

**Pemex Exploración y Producción****Inyección de Nitrógeno a Yacimientos y sus Repercusiones en el Aprovechamiento de Gas**

Auditoría De Cumplimiento: 2019-6-90T9G-19-0398-2020

398-DE

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera de las erogaciones realizadas por la inyección de nitrógeno a yacimientos y por la operación y mantenimiento de la planta y eliminación de nitrógeno, para verificar que los procesos de adquisición, contratación, recepción de servicios y bienes, así como su pago y registro presupuestal y contable se realizó conforme a las disposiciones normativas; asimismo, determinar si con la inyección de nitrógeno se obtuvieron mayores beneficios en los yacimientos de crudo, a fin de generar mayores ingresos; y que se hayan implementado las acciones para limpiar el alto contenido de nitrógeno en el gas.

**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***

	<b>EGRESOS</b>
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	4,062,612.5
Muestra Auditada	4,062,612.5
Representatividad de la Muestra	100.0%

Se determinó revisar del Capítulo 6000 “Inversión Pública”, de la subcuenta 62301 “Construcción de obras para el abastecimiento de agua, petróleo, gas, electricidad y telecomunicaciones”, dos contratos plurianuales por 3,898,705.2 miles de pesos, para el suministro de nitrógeno en los Activos de Producción de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap y seis contratos por 163,907.3 miles de pesos, para la reparación, operación y mantenimiento de la Planta Eliminadora de Nitrógeno (Nitrogen Rejection Unit - NRU), como se muestra a continuación:

SUMINISTRO DE NITRÓGENO, ASÍ COMO REPARACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO  
DE LA PLANTA NRU  
(Miles de pesos)

Núm. Contrato	Periodo	Universo	Muestra	%
Suministro de Nitrógeno a Yacimientos		<u>3,898,705.2</u>	<u>3,898,705.2</u>	
412604853	28/06/2007 al 27/06/2027	631,246.1	631,246.1	
648815823	13/04/2016 al 27/06/2027	3,267,459.1	3,267,459.1	
Reparación y mantenimiento de la NRU		<u>163,907.3</u>	<u>163,907.3</u>	
4180988A07	07/08/2018 al 31/12/2022	22,739.6	22,739.6	
4180988B07		82,571.1	82,571.1	
4180988A21	01/04/2019 al 31/12/2019	11,197.4	11,197.4	
6404068050	15/07/2016 al 24/01/2018	5,288.5	5,288.5	
6480286000	16/02/2018 al 31/12/2019	6,010.4	6,010.4	
6488168030	29/08/2016 al 30/06/2019	<u>36,100.3</u>	<u>36,100.3</u>	
Total		4,062,612.5	4,062,612.5	100.0

FUENTE: "BASE\_CALIFICADA\_Ejercicio\_ene\_dic\_2019\_CTAPUB\_(20feb2020)", Balanza Comprobación, Auxiliar contable.

Adicionalmente, se identificaron 80,254.9 miles de pesos por gastos de operación y mantenimiento de la Planta NRU en 2019, reportados en la Balanza de Comprobación de Pemex Transformación Industrial (PTRI).

### **Antecedentes**

Para el programa de mantenimiento de presión de los campos Ku, Maloob, Zaap y Akal (Cantarell), PEP tiene formalizado desde 2004, el contrato número 412604853 para el suministro de nitrógeno de 300.0 Millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) y en 2015 incorporó un contrato con número 648815823 por un volumen de 1,200.0 MMpcd, con vigencia a 2027.

De conformidad con el Informe Ejecutivo del Director General de PEP de 2019, se indicó que Ku-Maloob-Zaap fue el activo con mayor producción de líquidos en todo el país, ya que aportó una producción total de 842.7 Miles de barriles diarios (Mbd); y Cantarell, aportó 159.3 Mbd, de la producción nacional de 1,683.8 Mbd.

En el Informe Anual 2019 de PEMEX se señaló que la producción de gas natural registró una disminución de 4.0%, con respecto a 2018, principalmente por el incremento en el contenido de nitrógeno, la declinación natural de los campos y los menores beneficios por intervenciones y terminación de pozos.

Respecto del nitrógeno, en 2019 el volumen extraído, por 1,126.0 MMpcd, representó un aumento del 17.2%, con referencia al 2018 (961.0 MMpcd).

Los recursos objeto de revisión en esta auditoría se encuentran reportados en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del Ejercicio 2019, en el Tomo VIII "Empresas Productivas del Estado", T9G "Pemex Exploración y Producción", Programas Presupuestarios en Clasificación Económica, K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos", Capítulo 6000 "Inversión Pública", subcuenta 62301 "Construcción de obras para el abastecimiento de agua, petróleo, gas, electricidad y telecomunicaciones".

## **Resultados**

### **1. ESTATUTOS ORGÁNICOS, MANUALES DE ORGANIZACIÓN Y DE PROCEDIMIENTOS**

Se constató que la estructura orgánica básica, objetivos, facultades y funciones de las áreas que integran PEP, PTRI y PEMEX, estuvieron previstos en sus Estatutos Orgánicos, vigentes en 2019, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF), así como en el "Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias" (MOEB), estructurado hasta el nivel de gerencia.

Se comprobó que con los Manuales de Organización (MO) de las subdirecciones de PEP, PTRI, y PEMEX se delimitaron las funciones y responsabilidades de los servidores públicos que conforman la microestructura de las áreas.

Sin embargo, los MO de Tesorería, de Presupuesto y Contabilidad, y de Coordinación Financiera adscritas a PEMEX no se encuentran alineados a su Estatuto Orgánico y al MOEB vigentes en 2019.

Se constató que PEP, PTRI y PEMEX, para las operaciones relacionadas con el objetivo de la auditoría, contaron con normativa interna publicada en el Sistema de Control Normativo de PEMEX, autorizada y vigente en 2019, así como con normativa externa, la cual se publicó en el DOF.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, la Dirección Corporativa de Finanzas de PEMEX, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación instruyó las acciones de control interno necesarias consistentes en la elaboración de los manuales de las subdirecciones de Presupuesto y Contabilidad con clave MO-2001-31000-00, Tesorería con clave MO-2001-32000-00 y de Coordinación Financiera con clave MO-2001-34000-00, los cuales se encuentran autorizados, registrados, publicados en el Sistema de Control Normativo

de PEMEX, y alineados a su Estatuto Orgánico y al MOEB, por lo que se solventa la observación.

## **2. PROCESOS DE ADJUDICACIÓN Y CONTRATACIÓN DEL SUMINISTRO DE NITRÓGENO**

Para disminuir la caída de presión de sus yacimientos y mejorar la productividad de sus pozos, PEP celebró el 24 de octubre de 1997, el contrato PEP-S-IT-112/97, para el suministro de 1,200.0 MMpcd de nitrógeno por el periodo del 13 de abril de 2001 al 12 de abril de 2016, el cual derivó de un proceso de licitación pública internacional y consideró la construcción y operación de una planta de nitrógeno de cuatro módulos con capacidad de suministro de 300.0 MMpcd cada uno.

El contrato número 412604853 por el periodo del 28 de junio de 2007 al 27 de junio de 2027, se realizó mediante la Adjudicación Directa número 1160324SND, con fallo del 18 de noviembre de 2004, para el servicio del suministro de 300.0 MMpcd con la implementación del quinto módulo a la planta del proveedor, para alcanzar el volumen de 1,500.0 MMpcd. Éste se llevó a cabo debido a que en 2003, para fines de mantenimiento de presión en los dos principales proyectos de explotación (Cantarell y Ku-Maloob-Zaap), PEP determinó la necesidad de incrementar el suministro de nitrógeno de 1,200.0 MMpcd a 1,500.0 MMpcd.

Posteriormente, para el contrato número 648815823 por el periodo del 13 de abril de 2016 al 27 de junio de 2027, se realizó la Adjudicación Directa número S881150161 para la continuidad de suministro de nitrógeno por 1,200.0 MMpcd, debido a que, en 2014, se actualizó el Análisis Técnico Económico por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), el cual corroboró al nitrógeno como mejor opción para continuar con la inyección a los yacimientos.

De los procesos de Adjudicaciones Directas números 1160324SND y S881150161 se constató que contaron con:

- Autorizaciones de las áreas de PEMEX y secretarías competentes.
- Bases de adjudicación, evaluación y revisión técnica y económica.
- Costo-Beneficio y las justificaciones de los servicios a contratar.

Con el análisis de los contratos números 412604853 y 648815823, formalizados entre PEP y el proveedor el 30 de noviembre de 2004 y 15 de diciembre de 2015, respectivamente, se constató que fueron conforme a la normativa vigente.

Se constató la existencia de cinco convenios modificatorios del contrato número 412604853, por modificaciones en las leyes fiscales; y para el 648815823 se tuvo un convenio, cuyo objeto fue adecuar las fórmulas de cálculo del “Cargo por Bono” y “Cargo por Penalización”, que surtieron efectos de manera retroactiva desde la fecha de inicio del contrato hasta su terminación.

### 3. SUMINISTRO DE NITRÓGENO DE LOS CONTRATOS 412604853 Y 648815823

Se constató que en el ejercicio 2019, la Gerencia de Coordinación Operativa de PEP, para los contratos números 412604853 y 648815823, emitió 26 oficios por las nominaciones anuales y mensuales de requerimiento de nitrógeno al proveedor por 1,500.0 MMpcd para los Activos de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, 1,200.0 MMpcd para el contrato 648815823 y 300.0 MMpcd para el contrato 412604853.

Con el análisis del "Anexo 3.1 Volúmenes de nitrógeno por pozo 2019" de los contratos 412604853 y 648815823 y los reportes emitidos por el sistema "FlowCal", en los que se registra el suministro de nitrógeno entregado a PEP mediante medidores, se observó que durante 2019 el proveedor suministró nitrógeno por un total de 350,123.3 Millones de pies cúbicos (MMpc); sin embargo, facturó un suministro por 525,124.0 MMpc, lo que generó un volumen no suministrado y facturado de 189,393.9 MMpc, del total devengado, como se detalla a continuación:

#### SUMINISTRO E INYECCIÓN DE NITRÓGENO DE LOS CONTRATOS 412604853 Y 648815823

(MMpc)

Mes de suministro de nitrógeno	Inyectado Total (A)	Facturado Total (B)	Diferencia (C=A-B)	Importe de lo pagado en 2019 (Miles de pesos)
Dic-18	<u>31,793.1</u>	<u>46,186.3</u>	<u>14,393.2</u>	<u>121,806.9</u>
Subtotal 2018	<u>31,793.1</u>	<u>46,186.3</u>	<u>14,393.2</u>	<u>121,806.9</u>
Ene-19	37,519.5	42,809.9	5,290.4	44,966.8
Feb-19	28,436.4	40,930.0	12,493.6	107,020.9
Mar-19	27,611.7	46,475.1	18,863.4	158,288.6
Abr-19	26,474.2	44,855.4	18,381.2	154,841.4
May-19	29,282.7	45,687.3	16,404.6	139,050.0
Jun-19	18,400.5	44,727.9	26,327.4	221,241.6
Jul-19	22,307.5	45,744.2	23,436.7	203,126.5
Ago-19	28,988.5	45,311.2	16,322.7	141,277.8
Sep-19	<u>34,478.8</u>	<u>44,446.3</u>	<u>9,967.5</u>	<u>85,704.6</u>
Subtotal 2019	<u>253,499.8</u>	<u>400,987.3</u>	<u>147,487.5</u>	<u>1,255,518.2</u>
Total Ejercido en 2019 Dev. en 2019 y 2020	<u>285,292.9</u>	<u>447,173.6</u>	<u>161,880.7</u>	<u>1,377,325.1</u>
Oct-19	27,264.1	45,727.7	18,463.6	157,244.3
Nov-19	<u>38,315.1</u>	<u>38,452.6</u>	<u>137.5</u>	<u>1,181.7</u>
Subtotal 2019	<u>65,579.2</u>	<u>84,180.3</u>	<u>18,601.1</u>	<u>158,426.0</u>
Dic-19	<u>31,044.3</u>	<u>39,956.4</u>	<u>8,912.1</u>	<u>74,062.6</u>
Subtotal 2020	<u>31,044.3</u>	<u>39,956.4</u>	<u>8,912.1</u>	<u>74,062.6</u> <sup>1</sup>
Total Dev. en 2019 y 2020	<u>96,623.5</u>	<u>124,136.7</u>	<u>27,513.2</u>	<u>232,488.6</u>
Total 2019	<u>350,123.3</u>	<u>525,124.0</u>	<u>175,000.7</u>	<u>1,488,006.8</u>
Total Ejercido (2019) y Devengado (2019 y 2020)	381,916.4	571,310.3	189,393.9	1,609,813.7

FUENTE: Reportes de FlowCal de las erogaciones realizadas con el suministro en el ejercicio 2019; Facturas y Estimaciones de los contratos número 412604853 y 648815823.

NOTA: <sup>1</sup>Se tomaron como fechas de aceptación de los servicios el 8 y 28 de enero de 2020, de acuerdo con la primera fecha establecida en las Codificaciones de Pagos y Descuentos (COPADEF).

De los 189,393.9 MMpc de nitrógeno no suministrado y facturado a PEP por el proveedor, mediante notas informativas del 11 y 12 de agosto y 5 de octubre 2020, PEP informó que corresponden al incumplimiento de suministrar gas en los términos de ambos contratos, debido a que tuvieron que implementar el “Plan de Contingencia Operativa para las Instalaciones Marinas de la Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01 por baja presión en la red de Bombeo Neumático” (Plan de Contingencia), para evitar o reducir las afectaciones a la continuidad operativa de las instalaciones marinas de la Subdirección de Producción Región Marina Noreste (SPRMNE) y la producción de hidrocarburos de los pozos.

Es importante señalar que, para que el proveedor cumpla con la obligación de entregar el nitrógeno a PEP, se estableció en los contratos que PEP debía suministrarle el gas (combustible) necesario para operar sus instalaciones. Al respecto, se constató que el proveedor entregó el “Programa Anual de Producción y Consumo Estimado de Gas Natural”, en el que indicó un consumo de gas total diario de diciembre de 2018 a diciembre de 2019, por un total de 43,674.5 MMpc, de los cuales con los "Comprobantes de entrega Recepción" por 32,079.3 MMpc, proporcionados por la SPRMNE de PEP, se observó una diferencia de gas no suministrado por parte de PEP de 11,595.2 MMpc.

Por lo anterior, se concluye que en 2019, PEP no suministró la totalidad de gas (combustible) requerido por el proveedor para operar sus instalaciones en los términos de ambos contratos, debido a que tuvo que implementar el Plan de Contingencia, lo que originó que el proveedor no suministrara el nitrógeno de 189,393.9 MMpc, equivalentes a 1,609,813.7 miles de pesos pagados por PEP en 2019 y 2020 conforme a lo convenido en el contrato, erogaciones que afectan el resultado de la operación sin generar un beneficio.

- Certificados de Calibración de los Medidores del Suministro de nitrógeno

Se constató que el proveedor proporcionó y operó seis medidores en 2019, de los cuales se verificaron sus pruebas de calibración.

- Calidad del nitrógeno suministrado

Se constató que la calidad del nitrógeno suministrado se correspondió con las condiciones contractuales.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, mediante oficios del 4 y 24 de noviembre, y 11 de diciembre de 2020, la Coordinación de Atención y Mejora remitió la Estrategia para abastecer gas a las instalaciones de la SPRMNE y del proveedor, la cual consistió en:

- A) Compensar el suministro de gas por medio de Akal-C8, de tal manera que disminuya sacar los equipos del proveedor para compensar el suministro de gas para Bombeo Neumático, por lo que se realizó la construcción de un gasoducto de Bombeo Neumático, lo que se acreditó con el acta de entrega-recepción SPEE/GSPIE/AERP/05/2019 del 17 de diciembre de 2019, y con las notas informativas

del 12 de octubre de 2019, en las cuales se indica la conclusión de la libranza de Akal-C8.

- B) El 22 de diciembre de 2019, la SPRMNE indicó que se restableció la operación del Tren 2 de la Planta NRU, por lo que de enero a mayo de 2020 procesó un promedio de 297.0 MMpcd, saliendo con un nivel de nitrógeno de 9.0 a 10.4% mol de acuerdo con el “Grafico del volumen manejado en la NRU,...”; así como, en febrero de 2020 con el “Certificado de inicio de la operación comercial” entró en operación el servicio de compresión en alta CA-Ku-A, y se incrementó el manejo de Gas Húmedo Amargo (GHA) con bajo contenido de nitrógeno.

Asimismo, como resultado de la implementación de la estrategia para abastecer gas, a septiembre de 2020, se indicó que se tiene una estabilidad en la red de Bombeo Neumático, ya que el nitrógeno no suministrado por el proveedor, pero reconocido por PEP, fue de 18,807.2 MMpc, lo que significó una disminución del 87.2% (128,680.2 MMpc) respecto del mismo periodo del 2019 (147,487.4 MMpc), por lo que se solventa la observación.

#### **4. CUMPLIMIENTO DE LOS CONTRATOS 412604853 Y 648815823**

Respecto del cumplimiento de las condiciones establecidas en los contratos número 412604853 y 648815823, por el suministro de nitrógeno en los Activos de Producción de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, se constató lo siguiente:

- Contó con garantías operativas; permisos ambientales ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; Programa Anual de mantenimiento y seguros vigentes en 2019.
- Respecto de las rehabilitaciones, el proveedor solicitó la reprogramación para realizarlas en marzo de 2020, como resultado de cambios estructurales en la empresa; no obstante, por la contingencia sanitaria, volvió a reprogramarlas con fecha tentativa para abril de 2021, a lo que PEP manifestó que "...se deslinda de cualquier evento que pueda ocurrir en la Planta de Generación de Nitrógeno como resultado del diferimiento de los trabajos de rehabilitación".
- En relación con el “Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente” (PACMA) del contrato 648815823, se constató que el proveedor ejecutó los proyectos de “Capacitación sobre equidad de género a 100 participantes”, y “Dotación de redes de pesca”, por 644.0 y 3,151.3 miles de pesos, respectivamente.

Sin embargo, de los proyectos "Dotación de refacciones para motores fuera de borda para embarcaciones pesqueras" y "Proyecto productivo de invernadero de germinado" por 13,500.0 y 1,500.0 miles de pesos, asignados en abril de 2019, la Gerencia de Responsabilidad Social (GRS), de PEMEX, señaló, con una nota informativa del 9 de septiembre de 2020, que aún no se inician.

Respecto del PACMA por 1,000.0 miles de dólares<sup>1</sup>, mediante una nota informativa del 30 de septiembre de 2020, emitida por la GRS de PEMEX, se informó que el área carece de dicho documento, toda vez que como lo indica la cláusula 29 del contrato, se le notifica a PEP.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, con oficio del 30 de octubre de 2020, la Subgerencia de Administración de las Cláusulas de Responsabilidad Social de PEMEX informó que acreditará el debido cumplimiento de los programas una vez que el proveedor los efectúe, por lo que la observación persiste.

Para el PACMA por 1,000.0 miles de dólares<sup>1</sup>, con el oficio No. CNC Ref. 2.02 1470, el Director de Cuentas de Energía del proveedor informó que realizó donativos para el “Programa de Becas Linde Scholars con la Universidad de Monterrey”, el “Programa de Apoyo a la Comunidad a través de Alianza con Jr Achievement”, y el “Programa Planeta Azul México a través de Alianza con Reforestamos México”; asimismo, proporcionó los recibos de donativos por 908.9 miles de dólares que equivalen a 17,500.4 miles de pesos (el Tipo de Cambio (T.C.) varía de acuerdo con la fecha de emisión de los recibos de donativos); sin embargo, se determinó una diferencia por 91.1 miles de dólares, que equivalen a 1,718.5 miles de pesos (con T.C. de 31 de diciembre de 2019), por lo que la observación persiste.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Pemex Corporativo, acredite el cumplimiento de los programas "Dotación de refacciones para motores fuera de borda para embarcaciones pesqueras", el "Proyecto productivo de invernadero de germinado", y 91.1 miles de dólares, por el proveedor, e implemente mecanismos de supervisión en la ejecución del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente, a fin de asegurar su cumplimiento en el año que corresponde, con el monto programado y la meta de impulsar el desarrollo sustentable.

#### **5. BENEFICIO DE LA INYECCIÓN DE NITRÓGENO EN LOS ACTIVOS DE PRODUCCIÓN CANTARELL Y KU-MALOOB-ZAAP**

En el acuerdo CA-212/2015 de la sesión 900 extraordinaria del Consejo de Administración de PEMEX, del 26 de octubre de 2015, se autorizó la “Contratación del servicio de suministro de Nitrógeno en los Campos de la Subdirección de Producción de Aguas Someras” de PEP, y se indicó que en el año 2014 se actualizó un estudio con el IMP, en el que se determinó un costo beneficio que continúa favoreciendo al nitrógeno como sistema de mantenimiento de presión en el yacimiento.

Asimismo, se señaló que el costo-beneficio sería por 16.9 veces el valor de la inversión y en la “Producción de aceite como beneficio del suministro de Nitrógeno en Akal y Ku-Maloob-

---

<sup>1</sup> Ibid./ Los tipos de cambio varían de acuerdo con la fecha de emisión de los recibos de donativos, lo cual se explica en el último párrafo.



Zaap” se estableció que para 2019, la producción sería de aproximadamente 900.0 Mbd (328,500.0 miles de barriles anuales).

Adicionalmente, en el acta de la sesión ordinaria 43 del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción (CAPEP) 2019, del 6 de diciembre de 2019, el Consejero representante de la Secretaría de Energía en el CAPEP solicitó que “se evaluara técnicamente la continuidad de la inyección de nitrógeno a los complejos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap”.

Al respecto, PEP realizó la evaluación descrita en el documento "Continuidad de inyección de nitrógeno en los campos de la Región Marina Noreste" (Continuidad de Inyección), elaborado por la Subdirección Técnica de Exploración y Producción, en el que se menciona:

- “La inyección de nitrógeno en los campos Ku-Maloob-Zaap inició en 2009, contribuyendo al mantenimiento de una plataforma de producción superior a los 800,000.0 barriles diarios durante más de diez años”.
- Con estudios realizados por el IMP en 2014, en los cuales se evaluaron diferentes parámetros del gas natural, nitrógeno, dióxido de carbono, gas combustible y aire, se corrobora el nitrógeno como mejor opción para continuar con la inyección al yacimiento, con base en aspectos técnicos y económicos, ya que maximiza el factor de recuperación de hidrocarburos.

En el “Análisis económico-financiero 2019 de la rentabilidad de la Inyección de Nitrógeno en la Subdirección de Producción Regional Marina Noreste” (Análisis económico-financiero 2019), se presentó lo siguiente:

- Una corrida de simulación del comportamiento de los yacimientos sin inyección de nitrógeno realizada en el software Eclipse (sistema que contiene las características relacionados a los campos Akal<sup>2</sup> y Ku, Maloob y Zaap), con el que se determinó que la producción en los campos sería de 14,771.5 y 259,344.8 Miles de barriles (Mbls), respectivamente, con un total de 274,116.3 Mbls.
- La producción real en los campos Ku, Maloob y Zaap de 267,194.4 Mbls (equivale a un promedio de 732.0 Mbd) y para Akal de 15,639.5 Mbls, para un total de 282,833.9 Mbls.
- Se determinó una recuperación de 8,717.6 Mbls, al comparar la producción real de 282,833.9 Mbls contra la producción estimada sin inyección de nitrógeno por 274,116.3 Mbls.

Como resultado de lo anterior, se concluye que PEP, de acuerdo con el estudio realizado en 2014 por el IMP, indicó que se corrobora que el nitrógeno es la mejor opción para continuar

---

<sup>2</sup> Activo Cantarell.

con la inyección a yacimientos, con base en aspectos técnicos y económicos; sin embargo, no acreditó haber considerado aspectos que afectan la viabilidad económica de la operación como se indica:

- Al comparar la producción real de 2019 por 282,833.9 Mbls, del Análisis económico-financiero 2019, con la producción proyectada por 328,500.0 Mbls, se determinó una diferencia de 45,666.1 Mbls (13.9%), lo que incidirá en la obtención del costo beneficio proyectado de 16.9 veces en 11 años el valor de la inversión.
- La producción promedio de 2019 de los campos Ku, Maloob y Zaap, por 732.0 Mbd, determinados con el Análisis económico-financiero 2019, difiere en 68.0 Mbd (9.3%), respecto de lo establecido en la Continuidad de Inyección, de 800.0 Mbd.
- PEP presentó incumplimientos en el suministro del gas requerido por el proveedor, lo cual implicó realizar erogaciones por el nitrógeno no suministrado, como se indicó en el Resultado 3.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, mediante oficios del 4 y 24 de noviembre de 2020, respectivamente, la Coordinación de Atención y Mejora remitió el “Análisis económico-financiero 2019 de la rentabilidad de la Inyección de nitrógeno en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste” y el “Análisis del direccionamiento de gas residual a la red de BN 2019”, los cuales incluyen los factores de erogaciones por el nitrógeno no suministrado y la conveniencia de privilegiar al Bombeo Neumático sobre el suministro de gas residual al proveedor en el ejercicio 2019, al determinar que es viable el proyecto para dicho ejercicio; además, la SPRMNE informó que “...se tomará en cuenta las consideraciones que se hicieron ... en caso de aplicar para futuros análisis.”; sin embargo, no acreditó la viabilidad de la inyección del nitrógeno con base en las condiciones actuales de los campos y disponibilidad de gas, por lo que la observación persiste.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-002 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción determine y acredite la viabilidad económica de la inyección de nitrógeno en los campos de la Región Marina Noreste, con base en las variaciones de la producción real de 2019 con las proyectadas por el IMP en 2014, la insuficiencia de gas y las erogaciones que conforme al contrato se deben realizar por el nitrógeno no suministrado.

#### **6. EROGACIONES Y PENALIZACIONES POR EL SUMINISTRO DE NITRÓGENO DE LOS CONTRATOS 648815823 Y 412604853**

En la Cuenta Pública 2019, PEP registró erogaciones por 3,898,705.2 miles de pesos, por el suministro de 447,173.6 MMpc de nitrógeno de diciembre 2018 a septiembre de 2019, de acuerdo con 78 pedidos de servicios realizados al amparo de los contratos 648815823 y 412604853.

Al respecto, se constató que:

- Contaron con pedidos en SAP, estimaciones, las COPADE, testigos de pago y las facturas vigentes ante el Servicio de Administración Tributaria (SAT).
- Se aplicaron los Índices de Precios, las fórmulas de los pagos mensuales y los T.C. conforme a lo convenido en los contratos.
- Respecto del Cargo por Ajuste al Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (CACFOM) estipulado en el contrato 648815823, el proveedor tiene hasta un día antes de la terminación del plazo del contrato para solicitar su validación, lo que representa un riesgo para PEP, ya que su cálculo se realiza en dólares y se paga en pesos.

Por el suministro de nitrógeno de 84,180.3 MMpc, de octubre a diciembre de 2019, se constató que se registró en el presupuesto devengado un importe de 797,879.5 miles de pesos, los cuales fueron pagados del 28 de enero al 29 de abril de 2020.

### **Penalizaciones**

El contrato 412604853 establece penas convencionales por “Déficit de Capacidad de la Ampliación”, es decir, sólo incluye el primer año de ejecución de los servicios de suministro y luego de dicho periodo no considera sancionar al proveedor por el incumplimiento de la entrega del volumen de nitrógeno. Es de destacar que, de diciembre de 2018 a diciembre de 2019, el proveedor no suministró a PEP 2,824.0 MMpc (0.6% respecto de los 447,173.6 MMpc), y no se le aplicaron penas convencionales por incumplimiento al no estar previstas en el contrato.

En el contrato 648815823, PEP aplicó al proveedor penalizaciones por incumplimiento en la entrega del volumen de nitrógeno por 1,678.8 miles de pesos, por el periodo de abril de 2016 (inicio del contrato) a diciembre de 2019, en las que se observó:

- Retraso en los cobros de las penalizaciones desde 2016, PEP informó que, éste se debió a que al aplicar la fórmula para determinar el monto del Cargo por Penalización daba como resultado un valor de cero, por lo que realizó las gestiones correspondientes para regularizar dicha fórmula, la cual quedó establecida en el Convenio Modificatorio No. 1 y fue retroactiva desde el inicio del contrato.

Sin embargo, se identificó que después de más de dos años realizaron la adecuación, y cuatro meses después de la celebración del convenio, el proveedor pagó las penalizaciones. Lo anterior se debió a que en el contrato no se estipuló el plazo para el cobro de las penalizaciones.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, mediante oficios del 4 y 24 de noviembre de 2020, la Coordinación de Atención y Mejora y la Subdirección de Abastecimiento informaron lo siguiente:

- Contrato 648815823: Con una nota informativa del 28 de octubre de 2020 y con oficios del 12 y 23 de noviembre de 2020, se propone modificar la redacción sobre el plazo de las solicitudes de validación del CACFOM.
- Contrato 412604853: Remitieron una nota informativa del 30 de octubre de 2020, en la cual indican que, mediante el oficio PEP-DG-SPRMNE-AAPKMZ-1341-2020 del 29 de octubre de 2020, solicitaron al proveedor se inicien las gestiones para realizar el Convenio Modificatorio, en el cual se estipule la fórmula de penas convencionales.

Sin embargo, no se han estipulado los plazos para las solicitudes del CACFOM, ni para la aplicación de las penalizaciones del contrato 648815823, tampoco se ha establecido una fórmula de penas convencionales y plazos para su cobro en el contrato 412604853, por lo que la observación persiste.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-003 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción acredite la fórmula para la aplicación de penas convencionales en el contrato 412604853, por contravenir la entrega del volumen al proveedor y el plazo para su aplicación, a fin de mitigar acciones que pueden incentivar a incumplimientos del contrato.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-004 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción acredite en el caso del contrato 648815823, la implementación de los plazos para que el proveedor realice la solicitud de validación del Cargo por Ajuste al Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, con la finalidad de mitigar el riesgo por variaciones en el tipo de cambio, así como para realizar el cobro de las penalizaciones y evitar que el proveedor se retrase en el pago de éstas.

### **7. CONVENIO PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO**

PEP y la entonces Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), actualmente PTRI, celebraron el “Convenio para la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex” (Convenio), el 5 de marzo de 2007, vigente a la fecha, con objeto de que PGPB, ahora PTRI, llevará a cabo la operación y el mantenimiento de la Planta NRU, a fin de eliminar del gas natural, el nitrógeno excedente, para cumplir con los parámetros establecidos en la norma NOM-001-SECRE-2003 (actualmente NOM-001-SECRE-2010), que es del 6.0% de nitrógeno en el gas.

Se constató que el Convenio contiene las cláusulas mínimas del modelo de contrato, de conformidad con el artículo 45 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.

En cuanto al cumplimiento de la cláusula Cuarta “Importe del costo y recursos financieros para la operación y el mantenimiento de la planta” NRU, se determinó lo siguiente:

CLÁUSULA CUARTA “IMPORTE DEL COSTO Y RECURSOS FINANCIEROS PARA LA OPERACIÓN Y EL MANTENIMIENTO DE LA PLANTA”

Cláusula Cuarta del Convenio	Información proporcionada por PTRI y PEP
<p>1. PEP deberá considerar el requerimiento presupuestal de PTRI, acordado entre ambos y PTRI deberá entregar a PEP una proyección de los recursos económicos que se requerirán durante 15 años.</p>	<p>Con una nota informativa del 16 de abril de 2020, PTRI, informó que el “Programa anual de requerimientos presupuestales”, así como la ejecución y adecuación presupuestal de la Planta NRU, forman parte de las funciones del personal de PEP.</p> <p>Por lo anterior, se determinó que PTRI carece del “Presupuesto Calendarizado mensual-anual de Operación e Inversión” y de la “Proyección de los recursos económicos que se requerirán durante 15 años”.</p>
<p>2. PTRI deberá comprometer los recursos de la Planta con presupuesto autorizado de PEP, mediante el rubro “Operaciones Ajenas”.</p>	<p>Con una nota informativa del 30 de septiembre de 2020, la Subgerencia de Contabilidad para PTRI y PEP, informó que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PTRI registra las erogaciones en un reporte de costos primarios, identificados en la Balanza de Comprobación.</li> <li>• Los gastos erogados por la mano de obra presupuestalmente afectan la Planta Criogénica de PTRI, debido a que ahí están cargadas las plazas de los trabajadores que operan la Planta NRU.</li> <li>• La liquidación de órdenes se registra a “nivel de costos” y los servicios auxiliares se afectan en la cuenta 6129040063 “Consumo Servicios Auxiliares”, para su posterior facturación y compensación por PEP, que se acredita en la cuenta 5118602000 “Ingresos por Servicios Intercomp. A Pemex Exploración y Producción”.</li> </ul> <p>Por lo anterior, se observó que PTRI no comprometió los recursos relacionados con la “Operación y Mantenimiento de la Planta”, con cargo al presupuesto autorizado por PEP por medio del rubro “Operaciones Ajenas”.</p>
<p>3. PTRI deberá presentar mensualmente a PEP la factura para su cobro, por trabajos, servicios y actividades relacionadas con el Convenio.</p>	<p>De los gastos de la Planta NRU en 2019 por 80,254.9 miles de pesos, con nota informativa y oficios del 5 de septiembre de 2019, 16 de abril, 14 de agosto y 30 de septiembre de 2020, de la Subgerente de Contabilidad para PTRI y PEP y la Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial (SCOC), se constató que:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PTRI envía los comprobantes de entrega-recepción por los servicios de la Planta NRU.</li> <li>• El cobro por trabajos mensuales, no se realizó debido a que PTRI, envió las facturas seis meses después de la prestación del servicio.</li> <li>• Se ha solicitado tomar acciones para concluir la transferencia de funciones de la Planta NRU, debido a que corresponde a la SPRMNE gestionar la suficiencia presupuestal; por lo que en 2019, el pago por concepto de operación y mantenimiento de la Planta NRU, fue realizado por la SCOC.</li> </ul> <p>Por lo anterior, se determinó que PTRI no presentó mensualmente a PEP la factura para su cobro por trabajos, servicios y actividades relacionadas con el Convenio.</p>
<p>4. PTRI, se obliga a comunicar a PEP con 90 días de anticipación, la necesidad de modificar las plurianualidades autorizadas a PEP por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), con su justificación correspondiente y a entregar a PEP el Programa anual de requerimientos</p>	<p>PTRI informó que no son sus funciones.</p> <p>PEP con escritos del 24 de julio, 14 y 21 de agosto de 2020, informó que dicho Programa corresponde a PTRI y proporcionó el archivo “Anexo 3 Programa de los requerimientos presupuestales de operación y mantenimiento NRU 2019”, el cual no está formalizado.</p>

Cláusula Cuarta del Convenio	Información proporcionada por PTRI y PEP
<p>presupuestales para la operación y mantenimiento de la Planta NRU, en devengado y flujo de efectivo:</p>	<p>Por lo tanto, se observó que PTRI no comunicó a PEP con 90 días de anticipación, la necesidad de modificar las plurianualidades autorizadas a PEP por la SHCP, con la justificación correspondiente ni se formalizó el "Programa anual de requerimientos presupuestales para la Operación y Mantenimiento de la Planta en devengado y flujo de efectivo".</p>
<p>5. PEP y PTRI actualizarán los programas físico-financieros de la Operación y el mantenimiento de la planta, conforme a las necesidades adicionales a las originalmente contempladas en el programa anual de requerimientos.</p>	<p>Con escrito del 27 de julio de 2020, la SCOC y la SPRMNE, de PEP, informaron que no es su competencia entregar el "Programa físico-financiero", sino de PTRI, y el 14 de agosto de 2020, la SCOC remitió el Anexo 1 Programa Físico Financiero por la Operación y Mantenimiento de la Planta NRU 2019, emitido por PTRI; sin embargo, no se formalizaron los "Programas físicos-financieros de la Operación y Mantenimiento de la Planta".</p>
<p>6. Con base en la modificación autorizada a la estructura programática presupuestal de PTRI, se creará "base de datos maestros" en "SAP" que identifique el ejercicio presupuestal y el tipo de gastos.</p>	<p>Con una nota informativa del 30 de septiembre de 2020, se identificó que no fue creada la base de datos maestros en el SAP.</p>
<p>7. PTRI, deberá entregar a PEP la proyección de las inversiones que requerirá el Mantenimiento Capitalizable de la Planta durante los siguientes 15 años; PEP, gestionará presupuesto de inversión y de egresos, para que PTRI lleve el Mantenimiento Capitalizable de la Planta; y PTRI llevará a cabo la contratación de los servicios que éste demande</p>	<p>Con una nota informativa del 16 de abril de 2020, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos (SPGP) de PTRI informó que PEP realizó la "Proyección", ya que puede capitalizar el bien o las obras que se realicen, y administró la adquisición de bienes y servicios de mantenimiento.</p>
<p>8. PTRI, entregará a PEP los compromisos de pago por periodos mensuales y designará a los servidores públicos facultados para autorizar las estimaciones, órdenes de pago, certificados de aceptación y de pago.</p>	<p>Con escrito del 27 de julio de 2020, emitido por la SCOC y la SPRMNE de PEP, se informó que no es de su competencia proporcionar dicha proyección; y con escrito de la SPRMNE, se identificó que PEP, en 2019, realizó contrataciones de mantenimientos capitalizables, con número de contrato 6488168030, por 36,100.3 miles de pesos.</p> <p>Por lo tanto, se observó que PTRI no realizó la proyección de las inversiones que requerirá el Mantenimiento Capitalizable de la Planta, durante los siguientes 15 años ni la contratación de los servicios que demande.</p> <p>Con una nota informativa del 16 de abril de 2020, la SPGP de PTRI, informó que la adquisición de bienes y servicios de mantenimiento de la Planta NRU fue administrado por PEP (proceso de contratación, supervisión y pago de los servicios y adquisiciones).</p> <p>Por lo que se observó que PTRI no entregó a PEP los compromisos de pago por periodos mensuales ni designó a los servidores públicos facultados para autorizar las estimaciones, órdenes de pago, certificados de aceptación y de pago.</p>

FUENTE: Información proporcionada por PTRI.

Por lo anterior, se concluye que se incumplió la cláusula Cuarta del Convenio.

En atención de los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, con notas informativas del 12 y 27 de noviembre de 2020 emitidas por la SPGP de PTRI; la Gerencia de Coordinación de Operaciones de la SCOC y la Gerencia de Mantenimiento de Confiabilidad y Construcción (GMCC) de la SPRMNE de PEP informaron que se han sostenido 12 reuniones vía TEAMS en agosto y septiembre de 2020, con la participación del jurídico de PEMEX y las áreas de PEP y PTRI, para actualizar el Convenio, por los cambios en la estructura organizacional de PEMEX, las nuevas estrategias en materia de gestión del mantenimiento y las condiciones actuales de operación de la planta.

Adicionalmente, enviaron el proyecto del Convenio con número de asignación COM-PEP-PTRI-01-2020, el cual continúa en proceso de actualización para su posterior autorización y firma, por lo que la observación persiste.

2019-6-90T9G-19-0398-01-005 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Pemex Transformación Industrial, actualice y formalice el Convenio para la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex, conforme a las actividades reales de la Planta NRU y las áreas que participan en la administración y operación, a fin de dar certeza jurídica a la actuación de los servidores públicos.

**8. CONTRATOS PARA EL MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO**

Se identificó que PEP, para la operación y mantenimiento de la Planta NRU, mediante seis contratos con número: 4180988A07, 4180988B07, 4180988A21, 6404068050, 6480286000, 6488168030, se reportó un presupuesto a flujo de efectivo por 63,907.3 miles de pesos y devengado por 169,547.7 miles de pesos.

Se constató que los seis contratos fueron formalizados y cumplieron con los requisitos mínimos de conformidad con la normativa aplicable; se formalizaron convenios modificatorios; contaron con garantías de cumplimiento; PACMA; órdenes de servicio; certificados de aceptación; generadores y estimaciones; las COPADE; testigos de pago y pantallas SAP; facturas vigentes en la página del SAT; sin embargo, se observó lo siguiente:

1. Incumplimiento del PACMA aplicable en el ejercicio 2019 de los contratos 4180988A07 y 4180988B07. Con un oficio del 22 de diciembre de 2020, se informó que en la Segunda Sesión Ordinaria 2020 del Comité Técnico de Evaluación Regional Sur del 24 de noviembre de 2020, se aprobó la cédula 7686 para "Servicio Mensual de Unidad Médica Móvil, para diversas localidades de Influencia Petrolera. Unidad número 8 por 12 meses de servicio", por 18,754.0 miles de pesos, notificada al proveedor con oficio del 9 de diciembre de 2020, en proceso de ejecución.

2019-6-90T9N-19-0398-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Corporativo, en coordinación con Pemex Exploración y Producción, acredite la ejecución de los Programas de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente de los contratos 4180988A07 y 4180988B07, a fin de dar cumplimiento a lo previsto en los mismos.

**9. INFRAESTRUCTURA Y CAPACIDAD DE PROCESAMIENTO DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO**

La Planta NRU se conforma por los trenes 1 y 2, con inicio de operaciones el 7 de abril y 12 de julio de 2008, respectivamente, y conforme a lo reportado en el archivo "ANEXO 1 Diagrama

de Proceso de la Planta de Eliminación de Nitrógeno”, se identificó que ambos trenes se integran por 58 componentes y 11 sistemas.

Con las Minutas de Administración Patrimonial de la SPRMNE y la Unidad Regional de Administración Patrimonial Marina, del 15 y 29 de octubre de 2019, respectivamente, se identificó que se realizó una confronta física de la Planta NRU por las áreas de Patrimonial de Cantarell y Ciudad del Carmen. Con el listado de los equipos y componentes de la Planta NRU se constató que se corresponden con los proporcionados por la SPGP de PTRI; sin embargo, se observó lo siguiente:

- El formato “Anexo 4. Plantilla de Datos de Componentes (PDC)”, en el que se registran los componentes de la Planta NRU, no se encuentra firmado por la Gerencia de Administración Patrimonial y la SPRMNE.
- No se acreditaron las altas de los 58 componentes asociados al Activo Fijo de la Planta NRU en el módulo de mantenimiento de SAP.

Con oficio del 29 de septiembre de 2019, la Gerencia de Administración Patrimonial de PEMEX, informó que el área operativa usuaria no ha solicitado a las áreas de Administración Patrimonial su número de activo principal y sus componentes con base en la PDC.

En atención de los Resultados Finales y Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, con escrito del 24 de noviembre de 2020, la GMCC de la SPRMNE informó que:

- PEP actualmente está en proceso de elaborar el “Anexo 4 Plantilla de datos de componentes (PDC)”.
- La GMCC/RMNE se encuentra en revisión de los datos técnicos de los bienes identificados en la NRU.
- La Unidad Regional de Administración Patrimonial Marina y el Enlace Financiero Exploración y Producción Aguas Someras 1 determinarán la estrategia para la “componetización” y llevarán a cabo el proceso hasta su formalización y registro en los sistemas correspondientes.

Sin embargo, no formalizaron el “Anexo 4. Plantilla de Datos de Componentes (PDC)”, tampoco realizaron el registro en el SAP, por lo que la observación persiste.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-006 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción acredite la formalización del "Anexo 4. Plantilla de Datos de Componentes" y el registro de los 58 componentes de la Planta de Eliminación de Nitrógeno, en el módulo de mantenimiento de SAP.



## 10. MANTENIMIENTO DE LA PLANTA DE ELIMINACIÓN DE NITRÓGENO

Se constató que para la Planta NRU, la Superintendencia de Mantenimiento del CPG Cd. Pemex, de PTRI, elaboró y aprobó los “Programas Anuales de mantenimiento 2019”, los cuales consideraron 236 planes de mantenimientos predictivos (actividades para predecir su probabilidad de falla a futuro y las acciones para evitar que ocurran) y 127 planes de mantenimientos preventivos (acciones que se ejecutan en intervalos fijos independientemente de su condición actual), asimismo, la SPGP adscrita a PTRI proporcionó los “Reportes de programación y cumplimiento del mantenimiento predictivo y preventivo 2019”, con los cuales indica que se realizaron los mantenimientos predictivos y preventivos programados mediante 824 órdenes; con el personal adscrito a PTRI.

## 11. LIMPIEZA DEL GAS CON ALTO CONTENIDO DE NITRÓGENO

Con el análisis del Convenio, del 5 de marzo de 2007; las “Bases de Usuario” (Bases) del proyecto: “Planta de Eliminación de Nitrógeno en una corriente de gas natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, Tabasco” (Proyecto), del 24 de noviembre de 2003 y las “Instrucciones de Operación de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, Tab.” (Instrucciones de Operación de la NRU), del 19 de septiembre de 2008, documento que contiene los procedimientos y condiciones para la operación y mantenimiento de la Planta NRU, se identificó lo siguiente:

- **Bases y Convenio**

Aspectos por cumplir con la operación de la NRU	Observaciones
El objetivo del Proyecto es separar el nitrógeno del gas para obtener concentraciones máximas de 1.2% mol de nitrógeno en el gas, que al mezclarse con el gas de las Plantas Criogénicas pudiera ser inyectado al sistema de ductos sin rebasar el máximo de 6.0% indicado en la NOM-001-SECRE-Vigente (actualmente NOM-001-SECRE-2010).	En 2019 se incumplió el objetivo del proyecto, ya que sólo en tres días del 2019, el gas obtenido fue menor al 1.2% mol de nitrógeno establecido, y para el resto del año fue de 1.5 a 11.1% mol.
La Planta NRU tendrá una capacidad de proceso máximo de 630.0 MMpcd, nominal de 420.0 MMpcd y mínima de 210.0 MMpcd (en un solo tren)	En 2019, la Planta NRU procesó un promedio de 222.5 MMpcd, utilizando los dos trenes, es decir 6.0% más de la capacidad mínima de un solo tren (210.0 MMpcd), lo anterior de acuerdo con el Programa Operativo Mensual autorizado por la Gerencia de Administración de la Producción, en coordinación con el CPG Ciudad Pemex, en el que se consideró la oferta de gas de PEP, las premisas operativas del CPG Ciudad Pemex y las condiciones de operación de la Planta NRU. El Tren 1 operó al 40.2% y el Tren 2 al 65.7% de su capacidad, debido a 14 paros no programados, los cuales originaron que los trenes 1 y 2 estuvieran fuera de operación 119 y 93 días, respectivamente, sobre todo por reparaciones y falta de equipos.

- **Instrucciones de Operación de la NRU**

En 2019, el gas de entrada a la Planta NRU contó con altos niveles de nitrógeno de 19.11%<sup>3</sup> a 22.0% mol. Al respecto, la SPGP de PTRI señaló que ajustan las variables de control para evitar impactos en el proceso conforme a lo previsto en las Instrucciones; sin embargo, dichos ajustes sólo son aplicables para operar la Planta NRU con niveles máximos de nitrógeno de 19.10%<sup>3</sup> mol, por lo que se determinó que se cambiaron los procedimientos y condiciones de operación, sin contar con la aprobación correspondiente.

- **Destino del gas procesado en la Planta NRU**

Respecto del destino que tiene el gas obtenido en la Planta NRU, con una nota informativa del 22 de septiembre de 2020, la SPGP de PTRI informó que a finales del 2012, el CPG Cd. Pemex dejó de inyectar gas natural seco al Sistema Nacional de Gasoductos ante el alza de la demanda de PEP, por lo que fue enviado en su totalidad al Bombeo Neumático para la extracción de hidrocarburos y como gas combustible.

Con el escrito número PEP-DG-SCOC-GCO-261-GMB-235-2020, del 21 de agosto de 2020, la SCOC informó que el gas producto de la Planta NRU es utilizado como combustible para la operación de turbomaquinaria; asimismo, se envía gas hacia la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, en donde se usa como complemento del gas requerido como combustible, con niveles de nitrógeno que van desde 11.3% hasta 15.6% mol.

- **Proyecto de “Aprovechamiento de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno”**

Con el análisis del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, se identificó que considera el proyecto de “Aprovechamiento de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno”, del cual con oficio del 23 de noviembre de 2020, la Subdirección de Desarrollo de Proyectos y Nuevos Modelos de Negocio informó que no fue autorizado y en consecuencia no se pudo ejecutar, así como que en septiembre de 2019, PEP le comunicó su decisión de no seguir participando, al argumentar que el proyecto no genera valor para PEMEX, de acuerdo con lo siguiente:

- En las proyecciones de 2020 de GHA, se señala que se tendría suficiente para abastecer la demanda de los CPG de Cactus y Nuevo Pemex, y para que PEP cubra los requerimientos de gas seco.
- El proyecto perdió sus dos propósitos fundamentales: sustituir gas de importación y proporcionar carga a los centros de procesamiento de gas para la recuperación de licuables.

---

<sup>3</sup> / Se consideran valores a dos decimales por la susceptibilidad de las cifras específicas del nitrógeno.

- El proyecto no genera valor para PEMEX “...dado el monto de inversión requerido y el beneficio menor ... que se pueden recuperar”.

Con el oficio del 23 de noviembre de 2020, la Gerencia de Comercialización de Hidrocarburos de la SCOC informó que la estrategia que se ha mantenido para minimizar la entrega de nitrógeno hacia el CPG Cd. Pemex es por medio de la “reinyección de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno para mantenimiento de la presión del yacimiento”.

Para dar atención a los Resultados Finales y las Observaciones Preliminares del 6 de noviembre de 2020, con una nota informativa del 12 de noviembre de 2020 emitida por la SPGP de PTRI, la Gerencia de Coordinación de Operaciones de la SCOC de PEP; y la GMCC de la SPRMNE de PEP, informaron lo siguiente:

- La Planta NRU conserva las condiciones y especificaciones de diseño original, sin embargo, se ha visto afectada por paros no programados derivados de fallas de equipos críticos de proceso.
- Con la finalidad de continuar con la estrategia de mantenimiento establecidos por PTRI para la atención a la Planta, para 2021 se tiene programado ejecutar mantenimiento de la Planta NRU por medio del POT-1-2021.
- “PEP y PTRI indican que las estrategias en materia de gestión de mantenimiento brindan buenos resultados y mantendrán la operación de la planta en condiciones óptimas”; y de acuerdo con los esquemas de “Estado actual de la NRU”, en enero de 2019, reportaron 21 equipos no disponibles por reparación y en noviembre de 2020 disminuyeron a 10.

Adicionalmente, proporcionaron el avance del proceso de formalización de contratos consistente en carátulas de los pedidos con sus firmas, oficios y carátulas de suficiencias presupuestales, por lo que se atiende la observación.

Con el oficio del 24 de noviembre de 2020, remitieron una nota informativa del 23 de noviembre de 2020 con la cual informaron lo siguiente:

- “... cuando reciben el gas con alto contenido de nitrógeno ...se realizan ajustes a la capacidad de procesamiento de la planta, ... y mantener la continuidad operativa y segura...en lo que se restablece el recibo de gas de forma segura”.
- El manejo de gas representa un proceso cíclico entre la oferta de GHA a PTRI y el retorno de gas seco a PEP, el gas producto de la Planta NRU beneficia a PEMEX porque se mejora la calidad del gas suministrado a PEP; por lo que es posible maximizar la entrega de GHA (con alto contenido de nitrógeno) hacia el CPG Cd. Pemex y obtener el gas seco requerido (con bajo nitrógeno) que permita cubrir la demanda para la operación de pozos y disponer de gas combustible que brinde mayor eficiencia en el proceso de combustión de los equipos dinámicos que operan en la zona marina. Éste

nuevo propósito de la Planta se tendrá en cuenta en el Objeto del Convenio de Operación y Mantenimiento que actualmente se encuentra en proceso de actualización.

- No es conveniente modificar las condiciones de operación descritas en el manual de proceso, ni mantener su operación conforme a los parámetros establecidos, debido a que el proceso de eliminación de nitrógeno se ubica al final del proceso de gas después de la producción, separación, compresión, mezclado, transporte, endulzamiento, secado, por lo que cualquier proceso en etapa previa tiene consecuencia en la corriente que sustenta a la Planta NRU.

Sin embargo, no se documentó que la operación de la Planta NRU no se afecta con la alimentación de gas con parámetros distintos a los previstos en las "Instrucciones de Operación de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, Tab."; así como, la procedencia de modificar los parámetros de control sin contar con la autorización correspondiente, por lo que la observación persiste.

#### 2019-6-90T9G-19-0398-01-007 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Pemex Transformación Industrial, acredite que desde el punto de vista técnico alimentar gas con niveles de nitrógeno superiores al 19.10% mol, distintos de los previstos en las "Instrucciones de Operación de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, Tab.", no causa fallas a la Planta de Eliminación de Nitrógeno; y en su caso, realizar las modificaciones de condiciones y procedimiento de operación al Instructivo.

## **12. REGISTRO CONTABLE Y PRESUPUESTAL**

Se comprobó que para el registro contable de las operaciones, PEP cuenta con el sistema SAP, en el que se identificó que los registros contables y presupuestales, se realizaron como se muestra a continuación:

Por el servicio de suministro de nitrógeno a los Activos de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap, por el proveedor.

- Provisión del gasto: Cargo en las cuentas 2401 "Materiales y/o servicios recibidos a precio estimado", 1212 "I.V.A. Acreditable", y abono a la cuenta 2118 "Contratistas".
- Pago: Cargo en las cuentas 2118 "Contratistas", 6306 "Perdida cambiaria", y abono a las cuentas 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales", 5206 "Utilidad cambiaria" y 2118 "Contratistas".
- Registro presupuestal: Se realizó en la posición financiera 302000610 "Gas inerte para uso en pozos petroleros".

Penalizaciones aplicadas por el incumplimiento en la entrega de nitrógeno.

- Provisión del ingreso: Abono en la cuenta 5113 "Ingresos varios", y cargo a la cuenta 2118 "Contratistas".
- El cobro realizado: Cargo en la cuenta 1102 "Caja y bancos", y abono en la cuenta 2118 "Contratistas".

Adquisiciones de bienes y servicios para la Planta NRU.

- Provisión del gasto: Cargo en las cuentas 1308 "Material en tránsito" (Mantenimientos operacionales), 2401 "Materiales y/o servicios recibidos a precio estimado" (Mantenimiento Capitalizable), 1212 "I.V.A. Acreditable", y abono a la cuenta 2118 "Contratistas".
- Pago: Cargo a las cuentas 2118 "Contratistas", y abono en la cuenta 1106 "Caja de ingresos y egresos virtuales".
- Registro presupuestal: Se realizó a las posiciones financieras 302006000 "Adquisición de refacciones y accesorios para equipos diversos" y 310311100 "Reparación, conservación y mantenimiento de equipos industriales y maquinaria".

El contrato por mantenimiento capitalizable número 6488168030 se registró en la posición financiera 310301901 "Modificación y reacondicionamiento de instrumentos de producción, compresión y almacenamiento".

### ***Buen Gobierno***

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Planificación estratégica y operativa y Controles internos.

### ***Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones***

Se determinaron 12 resultados, de los cuales, en 3 no se detectaron irregularidades y 2 fueron solventados por la entidad fiscalizada antes de la emisión de este Informe. Los 7 restantes generaron:

8 Recomendaciones.

### ***Dictamen***

El presente dictamen se emite el 28 de enero de 2021, 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 las erogaciones realizadas por la inyección de nitrógeno a yacimientos y por la operación y mantenimiento de la planta y

eliminación de nitrógeno, para verificar que los procesos de adquisición, contratación, recepción de servicios y bienes, así como su pago y registro presupuestal y contable se realizó conforme a las disposiciones normativas; asimismo, determinar si con la inyección de nitrógeno se obtuvieron mayores beneficios en los yacimientos de crudo, a fin de generar mayores ingresos; y que se hayan implementado las acciones para limpiar el alto contenido de nitrógeno en el gas, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, Pemex Exploración y Producción, Pemex Transformación Industrial y Petróleos Mexicanos cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- PEP no suministró la totalidad de 43,674.5 MMpc de gas requerido por el proveedor, por implementar el Plan de Contingencia Operativa para las Instalaciones Marinas por baja presión a la Red de Bombeo Neumático, lo que originó que el proveedor no suministrara 189,393.9 MMpc de nitrógeno, por 1,609,813.7 miles de pesos, erogaciones que afectaron el resultado de la operación sin generar un beneficio.
- PEP no estipuló una fórmula de penas convencionales en el contrato 412604853, por incumplimiento en la entrega de nitrógeno por el proveedor, así como un plazo para su aplicación.
- Durante el 2019, PTRI incumplió la cláusula Cuarta “Importe del Costo y Recursos Financieros para la Operación y el Mantenimiento de la Planta” del Convenio.
- El proyecto de la Planta NRU incumplió con su objetivo de obtener concentraciones máximas de 1.2% mol de nitrógeno al separarlo del gas, ya que los niveles de nitrógeno en el gas fueron de 1.5 a 11.1% mol.
- Al ingresar gas a la Planta NRU con niveles de nitrógeno superiores al 19.10% mol y realizar ajustes en las variables de control, se cambiaron los procedimientos y condiciones de operación, sin acreditar que se contó con la aprobación de la autoridad competente.

***Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:***

Director de Área

Director General

Jose Jorge Porfirio Hermida Rojas

C.P. 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 aplicación de la normativa que reguló las operaciones relacionadas con la inyección de nitrógeno y la limpieza de nitrógeno en el gas.
2. Constatar que los procesos de adjudicación y la formalización de contratos por la inyección de nitrógeno a yacimientos, así como para la operación y mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno, se realizaron conforme a la normativa aplicable.
3. Verificar que las actividades operativas y administrativas de inyección de nitrógeno a yacimientos se realizaron conforme a los términos contractuales.
4. Verificar que las actividades operativas y administrativas para la operación y mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno se realizaron conforme a los términos contractuales.
5. Verificar la integración del sistema de la Planta de Eliminación de Nitrógeno, su capacidad de procesamiento y utilización, así como la implementación de estrategias para limpiar el alto contenido de nitrógeno en el gas.
6. Verificar que las operaciones por la inyección de nitrógeno y mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno de Gas Natural se registraron presupuestal y contablemente de conformidad con la normativa.

#### *Áreas Revisadas*

En Pemex Exploración y Producción (PEP), las subdirecciones de Producción Región Marina Noreste, y de Coordinación Operativa y Comercial; en PTRI, las subdirecciones de Proceso de Gas y Petroquímicos, y de Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental; y en Petróleos Mexicanos (PEMEX), las subdirecciones de Tesorería, de Presupuesto y Contabilidad, y de Coordinación Financiera.

### *Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas*

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

1. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público: artículo 53, primer párrafo.
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Contrato número 648815823, cláusula 29 "Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente" y anexo 11 "Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA)"; Ley de Petróleos Mexicanos, artículo 4; Documentos "Contratación del Servicio de suministro de Nitrógeno en los Campos de la Subdirección de Producción de Aguas Someras" que contiene la "Producción de aceite como beneficio del suministro de Nitrógeno en Akal y Ku-Maloob-Zaap" y la "Continuidad de inyección de nitrógeno en los campos de la Región Marina Noreste"; Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, artículo 38; "Convenio para la Operación y el Mantenimiento de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas (CPG) Ciudad Pemex", Cláusula Cuarta "Importe del Costo y Recursos Financieros para la Operación y el Mantenimiento de la Planta"; Contratos 4180988A07 y 4180988B07, Anexo "PACMA"; Reglas de Operación 2017, del Programa de Apoyo a la Comunidad y Medio Ambiente (PACMA), cláusula III.2.5 "Ejecución de las Cédulas"; "Circular para la Componetización del Activo Fijo en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales", Sección III "Contenido", Apartado III.6 "Políticas /Lineamientos/Procedimientos", numerales III.6.3.1 "Áreas de Operación" y III.6.3.4 "Áreas de Contabilidad"; y Anexo 1 "Diagrama de Flujo de Operaciones para el Registro de la Componetización de Activos Fijos"; "Instrucciones de Operación de la Planta de Eliminación de Nitrógeno del Gas Natural en el Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex, Tab", numeral 1.3 "Generalidades, ubicación y plantas asociadas", párrafo séptimo, y el apartado "Rendimiento", numeral 6.5.5.3 "Efecto del contenido de nitrógeno en los parámetros de operación".

### *Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones*

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.