estado de Tabasco, en donde se procesa gas húmedo amargo e hidrocarburos condensados amargos producido en los campos de Ku-Maloob-Zaap, actualmente Activo Integral de Producción Bloque AS01-02, del cual se obtiene gas dulce, gas ácido, gas amargo y condensados estabilizados (enviados a los complejos procesadores de gas Cactus y Nuevo Pemex); azufre (se envía a la Terminal Marítima de Pajaritos), así como condensados amargos, agua amarga, etano y licuables (enviados a los CPG Nuevo Pemex, Cactus y Coatzacoalcos). El Activo Integral de Producción Aguas Someras AS01-01, antes Cantarell, en 2017, no envió gas húmedo amargo al CPG Ciudad Pemex, ya que en ese activo el gas que se extrae, se procesa y se reinyecta a los mismos yacimientos debido al alto contenido de nitrógeno, con el fin de mantener la presión en la producción de hidrocarburos.

El CPG Ciudad Pemex cuenta con dos plantas endulzadoras y estabilizadoras de hidrocarburos condensados, dos plantas endulzadoras de gas y recuperadoras de azufre; dos plantas recuperadoras de licuables (criogénicas), y una planta de eliminación de nitrógeno (NRU)⁸, propiedad de Pemex Exploración y Producción (PEP), la cual se integra de dos trenes de procesamiento que tienen una capacidad de procesamiento de 315,000.0 miles de pies cúbicos diarios (mpcd) de gas natural seco cada uno, tres compresores de gas de proceso y una torre de enfriamiento que opera con personal de Pemex Transformación Industrial (PTRI), para lo cual se firmó el convenio de colaboración núm. COM-PEP-PGPB-01-2006, en el que se establecen las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno.

⁷ Método de levantamiento artificial consistente en una bomba electrocentrífuga de múltiples etapas accionada por un motor eléctrico, la cual se encuentra sumergida a cierta profundidad en la tubería de producción del pozo.

⁸ NRU: Nitrogen Rejection Unit

TRENES DE PROCESAMIENTO DE GAS 1 Y 2 INSTALADOS EN LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO DEL COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CIUDAD PEMEX, 2017



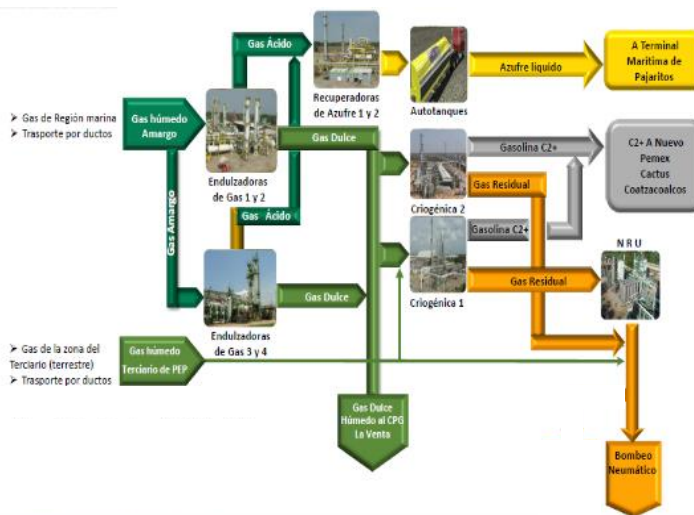
FUENTE: Visita de inspección.

Una vez que el gas húmedo amargo pasa por los procesos de endulzamiento y recuperación de licuables, se separa el gas natural que contiene N₂, el cual es enviado a la NRU.

La función principal de la NRU es separar el nitrógeno excedente del gas natural producido en las plantas recuperadoras de licuables del CPG Cd. Pemex, y cumplir con la especificación del contenido de N₂ establecida en la Norma Oficial Mexicana de Calidad de Gas Natural núm. NOM-001-SECRE-2010. Este gas se envía a la Región Marina Noreste, ahora Producción Bloques Aguas Someras AS01, y se utiliza para el bombeo neumático con el fin de extraer el crudo.

El proceso por el cual se reduce el contenido de N₂ en el gas natural es de tipo criogénico; se enfría el gas, principalmente metano, hasta licuarlo, y de esta forma se separa el nitrógeno que permanece en fase gas, para lo cual se alcanzan temperaturas de hasta -185°C en la sección más fría de la planta.

PROCESOS REALIZADOS EN EL COMPLEJO PROCESADOR DE GAS CIUDAD PEMEX



FUENTE: Diagrama de flujo de procesos. Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex.

La NRU presentó un paro en el “Tren 1” el 4 de enero del 2015 que, de acuerdo con la Superintendencia de Producción del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, se debió a la presencia de gas metano en la línea de venteo de nitrógeno a la atmósfera y al daño significativo en sus corrientes internas que impedía la reparación de los tres núcleos de la NRU que conforman el intercambiador dañado, por lo cual PEP mediante un diagnóstico, determinó los daños de la planta por 13,438.3 miles de pesos.

El 21 de octubre de 2015, PEP formalizó una orden de compra con la empresa fabricante de las refacciones (núcleos) por 5,000.0 miles de dólares, y el 11 de enero del 2016, el fabricante entregó los núcleos al CPG Cd. Pemex. El 14 de febrero de 2018, la compañía aseguradora cubrió la cobertura del daño físico mediante dos transferencias bancarias a la cuenta de PEP por 4,432.2 miles de dólares, y 51,256.1 miles de pesos. Se aplicó un deducible por 1,000.0 miles de dólares, previsto en la póliza del seguro.

PTRI proporcionó evidencia fotográfica de la instalación de los núcleos y una “constancia de aceptación de servicios” del 23 de febrero de 2018, en la cual se mencionó que el equipo quedaba disponible para pruebas, actividades complementarias y posterior puesta en operación. En la visita realizada por la Auditoría Superior de la Federación a la NRU el 27 de marzo de 2018, se informó que el “Tren 1” no estaba en operación; por lo cual, del 4 de enero de 2015 al 27 de marzo de 2018, transcurrieron 1,178 días y el “Tren 1” seguía sin iniciar operaciones.

El “Tren 2” quedó fuera de operación el 13 de septiembre de 2016, debido a la detección de un flujo excesivo en el barrido de nitrógeno de la caja fría, con altos valores de explosividad, por lo cual se realizaron tareas de reparación del 20 de febrero al 26 de junio de 2017, y el 12 de diciembre de ese año reinició operaciones, por lo que dejó de operar 454 días.

PTRI aclaró que las fallas en los trenes 1 y 2 de la NRU, que originaron su salida de operación, no se debieron a deficiencias en los manuales de operación, ni a la asignación de responsables para realizar trámites e instalar refacciones, sino a casos fortuitos, cuya ocurrencia no se pudo prever mediante mantenimientos preventivos o predictivos.

Además, las fallas presentadas en los trenes involucran líneas y equipos en operación que están dentro de una caja cerrada (caja fría), sin posibilidad de ingreso para la detección de daños; los equipos corresponden a líneas y recipientes sujetos a presión, cuyas pruebas para detectar su integridad mecánica tienen que llevarse a cabo en promedio, cada 10 años posteriores a la puesta en operación de los equipos, por lo que las pruebas de integridad mecánica de éstos deberían realizarse hasta el 2018, con base en los procedimientos nacionales y códigos internacionales.

En cuanto al tiempo de reparación de los trenes 1 y 2 para restituir su operación, PTRI señaló que no fue responsabilidad del CPG Ciudad Pemex, ya que la causa principal fue la falta de asignación presupuestal a PEP para contratar los servicios de mantenimiento, además del tiempo que se tardan los procesos de contratación y ejecución de los mismos.

Asimismo, PTRI informó que el presupuesto para el mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno se solicita en forma anual a PEP mediante los anteproyectos de inversión de la planta. El presupuesto autorizado por PEP para atender los requerimientos de

la NRU no fue suficiente, por lo que se solicitó el presupuesto faltante, a fin de proporcionar el mantenimiento requerido para la operación segura y confiable de la planta.

PTRI acreditó que durante ese periodo realizó acciones para poner en marcha el “Tren 1”, consistentes en la ejecución de los trabajos de inspección, pruebas y diagnóstico de fallas en los equipos internos de la caja fría; la adquisición del componente del intercambiador de calor de placas y aletas de tres núcleos de la unidad de rechazo de nitrógeno; el retiro de componentes dañados e instalación de componentes nuevos del intercambiador de calor, así como arreglos de elementos mecánicos y las líneas de proceso en el interior de la caja fría. Las acciones se iniciaron el 17 de febrero de 2015, y concluirán el 30 de noviembre de 2018.

PTRI proporcionó los requerimientos de presupuesto para las actividades de rehabilitación de la planta, que se enviaron al CPG Cd. Pemex, a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Marina Noreste, actualmente Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01; también proporcionó las respuestas de PEP con las que se autorizaron los recursos para contratar los trabajos de rehabilitación, inspección e instalación de los componentes y equipos internos de la caja fría 1-CFR-201, así como los contratos suscritos por PEP con empresas especializadas para la reparación y suministro de refacciones, partes y componentes de la NRU.

Además, PTRI acreditó que durante el periodo en que dejó de operar el “Tren 2”, realizó trabajos para detectar y reparar la fuga en la caja fría, así como labores de mantenimiento del Sistema de Control Distribuido y del Sistema Instrumentado de Seguridad de la NRU, ejecutadas a partir del 14 de septiembre de 2016 al 12 de diciembre de 2017, lo que se comprobó con los oficios de respuesta de PEP, en los que informó que podía disponer del presupuesto asignado para atender la rehabilitación del Tren 2, bajo el amparo de los contratos específicos solicitados por PTRI y gestionados por PEP.

Los contratos y fechas de su ejecución para la rehabilitación de los trenes 1 y 2, se detallan a continuación:

CONTRATOS ESPECÍFICOS PARA LA REHABILITACIÓN DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO, 2015-2018

Instalación	Contrato	Ejecución
Tren 1	Inspección, pruebas y diagnóstico de fallas en los equipos internos de la Caja Fría 1-CFR201 de la Planta de Eliminación de Nitrógeno ubicada en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	17-feb al 2-abril-15
Tren 1	Adquisición de Componente de Intercambio de Calor de Placas y Aletas de Tres Núcleos de la Unidad de Rechazo de Nitrógeno NRU 1 Marca Chart, instalado en la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	21-oct al 31-dic-15
Tren 2	Detección de fuga en la caja fría 2-CFR-201 (primera etapa), de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU) del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	08-may al 02-jul-17
Tren 2	Reparación de fuga en la caja fría 2-CFR-201 (segunda etapa), de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU) del Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex	22-jun al 29-sep-17
Tren 1	Retiro de componentes dañados e instalación de componentes nuevos de intercambio de calor 1-CH-201-1/2/3 de la caja fría 1-CFR-201 (primera etapa)	14-ago-17 al 23-ene-18
Tren 1	Arreglos de elementos mecánicos y líneas de proceso en el interior de la caja fría 1-CFR-201	23-jul al 30-nov-2018

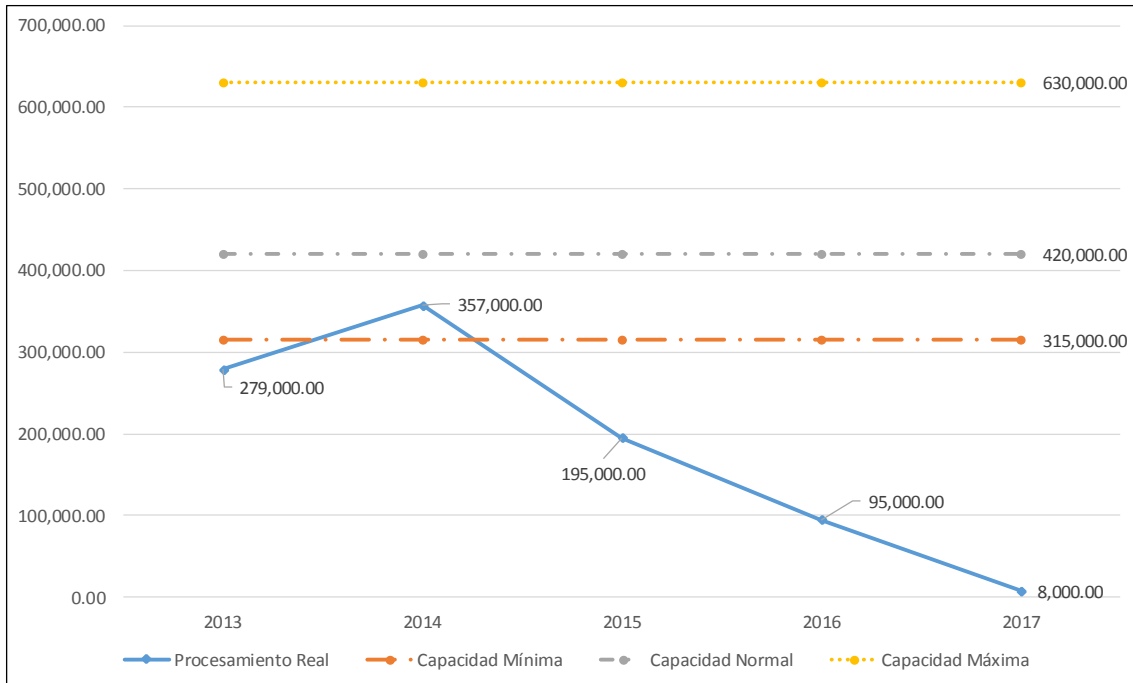
FUENTE: Información proporcionada por Pemex Transformación Industrial.

Debido a que la NRU no operó del 1 de enero al 11 de diciembre de 2017, por fallas en los dos trenes, el CPG Cd. Pemex dejó de eliminar el N₂ del gas natural, el cual se vendió a PEP con un contenido de N₂ de 9.7% en promedio; dicho gas fue utilizado por PEP para bombeo neumático en la inyección a los yacimientos, y como combustible en los equipos de compresión.

De acuerdo con las Bases de Usuario, documento anexo al Convenio de Colaboración, la NRU tiene una capacidad instalada para producir gas natural con un contenido máximo de N₂ de 1.2%, siempre y cuando las concentraciones en su alimentación se encuentren entre el 5.5% y un máximo de 19.1% de contenido de N₂; durante el tiempo en que operó la NRU del 12 al 31 de diciembre de 2017, el contenido de N₂ en el gas natural que ingresó a la planta fue del 13.8%, y el gas producido se mantuvo entre 8.3% y 11.0%, fuera del rango del 6.0% de N₂ máximo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Calidad de Gas Natural núm. NOM-001-SECRE-2010.

La NRU tiene una capacidad instalada de procesamiento de gas que se determina en mínima/normal/máxima de 315,000/420,000/630,000 mpcd; a partir de 2015, presentó una disminución en el volumen de gas procesado, como se detalla a continuación:

PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO
 PROMEDIO ANUAL DE PROCESAMIENTO DE GAS 2013-2017
 (Miles de pies cúbicos diarios)



FUENTE: Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex y Convenio de Colaboración que establece las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno.

En conclusión:

- El “Tren 1” de la NRU dejó de operar el 4 de enero de 2015 y al 27 de marzo de 2018 continuaba fuera de operación, no obstante que al 23 de febrero de 2018, PTRI ya contaba con los equipos instalados, por lo que transcurrieron 1,178 días sin iniciar operaciones. El “Tren 2” dejó de operar 454 días del 13 de septiembre de 2016 al 11 de diciembre de 2017 y reinició su funcionamiento el 12 de diciembre de 2017.

PTRI aclaró que las fallas en los trenes 1 y 2 de la NRU, que originaron su salida de operación, se debieron a casos fortuitos, cuya ocurrencia no se pudo prever mediante mantenimientos preventivos o predictivos; referente al tiempo de reparación de los trenes 1 y 2 para restituir su operación, la causa principal fue la falta de asignación presupuestal a PEP para contratar los servicios de mantenimiento, además del tiempo que se tardan los procesos de contratación y ejecución.

Mediante los contratos y las fechas de ejecución PTRI acreditó las gestiones administrativas ante PEP de las actividades de rehabilitación, a fin de poner en marcha los trenes 1 y 2, por medio de contratos y fechas de ejecución de trabajos de inspección, pruebas y diagnóstico para detectar fallas y reparar la fuga en los equipos internos de la caja fría; la adquisición, el retiro de los componentes dañados y la instalación de componentes nuevos, y arreglos de elementos mecánicos y líneas de

proceso, así como el mantenimiento del Sistema de Control Distribuido y el Sistema Instrumentado de Seguridad de la NRU. PTRI también acreditó la solicitud de recursos y las gestiones de PEP para su autorización, con el fin de atender la rehabilitación de los trenes.

- La NRU no operó del 1 de enero al 11 de diciembre de 2017, por lo cual dejó de eliminar el N₂. PTRI vendió el gas natural a PEP con un contenido de nitrógeno de 9.7% en promedio, dicho gas fue utilizado por PEP para bombeo neumático en la inyección a los yacimientos y como combustible en los equipos de compresión. El alto contenido de N₂ causaba que salieran de operación los equipos.
- La NRU tiene una capacidad instalada para producir gas natural, con un contenido máximo de N₂ de 1.2%, siempre y cuando las concentraciones en su alimentación se encuentren entre el 5.5%, y un máximo de 19.1% de contenido de N₂; sin embargo, durante el tiempo en que operó la NRU del 12 al 31 de diciembre de 2017, el contenido de N₂ en el gas natural que ingresó a la planta fue del 13.8%, pero el gas producido se mantuvo entre 8.3% y 11.0%, fuera del rango del 6.0% de nitrógeno máximo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Calidad de Gas Natural núm. NOM-001-SECRE-2010.
- El volumen de gas procesado disminuyó en la NRU, a un promedio de 357,000.0 mpcd en 2014; 195,000.0 mpcd en 2015; 95,000.0 mpcd en 2016, y 8,000.0 mpcd en 2017.

2017-6-90T9M-15-0482-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Pemex Exploración y Producción, revise los procesos, actividades administrativas y plazos establecidos en el caso de presentarse fallas en el funcionamiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno, a fin de disminuir los tiempos de reparación de los equipos para cumplir en tiempo con los términos y obligaciones del convenio de colaboración suscrito.

6. Gastos de operación de la planta de eliminación de nitrógeno (NRU)

El 5 de marzo de 2007, Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), actualmente Pemex Transformación Industrial (PTRI), y Pemex Exploración y Producción (PEP) firmaron un “Convenio de Colaboración que establece las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU), PEP-PGPB”, el cual concluirá cuando las partes interesadas así lo convinieran por escrito.

En 2017, Pemex Exploración y Producción gastó 252,004.1 miles de pesos para la operación, mantenimiento y rehabilitación de la planta de eliminación de nitrógeno (NRU), como se detalla a continuación:

GASTOS PARA LA OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y REHABILITACIÓN
DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO, 2017
(Miles de pesos)

Concepto del Gasto	Parcial	Monto
Operación y mantenimiento		74,737.0
Servicios personales	28,164.0	
Servicios generales y materiales	34,713.0	
Otros egresos propios de reembolso	3.4	
Servicios corporativos	205.0	
Órdenes de mantenimiento	<u>11,651.6</u>	
Rehabilitación		177,267.1
Contrato núm. 640406805	88,985.1	
Detección de fuga en la caja fría 2-CFR-20; reparación de fuga en la caja fría 2-CFR-201; (primera etapa) y retiro de componentes dañados e instalación de componentes nuevos de intercambio de calor 1-CH-201-1/2/3 de la caja fría 1-CFR-201.		
Contrato núm. 6480270008	14,617.5	
Suministro de refacciones, partes y componentes para el Sistema de Control Distribuido y del Sistema Instrumentado de Seguridad de la planta de eliminación de nitrógeno, incluye instalación.		
Pedido abierto núm. 4180968001	<u>73,661.6</u>	
Suministro de refacciones, componentes, rehabilitación y soporte técnico para la turbo maquinaria en las instalaciones de PEP.		
Total		<u>252,004.1</u>

FUENTE: Comprobantes de entrega recepción de servicios, así como facturas y documentación proporcionados por el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos y la Dirección Corporativa de Finanzas.

La cláusula cuarta, numeral 5, del convenio citado establece el plazo en que PTRI debe presentar a PEP las estimaciones de los trabajos, servicios y demás actividades ejecutadas en el mes inmediato anterior para su revisión y aprobación; una vez aprobada la estimación, se le remitirá por escrito a PTRI, a fin de que se emita la factura respectiva a más tardar dentro de los dos días hábiles siguientes a la fecha de recepción de la estimación aprobada por PEP. Asimismo, en la cláusula quinta, incisos A y B, se establecen las obligaciones de PEP y PTRI. Al respecto, la Subdirección de Producción del “Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex” proporcionó los comprobantes de entrega recepción de los servicios (estimaciones) efectuados de noviembre y diciembre de 2016, y de enero a octubre de 2017, donde se identificaron gastos por 74,737.0 miles de pesos.

Se revisaron los 74,737.0 miles de pesos, el 100% de los gastos de la operación y mantenimiento de la NRU, correspondientes a 12 facturas mensuales elaboradas por PTRI, de las cuales 8 por 41,249.9 miles de pesos, correspondientes al periodo febrero-septiembre de 2017, se emitieron el 28 de noviembre de 2017, con atrasos de 28 a 172 días. PTRI informó que el atraso se debió a que PEP no le remitió la aprobación de los comprobantes de entrega recepción de servicios por los cambios del personal responsable de recibirlos y validarlos, así como por la falta de presupuesto para cubrir los gastos. No obstante, en el convenio de colaboración no se establece un plazo para que PEP remita por escrito a PTRI la aprobación de los comprobantes de entrega recepción de los servicios para la facturación.

PTRI registró los 74,737.0 miles de pesos de los gastos de la NRU en las cuentas previstas en la Guía Contabilizadora y el Catálogo de Cuentas vigentes en 2017.

Respecto de los 177,267.1 miles de pesos, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos de PTRI informó que en 2017, las gerencias de Contrataciones para Producción, de Planeación, Evaluación y Consolidación de Contrataciones, adscritas a la Coordinación de Procura y Abastecimiento para Exploración y Producción de PEP, formalizaron dos contratos de adquisición de bienes y servicios, así como un pedido abierto, para rehabilitar los trenes 1 y 2 de la NRU.

También se verificó el 100% de los gastos de rehabilitación de la planta NRU del ejercicio de 2017, para lo cual se revisaron las facturas, los registros, los pedidos, los comprobantes de aceptación del servicio y entrega de refacciones, partes y componentes que emitió PEP que sustentan los 177,267.1 miles de pesos, sin que se determinaran inconsistencias. De esta última cantidad, PEP pagó 116,791.6 miles de pesos en 2017; el pago de la diferencia por 60,475.5 miles de pesos, se realizó en 2018, y se registró en las cuentas establecidas en la Guía Contabilizadora y el Catálogo de Cuentas vigentes en 2017.

En conclusión, se constató que de 12 facturas mensuales de gastos de operación y mantenimiento de la NRU, elaboradas por PTRI por 74,737.0 miles de pesos, 8 facturas por 41,249.9 miles de pesos, correspondientes al periodo febrero-septiembre de 2017, se emitieron el 28 de noviembre de ese año, con atrasos de 28 a 172 días, debido a que PEP no le remitió la aprobación de los comprobantes de entrega recepción de servicios. El “Convenio de Colaboración que establece las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU), PEP-PGPB” no prevé un plazo para que PEP remita por escrito a PTRI la aprobación de los comprobantes de entrega recepción de servicios para la facturación.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0788/2018 del 21 de septiembre de 2018, la Auditoría Interna de PEMEX proporcionó nota informativa de la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de PEP, donde comunicó que en la próxima modificación del “Convenio de Colaboración que establece las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU), PEP-PGPB”, PEP solicitará que se modifique la cláusula cuarta, numeral 5, para que incluya un plazo de cinco días hábiles a fin de que PEP apruebe los comprobantes de entrega recepción de servicios, en el entendido que si no lo hace, cumplido el plazo de cinco días hábiles, PTRI deberá emitir y entregar a PEP la factura respectiva dentro de los dos días hábiles siguientes. PEP proporcionó la propuesta de modificación del convenio, y comunicó que fue conciliada y aceptada por personal de PTRI.

Con la información y documentación proporcionada por la Coordinación de Atención y Mejora de la Dirección General de PEP, se atiende lo observado.

7. Calibración y mantenimiento de equipos de medición

El Centro de Distribución de Gas Marino (CDGM Cd. Pemex) perteneciente a Pemex Logística (PLOG) es responsable de transportar y realizar la medición del volumen:

- a) Del gas húmedo amargo vendido por Pemex Exploración y Producción (PEP) a Pemex Transformación Industrial (PTRI) y entregarlo al Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex (CPG Cd. Pemex).

- b) Del gas natural para bombeo neumático vendido por PTRI a PEP y entregado a la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01, antes Región Marina Noreste.

Se verificó que los equipos de medición de gas húmedo amargo y de gas natural entregado se calibraron y recibieron mantenimiento, como sigue:

- a) Calibración de los equipos de medición del gas húmedo amargo.

PLOG proporcionó el "Censo de Instrumentos de Patín de Medición de Gas Amargo del CDGM a CPG Cd. Pemex", vigente en 2017, en el cual se incluyeron los equipos siguientes:

- Patín de medición núm. PA-101, con cinco trenes⁹ núms. P-101, P-102, P-103, P-104 y P-105.
- Cinco transmisores indicadores de presión diferencial¹⁰ con identificadores núms. PDIT-101, PDIT-102, PDIT-103, PDIT-104 y PDIT-109.
- Cinco transmisores indicadores de presión¹¹ con identificadores núms. PIT-101, PIT-102, PIT-103, PIT-104 y PIT-109.
- Cinco transmisores indicadores de temperatura¹² con identificadores núms. TIT-101, TIT-102, TIT-103, TIT-104 y TIT-109.

Se comprobó que el tren núm. P-102 del patín de medición no tenía válvulas, y el tren núm. P-105 no estaba instalado, lo cual se acreditó con los reportes de medición del patín de gas amargo del CDGM Cd. Pemex.

De los cinco transmisores indicadores de presión diferencial, se proporcionaron cuatro reportes de calibración de los identificadores núms. PDIT-101, PDIT-102, PDIT-103 y PDIT-104, realizados el 13 y 15 de diciembre de 2017 pero no se proporcionaron los certificados de calibración emitidos por un laboratorio acreditado de los identificadores núms. PDIT-101, PDIT-102, PDIT-103 y PDIT-109.

Del transmisor con identificador núm. PDIT-104, se proporcionó el certificado de calibración núm. FSPR-CCPT-14498/17 del 25 de noviembre de 2017; sin embargo, el número de serie del transmisor consignado en el certificado correspondió al PDIT-109.

De los cinco transmisores indicadores de presión, cuatro con identificadores núms. PIT-101, PIT-102, PIT-103 y PIT-104, se proporcionaron los reportes de calibración del 15, 16 y 18 de diciembre de 2017, pero no los certificados de calibración.

De los cinco transmisores indicadores de temperatura, en dos con identificadores núms. TIT-101 y TIT-103, no se proporcionaron los certificados de calibración.

En el programa de calibración de los equipos de medición se estableció el inicio de su ejecución y término en junio y octubre de 2017. Conforme a las fechas de los reportes y de los certificados de calibración, existen atrasos de entre dos a seis meses.

⁹ Tren: Conjunto de instrumentos de medición y otros equipos ensamblados para ejecutar mediciones específicas, y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicios.

¹⁰ Transmisor de presión diferencial: Dispositivo básico para medir flujo, nivel y detección de fugas.

¹¹ Transmisor de presión: Equipo de medición que transforma la presión de la línea de aire comprimido en un valor eléctrico.

¹² Transmisor de temperatura: Instrumento de instalación que puede procesar la señal de sensores de temperatura e indicarlo en pantalla.

- Mantenimiento de equipos de gas húmedo amargo.

El CDGM Cd. Pemex programó el mantenimiento de los equipos de medición de junio a octubre de 2017; mientras que las cartas de mantenimiento indican que se realizó en diciembre de 2017, por lo que presentaron atrasos de uno a seis meses.

El número del transmisor indicador de presión con identificador núm. PIT-102, incluido en el programa de mantenimiento, no coincidió con el número de serie del equipo indicado en el reporte de mantenimiento.

b) Calibración de los equipos de medición del gas natural.

En la cláusula tercera, párrafo cuarto, del contrato núm. PTRI-GCI-GN-284-2017 suscrito el 19 de junio de 2017 por PTRI y PEP se establece que “Todo sistema de medición deberá estar calibrado y contar con el certificado vigente emitido por un laboratorio acreditado ante la Entidad Mexicana de Acreditación u otra entidad que señale la autoridad competente”.

Se comprobó que el CDGM Cd. Pemex cuenta con los equipos de medición de gas natural siguientes:

- Medidor de gas de placa de orificio con identificador núm. FE-502.
- Transmisor de presión diferencial de flujo de gas natural para bombeo neumático modelo 0205P2BA1N00, con núm. de serie 0286474 e identificador núm. FT-502.
- Transmisor de temperatura, modelo 3144P, con núm. de serie 1716582 e identificador núm. TIT 502.

Se constató que estos datos coincidieron con el núm. del identificador del censo de los equipos de medición instalados.

El CDGM Cd. Pemex de PLOG proporcionó las actas de calibración de medidores de balance del 27 de julio de 2017, del transmisor de presión diferencial de flujo de gas natural para bombeo neumático y del transmisor de temperatura, pero no entregó los certificados de calibración vigentes en ese año, emitidos por un laboratorio acreditado.

El número de identificador del transmisor de temperatura (TIT-502), incluido en censo de los equipos de medición y verificado en la visita de inspección, no se correspondió con el identificador núm. TT-502 consignado en el acta de calibración de medidores de balance.

Se comprobó que el CDGM Cd. Pemex programó la calibración de los equipos de medición para junio de 2017, la cual se realizó el 27 de julio de 2017, un mes después de lo programado, de acuerdo con el “acta de calibración de medidores de balance”.

- Mantenimiento.

El CDGM Cd. Pemex proporcionó dos cartas de mantenimiento de los equipos de medición con identificadores núms. FT-502 y TT-502, del 26 de julio de 2017, como evidencia de que se realizó esa actividad en 2017, pero no proporcionó un programa de mantenimiento de los equipos de medición del gas natural. Aunque se realizaron acciones de mantenimiento, la entidad careció de un programa de mantenimiento específico.

En conclusión:

a) Equipos de medición de gas húmedo amargo.

De cuatro transmisores indicadores de presión diferencial con identificadores núms. PDIT-101, PDIT-102, PDIT-103 y PDIT-109, PLOG proporcionó los reportes de calibración, pero no entregó los certificados de calibración emitidos por un laboratorio acreditado; sólo contó con el del PDIT-104, pero los datos del transmisor incluidos corresponden al PDIT-109.

De cuatro transmisores indicadores de presión con identificadores núms. PIT-101, PIT-102, PIT-103 y PIT-104, se proporcionaron cuatro reportes de calibración, pero no los certificados de calibración.

De dos transmisores de temperatura con identificadores núms. TIT-101 y TIT-103, no se proporcionaron los certificados de calibración.

El número de identificador del transmisor indicador de presión (PIT-102), incluido en el programa de mantenimiento, no coincidió con el número de serie del equipo consignado en el reporte de mantenimiento.

El CDGM Cd. Pemex calibró y dio mantenimiento a los equipos de medición con atrasos de dos a seis meses respecto de lo programado.

b) Equipos de medición de gas natural

El CDGM Cd. Pemex de PLOG proporcionó el “acta de calibración de medidores de balance” del 27 de julio de 2017, del transmisor de presión diferencial de flujo de gas natural para bombeo neumático y del transmisor de temperatura; sin embargo, no contó con los certificados de calibración emitidos por laboratorio acreditado.

El número de identificador del transmisor de temperatura (TIT-502), incluido en censo de los equipos de medición y verificado en la visita de inspección, no coincidió con el identificador núm. TT-502 consignado en el “acta de calibración de medidores de balance” del 27 de julio de 2017.

El CDGM Cd. Pemex programó la calibración de los equipos de medición para junio 2017, pero se realizó el 27 de julio de ese año, un mes después de lo programado.

El CDGM Cd. Pemex carece de un programa de mantenimiento de los equipos de medición del gas natural.

La Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de PLOG en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/0673/2018 del 31 de agosto de 2018 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0780/2018 del 20 de septiembre de 2018, informó lo siguiente:

- El 1 de noviembre de 2016, se firmaron las Actas de Transferencia del Sistema Terrestre Aceite y Gas Sur (fase III) de PEP a PLOG. En esta fase se transfirió el Sistema al Centro de Distribución Gas Marino Cd. Pemex, encargado de transportar y realizar la medición de gas; en agosto de 2017 se inició la migración de recursos y, por cuestiones presupuestales, no le fue posible programar la calibración de los equipos de medición. Se informó que en 2016, a PEP se le asignó un presupuesto de 10,596,000.0 miles de pesos, de los cuales 2,375,000.0 miles de pesos fueron para operación, y 8,221,000.0

miles de pesos para inversión. En 2017, a PLOG se le otorgaron 855,000.0 miles de pesos, pero sólo para inversión, lo que le impidió programar la calibración de los equipos debido a que la prioridad era la continuidad operativa y la seguridad de las instalaciones.

La Subdirección elaboró y proporcionó el programa de calibración que se realizará en junio de 2019 a los equipos de medición utilizados para cuantificar los volúmenes de gas húmedo amargo y natural que recibe y entrega el CPG Cd. Pemex, el cual se efectuará mediante una tercería acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación y estará sujeto a la asignación presupuestal.

- Sobre el número de identificador de los equipos de medición de gas que coincida con la información de los reportes y de los certificados, la Subdirección elaboró y proporcionó un programa para revisar y actualizar los censos de los sistemas de medición de gas húmedo amargo y de gas natural que realizará el CDGM Cd. Pemex en octubre de 2018.
- Se elaboró y proporcionó el programa de mantenimiento anual a los equipos de medición de gas húmedo amargo y de gas natural del periodo 2019-2022. La Subdirección aclaró que con motivo de las inspecciones visuales que realiza en forma periódica a los sistemas de medición y con base en la experiencia, mediante el mantenimiento detectivo concluyó que los elementos que componen el sistema de medición estaban en condiciones óptimas, por lo que se extendió su periodo de mantenimiento, sin exceder el límite del año calendario.

Por tanto, en el transcurso de la auditoría y por intervención de la Auditoría Superior de la Federación, de acuerdo con la información y documentación proporcionada por la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de PLOG para implementar el programa de calibración que se realizará en junio de 2019, se atiende lo observado.

8. Registro y presentación en la Cuenta Pública

En el Estado Analítico de Ingresos de la Cuenta Pública 2017, Pemex Transformación industrial (PTRI) reportó 521,393,142.8 miles de pesos de ingresos totales, integrados por 522,495,518.1 miles de pesos de las ventas de bienes y servicios y -1,102.375.3 miles de pesos de ingresos por financiamientos.

Los 522,495,518.1 miles de pesos incluyen 512,973,939.7 miles de pesos de la venta de bienes y servicios netos, como sigue:

VENTA DE BIENES Y SERVICIOS NETOS DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, 2017

(Miles de pesos)		
Concepto	Parcial	Importe
Ventas a terceros	856,438,363.4	
Ventas interorganismos	98,527,214.8	
Servicios a terceros	<u>4,725,280.9</u>	
Ventas interiores		959,690,859.1
Ventas exteriores		<u>44,623,480.8</u>
Subtotal		1,004,314,339.9
Más:		
Impuestos cobrados		426,073,467.9
Menos:		
Impuestos pagados	406,049,656.7	
Importación de productos	<u>511,364,211.4</u>	
Subtotal		<u>917,413,868.1</u>
Venta de bienes y servicios		512,973,939.7

FUENTE: Papeles de trabajo de la integración de la venta bienes y servicios proporcionados por PTRI.

Las ventas interorganismos por 98,527,214.8 miles de pesos, incluyeron 13,829,980.6 miles de pesos de las ventas del gas natural procesado por el CPG Cd. Pemex durante el ejercicio 2017.

Respecto de los egresos, en la clasificación funcional programática del Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos de la Cuenta Pública 2017, PTRI reportó 500,374,393.3 miles de pesos de gastos totales, que incluyeron 417,997,846.3 miles de pesos de operaciones interorganismos, de los cuales 37,715,309.3 miles de pesos correspondieron a las compras de gas húmedo amargo del Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex, y del Centro de Distribución de Gas Marino Ciudad Pemex.

En conclusión, las compras de gas húmedo amargo y las ventas de gas natural para bombeo neumático de PTRI, se presentaron en los estados analíticos de ingresos y del ejercicio del presupuesto de egresos en la clasificación funcional programática de la Cuenta Pública 2017, de conformidad con los Lineamientos Específicos para la Integración de la Cuenta Pública 2017, emitidos por la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la Subsecretaría de Egresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y con el artículo 52 de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 3 observaciones, las cuales 2 fueron solventadas por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La 1 restante generó: 1 Recomendación.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 16 de octubre de 2018, 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 para comprobar el ejercicio de los

recursos en el proceso de recuperación y acondicionamiento, su registro y presentación en la Cuenta Pública de conformidad con las disposiciones normativas, 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 (PTRI), Pemex Exploración y Producción (PEP) y Petróleos Mexicanos (PEMEX) cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- La planta de eliminación de nitrógeno (NRU) del “Complejo Procesador de Gas Ciudad PEMEX” cuenta con dos trenes de procesamiento para su operación: el “Tren 1” dejó de operar durante 1,178 días, y el “Tren 2”, 454 días, por lo cual dejó de eliminar el N₂; en consecuencia PTRI vendió el gas natural a PEP con un contenido de N₂ de 9.7% en promedio. La NRU tiene una capacidad instalada para producir gas natural con un contenido máximo de N₂ de 1.2%, cuando las concentraciones en su alimentación se encuentren entre el 5.5% y un máximo de 19.1% de contenido de N₂; durante el tiempo en que operó la NRU del 12 al 31 de diciembre de 2017, el contenido de N₂, en el gas natural que ingresó a la planta, fue del 13.8%, y el gas producido se mantuvo entre 8.3% y 11.0%, fuera del rango del 6.0% de N₂ máximo establecido en la Norma Oficial Mexicana de Calidad de Gas Natural núm. NOM-001-SECRE-2010.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

C.P. Jesús Caloca Moreno

Lic. Rubén Medina Estrada

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. Verificar que la producción de gas húmedo amargo cumplió las metas programadas.
2. Verificar que las compras de gas húmedo amargo de Pemex Transformación Industrial a Pemex Exploración y Producción cumplieron los términos y las condiciones establecidos en los contratos.

3. Verificar que las ventas a Pemex Exploración y Producción de gas procesado en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex cumplieron los términos y las condiciones previstos en los contratos.
4. Revisar los beneficios de la inyección de nitrógeno a los pozos de hidrocarburos mediante las pruebas efectuadas por Pemex Exploración y Producción.
5. Verificar que la limpieza del gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno, en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, cumplió con la normativa.
6. Verificar que los gastos de operación de la planta de eliminación de nitrógeno se aplicaron y registraron de acuerdo con el contrato respectivo.
7. Comprobar que los equipos de medición de gas fueron calibrados y se les dio el mantenimiento correspondiente.
8. Verificar que el registro y presentación en la Cuenta Pública se realizó de conformidad con la normativa.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Proceso de Gas y Petroquímicos, así como de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales, adscritos a Pemex Transformación Industrial; la Subdirección de Tratamiento y Logística Primaria de Pemex Logística; la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial de Pemex Exploración y Producción; las gerencias de Finanzas, Procesos Industriales y Logística, así como de Operación y Control Financiero para Empresas Productivas Subsidiarias de la Dirección Corporativa de Finanzas; la Subdirección de Desarrollo de Negocios de Transformación Industrial, de la Dirección Corporativa de Alianzas y Nuevos Negocios de Petróleos Mexicanos.

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: Cláusulas 2 y 5 del Convenio de Colaboración que establece las Bases para llevar a cabo la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno (NRU), PEP-PGPB, con número COM-PEP-PGPB-01-2006.

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.