

Pemex Transformación Industrial**Gestión Financiera y Operativa de las Refinerías Salina Cruz y Tula**

Auditoría De Cumplimiento: 2018-6-90T9M-19-0479-2019

479-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 2018 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera y operativa de las refinerías Salina Cruz y Tula para verificar que la adquisición de bienes y contratación de servicios se justificaron, adjudicaron, recibieron, documentaron y registraron presupuestal y contablemente conforme a las disposiciones normativas; así como que se llevó a cabo la óptima utilización de su infraestructura.

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

	EGRESOS
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	5,534,111.6
Muestra Auditada	1,704,037.7
Representatividad de la Muestra	30.8%

Del presupuesto ejercido en las refinerías Salina Cruz y Tula, por un total de 5,534,111.6 miles de pesos, sin considerar el capítulo 1000, se seleccionaron para revisión 1,704,037.7 miles de pesos, como se muestra a continuación:

INTEGRACIÓN DEL UNIVERSO Y MUESTRA

(Miles de Pesos)

Capítulo	Denominación	Universo	Muestra		Total	%
			Salina Cruz	Tula		
2000	Materiales y Suministros	602,654.1	26,321.5	191,698.8	218,020.3	
3000	Servicios Generales	1,039,055.7		180,019.4	180,019.4	
4000	Transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas	36.0				
5000	Bienes Muebles e Inmuebles e Intangibles	180,467.4				
6000	Inversión Pública	3,711,898.4	907,937.6	398,060.4	1,305,998.0	
	Total	5,534,111.6	934,259.1	769,778.6	1,704,037.7	30.8

FUENTE: Bases de datos denominadas "ASF 479 Flu_PTRI_CP 18_VF_OK" y "EJER PTRI T9M 2018" y Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2018.

La muestra, por 1,704,037.7 miles de pesos (30.8%), se integró por contratos de la Refinería Tula, por 769,778.6 miles de pesos (13.9%), relacionados con las compras de Hidrógeno y Nitrógeno, mantenimientos y contingencias, y por contratos de la Refinería Salina Cruz, por 934,259.1 miles de pesos (16.9%) para la atención de emergencias derivadas de los siniestros de 2017 y las compras de Hidrógeno y Nitrógeno.

Adicionalmente, se revisaron 281,773,810.7 miles de pesos, de erogaciones realizadas por las compras de petróleo Crudo Nacional a Pemex Exploración y Producción (PEP) y de Importación a P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (P.M.I.), para uso de las refinerías, como se indica a continuación:

COMPRAS DE PETRÓLEO CRUDO EN 2018
(Miles de Pesos)

Proveedor	Tipo de Crudo	Importe
PEP	Istmo	279,890,440.4
P.M.I	Bakken	1,883,370.3
	Total	281,773,810.7

FUENTE: Bases de datos denominadas "Punto 3. DISTRIBUCION ACUMULADA 2018" y "Auditoría 479 crudo importado".

Antecedentes

El Sistema Nacional de Refinación (SNR) está conformado por seis refinerías, propiedad de Pemex Transformación Industrial; entre ellas, las refinerías Salina Cruz, "Ing. Antonio Dovalí Jaime" y Tula, "Miguel Hidalgo", las cuales son las de mayor capacidad de refinación, por 330.0 y 315.0 Miles de barriles diarios (Mbd), respectivamente, por lo que, en 2018, la Refinería de Salina Cruz contribuyó con el 26.0% de la producción nacional de petrolíferos, y Tula con el 22.0%.

Sin embargo, en la Refinería de Salina Cruz, como resultado derivado de los desastres naturales ocurridos en 2017 (la tormenta tropical "Calvin", del 14 de junio y el sismo de magnitud 8.2 escala de Richter del 7 de septiembre), en la Refinería Tula, por las mediciones rutinarias realizadas en las tuberías, se presentó un problema en el rack de tuberías, ubicado en el lado norte de la Torre de enfriamiento CT-502 y emplazamientos críticos. Debido a dichos siniestros, hubo un incremento de paros no programados en 2018, lo que ocasionó bajas en la producción de petrolíferos.

Cabe mencionar que la revisión en la Refinería Salina Cruz, se derivó de que en la auditoría 503-DE "Gestión Financiera y Operativa de la Refinería Salina Cruz", de la Cuenta Pública 2017, se observó que no se acreditó que los bienes adquiridos hayan sido necesarios para la atención de la emergencia ocasionada por la tormenta tropical "Calvin"; en respuesta de dicha observación, la Refinería señaló que ello se debió a que no se tenía capacidad de almacenaje. Asimismo, a fin de dar seguimiento a una denuncia anónima, con número de folio 0008, del 8 de febrero de 2018, relacionada con la Emergencia por un incendio del 14 de junio de 2017 en la Refinería, se consideraron en la muestra los contratos para la adquisición del concentrado espumante.

Como consecuencia de la escasa producción de petrolíferos en el SNR, Pemex realizó las primeras importaciones del crudo ligero durante la segunda mitad de 2018, con el fin de maximizar la producción de gasolina y diésel y contribuir en mayor medida con el abasto en el país, ya que la oferta nacional de petrolíferos en México está compuesta por la

producción nacional del SNR, a cargo de Pemex, como se indicó en el informe de la auditoría 454-DE "Comercialización de Crudo Pesado", de la Cuenta Pública 2018, practicada en Pemex Exploración y Producción (PEP), Petróleos Mexicanos (Pemex) y Pemex Logística (PLOG).

Resultados

1. ESTATUTOS ORGÁNICO Y MANUALES DE ORGANIZACIÓN

Se constató que la estructura orgánica básica, objetivos, facultades y funciones de Pemex y PTRI se establecieron en sus Estatutos Orgánicos, vigentes en 2018, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 5 de diciembre de 2017 y 30 de diciembre de 2016, respectivamente (con modificaciones el 30 de julio de 2018 y 30 de abril de 2018); en el "Manual de Organización de Estructura Básica de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias" (MOEB), con última modificación autorizada en septiembre de 2018, el cual está estructurado hasta el nivel de gerencia, y en los manuales de organización de las subdirecciones de Producción de Petrolíferos, de Abasto de Combustibles, de Confiabilidad y Mantenimiento, de Análisis Estratégico y de Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental, los cuales regulan y delimitan las funciones y responsabilidades de los servidores públicos que conforman la microestructura de las unidades administrativas antes citadas.

Asimismo, se constató que para regular las operaciones relacionadas con los procesos de refinación y de la adquisición de bienes y contratación de servicios, PTRI contó con normativa interna, que consiste en: el Manual de Procedimientos Administrativos para la Integración del Balance Volumétrico de Crudo y Petrolíferos; Procedimiento Administrativo para la Consolidación de las Conciliaciones de Productos entre las Subdirecciones de Producción y Distribución; Procedimiento Administrativo para la Consolidación de las Conciliaciones de cifras de Petróleo Crudo; Procedimiento Administrativo para la Consolidación de las Conciliaciones de Productos entre las Subdirecciones de Distribución y Almacenamiento y Reparto, y Procedimiento Administrativo para la Consolidación de las Conciliaciones de Productos entre las Subdirecciones de Almacenamiento y Reparto, Producción y Comercial; asimismo, Pemex contó con Políticas y Procedimientos de Confiabilidad Operacional y Mantenimiento de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales; Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales; Políticas y Lineamientos para Procura y Abastecimiento, publicadas en la Normateca Institucional de Pemex en el Diario Oficial de la Federación.

2. PRESUPUESTO EJERCIDO VS CUENTA PÚBLICA

Con el análisis de los documentos, denominados "Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Económica y por Objeto de Gasto" y "Egresos de Flujo de Efectivo" de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2018, se determinó que PTRI reportó un presupuesto ejercido de 552,949,666.9 miles de pesos, el cual coincide con el

presupuesto que presentó PTRI, por partida presupuestal, posición financiera y capítulo del gasto, en la base de datos, denominada "EJER PTRI T9M 2018".

Además, con el análisis de la base de datos, denominada "EJER PTRI T9M 2018", se determinó que los centros de trabajo correspondientes a las refinerías Salina Cruz (23310008) y Tula (23310009), registraron un presupuesto ejercido, por 4,593,236.8 y 4,476,502.5 miles de pesos, respectivamente; como se muestra a continuación:

INTEGRACIÓN DEL PRESUPUESTO EJERCIDO POR LAS GERENCIAS DE LAS REFINERÍAS SALINA CRUZ Y TULA
(Miles de Pesos)

Capítulo	Denominación	Salina Cruz (23310008)	Tula (23310009)
1000	Servicios Personales	1,497,459.6	2,038,168.1
2000	Materiales y Suministros	222,596.2	380,057.9
3000	Servicios Generales	424,129.1	614,926.6
4000	Transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas	18.0	18.0
5000	Bienes Muebles Inmuebles e Intangibles	10,327.2	170,140.2
6000	Inversión Pública	2,438,706.7	1,273,191.7
	Total	4,593,236.8	4,476,502.5

FUENTE: Base de datos denominada "EJER PTRI T9M 2018".

3. **PRODUCCIÓN PROGRAMADA Y REAL, CAPACIDAD DISPONIBLE Y UTILIZADA DE PLANTAS EN LAS REFINERÍAS SALINA CRUZ Y TULA**

Producción Programada y Real

Para cumplir con la producción de petrolíferos para el SNR, en el ejercicio 2018, se programó una producción promedio de 1,064.9 Mbd, y la producción real ascendió a 609.5 Mbd (57.2%). Asimismo, con el análisis de los Programas Operativos Mensuales (POM), las bases de datos "Desviaciones POM 2018" y "DESVIACIONES_2018 AU 479", y la Base de Datos Institucional (BDI), publicada en la página electrónica de Pemex, se identificó que, para el período de enero a diciembre de 2018, la producción promedio programada para las refinerías de Salina Cruz y Tula, fue por 358.6 Mbd y la real, de 322.9 Mbd (53.0% de la producción total del SNR).

Al respecto, en ambas refinerías, la disminución en la producción se justificó y documentó con el formato, denominado "desviaciones", firmados por el Subgerente de Optimización y Soporte a la Producción de la Refinería Salina Cruz y por la S.P.A. Superintendencia de Programación de la Producción de la Refinería Tula, en las que se identificó que las "desviaciones", se debieron a paros en la producción, provocados por fallas y

mantenimiento de equipos, así como por la falta de insumos y electricidad. No obstante, al comparar los paros que justifican los desvíos del POM, con los paros reportados en los documentos "VII.41.- IPNP 2018 SALINA CRUZ ENE-DIC 2018" y los "PAROS NO PROGRAMADOS TULA 2018", se identificó que 12 paros no están reportados en dichos documentos y tampoco se proporcionó la documentación que acredite que se hayan presentado.

Capacidad disponible y utilizada en las refinerías

Se identificó que en 2018, las refinerías de Salina Cruz y Tula contaron con 33 y 30 plantas de producción, respectivamente, las cuales se utilizaron como se muestra a continuación:

CAPACIDAD DISPONIBLE Y UTILIZADA EN LAS REFINERÍAS					
Plantas	Número	Capacidad			Comentarios
		Disponibile A	Utilizada B	% No utilizada C (B/A-1)	
Salina Cruz					
Producción de petrolíferos	30	847.5 Mbd	767.0 Mbd	9.5%	No se utilizó la totalidad de las plantas, debido al incendio en la casa de bombas y del sismo; que daño los cuatro turbogeneradores y se tuvieron que rentar dos turbogeneradores, por lo que de enero a marzo de 2018, operó únicamente con un tren de refinación por la disponibilidad de energía eléctrica, y de abril a agosto de 2018, operó con ambos trenes, y de septiembre a diciembre de 2018, debido a que se presentaron bajas existencias del crudo ligero, se programó operar con un solo tren.
Producción de azufre ¹	3	5 td	1.183 td	76.3%	
Tula					
Producción de petrolíferos	28	766.4 Mbd	308.8 Mbd	59.7%	No se utilizó la totalidad de su capacidad, debido a la falta de materia prima (crudo ligero), baja confiabilidad de servicios, falta de carga por bajo proceso de crudo y mantenimiento o reparaciones para mejorar la confiabilidad operativa, debido a que, entre otros factores, se cancelaron todas las Rehabilitaciones Mayores que se tenían programadas en la Refinería.
Producción de azufre ¹	2	240 td	2.4 td	99.0%	

FUENTE: Base de datos "Capacidad instalada y utilizada Ene Dic 2018 Rev 2" y Nota Informativa, firmada por el Subgerente de Optimización y Soporte a la Producción de la Refinería de Salina Cruz, y Base de datos "NUMERAL 4 REF TULA" y Nota Informativa del 1 de abril de 2019, firmada por la Subgerencia de Producción de la Refinería de Tula.

1) Para efecto de obtener el porcentaje de No utilizada, se utilizaron tres decimales.

Permisos para operar las plantas de las refinerías expedidas por la Secretaría de Energía (SENER)

Se constató que en 2018, las refinerías Salina Cruz y Tula, contaron con el respectivo "Título de permiso de refinación de petróleo", expedido por la SENER, con números SENER-REF-005-2018 y SENER-REF-001-2018, vigentes por 30 años, con los que autorizó la operación de 54 y 62 plantas y equipos, respectivamente, sin describir su integración; no obstante, mediante las bases de datos "Capacidad instalada y utilizada Ene Dic 2018 Rev 2" y "NUMERAL 4 REF TULA", PTRI reportó 33 y 30 plantas, respectivamente, sin justificar ni documentar la diferencia de 21 y 32 plantas, respectivamente.

En atención de los resultados finales, con los oficios números CA/COMAUD/AI/GEIR/0045/2020 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0049/2020, del 14 y 15 de enero de 2020, respectivamente, la Subdirección de Producción de Petrolíferos, proporcionó lo siguiente:

- Con una nota informativa del 10 de enero de 2020, la Refinería Salina Cruz informó que los ocho paros fueron reportados en el Índice de Paros No Programados (IPNP) con base en la Guía Técnica para el Cálculo del IPNP en Instalaciones Industriales; sin embargo, dicha relación no coincide con el documento "VII.41.- IPNP 2018 SALINA CRUZ ENE-DIC 2018", proporcionado durante la ejecución de la auditoría, por lo que la observación no se solventa, debido a que no se acreditaron documentalmente los paros no programados reportados en las desviaciones.
- La Refinería Tula proporcionó los documentos de "Cierre y desviaciones al programa de proceso de crudo y producciones", de enero a diciembre de 2018, firmados por el Subgerente de Producción y Superintendente de Programación de la Producción, en los que, como resultado del análisis de los paros indicados en las desviaciones, se identificó que coincidían los cuatro paros reportados en los meses de marzo, abril, junio y julio de 2018, con lo que se aclararon los paros observados.
- La Refinería Salina Cruz aclaró la diferencia observada con la siguiente información y documentación: oficio DGTRI-SPP-GRIADJ-034-2020, nota informativa del 10 de enero de 2020, soporte cédula 1 (relación de equipos) y el soporte cédula 2 (Anexo III de Planos y Fichas Técnicas), en donde se identificaron los 21 equipos que complementan las instalaciones de la Refinería, lo cual coincide con lo reportado en el "Título de permiso de refinación de petróleo", expedido por la SENER; además, proporcionó la ficha técnica de las 54 plantas y equipos en la que se identifica su función, capacidad y productos.
- La Refinería Tula, proporcionó la relación de las 62 plantas y equipos, que se encuentran registrados en el "Título de permiso de refinación de petróleo" expedido por la SENER, en la que se identificaron las 32 plantas observadas; así como el Anexo III Planos y Fichas Técnicas en el que se describen las funciones,

capacidades y productos producidos por de cada una de las plantas y equipos, por lo que la observación se solventa.

2018-6-90T9M-19-0479-01-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial fortalezca los mecanismos de control y supervisión, para que las desviaciones concuerden con la relación del "Índice de Paros No Programados", con el fin de acreditar la totalidad de las desviaciones.

4. COMPRAS DE PETRÓLEO CRUDO A PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (PEP)

Para la compra de materia prima, se celebró el contrato de compraventa de petróleo crudo, formalizado el 1 de octubre de 2003, por la entonces Pemex Refinación (el "Comprador"), actualmente PTRI, y PEP (el "Vendedor"); se determinó que tiene vigencia a partir de la fecha de su firma, hasta que las partes acuerden, siendo su objeto, la compraventa de los diferentes tipos de Petróleo Crudo, en los términos y condiciones de calidad, y cantidad detallados en los 14 anexos del contrato. Se identificó la celebración de cinco Convenios Modificatorios, y un Addendum. Cabe mencionar que el último convenio modificó el numeral 9.1 de la Cláusula 9 "Precio para que sea calculado atendiendo a las condiciones reales del mercado".

Con el análisis de los oficios mensuales de Requerimiento de Petróleo Crudo para el SNR y sus modificaciones, Programas Mensuales de Compra de Crudo (Anexo G del Contrato de Compra-Venta), Recibos de Crudo para el SNR mensuales, firmados por PEP y PTRI, así como de las Desviaciones Volumétricas respecto de los Programas de Entrega a PTRI mensuales, se determinó que PTRI requirió inicialmente 9,009.8 Mbd de petróleo crudo; al respecto, con base en la producción que PEP envía a cada uno de los puntos de entrega de PTRI, ofertó 8,547.7 Mbd, razón por la cual PTRI tuvo que ajustar sus requerimientos, con una disminución de 462.1 Mbd.

De los 8,547.7 Mbd ofertados, confirmados y acordados entre PEP y PTRI, únicamente se suministraron 7,258.5 Mbd, lo que generó desviaciones de 1,289.2 Mbd, las cuales se debieron a la menor disponibilidad de los diferentes tipos de crudo por parte de PEP, de acuerdo con las "Desviaciones Volumétricas respecto a los Programas de Entrega a PTRI" mensuales, por lo que se determinó un desabasto para PTRI de 1,289.2 Mbd (15.1%), el cual, a partir de noviembre y diciembre de 2018, se cubrió con la importación de crudo.

Considerando que el requerimiento inicial de PTRI fue de 9,009.8 Mbd y que PEP únicamente suministro 7,258.5 Mbd, se determinó un desabasto real para PTRI de 1,751.3 Mbd (19.4%), debido a la disminución en la producción de petrolíferos; sin embargo, PTRI solo reconoció como desabasto 1,289.2 Mbd, por considerar las cifras ajustadas a la oferta de PEP.

Con el análisis de las bases de datos denominadas, "Punto 3. DISTRIBUCION ACUMULADA 2018", "PTRI. Estado Costo Producción y Ventas Enero-Diciembre 18 P-16" y "REPORTE

ACUMULADO CPAS MATERIA PRIMA", se identificó que, por los 7,258.5 Mbd (Promedio Ponderado) de crudo suministrados a PTRI para el SNR, en 2018, PEP facturó en ese año, un importe de 279,890,440.4 miles de pesos, de los cuales 143,273,773.8 miles de pesos (51.2%), corresponden a las Refinerías Salina Cruz y Tula, como se detalla a continuación:

COMPRA DE MATERIA PRIMA (LÍNEA REFINADOS) POR REFINERÍA EN 2018
(Miles de pesos)

Punto de Entrega de PTRI Tipo de Crudo	5 refinerías	Salina Cruz	Tula	Total general
6 puntos de entrega/ 7 Tipos de petróleo crudo	23,352,835.5			23,352,835.5
EMC Papan				
Crudo Perdiz	1,259,373.5		1,523,355.7	2,782,729.2
Est. Nuevo Teapa - Palomas				
Crudo Istmo int.	68,994,009.1	54,409,916.5	49,585,095.5	172,989,021.1
Crudo Maya int.	40,767,240.8	22,382,643.2	12,604,207.2	75,754,091.2
Naranjos planta deshidratadora				
Xcaanda				
Crudo Xcaanda	2,243,207.8		2,768,555.6	5,011,763.4
Total	136,616,666.7	76,792,559.7	66,481,214.0	279,890,440.4

FUENTE: Base de datos, denominada "Punto 3. DISTRIBUCION ACUMULADA 2018", "REPORTE ACUMULADO CPAS MATERIA PRIMA" y Pantalla del registro contable, emitida por el Sistema Institucional SAP, del ejercicio 2018.

Asimismo, con los documento entrega-recepción, firmados por PEP y PTRI y las "Desviaciones Volumétricas respecto a los Programas de Entrega a PTRI", firmados por PEP, PTRI y Pemex Logística, se constató que los volúmenes de crudo entregados coinciden con lo facturado; que los precios establecidos en las facturas fueron calculados conforme a lo estipulado en el Quinto Convenio Modificatorio; asimismo, se verificaron las compensaciones interorganismos de los pagos realizados y los registros contables, de los cuales, PTRI pagó 279,890,440.4 miles de pesos en 2018.

En atención de los resultados finales, con el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/0045/2019, del 14 de enero de 2020, la Subdirección de Producción de Petrolíferos remitió un correo electrónico del 10 de enero de 2020, en el cual se indicó que "el contrato de Compra - venta de Crudo no especifica que PTRI deba realizar modificaciones a las solicitudes de petróleo crudo en base a la oferta de PEP y que en realidad PTRI no realiza modificaciones a la solicitud de crudo en base a la oferta de PEP, ajusta sus procesos en base a la disponibilidad de crudo y así se manifiesta en los oficios que se generan. Sin embargo, puede ser un área de oportunidad del contrato"; no obstante, la observación persiste debido a que no se documentaron las acciones realizadas para la determinación del desabasto en función de su demanda real.

2018-6-90T9M-19-0479-01-002 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial determine sus desabastos de crudo en función de su demanda real, a fin de mostrar el desabasto real de crudo para que, en su caso, se prevean e implementen con oportunidad, las acciones que le permitan contar con el crudo necesario para la producción de petrolíferos.

5. CONTRATO DE COMPRA DE CRUDO POR IMPORTACIÓN CON P.M.I.

Debido a la baja oferta de crudo por parte de PEP, y a fin de asegurar la operación del SNR, el 1 de junio de 2018, PTRI (el comprador) y P.M.I. TRADING LIMITED (PMI) (el vendedor) celebraron el Contrato abierto de bienes, No. DOPA-B-SCP-SAC-GSNI-AI-15-18 / P.M.I. TRADING LIMITED No. TRD-DCC-001/18, cuyo objeto consistió en la compraventa de petróleo crudo no sintético de importación, con vigencia del 26 de junio de 2018 al 31 de mayo de 2023; la administradora del contrato por parte de PTRI fue a la Gerencia de Suministro Nacional e Importaciones de la Subdirección de Abasto de Combustibles.

Se constató que en el ejercicio 2018, la importación de crudo Istmo, fue por 1,883,370.3 miles de pesos, del que se analizaron los requerimientos mensuales de Petróleo Crudo para el SNR y sus modificaciones (emitidos por PTRI), los oficios de oferta mensual de Petróleo Crudo (emitidos por PEP), la nota informativa de la Gerencia de Programación de la Subdirección de Abasto de Combustibles de PTRI, del 14 de marzo de 2019 y la nota informativa del Gerente de Suministro Nacional e Importaciones de PTRI, del 8 de noviembre de 2019, asimismo, se identificó que la contratación por adjudicación directa se justificó y autorizó debido a lo siguiente:

- PEP ofertó una cantidad menor que la solicitada por PTRI, de los diferentes tipos de petróleo crudo, principalmente del Crudo Ligero (Istmo).
- "PEP reportaba que a partir de julio 2017, las expectativas de crudo ligero (Istmo) mostraban una clara tendencia a la baja"
- "En noviembre 2017, de acuerdo con los resultados del Informe Técnico realizado por el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se seleccionó el crudo Bakken para cubrir el déficit de crudo Istmo y mantener en operación a las refinerías".
- El 6 de abril de 2018, el Grupo de Autorización de la Excepción al Concurso Abierto de Petróleos Mexicanos y Empresas Productivas Subsidiarias (GAECA) firmó la Cédula de Opinión sobre la procedencia de Excepción a Concurso Abierto.
- En mayo de 2018, P.M.I. Trading Limited emitió el oficio PMI-DCC-215/2018, del 15 de mayo de 2018, con el que envió a la Dirección Operativa de Procura y Abastecimiento (DOPA) la cotización para vender petróleo crudo de importación.

Mediante el oficio DGTRI-SAC-GP-125-2018, la Subdirección de Abasto de Combustibles de PTRI, al amparo del contrato de compraventa de petróleo crudo no sintético de importación, requirió a la Gerencia de Suministro Nacional de Importaciones de PTRI, un volumen de 2,100.0 Miles de barriles (Mdb) de Crudo ligero Bakken, distribuidos en seis embarques; al respecto, con el análisis de los oficios de los Programas de entrega del Crudo de Importación de la Gerencia de Programación a la Gerencia de Suministro Nacional e Importaciones, oficios de Cargamento de entrega de crudo requerido por parte de la Gerencia de Suministro e Importaciones a P.M.I., así como los oficios de Confirmación por parte de P.M.I., ordenes de surtimiento y entradas de mercancía en el sistema SAP, se constató que únicamente se confirmaron y entregaron cuatro cargamentos por 350.0 Mdb cada uno; dos entregados en noviembre y dos en diciembre de 2018, por un monto total de 95,292.4 miles de dólares, equivalentes a 1,883,370.3 miles de pesos, de los cuales en 2018 se erogaron 51,553.1 miles de dólares, equivalentes a 1,047,059.5 miles de pesos (calculado al tipo de cambio del 7 y 12 de diciembre de 2018, respectivamente) y, en 2019, 43,739.3 miles de dólares, equivalentes a 836,310.8 miles de pesos (calculado al tipo de cambio del 24 de enero y 6 de febrero de 2019, respectivamente).

Asimismo, se constató que los volúmenes de crudo entregados se corresponden con lo facturado y que los precios establecidos fueron calculados conforme a la cláusula 6 del contrato, considerando la tarifa mensual, el promedio de cotizaciones del crudo y el precio de reserva; asimismo, se verificaron las compensaciones interorganismos de los pagos realizados y los registros contables.

6. PROGRAMAS Y PROYECTOS DE INVERSIÓN

Con base en la información programática de PTRI, disponible en la Cuenta Pública de 2018, se identificaron 18 programas y proyectos de inversión aplicados en las refinerías Salina Cruz y Tula, con un presupuesto ejercido, por 5,220,079.9 miles de pesos (30.7% de total de 157 proyectos de PTRI, por 17,026,037.8 miles de pesos), importes que al compararse con los avances físicos y financiero del ejercicio, mostraron lo siguiente:

- De siete proyectos de la Refinería de Salina Cruz (00000054606, 1418T4M0031, 1418T4M0038, 1318T4M0027, 1218T4M0012, 1418T4M0004 y 1318T4M0012), seis de la Refinería de Tula (1418T4M0044, 1418T4M0034, 1418T4M0041, 1218T4M0011, 1318T4M0013 y 1318T4M0065) y uno (1318T4M0052) de las refinerías que conforman el SNR, excepto Cadereyta, con vigencias a 2019, 2020 y 2023, reportaron un presupuesto ejercido en 2018, por 4,777,208.9 miles de pesos.
- Uno de la Refinería de Tula (0818T4M0006), por 425,004.5 miles de pesos, concluyó en 2018, y reportó avances físicos y financieros al 100.0%.
- Dos proyectos de la Refinería Salina Cruz (1418T4M0042 y 1118T4M0020 no reportaron avances físicos – financiero en 2018) y uno de la Refinería Tula (0818T4M0023), por 17,866.5, cuyas vigencias fueron: dos a 2018 y uno a 2035, se

reportaron como concluidos, sin proporcionar documentación que acredite y justifique su conclusión.

En atención de los resultados finales, con el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/0018/2020, del 7 de enero de 2020, la Subdirección de Producción de Petrolíferos proporcionó una nota informativa firmada por el S.P.A. Subgerente de Optimización y Soporte a la Producción de la Refinería Salina Cruz, en la que informó lo siguiente:

- Del proyecto 1418T4M0042 (adquisición de resinas para la planta de tratamiento de agua de la Refinería Salina Cruz) y 1118T4M0020 (uso eficiente de la energía en la Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime), no se ejerció presupuesto, ni se concluyó al cien por ciento, considerando que, con los inventarios de resina existentes y el proceso limitado de crudo, programado en 2018, sería suficiente para mantener la operación.
- Del proyecto 1118T4M0020, informó que “finalizó la ejecución del proyecto” en 2018, de acuerdo con la “Consulta del Programa/Proyecto de Inversión en cartera”, del portal de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, pero la “Fecha de término de etapa de inversión” es a 2035.

Además, con el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/0008/2020, del 6 de enero de 2020, la Subdirección de Proyectos Industriales de la Refinería Tula, proporcionó: Minuta GTI del 5 de febrero de 2014, en la que se propone el cambio de estrategia para la aprobación de los proyectos, por lo que se deberán presentar los resultados del análisis técnico- económico; captura de pantalla en la que el proyecto se visualiza en estatus “Calendario Fiscal Concluido/Operación”, y correo electrónico en el que informó que como resultado de la evaluación FEL II y de las prioridades establecidas por la Dirección de General de Pemex Refinación, se determinó la conveniencia de no continuar con las actividades previstas en el proyecto 0818T4M0023.

La observación no se solventa, ya que PTRI no acreditó del proyecto 1418T4M0042, la documentación que justifique y compruebe la suficiencia de inventarios existentes; la conclusión del proyecto 1118T4M0020, así como tampoco la conveniencia de no seguir con el proyecto 0818T4M0023.

2018-6-90T9M-19-0479-01-003 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial justifique y documente la conclusión del proyecto 1118T4M0020, así como que proporcione la documentación que soporte la determinación de no continuar con los proyectos 1418T4M0042 y 0818T4M0023.

7. PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO RUTINARIO Y REPARACIONES MAYORES DE LAS REFINERÍAS SALINA CRUZ Y TULA

Con el análisis de la Política y Procedimientos de Confiabilidad Operacional y Mantenimiento de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales (FS-03-PYP-001) y los programas anuales de Mantenimiento por especialidad y sectores, se identificó que para prolongar la vida útil de los equipos, PTRI, realiza mantenimiento de las refinerías, que clasificó en: preventivos (minimizar las pérdidas de producción causadas por paros no programados) predictivos (planeación y programación oportuna de las intervenciones correctivas) y Reparación Mayor / Libranza (periodo de tiempo en el que se saca de operación un activo para realizar un trabajo de mantenimiento derivado de un diagnóstico físico/operativo, el cual consta de siete etapas (Desarrollo conceptual, Diagnóstico físico y operativo, Planeación, Programación, Trabajos previos, Ejecución y Evaluación).

Programas de mantenimiento preventivo y predictivo

Se constató que en 2018, la Refinería Salina Cruz realizó 8,260 mantenimientos preventivos y 11,723 predictivos, y la Refinería Tula, 7,725 y 4,496, respectivamente, por lo que ambas cumplieron con sus Programas Anuales de Mantenimiento Preventivos y Predictivos, validados con los registros del módulo de mantenimiento del SAP.

Programas de Reparaciones Mayores

Con el análisis del Programa de Rehabilitaciones Mayores 2018, establecidos en los Programas Operativos y Financieros (POF), se determinó que se cancelaron las 15 reparaciones programadas inicialmente para la Refinería Salina Cruz y 14 de las 16 programadas inicialmente para la Refinería Tula.

Respecto de las cancelaciones, PTRI no justificó que haya gestionado la revisión y evaluación de las condiciones de riesgo para determinar su cancelación o diferimiento, así como tampoco su gestión ante las áreas competentes de dichas reprogramaciones o diferimientos, documentación que debió encontrarse en las "Cédulas de Autorización para Reprogramación de libranzas y Reparaciones Mayores".

Asimismo, en el Informe Ejecutivo del Director General de 2018, presentado en la sesión 25 ordinaria del Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos de abril de 2019, manifestó que uno de los principales factores de confiabilidad operacional, que afectó el proceso de crudo en las refinerías, fue las fallas en sus plantas, debido al mantenimiento insuficiente.

De las dos Reparaciones Mayores realizadas en la Refinería Tula, las cuales contaron de siete etapas, integradas por 43 entregables, se determinó lo siguiente:

- Reparación Mayor de la Planta de Alquiler de la Refinería Tula.- de las etapas dos y cuatro, no se proporcionaron los entregables: Cronograma de eventos de

adquisiciones y procura de bienes y servicios de largo plazo y el Reporte del estatus del proceso concursal para la procura y abastecimiento de bienes, servicios y obras, respectivamente, los cuales tampoco se incluyeron en la validación de la conclusión protocolizada con firmas de autorización del Grupo Directivo de Libranzas y Reparaciones Mayores Programadas (GDLRMP).

- Rehabilitación Mayor de la Planta H-OIL T2.- de la etapa siete, no se proporcionaron los entregables relativos a: la Prueba de desempeño de la instalación y estimación del tiempo de corrida, Evaluación del proceso de administración de libranzas / reparaciones mayores en tiempo, costo y desempeño entre lo planeado y lo realizado. Y mediante un correo electrónico del 2 de mayo de 2019, la Coordinación de Atención de Auditorías y Requerimientos de la Subdirección de Confiabilidad y Mantenimiento, informó que la rehabilitación cerró con un avance del 96.0%, al 31 de diciembre de 2018.

Mantenimientos realizados por terceros en la Refinería "Miguel Hidalgo", en Tula de Allende, Hidalgo

Adicionalmente se realizaron tres contratos (5200008337, 5200008654 y 5200008656) por concepto de mantenimiento, con presupuesto ejercido en 2018, por 398,060.4 miles de pesos, de los que se constató que contaron con órdenes de solicitud de pedido, oficios de inicio de los trabajos, actas de recepción de los trabajos y finiquitos de los contratos, excepto del contrato 5200008337 que estuvo previsto para 2019; además, para la liberación de pagos, PTRI proporcionó reportes de supervisión de los trabajos, y se acreditaron con la "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas y testigo de pago.

En atención de los resultados finales, con los oficios números CA/COMAUD/AI/GEIR/0045/2020 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0049/2020, del 14 y 15 de enero de 2020, respectivamente, la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras, remitió lo siguiente:

- Respecto de las 14 cancelaciones de reparación mayor para la Refinería Tula, PTRI proporcionó los documentos denominados "ARP MTBE TAME" y "ARP U-700-1", que corresponden a la Minuta Constitutiva del Grupo Multidisciplinario de Análisis y Evaluación de Riesgos del 30 de diciembre de 2019 de la Planta Hidrosulfuradora de Destinados Intermedios U700-1; del "ARP FCC-1" y "ARP ISOMERIZADORA DE PENTANOS", correspondiente a los Análisis de Riesgo de las Plantas Catalítica 1 e Isomerizadora de pentanos IC5, respectivamente, y la base de datos, denominada "ATENCIÓN DE LA 479-2019", con la relación del estatus de las 14 reparaciones mayores programadas para la Refinería Tula; no obstante, la observación no se solventó, ya que PTRI no justificó, ni documentó la revisión y evaluación de las condiciones de riesgo para determinar la cancelación o diferimiento de 11 reparaciones mayores de la Refinería Tula, así como tampoco de las 15 reparaciones de la Refinería Salina Cruz.

- Respecto de la Reparación Mayor de la Planta Alquilación, la Subdirección de Producción de Petrolíferos informó, mediante un correo electrónico, del 10 de enero de 2020, que en su momento se consideró dar continuidad al seguimiento de las etapas uno, dos, tres y cuatro, conforme al procedimiento (PAI-03) vigente del 31 de mayo de 2016 y para las etapas cinco, seis y siete conforme al procedimiento, en su versión vigente del 18 de abril del 2017, dado que la ejecución de las siete etapas para la planta Alquilación abarcaron ambos procedimientos, debido a la fecha en que se actualizó y los tiempos establecidos en el procedimiento para la entrega de documentación de cada una de las etapas, por lo que se proporcionó el Reporte de Cierre de la Planta Alquilación, con cierre en 2018 y corte del 17 de junio de 2019, por lo que se solventa lo observado.

De la Reparación Mayor de la Planta H-OIL T2 de la Refinería Tula, se remitieron los reportes de Inspecciones, Indicadores y Evaluación del Proceso de Administración de la Reparación Mayor, Pruebas de Desempeño e Informe de Cierre de Ordenes de Mantenimiento en el sistema SAP PM/SAP, entregables correspondientes a la etapa siete, por lo que se solventa la observación.

2018-6-90T9M-19-0479-01-004 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial documente la revisión y evaluación de las condiciones de riesgo de las plantas, para determinar su reprogramación, y se justifiquen las causas que ocasionan las cancelaciones o diferimientos de los "Programas de Reparaciones Mayores" para las refinerías.

8. CONTRATOS PARA LA ATENCIÓN DE EMERGENCIAS EN LAS REFINERÍAS

Contratos de emergencia para la atención de los Siniestros ocurridos en 2017 en la Refinería Salina Cruz

En 2017, en la Refinería Salina Cruz se registraron dos emergencias, la primera derivada de la tormenta tropical Calvin, el 14 de junio y la segunda por el sismo de 8.2 grados en la escala de Richter, el 7 de septiembre, emergencias que resultaron en la formalización de 45 contratos para su atención, de los cuales, se erogaron 1,583,633.7 miles de pesos en 2018.

Al respecto, se seleccionaron para su revisión cinco contratos, por 907,937.6 miles de pesos (57.3%), de los cuales tres (5100410551, 5100411720 y 5100414886) fueron para la atención del siniestro del 14 de junio de 2017 por 121,429.0 miles de pesos, y dos (5300001950 y 5400029890) para la atención del sismo del 7 de septiembre de 2017, por 786,508.6 miles de pesos, de los que se determinó lo siguiente:

- De dos contratos 5100410551 y 5100411720 para la adquisición de concentrado espumante, con un monto ejercido en 2018, por 23,787.8 y 9,982.6 miles de pesos, respectivamente, por tratarse de la atención de una emergencia se formalizaron por adjudicación directa. Al respecto, se constató que contaron con el Oficio de

Solicitud de Pedido y Solicitud de Pedido, y que los bienes fueron recibidos en 2017, lo que se acreditó con los vales de entrada de mercancía y los reportes de conformidad de la Refinería.

- Del contrato 5100414886, con el objeto de restablecer los inventarios de “agente formador de espuma”, que proporcionaron 17 centros de trabajo de Petróleos Mexicanos para la atención de la emergencia, por 87,658.6 miles de pesos, se constató la recepción de 344.7 mil litros de líquido espumante, de los cuales 105.1 miles de litros se utilizaron para el restablecimiento de inventarios de la Refinería Salina Cruz, y los 239.6 mil litros restantes, para restablecer líquido espumante en los 17 Centros de Trabajo en 2018, lo que se acreditó con los pases de salida de materiales de Salina Cruz, los cuales contienen nombre, fecha y firma del personal que recibió en cada uno de los Centros de Trabajo.
- De los dos contratos para la atención de la emergencia del sismo de 8.2 grados Richter, 5300001950, para el Arrendamiento de dos turbogeneradores tipo TM2500 para suministrar energía eléctrica necesaria para la puesta en servicio y operación de las plantas de proceso de la Refinería Salina Cruz, Oaxaca, por 630,825.2 miles de pesos, se constató la recepción de los servicios, con el Acta de Recepción Total de los Servicios, y del 5400029890, celebrado para la recuperación y trasiego de combustóleo, en diques de tanques TV-205/TV-206/AT-101, por 155,683.4 miles de pesos, se constató la recepción de los servicios con el Acta Circunstanciada Administrativa, del 8 de septiembre de 2017, así como con el Acta de Recepción Total de los Servicios. De la liberación de pagos de ambos contratos se revisaron "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas y testigo de pago, en cumplimiento de los Lineamientos Generales de Tesorería para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y de los contratos.

Contratos para la atención de contingencias presentadas en la Refinería Tula en el ejercicio 2018

Como resultado de las mediciones rutinarias en diferentes tramos de las plantas de proceso, realizadas en septiembre de 2018 en la Refinería Tula, se encontraron bajos espesores en las tuberías del área del rack, ubicado al lado Norte de la Torre de Enfriamiento CT-502 y emplazamientos críticos; se formalizaron los contratos 5200008794 y 5200008801, para la restauración y extensión de vida por emergencia de: estructura, soportería y líneas de proceso de diferentes diámetros del rack, ubicado al lado Norte de la Torre de Enfriamiento CT-502, y de tuberías de proceso del área de bombeo y almacenamiento, emplazamientos críticos y cúpula de los tanques atmosféricos, por 124,157.4 y 55,861.9 miles de pesos, respectivamente, a fin de conservar la capacidad de refinación y asegurar la confiabilidad operativa de las plantas de la Refinería.

De lo anterior, se verificó que contaron con solicitudes de pedido y de Contratación, Dictamen de Excepción del Concurso Abierto, en términos de los artículos 11, fracción III y 32, fracción IV de las Disposiciones Generales de Contratación de Petróleos Mexicanos;

respecto de la recepción de los servicios, se constató que contaron con Designación de la supervisión por un tercero, Actas entrega – recepción de los Trabajos, del 27 de septiembre de 2018 y Finiquito de Contrato, así como la "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas y testigo de pago.

9. CONTRATOS PARA LA ADQUISIÓN DE NITRÓGENO E HIDRÓGENO

Contratos de Nitrógeno

De la revisión de seis contratos con presupuesto ejercido en 2018, por 49,521.8 miles de pesos, se determinó que corresponden al suministro de 12,307.0 miles de kilogramos de nitrógeno¹ líquido y 5.8 miles de metros cúbicos de nitrógeno (gas) para las refinerías, de los cuales con el análisis de las solicitudes de pedido, ordenes de suministro, cartas de garantía de calidad por parte del proveedor, los "reportes de conformidad" por parte PTRI (el comprador), vales de entrada en almacén, notas de remisión y pólizas de cumplimiento, se constató el suministro de nitrógeno a las refinerías, y con los documentos "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas, testigos de pago y pólizas contables, se constató que los pagos efectuados realizaron de conformidad con la normativa.

Contratos de Hidrógeno

Uno de los principales procesos de refinación del petróleo crudo, es el hidrotratamiento, el cual tiene como objetivo estabilizar los petrolíferos y eliminar los componentes contaminantes (como azufre, nitrógeno, oxígeno), proceso que requiere del suministro de hidrógeno. Al respecto, se determinó revisar cuatro contratos, con presupuesto ejercido en 2018, por 168,498.4 miles de pesos, de los cuales, tres fueron para la adquisición de 34.7 miles de metros cúbicos (Mm³) de hidrógeno; 5100429071 (26.3 Mm³), 5100408684 (8.0 Mm³) y 5100399629 (0.4 Mm³), y el contrato 5100418294, para la renta de la Planta de Hidrógeno U-3400, de los que se determinó lo siguiente:

De los tres contratos (5100429071, 5100408684 y 5100399629) para la adquisición de hidrogeno, con presupuesto ejercido en 2018, por 3,973.7 miles de pesos, con las órdenes de surtimiento, reportes de conformidad, vales de entrada en almacén, cartas de garantía de calidad por parte del proveedor, los "reportes de conformidad" por parte PTRI (el comprador) y los vales de entrada en almacén, y notas de remisión, se constató el suministro de 34.7 Mm³ de hidrógeno a las refinerías Salina Cruz y Tula, así como los pagos efectuados con los documentos "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas, testigos de pago y pólizas contables, en cumplimiento de la normativa.

Del contrato (5100418294) para la renta de la Planta de Hidrógeno U-3400 en la Refinería de Tula, con presupuesto ejercido en 2018, de 164,524.7 miles de pesos, y con el análisis de

^{1/} Nitrógeno: gas inerte con pureza del 99.99%, que se utiliza para crear atmosferas protectoras y como gas criogénico; además, se usa para eliminar mezclas explosivas en los procesos de regeneración continua de catalizador de las unidades reformadoras de gasolina y en el sistema catalizador de la planta H-OIL.

las notas de remisiones, reportes mensuales, "Codificación de Pagos y Descuentos", facturas y testigo de pago, se documentaron los pagos efectuados en 2018; cabe señalar que dichos pagos se realizaron conforme a la Cuota Mensual establecida en la cláusula 9.1 del contrato; sin embargo, con el análisis de la base de datos, denominada "NUMERAL 4 REF TULA", que contiene la capacidad disponible y utilizada, se identificó que dicha planta contó con una capacidad disponible de 74,510.0 Miles de pies cúbicos diarios (Mpcd), a pesar de que sólo operó en enero y febrero de 2018, generando 272 y 864 Mpcd, respectivamente, por lo que PTRI no justificó que las erogaciones realizadas de junio a diciembre generan mayor producción de petrolíferos.

En atención de los resultados finales, con el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/0018/2020, del 7 de enero de 2020, la Subdirección de Producción de Petrolíferos proporcionó el oficio DGTRI-SPP-GRMH-1503-2019 y anexo, en el que se detallan las cláusulas con las que cumplió el proveedor y por lo cual se erogó el presupuesto en 2018. Además, con una nota informativa la Gerencia de la Refinería Tula informó que: "...las plantas consumidoras de hidrogeno de la Planta U-3400, esto es, la Planta H-Oil y Planta HDG se encontraban fuera de operación al no tener recursos para efectuar los mantenimientos necesarios para estar en condiciones de retornar a operación, no fue factible solicitar el suministro de hidrógeno en el segundo semestre del año 2018. "

Asimismo, indicaron que por la disminución del presupuesto, no se permitió efectuar la obra, servicios y suministro para las reparaciones mayores y con ello cumplir con la programación de las rehabilitaciones generales de las distintas plantas de la Refinería Tula, por lo que se determinaron las siguientes medidas:

- Para la reparación de la Planta H-Oil, se realizó un concurso abierto internacional, el cual se adjudicó a la Compañía SAIPEM Mexicana por medio del contrato de obra pública 5200008575, con fecha de inicio del 8 de junio de 2018 y estimada de termino el 17 de noviembre del mismo año; sin embargo, se presentó un retraso por parte del sector del Complejo de Hidrodesulfuración de residuales (HDR), por lo que no fue posible concluir el mantenimiento en la fecha estipulada, el cual se reprogramo para enero de 2019. Además, se informó que a partir de septiembre de 2019, la planta "...está fuera se operación, pero en condición disponible...".
- Para la Planta HDG no ha sido factible programar su mantenimiento general y ha sido programado para ejecutarse en 2021.

De lo anterior, se concluye que se justifican las erogaciones realizadas en 2018 por el contrato de hidrógeno, toda vez que se cumplió con lo previsto contractualmente, a pesar de que las plantas a las que se realizaría el suministro estuvieron fuera de operación en 2018, por mantenimientos no realizados por falta de recursos, asimismo, en enero 2020, la planta H-Oil está disponible; sin embargo, está fuera de operación, y la planta HDG se

encuentra programada para su mantenimiento en 2021, por lo que PTRI no ha evaluado la pertinencia del contrato.

2018-6-90T9M-19-0479-01-005 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en coordinación con Petróleos Mexicanos, analice los aspectos financieros relacionados con el contrato 5100418294 para tomar, en su caso, las decisiones que se estimen pertinentes, a fin de evitar el pago de las cuotas mensuales, dadas las erogaciones realizadas en 2018, por la renta de la Planta de Hidrógeno U-3400 en la Refinería de Tula, sin obtener el suministro de Hidrógeno.

10. REGISTRO CONTABLE

Para el registro contable de las operaciones de las refinerías Salina Cruz y Tula, PTRI, se identificó que se afectaron las cuentas, como se indica a continuación:

Para los bienes adquiridos relativos a la compra de materia prima nacional:

- Por la provisión del gasto, se realizó el cargo en la 2401 "Materiales o servicios recibidos a Precio estimado" y abono en la cuenta 2138 "Cuentas Intercompañías".
- Por el pago realizado, se cargó en la cuenta 2138 "Cuentas Intercompañías" y abono en la cuenta 1106 "Caja de Ingresos y Egresos Virtuales".

Por la provisión y pago de los bienes y servicios recibidos:

- Por la provisión del gasto, se realizó el cargo en la cuenta 2401 "Materiales o servicios recibidos a Precio estimado" y en la 2102 "Proveedores Nacionales".
- Por el pago realizado, se cargó en la cuenta 2102 "Proveedores Nacionales" y en la cuenta 1106 "Caja de Ingresos y Egresos Virtuales".

Cabe mencionar que, por la provisión y pago de los bienes recibidos por la compra de líquido espumante de importación y crudo ligero de importación, se afectaron las siguientes cuentas:

- Por la provisión del gasto se realizó el cargo en la cuenta 2401 "Materiales o servicios recibidos a Precio estimado" y abono en la cuenta 2109 "Proveedores Extranjeros".
- Por el pago realizado, se cargó en las 2102 "Proveedores Extranjeros" y 6306 "Pérdida Cambiaria", con abono en las cuentas 1106 "Caja de Ingresos y Egresos Virtuales" y 5206 "Utilidad Cambiaria"

Lo anterior, en cumplimiento de la normativa.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Controles internos.

Resumen de Resultados y Acciones

Se determinaron 10 resultados, de los cuales, en 5 no se detectaron irregularidades y los 5 restantes generaron:

5 Recomendaciones.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 27 de enero de 2020, 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 y operativa de las refinerías Salina Cruz y Tula para verificar que la adquisición de bienes y contratación de servicios se justificaron, adjudicaron, receptionaron, documentaron y registraron presupuestal y contablemente conforme a las disposiciones normativas; así como que se llevó a cabo la óptima utilización de su infraestructura, 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 y Petróleos Mexicanos cumplieron con las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, excepto por los aspectos observados siguientes:

- Al comparar los paros en la producción de los Programas Operativos Mensuales (POM), con los reportados por PTRI en el documento "VII.41.- IPNP 2018 SALINA CRUZ ENE-DIC 2018", se identificó que ocho paros no están reportados, ni se acreditó documentalmente la existencia de los paros no programados, reportados en las desviaciones.
- En 2018, PTRI requirió inicialmente 9,009.8 Miles de Barriles Diarios (Mbd) de petróleo crudo y PEP, con base en su producción, sólo le ofertó 8,547.7 Mbd, razón por la que PTRI ajustó sus requerimientos, disminuyéndolos en 462.1 Mbd. De los 8,547.7 Mbd ofertados, confirmados y acordados entre PEP y PTRI, únicamente se realizó el suministro de 7,258.5 Mbd. Considerando que PTRI requirió inicialmente 9,009.8 Mbd y que PEP únicamente le suministró 7,258.5 Mbd, se determinó un desabasto real para PTRI de 1,751.3 Mbd (19.4%); sin embargo, PTRI sólo reconoció como desabasto 1,289.2 Mbd, debido a que lo calculó considerando las cifras ajustadas a la oferta de PEP.
- Pemex Transformación Industrial no justificó, ni documentó la revisión, ni la evaluación de las condiciones de riesgo para determinar la cancelación o

diferimiento de 11 reparaciones mayores de la Refinería Tula, así como tampoco de las 15 reparaciones de la Refinería Salina Cruz.

- Del contrato para la renta de la Planta de Hidrógeno U-3400 en la Refinería de Tula, con presupuesto ejercido en 2018, de 164,524.7 miles de pesos, se identificó que generó erogaciones de junio a diciembre de 2018; a pesar de que las plantas a las que se les realizaría el suministro estuvieron fuera de operación en 2018, por mantenimientos no realizados por falta de recursos, en enero de 2020, la planta H-Oil está como disponible; sin embargo, está fuera de operación, y la planta HDG se encuentra programada para su mantenimiento en 2021, por lo que PTRI no ha evaluado la pertinencia del contrato.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Julio Antonio Elizalde Ángeles

Estanislao Sánchez y López

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar la aplicación de la normativa que reguló las operaciones relacionadas con las adquisiciones de bienes, contratación de servicios auxiliares y de mantenimientos.
2. Verificar que el presupuesto original, modificado y ejercido por las refinerías de Salina Cruz y Tula, se correspondió con las cifras reportadas en la Cuenta Pública 2018.
3. Verificar la elaboración del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) de las refinerías de Salina Cruz y Tula, así como determinar las variaciones entre las metas programadas y la real, así como su justificación.
4. Verificar que la planeación, programación y procesos de contratación de insumos para la producción, servicios auxiliares y de mantenimientos, se realizaron conforme a la normativa, y que la entrega de bienes y servicios se realizó conforme a los términos contractuales.
5. Comprobar la determinación de las necesidades de mantenimiento de las refinerías Salina Cruz y Tula, así como la programación y ejecución de los programas de mantenimientos autorizados, además de las variaciones o paros.
6. Comprobar que los pagos efectuados por insumos para la producción de petrolíferos y servicios de mantenimientos para la operación de las refinerías Salina Cruz y Tula, se realizó conforme a las condiciones pactadas en el contrato.
7. Verificar que la capacidad instalada, se correspondió con la disponible y utilizada en las refinerías, en caso de existir variaciones, identificar las causas que las originaron y las acciones que se llevaron a cabo para su atención.
8. Constatar que el avance físico financiero de los proyectos de inversión vigentes para las refinerías Salina Cruz y Tula, a 2018 fueron acordes con lo programado y cumplieron con lo previsto en los análisis costo beneficio.
9. Verificar que las operaciones revisadas se registraron contable y presupuestalmente, de conformidad con la normativa

Áreas Revisadas

En Pemex Transformación Industrial (PTRI), las subdirecciones de Producción de Petrolíferos; de Abasto de Combustibles; de Confiabilidad y Mantenimiento; de Desarrollo Sustentable, Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental; la Subdirección de Proyectos Industriales y de Análisis Estratégico; y en Petróleos Mexicanos (Pemex), las subdirecciones de Contabilidad y Fiscal; de Presupuesto; de Tesorería; de Coordinación

Financiera para Empresas Productivas Subsidiarias y la Coordinación de Procura y Abastecimiento para Transformación Industrial.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, Art. 46, Frac. II; Art. 47, Frac. I, III, V y XII; Art. 48, Frac. XI, y Art. 49, Frac. I y III; Art. 51, Frac. V; Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 6; Políticas y Procedimientos de Confiabilidad Operacional, sección IV.6 "Anexos del Subproceso de Planeación de Mantenimiento", numerales 2.1, 2.10, 2.14 y anexos V, VI.3 y VI.4; numeral "RESPONSABILIDADES", inciso e) "Subdirectores de Organismos Subsidiarios" de la Guía Técnica para el Cálculo del Índice de Paros No Programados; Título de Permiso de Refinación de Petróleo para la Refinería Miguel Hidalgo, Segundo apartado, quinto párrafo; Séptimo apartado, quinto párrafo; Anexo Dos, apartado "Plantas y equipos"; y numeral 4.3 "Programa Operativo Mensual (POM)", primer párrafo del Contrato de Compraventa de Petróleo Crudo; Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, Sección VI. "Lineamientos Generales que regulan el Sistema de Control Interno", apartado VI.2.5 "Autoevaluación del Riesgo en el marco del Control Interno".

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.