

Pemex Exploración y Producción

Desempeño de la Producción Petrolera

Auditoría de Desempeño: 2019-6-90T9G-07-0391-2020

391-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 actualización de la disponibilidad, operación y mantenimiento de la infraestructura para la exploración y producción de hidrocarburos, y el efecto en su incremento de manera rentable, segura y sustentable.

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

El alcance temporal de la auditoría corresponde al ejercicio fiscal 2019 y se utilizó como periodo de referencia 2012-2018. El alcance temático comprende la revisión de la disponibilidad, mediante la actualización del inventario de la infraestructura, así como la administración de los contratos; la operación, y el mantenimiento de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como la contribución de estas acciones en el incremento de la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable. Asimismo, se incorpora un análisis de la aplicación de los recursos presupuestarios empleados y de los mecanismos de seguimiento y evaluación que incluyen la revisión de sus indicadores de desempeño y la suficiencia, veracidad y calidad de la información registrada en los documentos de rendición de cuentas respecto de los resultados

del uso de las plataformas y equipos de perforación para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. Los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron, no en todos los casos, suficientes, de calidad, confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el desempeño de la infraestructura de PEP para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y sus efectos en el incremento de su producción de manera rentable, segura y sustentable.

Antecedentes

En 1992, con la publicación de la Ley Orgánica de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios en el Diario Oficial de la Federación (DOF), se reestructuró la industria petrolera para crear un órgano Corporativo y cuatro organismos subsidiarios de PEMEX (PEP, PR, PGPB y PPQ), a fin de que se especializaran en su ramo y obtener mejores resultados^{1/}. A partir de ese año, Pemex Exploración y Producción (PEP) tiene a su cargo la exploración, producción y distribución de petróleo crudo y gas natural; su transporte, almacenamiento en terminales y comercialización^{2/}.

Para llevar a cabo la exploración y extracción de las reservas de petróleo crudo y gas natural del país, PEMEX divide el territorio nacional en cuatro grandes regiones geográficas: Región Norte, Región Sur, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste. Las regiones se subdividen en activos de producción: Cantarell, Ku-Maloob-Zaap, Abkatun-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco, Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Reynosa, Poza Rica-Altamira y Veracruz^{3/}.

Después de la reestructuración, PEP no obtuvo los resultados esperados, ya que en el periodo 1992-2000, las reservas de petróleo crudo disminuyeron en 9.9%, lo que significó una reducción de 4,374.0 millones de barriles (MMb) y las de gas natural decreció en 19.8%, al pasar de 70,046.0 a 56,154.0 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc). La producción de petróleo crudo se canalizó en mayor medida a la exportación que a la refinación^{4/}.

En 2004, la plataforma de producción de petróleo registró el punto máximo de declive con 3,383 miles de barriles por día (Mbpd) de aceite crudo que obedeció, entre otros aspectos

^{1/} Petróleos Mexicanos, **Historia de Petróleos Mexicanos**, consultada el 29 de junio de 2020 en: <https://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/historia-pemex.aspx>.

^{2/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la auditoría de desempeño DE-187 “Disponibilidad de Petróleo Crudo y Gas Natural”**, México, 2015, p. 2.

^{3/} Fundar, Centro de análisis e investigación, A.C, **Las actividades extractivas en México: estado actual, anuario 2016**, México, 2017, p.40.

^{4/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la auditoría de desempeño DE-187 Disponibilidad de Petróleo Crudo y Gas Natural**, México, 2015, p. 2.

estructurales tales como la carga tributaria de PEMEX, la deuda, la caída de los precios y la pérdida de solvencia crediticia, a factores operativos como el agotamiento de los campos maduros ubicados costa afuera en la Sonda de Campeche y otros campos gigantes terrestres con más de 30 años de vida productiva ^{5/}, ya que las tres cuartas partes de la producción de hidrocarburos proviene de la zona marina, donde se concentran los más grandes yacimientos de México que actualmente se encuentran en etapa de declinación.

Otro factor que repercutió en la producción petrolera es la infraestructura de PEP para actividades de explotación y extracción de hidrocarburos, ya que aun cuando los equipos de perforación se incrementaron en 2.4% durante el período 1992 a 2006, para la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos, no resultaron suficientes para recuperar las reservas totales de hidrocarburos, las cuales disminuyeron 2.5% en promedio anual, al pasar de 65,050.0 a 45,376.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpcpe), ya que estos equipos se utilizaron principalmente para el desarrollo de pozos para la producción y no para la exploración, lo cual limitó el descubrimiento de nuevos yacimientos ^{6/}.

De 2000 a 2006, se promovieron contratos de servicios múltiples con empresas petroleras nacionales y extranjeras, a fin de alentar la inversión para explorar, extraer y procesar hidrocarburos, con lo que obtuvieron 133 mil millones de dólares por exportaciones de petróleo, sin que se invirtieran en infraestructura petrolera ^{7/}, sino que se emplearon en el subsidio fiscal de las grandes empresas mexicanas y para cubrir gran parte de los egresos federales como el gasto corriente de la Administración Pública Federal (APF) ^{8/}.

En 2008, PEMEX registró un aumento en el número de pozos en operación y el número de equipos de perforación, y en el de plataformas marinas en un 4.7% respecto de 2007, al pasar, estas últimas, de 125 a 225, con las cuales se proporcionaron servicios de almacenamiento, procesamiento, control, alojamiento, perforación y comunicación ^{9/}. En ese mismo año, se presentó la Reforma Energética que, entre otros propósitos, se orientó a mantener la alta producción de petróleo ^{10/}, ya que con los ajustes estructurales que se realizaron de 1992 a 2008, PEMEX no obtuvo la suficiente inversión para la exploración y producción de hidrocarburos y siguió registrando números rojos en sus finanzas, debido a la carga tributaria

^{5/} Secretaría de Energía, **Necesidades tecnológicas del sector hidrocarburos**, México, 2020, p. 14.

^{6/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la Auditoría de Desempeño núm. DE-157 "Infraestructura para la Exploración y Producción de Hidrocarburos"**, México, 2012, p. 2.

^{7/} Gutiérrez Rodríguez, Roberto, **La Reforma Petrolera de México: ¿dos sexenios sin política energética?**, Argumentos (Méx.), 2008, México, pág. 49, consulta online: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0187-57952008000300002.

^{8/} Cárdenas Gracia, Jaime, **En defensa del petróleo**, Capítulo Primero. La disputa por el petróleo en México. Breve historia de los hidrocarburos, UNAM, primera edición, noviembre de 2009, p. 55.

^{9/} Petróleos Mexicanos, **Reporte de resultados dictaminados de PEMEX 2008**, p. 4.

^{10/} Petróleos Mexicanos, **Historia de Petróleos Mexicanos**, consultada el 29 de junio de 2020 en: <https://www.pemex.com/acerca/historia/Paginas/historia-pemex.aspx>. Y Ángeles Cornejo, O. Sarahí, **Crónica de una muerte anunciada: La reforma energética propuesta por el gobierno de Calderón**, Memoria histórica, Dimensión Económica, Revista Digital, Instituto de Investigaciones Económicas, Vol. 1, núm. cero, mayo-agosto/2009, pp. 1-5.

^{11/}, lo que se reflejó en una disminución de la producción de petróleo crudo en un 9.2% en comparación con 2007.

En 2012, PEMEX consolidó su estrategia de ampliar el número de activos productivos y aumentar la producción de activos existentes; no obstante, la producción de crudo se ubicó en 2,548 Mbd, 5 Mbd inferiores al promedio de 2011, debido a la declinación natural de campos en el Activo Cantarell ^{12/}.

Para el año 2013, PEP continuó con problemas operativos que requerían mayores medidas tecnológicas y de capital, por lo que se promulgó la Reforma Estructural en materia energética que, entre sus objetivos, planteó lograr tasas de restitución de reservas probadas superiores al 100.0% y aumentar la producción de petróleo ^{13/}. Dicha reforma modificó el papel de PEMEX en la cadena de suministro de la industria petrolera y la empresa enfocó su estrategia de perforación en mayor eficiencia y generación de valor.

La creciente complejidad de los campos maduros que requirió la implementación de tecnologías de alta especialización para lograr y mantener la producción, así como la fuerte caída de los precios del petróleo de 2014 y la baja inversión en exploración y producción ocasionó la reducción de los niveles de producción de hidrocarburos en un 40.0% ^{14/} y de la infraestructura para actividades relacionadas con el sector de hidrocarburos, debido a que está última decreció 14.6% durante el periodo 2013-2017, al pasar de 9,379 pozos en 2013 a 8,008 en 2017, situación que derivó de la apertura del sector a los particulares que manejan muchos de los pozos que operaba PEMEX; de igual forma destacó la disminución en otros rubros, del 13.7% en campos de producción, al pasar de 454 a 392; del 35.2% en unidades servicio a pozos, al pasar de 193 a 125, y del 37.6% en equipos de perforación y reparación de pozos, al pasar de 133 a 83; en tanto que, el número de plataformas mostró una variación positiva marginal del 0.4% al pasar de 254 en 2013 a 255 en 2017 ^{15/}.

La repercusión de esos factores se reflejó en la disminución de las reservas de hidrocarburos en el país, debido a que disminuyeron en 44.2%, al pasar de 46.4 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) en 2006 a 20.5 MMbpce en 2019, debido principalmente a la caída de las reservas posibles. Desde 2013, el indicador reportó importantes reducciones, situación que continuó agudizándose en 2016 por el impacto de la

^{11/} Clavellina Miller, José Luis, **Reforma energética, ¿era realmente necesaria?**, Economía Informa núm. 385, México, 2014, Pp. 12-13.

^{12/} Petróleos Mexicanos, **Reporte de resultados dictaminados de PEMEX 2012**, México, p. 8.

^{13/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la Auditoría de Desempeño núm. 455-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”**, México, 2019, p. 2

^{14/} Petróleos Mexicanos, **Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Subsidiarias 2019-2023, versión pública**, México, 2019.

^{15/} Auditoría Superior de la Federación, **Evaluación número 1590-DE “Reforma Energética: Hidrocarburos”**, México, 2017.

Ronda Cero y ocasionó que México pasara de ser exportador a importador de crudo y combustibles refinados ^{16/}.

Para 2018 las deficiencias operativas de PEP continuaron, ya que no programó la realización del 60.5% de los mantenimientos requeridos ^{17/}; terminó 19 pozos exploratorios de los 53 previstos, y desarrolló 143 de 201 programados, debido a los ajustes presupuestarios, intervención de pozos de forma diferida, accidentes en la perforación, retraso en la disponibilidad de equipos para perforar, atrapamiento de herramientas y materiales y los cambios de estrategia, lo que también incidió en la programación de PEP para la adquisición, arrendamiento y construcción de infraestructura requerida para extraer hidrocarburos ^{18/}.

El 01 de julio de 2019, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos determinó la fusión de las empresas productivas subsidiarias Pemex Perforación y Servicios (PPS) y PEP, dejando de operar la primera y, el 30 de julio de 2019, se publicó en el DOF la “Declaratoria de extinción de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Perforación y Servicios, derivada de su fusión con la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción” ^{19/}, por lo que PEP incorporó a sus actividades las que realizaba PPS, con el objetivo de generar mayor valor económico y más rentabilidad para el Estado Mexicano.

En los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, el Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos (PNPH) 2019-2024, la Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2014-2028 y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, se señaló que entre los factores internos que afectan la operación de PEMEX, se encuentra el rezago en mantenimiento y se reconoció la problemática de la baja producción de hidrocarburos ocasionada por el agotamiento de los campos maduros, la declinación natural de los yacimientos, la escasa inversión en exploración y producción que generó insuficiente infraestructura para estas actividades, lo que a su vez causó la reducción en el número de pozos perforados y se reflejó en bajos niveles competitivos del sector energético; el país pasó de ser exportador a importador de crudo y combustibles refinados, y se registró una significativa disminución de los recursos prospectivos, por lo que el Gobierno Federal planteó la necesidad de incrementar la perforación de pozos.

Con la fiscalización del desempeño de la infraestructura para actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se verificó que, en 2019, los resultados fueron insuficientes, derivado de que PEP y PCORP no demostraron una adecuada gestión de la infraestructura y

^{16/} Presidencia de la República, **Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024**, México, 2019.

^{17/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la Auditoría de Desempeño núm. 1589-DE Desempeño de Petróleos Mexicanos Corporativo**, México, 2019, p. 47.

^{18/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la Auditoría de Desempeño núm. 455-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción**, México, 2019, pp. 66-67.

^{19/} Auditoría Superior de la Federación, **Informe de la Auditoría de Desempeño núm. 477-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Perforación y Servicios”**, México, 2019, pp. 3-4.

administración de las contrataciones efectuadas; en cuanto a la operación de la infraestructura, desconocieron las necesidades de suficiencia y las condiciones físicas de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas con las que contó la subsidiaria, y no se realizó el mantenimiento, sustitución y modernización requerido, factores que representaron limitantes para que la subsidiaria utilizara su potencial para proporcionar una seguridad razonable del cumplimiento de sus atribuciones y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, como se presenta en los 8 resultados siguientes.

Resultados

1. Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción

El análisis del resultado se presenta en dos apartados: a) regulación en materia de inventarios de la infraestructura para la explotación y producción de hidrocarburos y b) infraestructura de PEP para actividades de explotación y producción de hidrocarburos.

a) Regulación en materia de inventarios de la infraestructura para la explotación y producción de hidrocarburos

Con la revisión de la “Guía Operativa para crear o modificar ubicaciones técnicas en el módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP por sus siglas en inglés)” y de la “Guía Operativa para crear, modificar y visualizar equipos en el módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP)”, elaboradas en diciembre de 2019, por la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción, las cuales cancelan y sustituyen a las primeras versiones emitidas en 2016, se observó que en los documentos proporcionados por PEP se establecen los objetivos, ámbito de aplicación, alcances y procedimientos para crear o modificar las ubicaciones técnicas de los equipos con los que cuenta, con lo que la ASF verificó que las guías se orientaron a describir el proceso para generar la clave de ubicación técnica de la infraestructura en el SAP que indica el organismo subsidiario al que corresponde el bien, la línea de negocio, centro de proceso, el tipo de infraestructura, el área y la posición, lo que de manera general les permite llevar un control de los sitios en los que se encuentran físicamente los equipos; no obstante, los documentos no especificaron a las áreas encargadas del control y administración de dichos inventarios, ni la frecuencia de actualización del inventario de la infraestructura en cada región, aunado a que su fecha de emisión fue al cierre del ejercicio 2019, por lo que no estuvo vigente durante el año de revisión, lo que limitó a PEP acreditar que dispuso de los elementos normativos para regular estos procesos, reveló deficiencias en los mecanismos de control interno para institucionalizar sus políticas y procedimientos y representa un riesgo para garantizar el adecuado desarrollo de dichos procesos.

Las gerencias de Operación y Mantenimiento de Equipos y la de Servicios a Pozos indicaron que “no se cuentan con lineamientos y manuales para la actualización de inventarios de la infraestructura propia, ya que, esa actividad no forma parte de las funciones sustantivas de

estas unidades administrativas; sino que le corresponde en su caso, a la Gerencia de Administración Patrimonial, perteneciente a la Subdirección de Servicios Corporativos, conforme al artículo 62 del Estatuto Orgánico de Pemex”; sin embargo, estas últimas unidades administrativas adscritas a Pemex Corporativo no emitieron ningún pronunciamiento respecto de la actualización, control y administración de los inventarios de PEP, lo que denota deficiencias en los mecanismos de generación, obtención y uso de la información relacionada con los bienes de los que dispone la subsidiaria para el desempeño de sus actividades esenciales de exploración y producción de hidrocarburos, impidió a las entidades fiscalizadas acreditar el cumplimiento de estas atribuciones y representa un riesgo para efectuar una planeación eficiente de sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos al no contar con la información relativa a los bienes propios y arrendados disponibles para cada Subdirección de Producción que podría repercutir en el cumplimiento del objeto de PEP.

En el transcurso de la auditoría, la Gerencia de Administración Patrimonial informó que la normatividad vigente y aplicable para la actualización de los inventarios son los “Criterios para la Baja de Activos Fijos de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias” y los “Criterios para el Alta de Bienes Muebles de Petróleos Mexicanos y Sus Empresas Productivas Subsidiarias”, vigentes desde 2018, de cuya revisión se observó que describen los procedimientos para llevar a cabo en el SAP la cancelación o creación del registro de un bien mueble o inmueble en los sistemas patrimoniales, contables y financieros. Asimismo, la gerencia proporcionó el documento denominado “Inventario de pozos, plataformas y ductos de PEP al cierre de 2019”, en el cual se mostró que esta subsidiaria contó con 301 plataformas; 2,616 plataformas IFRS; 30,620 pozos; 3,422 ductos y 3,919 ductos IFRS, sin que se aportara la documentación soporte para demostrar que en 2019 se efectuaron actualizaciones del inventario de la infraestructura de PEP para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y que estas gestiones se llevaron a cabo de acuerdo con la normatividad aplicable, por lo que persiste la deficiencia observada respecto de los mecanismos de generación, obtención y uso de la información relacionada con los bienes de los que dispone la subsidiaria para el desempeño de sus actividades esenciales de exploración y producción de hidrocarburos.

Como evidencia de las actividades implementadas en 2019 por las subdirecciones de producción de las Regiones Sur y Marina Noreste entregaron copia de 16 formatos denominados “Crear o modificar ubicaciones técnicas en el módulo de mantenimiento de SAP” y “Crear o modificar equipos en el módulo de mantenimiento de SAP”, con los cuales se dieron de alta o modificaron las ubicaciones técnicas de 9 plataformas, 10 campos, 2 estaciones de servicio, 159 equipos y 18 ductos. Asimismo, PEP proporcionó el Informe Ejecutivo del Censo de Instalaciones de Producción y Estructuras Marinas, correspondiente al 4to. Trimestre de 2019, en el que se observaron los cuatro criterios de la Base de Datos Institucional (BDI) para determinar que las ubicaciones técnicas fueron correctamente elaboradas, de los que tres aplicaron para el módulo de mantenimiento del SAP y consistieron en la revisión del estado de la ubicación técnica, clase asignada y condición de operación que especifique si está en operación o no de manera definitiva o temporal, considerando que el incumplimiento de uno de ellos implica un registro inadecuado; y un criterio se empleó para los activos fijos, el cual se orientó a verificar que el número de activo contemplara la clase,

nota de inventario y el estado del bien que indicara si está en operación o fuera de operación temporal.

Con base en esos cuatro criterios, se informó que, al cierre de 2019, se analizaron 856 ubicaciones técnicas registradas en instalaciones de producción de las cuatro subdirecciones de producción Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur, de las cuales el 87.3% (747) cumplió los criterios establecidos en la BDI y el 12.7% (109) restante no, y que también se evaluaron las ubicaciones técnicas de 294 estructuras marinas registradas en las subdirecciones de producción Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste y Región Norte, de las que el 93.5% (275) cumplió los criterios y el 6.5% (19) no; sin embargo, PEP no acreditó la totalidad de la documentación comprobatoria de las creaciones o modificaciones reportadas en 2019, ya que no se remitieron los formatos de las subdirecciones de producción Región Marina Suroeste y Región Norte; no comprobó la formalización de los criterios evaluados, ni la documentación soporte de la evaluación de las 856 ubicaciones técnicas en instalaciones de producción y las 294 realizadas en las estructuras marinas registradas, y los datos no fueron claros respecto de cuántas veces se modificó la ubicación de una instalación o activo durante el año, lo que reveló deficiencias en los mecanismos de control de PEP para la generación, obtención y uso de la información relacionada con los censos de instalaciones y activos, al tiempo que obstaculizó identificar la infraestructura de la que dispuso PEP para el desempeño de sus actividades sustantivas de exploración y producción de hidrocarburos.

En el trascurso de la auditoría, la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos indicó que en 2019 se encontraban actualizadas las ubicaciones técnicas de los 84 equipos de perforación propiedad de PEMEX para actividades de perforación, reparación y terminación de pozos, sin que se acreditaran documentalmente las actualizaciones realizadas, ni se justificara la evidencia de la totalidad de las creaciones o modificaciones reportadas y evaluadas en 2019, ni los criterios con los que se evaluaron, por lo que persisten las deficiencias identificadas.

b) Infraestructura de PEP para actividades de explotación y producción de hidrocarburos

De acuerdo con las bases de datos proporcionadas por PEP respecto de la infraestructura para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, correspondiente al ejercicio 2019, PEP contó con la infraestructura siguiente:

- 254 plataformas marinas ubicadas en 5 activos de producción, correspondientes a las regiones Norte, Marina Noreste y Marina Suroeste, de las cuales el 68.1% (173) se encontró en operación, el 13.8% (35) estuvo inactivo y del 18.1% (46) restantes no se especificó su situación; de cuyo estatus se indicó que el 69.3% (176) es propiedad de PEP y el 30.7% (78) restante no hubo certeza de su posesión; estas plataformas se utilizaron principalmente para la perforación, producción y extracción de petróleo, con una capacidad anual de producción de 2,361.5 Millones de barriles (MMb) en 2019, sin que se cuantificaran las plataformas arrendadas.

- 209 campos de producción, distribuidos en 9 activos de producción, circunscritos a las cuatro regiones de PEP, de los que el 64.6% (135) tuvo una capacidad anual de producción de hidrocarburos de 528.4 MMB en 2019, mientras que en el 35.4% (74) se especificó la capacidad anual de producción de aceite de 82,567.2 Miles de barriles diarios (Mbd) y de 1,345.5 Millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de producción de gas; no obstante, no se precisó en la totalidad de los campos de producción la capacidad reportada por tipo de hidrocarburo, ni justificaron los motivos por los que no se aportó información de los activos Reynosa y Veracruz.
- En cuanto a pozos, PEP reportó un universo de 9,725 pozos, correspondientes a 8 activos en las cuatro regiones, de los cuales el 87.4% (8,497) es terrestre y el 12.6% (1,228) marino; en tanto que, el 35.3% (3,433) del total se encontró activo y el 64.7% (6,292) restante se registró cerrado o taponado; asimismo, se observó que únicamente el 0.1% (14) se especificó como pozos exploratorios, el 6.5% (631) pozos en desarrollo y del 93.4% (9,080) restante no se definió su estado y no se reportaron datos de los activos Reynosa y Veracruz, en la Región de Producción Norte, y el activo Bellota-Jujo en la Región de Producción Sur.
- Respecto de los equipos de perforación, PEP registró un total de 120 ubicados en las cuatro regiones, la cual corresponde a la última localización del año, ya que no permanecen fijos y constantemente se están trasladando de un punto a otro para ejecutar diversas intervenciones a pozos, de acuerdo con las necesidades y los programas operativos de PEP, del total el 60.0% (72) es de su propiedad y el 40.0% (48) es equipo arrendado; el 85.0% (102) correspondió a equipos terrestres y el 15.0% (18) a equipos marinos, de los cuales 8 equipos se registraron bajo la denominación "Exploración Marino", sin que asociaran a ninguna región o activo; el 79.2% (95) del equipo es utilizado en actividades de desarrollo y el 20.8% (25) en actividades exploratorias.

En cuanto a los costos que generó y los riesgos que representó para los objetivos y metas de producción petrolera de PEP que, en 2019, no se operara la totalidad de la infraestructura, la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos señaló que "en el ejercicio 2019 no se tuvieron plataformas fuera de operación, se encuentran operando conforme al programa operativo", y en el caso de los equipos de perforación la gerencia indicó que no se registraron equipos marinos fuera de operación y en los equipos terrestres se reportaron 10 equipos sin operar ubicados en las Regiones de Producción Terrestre Norte y Sur; en tanto que, respecto de los costos que generaron y los riesgos de que no se operen todos los equipos de perforación, la gerencia indicó que "como área de servicio, únicamente se proporcionan los equipos de perforación en condiciones de operación a los diferentes activos de producción, quienes a través de las Gerencias de Programación y Evaluación Operativa establecen las premisas e integran los respectivos programas operativos de actividad física, así como los recursos asociados y su seguimiento, por lo cual no es posible que proporcionemos lo solicitado"; no obstante, se constató que existe inconsistencia respecto de las cifras aportadas, ya que se identificaron 35 plataformas fuera de operación y de los 102 equipos de perforación terrestres ninguno se reportó fuera de operación, aunado a ello, PEP no justificó

las causas por las que los 10 equipos terrestres no operaron, ni documentó el análisis del monto y el riesgo que implicó en el cumplimiento de sus objetivos dejar fuera de operación los equipos señalados, lo que reveló deficiencias en los mecanismos de control empleados para la administración de la infraestructura y para la generación, obtención y uso de la información insuficiente, relevante y de calidad que apoye la toma de decisiones respecto de las repercusiones que implicaría en su desempeño.

En cuanto a los costos y los riesgos que implican en el cumplimiento de los objetivos de producción los pozos que se encuentran taponados, en el trascurso de la auditoría, mediante nota informativa PEP señaló que un pozo tendrá producción siempre y cuando contenga energía del yacimiento, en razón de ello será rentable mantenerlo hasta que los egresos por operación superen los ingresos y ya no ofrezca oportunidades adicionales de explotación, que es cuando caen en el concepto de pozo cerrado y forman parte de un programa de taponamiento, que consiste en una intervención para su abandono temporal o definitivo, por ello son retirados de los bienes patrimoniales y no se consideran en los programa de producción, por lo tanto no generan ningún riesgo para los objetivos de producción petrolera; sin embargo, la subsidiaria no acreditó la formalización de los criterios descritos para el trato de estos pozos, por lo que persiste la deficiencia identificada.

Asimismo, la empresa subsidiaria no acreditó la información de las plataformas, campos de producción, pozos y equipos de perforación de la totalidad de los activos en las cuatro regiones en las que subsidiaria distribuye el territorio nacional en atención de sus atribuciones, ni justificó las causas que motivaron la falta de acreditación, tampoco documentó los factores que originaron la situación de la infraestructura fuera de operación, lo que limitó verificar la infraestructura de la que dispuso en 2019 para el cumplimiento de sus actividades de exploración y extracción y, con ello, favorecer el logro de sus metas y objetivos en materia de producción de hidrocarburos.

En el transcurso de la auditoría, PEP remitió notas informativas en la que indicó que en el Activo Reynosa dispuso de 102 campos de producción con una capacidad anual de producción de gas de 450 MMpcd y que en el Activo Veracruz se registraron 36 campos con una capacidad anual de producción de 19,422 Mbd de aceite y 208.1 MMpcd de gas; en cuanto a los pozos, señaló que en el Activo Reynosa contó con 7,316 y el Activo Veracruz con 1,067, sin que aportará la documentación comprobatoria correspondiente, por lo que persiste la deficiencia observada.

En relación con las estadísticas reportadas en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, en materia de infraestructura de PEP, se constató que la información proporcionada por la subsidiaria presentó las inconsistencias que se muestran a continuación:

INFRAESTRUCTURA DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PEP, 2019

| Tipo de infraestructura | Informe Anual (a) | Reportes PEP (b) | Diferencia | |
|--|----------------------|---------------------|-------------------------|---------------------------------|
| | | | Absoluta (c)=(b)-(a) | Relativa (d)=((b)/(a)-1)*100 |
| Plataformas marinas (PEP) | 275 | 254 | (21) | (7.6) |
| Campos en producción | 325 | 209 | (116) | (35.7) |
| Pozos productores promedio en operación | 7,400 | 9,725 | 2,325 | 31.4 |
| Equipos de perforación y reparación de pozos | 82 | 120 | 38 | 46.3 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y la documentación proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Se corroboró que, en el rubro de plataformas, PEP informó que en 2019 dispuso de 254 instalaciones, cifra inferior en un 7.6% (21) respecto de lo reportado en el documento oficial de PEMEX; en cuanto a los campos de producción, la subsidiaria registró 209, cantidad menor en un 35.7% (116) en comparación con lo publicado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019; en el número de pozos, el total señalado por PEP de 9,725 mostró una variación superior del 31.4% (2,325) en relación con el informe, que fue de 7,400, y en lo relativo a los 120 equipos que indicó PEP, se observó una diferencia mayor del 46.3% (38) en contraste con los 82 equipos presentados en el mismo documento de rendición de cuentas, lo que reveló deficiencias en los mecanismos de PEP para la generación, obtención y uso de la información clara, completa, precisa y oportuna referente a la infraestructura con la que contó para las actividades de exploración y producción y representa un riesgo que podría dificultar la toma de decisiones para una adecuada programación y ejecución del cumplimiento del objeto de PEP al desconocer la capacidad operativa de la empresa subsidiaria.

2019-6-90T9G-07-0391-07-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo acrediten las guías operativas vigentes y aplicables en el ejercicio 2019 para llevar a cabo la creación o modificación de ubicaciones técnicas de la infraestructura en el Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP) y proporcionen la documentación comprobatoria de la totalidad de las creaciones o modificaciones reportadas en 2019, correspondientes a las subdirecciones de producción Región Marina Suroeste y Región Norte; comprueben la formalización de los criterios de evaluación de la Base de Datos Institucional (BDI) para determinar que las ubicaciones técnicas fueron correctamente elaboradas y remitan la documentación soporte de la evaluación de las 856 ubicaciones técnicas en instalaciones de producción y las 294 realizadas en las estructuras marinas reportadas en el Informe Ejecutivo del Censo de Instalaciones de Producción y Estructuras Marinas, del 4to. Trimestre de 2019, que muestre las ubicaciones que cumplieron los criterios de la BDI y las que no; expliquen y evidencien cuántas veces se modificó la ubicación de una instalación o activo durante 2019, y proporcionen las acciones de actualización de los inventarios de la infraestructura de PEP para actividades de exploración y producción de hidrocarburos efectuadas en 2019 por la Gerencia de Administración Patrimonial, perteneciente a la Subdirección de Servicios Corporativos, a

efecto de disponer de la información suficiente, relevante y de calidad que permita acreditar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 56, 61, 66, 71, fracción VII de cada uno de éstos, 116, fracción X y 118, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el subapartado VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas realizadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-002 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo proporcionen la documentación comprobatoria de la infraestructura con la que se contó en 2019 para las actividades de exploración relativo a la situación del 18.1% (46) de las 254 plataformas de las que no se especificó si operaron o no y del 30.7% (78) del que no se tuvo certeza de su posesión; precisar en la totalidad de los 209 campos de producción la capacidad reportada por tipo de hidrocarburo y justificar los motivos por los que no se proporcionó información de los activos Reynosa y Veracruz; del 93.4% (9,080) de los 9,725 pozos, de los que no se definió si correspondían a pozos exploratorios o en desarrollo y se aporten los datos de los activos Reynosa, Veracruz y Bellota-Jujo, y explicar a qué corresponden los 8 equipos de perforación arrendados bajo la denominación "Exploración Marino" que no se asociaron a ninguna región o activo; remitan documentación soporte de los factores que originaron la inactividad de 35 plataformas, 10 equipos de perforación terrestre y 6,292 pozos cerrados o taponados, y fundamenten el costo que generaron y el riesgo que implica en el cumplimiento de sus objetivos de producción petrolera de PEP que no opere esta infraestructura; y acrediten las causas de las inconsistencias detectadas entre la información de PEP sobre la infraestructura y lo reportado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 en el rubro de plataformas por una cifra inferior en un 7.6% (21) respecto de las 254 instalaciones que registró PEP, en los campos de producción por una cantidad menor en un 35.7% (116) en comparación con los 325 publicados en el documento, en el número de pozos por una variación superior del 31.4% (2,325) en relación con los 7,400 presentados en el informe y en los equipos de perforación por una diferencia superior del 46.3% (38) en contraste con los 82 equipos que se mostraron en el documento de rendición de cuentas, con el objeto de disponer de la información clara, completa, precisa y oportuna referente a la infraestructura de PEP para verificar el cumplimiento de lo señalado en los artículos 56, 61, 66, 71, fracción VII de cada uno de éstos, 116, fracciones III y X, y 118, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-003 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo perfeccionen las guías operativas para generar la clave de ubicación técnica de la infraestructura en el Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP) para especificar a las áreas encargadas del control y administración de los dichos inventarios y la frecuencia de actualización de los inventarios de la infraestructura en cada región de Pemex Exploración y Producción para el adecuado desarrollo de los procesos de actualización, administración y control de los inventarios de la infraestructura propia y arrendada; y fortalezcan sus mecanismos de generación, obtención y uso de la información sobre las ubicaciones técnicas que se realizan, así como de los bienes de los dispone que le permitan contar con la documentación clara, completa, precisa y oportuna referente a la infraestructura con la que contó para las actividades de exploración y producción para la toma de decisiones que favorezca una adecuada gestión de su infraestructura y una planeación eficiente de las actividades sustantivas de exploración y explotación con base en su capacidad operativa y, con ello, asegurar el cumplimiento de las metas y objetivos en materia de producción de hidrocarburos, conforme a su objeto y en cumplimiento de los artículos 3, 56, 61, 66, 71, fracción VII de cada uno de éstos, 116, fracciones III y X, y 118, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el subapartado VI.3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias detectadas.

2. Administración de los contratos para exploración y producción

El análisis del resultado se presenta en cuatro apartados: a) proceso y tipo de contrataciones, b) juicios y pasivo jurídico, c) sistemas de apoyo al proceso de contratación, d) administración y seguimiento de los contratos de adquisición, arrendamiento y servicios integrales en materia de infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

a) Proceso y tipo de contrataciones

Debido a la contingencia sanitaria ocasionada por el virus SARS-CoV-2 que prima el uso de medidas de distanciamiento social, PCORP y PEP proporcionaron, mediante correo electrónico de fecha 30 de junio de 2020, la base de datos denominada "contratos_asf_version_final", en la que se reportó un total de 11,024 contratos vigentes por la empresa subsidiaria durante el periodo 2012 – 2019, de los cuales 1,109 continuaban vigentes en el año fiscalizado.

Del análisis de la base de datos, las entidades fiscalizadas aclararon que 184 (1.7%) contratos se relacionaban directamente con las operaciones de las plataformas y con los equipos de perforación en el periodo analizado.

Asimismo, se identificó que, respecto del tipo de contrato, de los 184 (100.0%), 85 (46.2%) corresponden a arrendamiento sin opción a compra y 99 (53.8%) a apoyo, servicios, construcción, reparación e ingeniería relacionadas con las actividades de la plataforma.

Su desagregación por tipo de contratación se muestra a continuación:

| TIPO DE CONTRATACIÓN EN EL PERIODO DE 2012-2019 (contratos) | | | |
|--|---------------------|-------------------|--|
| Tipo de contrato | Contratos suscritos | Participación (%) | |
| Total | 184 | 100.0 | |
| Adjudicación directa | 87 | 47.3 | |
| Invitación a cuando menos tres personas | 3 | 1.6 | |
| Licitación pública internacional | 11 | 6.0 | |
| Licitación pública internacional con tratados | 55 | 29.9 | |
| Licitación pública nacional | 28 | 15.2 | |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por PCORP y Pemex Exploración y Producción.

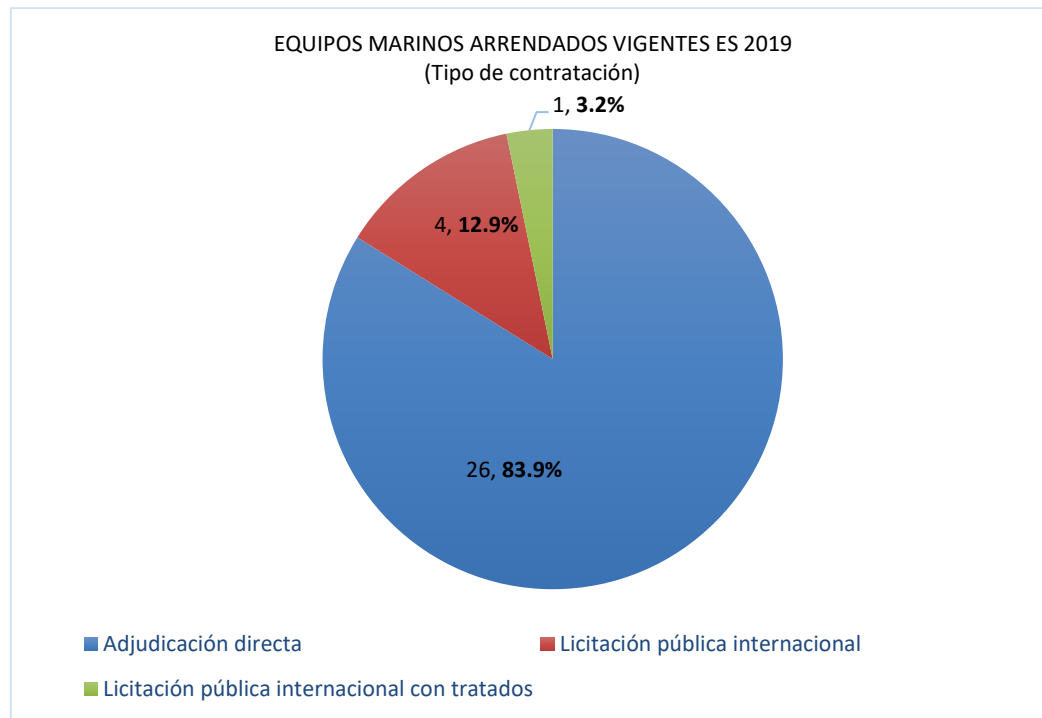
De los 184 contratos revisados, de 2012 a 2019, se identificó que el 47.3% (87) se suscribieron mediante adjudicación directa, 29.9% por licitación pública internacional con tratados, 15.2% (28) con licitación nacional, 6.0% (11) por licitación pública internacional y 1.6% (3) proveniente de invitación a cuando menos tres personas.

En cuanto, a las plataformas, PEP informó que, de 2012 a 2019, de un total de 70 estructuras marinas contratadas, 24 (34.3%) fueron equipos modulares para operar en aguas mexicanas del golfo de México y 46 (65.7%) eran plataformas arrendadas.

A 2019, 31 estructuras marinas se encontraban con contratos vigentes, de las que 11 (45.8%) eran equipos modulares y 20 eran plataformas que tenían contratos plurianuales.

Respecto de las 20 plataformas arrendadas, el 81.3% (26) fueron contratadas mediante adjudicación directa, 12.5% (4) por licitación pública internacional y el 6.3% por licitación pública internacional con tratados.

El tipo de contratación para la renta de las estructuras marinas vigentes en 2019 se detalla a continuación:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por PCORP y Pemex Exploración y Producción.

De los 26 contratos que se realizaron por adjudicación directa, si bien las entidades fiscalizadas acreditaron contar con la justificación para optar por emplear otros procedimientos de contratación distintos a la licitación, se identificó que en el 11.5% (3) se realizaron modificaciones a las especificaciones técnicas para poder adjudicar el contrato y en el 100% de los casos se modificaron las tarifas de renta diaria presentadas en las licitaciones, por lo que no se aseguraron que se llevaran a cabo las licitaciones y adjudicaciones bajo los principios de igualdad y competitividad, debido a que no se les presentaron las mismas condiciones para participar y más de la mitad de las contrataciones fueron por adjudicación directa.

Al respecto del análisis de mercado, el ente no en todos los casos acreditó contar con los estudios de mercado de los contratos.

Asimismo, debido a que en el transcurso de la auditoría PEP solo proporcionó 137 estudios de mercado de 184, sin que acreditara la falta de 47 estudios de mercados, PEP carece de información que permita verificar que las contrataciones se realizaron tomando en cuenta los estudios de mercado, por lo que no cuentan con vigilancia ni con mecanismos que permitan prevenir, identificar, subsanar y sancionar actos u omisiones irregulares, o cualesquiera otros que, en el marco de los procedimientos de contratación y de la Implementación y ejecución de los contratos, que pudieran afectar su operación y la de sus empresas subsidiarias por lo que persiste el aspecto observado.

b) Juicios y pasivo jurídico

Respecto de la situación financiera para las acciones de exploración y extracción de hidrocarburos, el análisis se muestra a continuación:

SITUACIÓN FINANCIERA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2014-2019

(Millones de pesos)

| Años | Activos (a) | Pasivos (b) | Pasivo jurídico* (c) | Capital Contable (d) | Razón de Endeudamiento (b)/(a) |
|------|----------------|----------------|-------------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| 2019 | 1,795,064 | 2,607,621 | 4,659 | (812,557) | 1.45 |
| 2018 | 2,163,759 | 2,591,369 | 4,031 | (427,610) | 1.20 |
| 2017 | 2,084,554 | 2,570,412 | 5,414 | (485,858) | 1.23 |
| 2016 | 2,231,966 | 2,533,221 | 11,928 | (301,254) | 1.13 |
| 2015 | 1,722,310 | 1,985,557 | 10,208 | (263,246) | 1.15 |
| 2014 | 1,907,440 | 1,691,246 | 10,709 | 216,197 | 0.89 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los Estados Financieros Dictaminados proporcionados por PEP.

* Conforme a las notas a los Estados Financieros Dictaminados del periodo 2012-2019 de PEP.

Se identificó que a 2019 PEP se encuentra endeudada, restándole liquidez para hacer frente a sus pasivos totales; asimismo, se tiene una incertidumbre material relacionada con el negocio en marcha ya que, como se muestra en el cuadro anterior, ha perdido la totalidad de su patrimonio, ha adquirido un total de 2,607,621 millones de pesos como pasivos y aunado a ellos tiene provisiones por un monto total de 4,659 millones de pesos relativos a su pasivo jurídico, hasta la fecha de integración del informe, por lo que PEP, no reveló en sus estados financieros información relevante, de conformidad con la NIC 37, como parte de las notas a sus Estados Financieros, ya que al 31 de diciembre 2019 y 2018, únicamente registraron provisiones por \$4,659 y \$4,031 millones de pesos, respectivamente, por concepto de provisiones jurídicas, sin detallar cuales son los conceptos de dichas provisiones. Del análisis anterior, se determinó la necesidad de requerir más información, a fin de verificar si existen riesgos que no se encuentren provisionados financieramente por PEMEX, en particular por PEP.

Con la finalidad de conocer a detalle el pasivo jurídico de PEMEX, se requirió información de los despachos particulares que brindan asesoría jurídica a PEMEX mediante los cinco oficios^{20/} siguientes: DGADPP/538/2020, DGADPP/539/2020, DGADPP/542/2020, DGADPP/543/2020 y DGADPP/544/2020, sin que estos despachos brindaran información relevante acerca de los pasivos jurídicos de PEMEX, excepto por uno de ellos, que, hasta el 31 de diciembre de 2018 representó a PEMEX, PEP y/o PPS, en litigios relacionados con PON y que hace

^{20/} Cabe señalar que un sexto despacho se negó a recibir el oficio de solicitud de información.

mención a una mediana probabilidad de una resolución desfavorable a los intereses de PEMEX, PEP y PPS, que pudiera derivar en un pasivo de 400,000,000.00 de dólares.

Con la información proporcionada por PCORP, PEP y los despachos particulares, referente a los juicios pendientes de resolverse, se establecieron aquellos que representan riesgos para la situación financiera de PEMEX y PEP, resultando de relevancia a nivel financiero y por las implicaciones derivadas del nuevo régimen jurídico de PEMEX y su relación con la legislación abrogada debido a que la vigencia de los contratos asociados a estos juicios inició bajo el régimen jurídico anterior, los relacionados con la terminación de los contratos de arrendamiento 421004800, 421003824, 421003823 y 421004806, suscritos con PON, debido a que, en el caso de que se declarara fundada la demanda promovida por Oro Negro y se condenara a PEMEX, PEP y PPS a cumplir las prestaciones que les fueron pactadas en los contratos desde el día 5 de octubre de 2017, fecha en que terminó anticipadamente los contratos hasta la fecha que se declare firme la sentencia definitiva de primera instancia, y si bien no se ha cuantificado esa prestación, de los hechos y, hasta la fecha del 04 de diciembre de 2020, el monto aproximado es de \$569,445,600.00 dólares tomando el tipo de cambio de \$19.7838 ^{21/} se tendría que pagar una cantidad de aproximadamente \$11,265,797,861.28 pesos, cifra que crece anualmente \$3,557,107,456.20 pesos (\$179,799,000.00 dólares) ^{22/}, por lo que se procedió a realizar un estudio de caso para conocer si PEMEX y PEP gestionan sus contratos conforme a su nuevo marco jurídico, por el impacto financiero que estos representan para la estabilidad financiera de la empresa. En el transcurso de la auditoría, el ente auditado informó que, en el litigio relacionado con este particular, le fue negado un amparo directo a dicho particular; sin embargo, informó también que la resolución se encuentra en engrose, pero no aportó evidencia al respecto. Sin embargo, debido a que la legislación prevé recursos jurídicos extraordinarios, esta situación da pie a analizar la gestión contractual y contenciosa del ente auditado mediante un estudio de caso, con la finalidad aportar elementos que permitan minimizar riesgos en el manejo de la empresa en este aspecto.

La existencia de un potencial pasivo jurídico podría representar un riesgo a futuro para la situación financiera institucional de PEMEX y PEP, resultando de mayor relevancia por las implicaciones derivadas del nuevo régimen jurídico de PEMEX, tomando en consideración que el texto contenido en el artículo 25 constitucional introduce el concepto de empresas productivas del Estado y remite al artículo 27 constitucional para establecer la forma en cómo se llevarán a cabo las actividades relacionadas con el petróleo y demás hidrocarburos.

De la interpretación armónica del artículo 27 de la Carta Magna, se establece que con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan el desarrollo de largo plazo de

^{21/} Tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE.UU.A., pagaderas en la República Mexicana, de acuerdo al sitio web <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=sp>

^{22/} Dichas cifras se consideran aproximadas y solo son una referencia, ya que solo se toma en cuenta la información de la renta diaria disponible en los contratos, y no se toma en cuenta posibles daños y perjuicios, ni el valor del dinero a través del tiempo, ni fluctuaciones del precio del petróleo, ni cualquier otro factor que pudiera alterar la renta diaria.

la Nación, ésta llevará cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares. Es decir, dichos numerales, 25 y 27 constitucionales, dan vida a un nuevo concepto y una nueva figura jurídica dentro del entramado institucional mexicano, el de empresa productiva del Estado (EPE); autorizando, además, en el caso de los hidrocarburos, la posibilidad de que las EPE contraten con particulares, pero siempre salvaguardando la propiedad de la Nación sobre los hidrocarburos en el subsuelo.

La significancia de este cambio es que PEMEX ya no está sujeta al régimen público de las entidades descentralizadas, sino que por disposición constitucional y legal se convirtió en un empresa propiedad del Estado (arts. 2 y 4, Ley de PEMEX), pero cuya operación debe reflejar valores corporativos y empresariales que persigan la generación de valor económico en beneficio de su propietario, el Estado Mexicano (arts. 4 y 11, Ley de PEMEX), de naturaleza constitucional en cuanto a su propiedad y maximización de recursos públicos (arts. 25, 27 y 134, CPEUM; 75, Ley de PEMEX), pero ya no dentro de un régimen de derecho administrativo o como parte de la Administración Pública en cuanto a su régimen de contratación, adquisiciones, obras y servicios (art. 75 Ley de PEMEX), sino con un régimen y una visión empresariales (arts. 4, 11 y 70, Ley de PEMEX), sujeta al derecho privado (art. 3, 80, último párrafo, Ley de PEMEX). Debe precisarse que, antes de las reformas de 2013 y 2014, PEMEX, como organismo descentralizado podía celebrar actos contractuales en un plano de coordinación y de igualdad; es decir, podía suscribir actos jurídicos en plano de igualdad y también como autoridad (ver artículos 5, 51 a 59, de la Ley de Petróleos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2008 y abrogada el 11 de agosto de 2014; 3o. y 4o. de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 29 de noviembre de 1958 y abrogada el 11 de agosto de 2014).

Con la reformas constitucionales de 2013 y la nueva legislación ordinaria de 2014, PEMEX pasó de ser un organismo descentralizado del Estado, sectorizado a la Secretaría de Energía, sujeto al derecho administrativo y a las leyes que rigen a los entes públicos del Estado Mexicano, a una Empresa Productiva del Estado con un régimen especial distinto al resto de la Administración Pública, tanto centralizada como descentralizada, que busca dinamizar su actividad empresarial y facilitar la consecución de los nuevos objetivos de la empresa, primordialmente el de generar valor económico.

Este nuevo régimen jurídico es relevante para el análisis de la actuación y situación contractual de PEMEX porque la comprensión y correcta ejecución en cuanto a sus vínculos contractuales y las relaciones jurídicas derivadas de éstos, en cuanto a su desarrollo, terminación, controversias, determinación y aprovisionamiento de los pasivos jurídicos derivados de los contratos, tienen impacto en su estabilidad financiera y se rigen en el ámbito privado, pero afectan sustancialmente al propietario: El Estado Mexicano.

Bajo este nuevo marco jurídico, incluyendo el régimen transitorio, se analizaron los contratos y juicios celebrados entre Pemex Exploración y Producción, y sus proveedores, dentro de los cuales se advirtió, como se estableció líneas arriba, el juicio ordinario mercantil promovido

por la Perforadora Oro Negro, Sociedad de Responsabilidad Limitada de Capital Variable (PON), derivado del arrendamiento de plataformas elevadas para perforación en alta mar: PRIMUS, LAURUS, FORTIUS y DECUS.

b.1) Estudio del caso

Este análisis resulta relevante puesto que las controversias legales de PEMEX, como empresa productiva del estado, se inscriben y deben analizarse en el nuevo marco constitucional y jurídico que rige a dicha empresa con las reformas de 2013 y 2014, inclusive los regímenes transitorios.

Derivado del análisis a los contratos y juicios celebrados entre Pemex Exploración y Producción, se advierten las obligaciones contraídas con PON, derivadas del arrendamiento de plataformas marinas, mismos que fueron proporcionados a la ASF mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1116/2020 del 08 de septiembre de 2020, en los que se identificó lo siguiente:

- El 23 de abril de 2013, se celebró el contrato de arrendamiento 421003823 que corresponde a la plataforma marina PRIMUS.
- El 23 de abril de 2013, se celebró el contrato de arrendamiento 421003824 que corresponde a la plataforma marina LAURUS.
- El 13 de enero de 2014, se celebró el contrato de arrendamiento 421004800, que corresponde a la plataforma marina FORTIUS.
- El 27 de enero de 2014, se celebró el contrato de arrendamiento 421004806 que corresponde a la plataforma marina DECUS.

El objeto de cada uno de dichos contratos consistió en que PON diera en arrendamiento a las plataformas marinas acompañadas del personal y equipo necesarios para su operación y que Pemex Exploración y Producción le pagará una renta por el uso de esas plataformas.

Dentro de las condiciones de dichos contratos de arrendamiento, Pemex Exploración y Producción, refirió dentro de sus declaraciones, que se encontraban previstos los recursos para llevar a cabo el objeto de dichos contratos, señalando que se contaba con la suficiencia presupuestal para hacer frente a las erogaciones que se originan en este contrato, contando con las autorizaciones plurianual, para los ejercicios 2014, 2015, 2016 y 2017.

Del mismo modo, en los referidos contratos 421004800, 421003824, 421003823 y 421004806, adicionó una declaración de “terminación anticipada”, debido a los siguientes supuestos:

- a) Por caso fortuito o de causa mayor;
- b) Por razones debidamente justificadas, cuando así lo determine PEP;

- c) Cuando se determine la nulidad total o parcial de los actos que dieron origen al contrato, con motivo de la resolución emitida por la Secretaría de la Función Pública.

Luego de la crisis de los precios internacionales de los hidrocarburos, PEMEX pidió a sus contratistas, entre ellos a PON, Sociedad de Responsabilidad Limitada de Capital Variable, renegociar sus precios, generándose diversos convenios modificatorios, en los que sufrieron una reducción en la renta diaria, por el arrendamiento de las plataformas marinas, así como la suspensión temporal de cada uno de ellos, pero no se modificaron en esencia sus tres principales elementos, como son el arrendamiento de cada plataforma marina como objeto, el plazo de vigencia de cada contrato y el pago de la renta por el uso de cada plataforma.

Sin embargo, el 3 de octubre de 2017, Pemex Perforación y Servicios le notificó a PON, Sociedad de Responsabilidad Limitada de Capital Variable, los oficios de terminación anticipada PPS-SOIP-0399-2017, PPS-SOIP-0398-2017, PPS-SOIP-0397-2017 y PPS-SOIP-0396-2017, manifestando a grandes rasgos; que no pudo alcanzar un acuerdo con la proveedora para modificar dos de los principales elementos de los contratos, la renta y el plazo de vigencia.

Lo que derivó en 3 principales litigios en los órganos judiciales, a saber:

- El juicio de Concurso Mercantil número 345/2017-I, radicado en el Juzgado Segundo de Distrito En Materia Civil en la Ciudad de México.
- El juicio Ordinario Mercantil número 446/2017-II, radicado en el Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México, resuelto mediante sentencia del 20 de febrero de 2019.
- Y finalmente el recurso de apelación número 175/2019, radicado en el Segundo Tribunal Unitario en Materias Civil, Administrativa y Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones del Primer Circuito, promovido en contra del proveído de 18 de diciembre de 2018, dictado por el secretario encargado del despacho del Juzgado Quinto de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México, en el juicio ordinario mercantil 446/2017-II, resuelto mediante sentencia del 25 de octubre de 2019.

Así como los diversos recursos de apelación presentados por los querellantes bajo los expedientes números 654/2019, 655/2019, 869/2019 y 870/2019, todos ellos radicados en el propio Segundo Tribunal Unitario en Materias Civil, Administrativa y Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones del Primer Circuito, todos ellos derivados del juicio Ordinario Mercantil número 446/2017-II.

En el transcurso de la auditoría, el ente auditado informó que, en el litigio relacionado con este particular, le fue negado un amparo directo a dicho particular; sin embargo, informó también que la resolución se encuentra en engrose, pero no aportó evidencia al respecto.

Respecto a la cuestión jurisdiccional, no corresponde a este órgano fiscalizador pronunciarse, pues se encuentra en la esfera de atribuciones de otro Poder del Estado; sin embargo, derivado de la relevancia, importancia e implicaciones de las resoluciones de estos juicios para el desempeño de la empresa productiva del Estado y para el país y dentro del ámbito de atribuciones de este órgano, es dable analizar el problema en términos de:

- 1.- Si le asiste el derecho a PEMEX, como empresa productiva del Estado, para terminar la relación contractual en los términos realizados.
- 2.- Derivado del marco constitucional y legal vigente, incluyendo los regímenes transitorios, y derivado de los hechos narrados, si Puede Pemex, como empresa productiva del Estado, fundamentar en el marco jurídico ordinario y secundario anterior a las reformas de 2013 y 2014 la terminación contractual y hacerla en los términos realizados.
- 3.- Derivado del maco constitucional y legal vigente, incluyendo los regímenes transitorios, y derivado de los hechos narrados, si es aplicable el derecho administrativo o el derecho mercantil.

El análisis conjunto de la gestión contractual de PEMEX con las resoluciones que hasta el momento han sido expedidas por los jueces y tribunales competentes y que son públicas, en relación con el marco constitucional y jurídico vigentes, incluyendo el régimen transitorio, permiten opinar, en el ámbito de la atribuciones de este órgano fiscalizador, que las implicaciones de esta resolución, en cualquier sentido que se dé, puede significar riesgos, a corto o largo plazo, para la empresa productiva del Estado e incluso para el país.

El sentido de las resoluciones jurisdiccionales escapa de la esfera de atribuciones de PEMEX, pero lo que sí se encuentra dentro de sus atribuciones es diseñar y establecer estrategias que permitan soluciones que minimicen los riesgos en todos los escenarios.

Por otro lado, existen, y son de dominio público, otras situaciones de carácter penal relacionadas con esta misma empresa PON, relativas a operaciones con 16 empresas señaladas de estar sujetas al procedimiento previsto en el artículo 69-B del Código Fiscal de la Federación y que por su naturaleza pudieran afectar de manera negativa a PEMEX. Para verificar estos eventos el equipo auditor realizó el análisis de la información relacionada con la empresa PON y sus posibles impactos para PEMEX, por lo que se solicitó información a la Procuraduría de la Defensa del Contribuyente (PRODECON), con número de oficio DGADPP/317/2020 del 12 de agosto de 2020; al Servicio de Administración Tributaria (SAT), con número de oficio OAED/DGADPP/441/2020 del 31 de agosto de 2020, y; a la Fiscalía General de Justicia de la Ciudad de México, con número de oficio OAED/DGADPP/467/2020 del 04 de septiembre de 2020.

Al respecto, la PRODECON, con número de oficio PRODECON/SPDC/76/2020 del 13 de agosto de 2020, proporcionó expediente con información considerada como reservada; derivado de dicha información se solicitó información al SAT para el período 2013 – 2019, la cual fue

proporcionada con número de oficio 103-06-2020-313 del 17 de septiembre de 2020, y se realizaron cruces de información de facturas emitidas entre PEMEX, PEP y PON con 16 empresas, a saber: 1) CANROCH S.A. DE C.V.; 2) SOLUCIONES INTEGRALES XAL, S. DE R.L. DE C.V.; 3) GRUPO LOMSER, S.A. DE C.V.; 4) CORPORATIVO DE COMPRAS Y VENTAS MURILLO, S.A. DE C.V.; 5) GRUPO ASESOR WILLY TUNES, S.A. DE C.V.; 6) SERVICIOS EMPRESARIALES THE HAUS OF SERVICE, S.A. DE C.V.; 7) SOCIETATIS MULTIRISK, S.A. DE C.V.; 8) UNIÓN DE VALORES COOPERATIVISTAS, S.C. DE R.L. DE C.V.; 9) GOODESTATE, S.A. DE C.V.; 10) SEQRITY MAX, S.A. DE C.V.; 11) BEPUBLIGLAM, S.A. DE C.V.; 12) LIRYO INGENIERÍA Y MANTENIMIENTO, S.A. DE C.V.; 13) INTELESERVS, S.A. DE C.V.; 14) INTELIGENCIA COMERCIALIZADORA POR EL MEDIO AMBIENTE, S.A. DE C.V.; 15) UNION DE COOPERATIVAS SSIK, S.C. DE R.L. DE C.V. y 16) ELVIS FOOD, S.A. DE C.V.; del análisis de la información proporcionada por el SAT no se encontraron vínculos entre PEMEX y PEP con estas 16 empresas y tampoco se encontraron vínculos de PON con estas 16 empresas, para el período analizado.

La Fiscalía General de Justicia de la Ciudad de México no entregó la información solicitada por las razones que expone en lo oficios con los que dio respuesta a esta autoridad fiscalizadora, con números CGIE/FIEDF/C-6/083/2020-09 del 21 de septiembre de 2020 y SCGCDMX/OICFGJ/JUDI-B/05070/2020 de fecha 08 de diciembre de 2020, por lo que resultó imposible analizar el grado de riesgo y exposición para PEMEX en esta situación.

Respecto del pasivo jurídico y la elaboración de análisis jurídicos y proyecciones de los costos de los litigios, en el transcurso de la auditoría se menciona que, la Subdirección de Abastecimiento, la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción, así como la Gerencia de Contrataciones para Servicios a la Explotación y Perforación carecen de facultades de acuerdo con el Estatuto Orgánico y dichas facultades pertenecen a la dirección jurídica, para dar un pronunciamiento, sin embargo las observaciones mencionadas en dicha auditoría se realizan de manera institucional a Pemex, por lo que las observaciones relacionadas con el pasivo jurídico y la elaboración de análisis jurídicos y proyecciones de los costos de los litigios, persisten.

Lo anterior denotó que Pemex debe prever e implementar los controles y mecanismos adecuados, a fin de contar con elementos de toma de decisiones en materia jurídica y de contrataciones para la terminación anticipada de contratos; asimismo, requiere implementar un análisis de riesgos jurídicos y proyecciones sobre el costo financiero de litigios, que guie a la Empresa Productiva del Estado y sus subsidiarias; además, requiere fortalecer su gestión contractual a fin de asegurar que se garanticen las mejores condiciones a la Empresa y sus subsidiarias, a fin de no poner en riesgo la operación de la Empresa Productiva del Estado y sus subsidiarias, en particular PEP, debido al elevado costo financiero, que se suma a la ya afectada situación financiera, en términos del nuevo marco constitucional y legal, considerando que uno de los fines de la Empresa Productiva del Estado es la de generar valor económico.

c) Sistemas de contratación

Derivado del análisis de la información proporcionada por Pemex y su empresa subsidiaria PEP, en el marco de las actividades de coordinación e intercambio de información entre las distintas áreas de la ASF, se identificaron inconsistencias entre la información remitida para atender esta auditoría ^{23/} y aquella enviada a la auditoría 414-DE denominada “Desempeño de Petróleos Mexicanos” ^{24/}, en cuyo alcance se incluyó “la evaluación de la contratación de bienes, servicios y obras, para identificar aquellas áreas de riesgo que podrían repercutir en que las contrataciones no garanticen a la empresa las mejores condiciones disponibles en cuanto a precio, calidad, financiamiento y oportunidad”, que es ejecutada por la Dirección General de Auditoría de Desempeño al Desarrollo Económico (DGADDE) a Petróleos Mexicanos y sus empresas subsidiarias (entre ellas PEP).

Al respecto, las entidades declararon que las inconsistencias procedían de la inexistencia de similitudes en los criterios de búsqueda, detallando además que, la Dirección Corporativa de Finanzas y la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción fueron las dos áreas que, de manera independiente realizaron la extracción de las diferentes bases proporcionadas para las auditorías núm. 414-DE “Desempeño de Petróleos Mexicanos” y núm. 391-DE “Desempeño de la Producción Petrolera: Plataformas”; sin embargo, dada de la importancia del tema de plataformas y sus contratos, se decidió abrir un apartado específico, para lo cual ambas DG acordaron acudir a una revisión in situ, a efecto de aclarar las causas de las variaciones y verificar la interoperabilidad de los sistemas que coadyuvan al proceso de contratación.

Derivado de la revisión in situ, el personal de la Gerencia de Mejora del Proceso, Vinculación y Planeación, de la Gerencia de Evaluación, Vinculación y Desarrollo de Proveedores y Contratistas y de la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción de la Subdirección de Abastecimiento, realizaron la presentación de las herramientas Sistema de Contrataciones Electrónicas Pemex (SISCEP), HIIP, SAP que contribuyen a la administración, ejecución y seguimiento de las contrataciones realizadas.

Respecto del Sistema SISCEP, se hizo constar en Acta Administrativa Circunstanciada de Auditoría con número 002/CP2019 que dicho sistema cuenta con certificados internacionales de seguridad informática SOC 1, SOC 2 y SOC 3 y dicho sistema es un sistema administrativo que coadyuva al proceso de contratación, pero no se encarga de todo el proceso de contratación por lo que a pesar de asignarle un ID único dentro del SISCEP, dicho ID no se ocupa como número de contrato.

Respecto de la herramienta HIIP, se comprobó que es donde se registra la información respectiva de proveedores, previamente validada por el servicio contratado para dichos fines, donde se evalúa la calificación de riesgo comercial que considera considerando los aspectos

^{23/} Solicitada a las entidades fiscalizadas mediante oficio núm. DGADPP/492/2020 de fecha 8 de octubre de 2020.

^{24/} Solicitada a las entidades fiscalizadas mediante oficio núm. DGADDE/394/2020 de fecha 8 de octubre de 2020.

legales, de responsabilidad social empresarial, financiero y los procesos y calidad, que son datos del cuestionario de registro.

Respecto del sistema SAP, se verificó que existen tres instancias del sistema y cada una tiene sus propias áreas responsables de la operación, tienen configuraciones diferentes y son independientes, a saber:

SAP ECC, operada por Pemex Procesos Industriales y Logística (PRO).

SAP ECC, operada por Pemex Exploración y Producción (PEP).

y SAP ECC, operada por el Corporativo de Pemex, en donde se anida toda la información financiera (SIF)

Respecto del registro de los contratos en el sistema SAP ECC (PEP), se aclaró que, los contratos generados por la CAEP pueden estar constituidos por diferentes importes por tipo de moneda para su pago, según lo estipulado en las condiciones de los contratos, con base a lo siguiente: Tipo de moneda 0 = Moneda MXP de SAP de PEP, que equivale la parte estipulada en el contrato a pagarse en Pesos Mexicanos; 1 = Moneda USD de SAP de PEP, que equivale la parte estipulada en el contrato a pagarse en Dólares Americanos y 2 = Moneda USM de SAP de PEP, que equivale la parte estipulada en el contrato en Dólares Americanos pagaderos en Pesos, lo que significa que esta parte del contrato será pagada en Pesos Mexicanos al momento de realizar el pago de las facturas de esta parte del contrato y dicha terminación no genera duplicidades en los pagos.

Asimismo, de la revisión y presentación se identificó que existe información que, dentro del sistema no es obligatorio su llenado, adicionalmente se comprobó que, al tener configuraciones distintas, no existe interoperabilidad entre los tres SAP que se manejan y como consecuencia de ello resulta complicado y poco efectivo realizar las búsquedas de información, adicionalmente los parámetros de búsqueda en el sistema SAP requiere la aplicación de reiterados criterios de extracción, que impiden contar con información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna, motivo por el cual se concluye que las inconsistencias, en los datos proporcionados por el ente radica en la complejidad de la búsqueda en dicho sistema, toda vez que los parámetros usados por el equipo auditor son idénticos para los contratos vigentes a 2019.

- d) Administración y seguimiento de los contratos de adquisición, arrendamiento y servicios integrales en materia de infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Se verificó que, en 2019, PEP no dispuso de un marco normativo que regule los procesos relativos a la administración y seguimiento de los contratos de adquisición, arrendamiento y servicios integrales en materia de infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, debido a que la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño, proporcionó un listado de 21 documentos registrados en su

Sistema de Control Normativo, que derivó de la búsqueda por palabras relacionadas con el tema solicitado, a fin de que la ASF seleccionará aquellos de interés. Al respecto, de acuerdo con el título, así como del proceso y subproceso con el que vincularon, se consideró que los documentos que pudieran apoyar el análisis son el “Procedimiento Administrativo para Administración de Infraestructura”, “Procedimiento Específico Administración de Contratos”, “Manual de Organización de la Gerencia de Administración de Infraestructura” y “Procedimiento para la Atención de Auditorías a los Contratos de Obra o Servicios Relacionados”, de cuya revisión se constató que orientaron a regular el desarrollo de actividades inherentes al préstamo temporal de equipo de cómputo y su control en el sistema de inventario; la administración de los contratos de servicios prestados por la Subdirección de Ductos desde la recepción, resguardo, control y análisis, hasta la carga de datos en los sistemas administrativos; definir la estructura de organización de la Gerencia de Administración de Infraestructura y a apoyar el proceso de inducción en el ámbito de dicha gerencia tanto a personal de nuevo ingreso, como para el candidato designado a desempeñar un nuevo puesto, y la atención de forma oportuna y adecuada a la realización de las auditorías internas y externas a los contratos de obra y servicios relacionados, sin que aportaran elementos sobre cómo se llevan a cabo los procesos de administración, seguimiento del desempeño y el cumplimiento de los contratos suscritos y los responsables de su ejecución, lo que representa un riesgo para el adecuado desarrollo de dichas actividades y para garantizar que se dispone de los servicios y los bienes necesarios para el cumplimiento de las actividades sustantivas de PEP.

En el transcurso de la auditoría, PCORP señaló que si bien se cuenta con las Disposiciones Generales para Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), que norman de forma preventiva los procesos de contratación de las EPS, en términos de las atribuciones establecidas en los artículos 24, 33 y 36 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, estas áreas y la Gerencia de Contrataciones para Servicios a la Explotación y Perforación, carecen de facultades para intervenir en actividades propias de la administración y ejecución de los contratos, debido a que estas acciones le competen a los responsables de la administración y supervisión de la ejecución de los contratos, hasta su total terminación; en tanto que, la aportación de PCORP se delimita al seguimiento administrativo de los contratos; no obstante, estos argumentos no acreditaron los elementos normativos que regulan la administración, seguimiento del desempeño y del cumplimiento de los contratos suscritos por PEP, ni se identificó el pronunciamiento de las áreas operativas de esta subsidiaria, en su carácter de administradores de los proyectos, por lo que las insuficiencias relacionadas con el marco normativo de dichos procesos persiste.

En cuanto al análisis del cumplimiento de los 184 instrumentos en materia de administración y seguimiento de su desempeño, se observó que, de acuerdo con la descripción del objeto de cada contrato, el 31.5% (58 contratos) se suscribió para el arrendamiento de plataformas marinas; el 16.8% (31) para actividades de ingeniería, procura y construcción de plataformas; 15.8% (29) para la prestación de servicios en la materia; el 14.7% (27) para el alquiler de equipos modulares de perforación; el 12.0% (22) para actividades de mantenimiento de infraestructura; el 6.0% (11) en obra pública, y el 3.3% (6) en exploración y producción de hidrocarburos.

En lo concerniente al cumplimiento de los 22 contratos de mantenimiento a las plataformas, éstos se analizaron en el resultado núm. 4 “Mantenimiento de la infraestructura”, del presente informe, por lo que la revisión se enfocó en 162 instrumentos.

Con base en el análisis, se observó que, de los 162 contratos relacionados con el arrendamiento de plataformas y equipo modular; de ingeniería, procura y construcción; de prestación de servicios; obra pública y exploración y producción de hidrocarburos, suscritos en el periodo 2012-2019, el 42.6% (69) estuvo vigente en 2019, y el 57.4% (93), de acuerdo con su vigencia, se concluyeron entre 2007 y 2018. En cuanto al cumplimiento técnico de los 93 instrumentos concluidos, se identificó que el 15.1% (14) cumplió en su totalidad, el 1.1% (1) parcialmente, el 1.1% (1) no cumplió y del 82.7% (77) PEP no especificó el nivel de cumplimiento; no obstante, únicamente se acreditó la conclusión y cumplimiento de un contrato, ya que la entidad fiscalizada proporcionó las actas de entrega-recepción de los trabajos físicos, del finiquito y de la extinción de derechos y obligaciones; en tanto que, de los 92 contratos restantes no se comprobó la totalidad de esos documentos.

De las acciones de administración y seguimiento, de los 162 contratos, sólo para el 7.4% (12) se especificaron y acreditaron sus mecanismos, los cuales consistieron en Programas de Ejecución de los Trabajos, Actas Circunstanciadas de la Toma de Posesión de los Trabajos, Evaluaciones de Desempeño al prestador de servicios, Estimaciones de trabajos ejecutados, Reportes de Pruebas Preoperacionales y de Terminación Mecánica, Garantías de calidad de los servicios e Informes de avance Semanal de los Trabajos, sin que PEP informara ni documentara estas actividades en el 92.0% (149) de los contratos. Con la videncia proporcionada, la ASF constató que, en los 12 instrumentos, de las acciones programadas, en promedio se logró un cumplimiento del 92.1%, debido a que, en los contratos de arrendamiento de plataformas marinas, su eficiencia operativa reportó avances del 97.6%; en ingeniería, procura y construcción del 85.7%; en el arrendamiento de equipo modular del 89.1%, y en las actividades relacionadas con la obra pública del 95.8%. Asimismo, se verificó que el contrato núm. 645018809 correspondiente a los servicios de exploración y producción, con vigencia del 19/12/2018 al 30/04/2028, no aportó información y evidencia sobre esta temática, ya que, de acuerdo con lo establecido en las cláusulas de éste y la información que proporcionó PEP, su evaluación de desempeño comienza a partir del año fiscal 2021.

En cuanto a las penas convencionales, en el 24.7% (40) de los 162 contratos, se acreditó la aplicación de penalizaciones a las empresas contratadas, en el 24.1% (39) no se impusieron sanciones y en el 51.2% (83) no se especificó si se aplicaron penalizaciones. De las penas impuestas, se observó que derivaron de retrasos en la entrega o la conclusión de obras, servicios e instalaciones vinculadas al arrendamiento de plataformas, equipos modulares, ingeniería, procura y construcción de estructuras para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, de las cuales se calculó un monto de 2,158.4 miles de pesos (mdp) pagado al 100.0%, más un monto de 4,235,686.8 miles de dólares (mdd), de los que se pagó el 50.3% (2,130,274.3 mdd), sin que la subsidiaria acreditara las causas del monto restante sin pagar por 2,105,412.5 mdd asociado a 8 contratos, situación que aunado a la falta de acreditación de un marco regulatorio de las actividades relacionadas con la administración y seguimiento del desempeño de 149 contratos y del cumplimiento técnico de 92, reveló

debilidades en los mecanismos de control de PEP y PCORP para garantizar el cumplimiento de las contrataciones efectuadas, así como deficiencias en los sistemas empleados para la generación de información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna sobre el desempeño de los instrumentos que suscribió y representa un riesgo para la atención del objeto de PEP para la exploración y extracción del petróleo y de su compromiso superior de incrementar la producción de hidrocarburos.

2019-6-90T9G-07-0391-07-004 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción acredite la existencia de 47 estudios de mercado correspondientes a los contratos celebrados en el periodo 2011-2019 que se solicitaron en el transcurso de la auditoría, incluya en sus disposiciones y políticas en materia de contratación, mecanismos que le permitan prevenir, identificar, subsanar y sancionar actos u omisiones irregulares, o cualesquiera otros que, en el marco de los procedimientos de contratación y de la implementación y ejecución de los contratos, pudieran afectar su operación y la de sus empresas subsidiarias; asimismo, para que elabore un análisis de riesgos jurídicos y proyecciones sobre el costo financiero de los litigios y con base en ello implemente controles y mecanismos adecuados y elementos de toma de decisiones en materia jurídica y de contrataciones para la terminación anticipada de contratos, que guíen a su empresa subsidiaria Pemex Exploración y Producción, a fin de asegurar que las contrataciones permitan la mayor productividad y rentabilidad, ya que derivado de su ausencia en 2019 la llevaron a afectar o repercutir en su operación financiera, lo anterior a fin de cumplir lo establecido en los artículos 4; 60, párrafo primero; 77, párrafos primero y tercero; 82 y 83, fracción I, de la Ley de Petróleos Mexicanos, 15, 19 y 24 de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales.

2019-6-90T9G-07-0391-07-005 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo, en relación con la revisión de los contratos de arrendamiento de plataformas y equipo modular; de ingeniería, procura y construcción; de prestación de servicios; obra pública y exploración y producción de hidrocarburos suscritos en el periodo 2012-2019, acrediten las actas de entrega-recepción de los trabajos físicos, del finiquito y de la extinción de derechos y obligaciones para la comprobación de la conclusión de 92 contratos; informen y documenten el nivel de cumplimiento de 77 instrumentos; proporcionen los Programas de Ejecución de los Trabajos, Actas Circunstanciadas de la Toma de Posesión de los Trabajos, Evaluaciones de Desempeño al prestador de servicios, Estimaciones de trabajos ejecutados, Reportes de Pruebas Preoperacionales y de Terminación Mecánica, Garantías de calidad de los servicios e Informes de avance Semanal de los Trabajos para justificar las acciones de seguimiento y administración efectuadas para el cumplimiento de 149 instrumentos; aporten el soporte

documental del pago de las penas impuestas a 8 contratos por 2,105,412.5 miles de dólares; expliquen y comprueben si se aplicaron penas convencionales en 83 contratos en los que no se especificó, y fundamenten y aporten evidencia documental de las razones por las que no se dispuso de un marco regulatorio de los procesos de administración y seguimiento del desempeño de dichos instrumentos suscritos en materia de adquisición, arrendamiento y servicios integrales de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, a efecto de contar con la información y documentación que permita verificar el cumplimiento de lo que se mandata en los artículos 6, de la Ley de Petróleos Mexicanos, 3, fracción XIX, 74, fracción IV, 76, fracción IV, 113, fracción III y 117, fracción VI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, 3, de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas efectuadas para corregir las deficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-006 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo perfeccionen sus mecanismos de control y seguimiento que aseguren el cumplimiento de las contrataciones que realiza, así como para disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con la conclusión de dichos instrumentos para comprobar el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 6 de la Ley de Petróleos Mexicanos; 3, fracción XIX, 74, fracción IV, 76, fracción IV, 113, fracción III, y 117, fracción VI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; 3 de las Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

3. Infraestructura para actividades exploratorias y de producción

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la exploración es una actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos de exploración, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo; y la extracción es una actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, por lo que, de acuerdo con el objetivo del resultado y la revisión de la información remitida por PEP, la

exploración y explotación de yacimientos van de la mano para la producción de hidrocarburos, mediante las acciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

En este marco, un equipo de perforación se define como el conjunto de maquinaria y estructuras que se encuentran instaladas en una plataforma marina o terrestre, las cuales son empleadas para realizar intervenciones a pozos en un sitio de operación, tales como: perforación, reparación o terminación de pozos^{25/}.

El desarrollo del resultado se presentó en tres apartados: a) diagnóstico de la infraestructura y proceso de programación de las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, b) cumplimiento del Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) y Programas Operativos Trimestrales (POT-I), y c) comportamiento histórico del cumplimiento del POT-I de 2015 a 2019.

- a) Diagnóstico de la infraestructura y proceso de programación de las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos
 - a.1) Diagnóstico de necesidades de la infraestructura de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos

Respecto de las condiciones de la infraestructura para programar y realizar las actividades de perforación requeridas, se identificó que la Empresa Productiva Subsidiaria realizó un informe, en atención a una recomendación de desempeño de la auditoría núm. 477-DE “Desempeño de las EPS Pemex Perforación y Servicios” realizada por la ASF con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018, el cual se sugirió para que la subsidiaria dispusiera de información sobre el estado que guardan los equipos de perforación y reparación de pozos que forman parte del activo de PEP, en el que se indique la vida útil, a efecto de tomar las medidas correspondientes y se dotara de los recursos para su mantenimiento, modernización, sustitución o desincorporación, a fin de contar con la infraestructura suficiente y en condiciones óptimas de operación que le permitan llevar cabo sus actividades, de cuya revisión se identificó que presentó las condiciones físicas y operativas en las que se encontraban los 81 equipos de perforación y reparación de pozos con los que PEP contó durante 2019, así como los años de vida útil para modernizarlos, rehabilitarlos o sustituirlos, sin que se incluyeran los elementos correspondientes a la problemática por resolver, los equipos que requiere, las causas y consecuencias de no disponer de los equipos necesarios, la proposición de los mecanismos de atención, ni los escenarios prospectivos en caso de disponer de los equipos suficientes para el cumplimiento de sus actividades de perforación e intervención a pozos, y tampoco se indicó en qué medida este informe contribuyó para

^{25/} Petróleos Mexicanos. **Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción**, artículo 4, fracción XIX, 2019 y Pemex Exploración y Producción, **Procedimiento operativo para la programación y ejecución del mantenimiento en Pemex Perforación y Servicios**, junio de 2019, p. 5.

determinar las intervenciones en los pozos definidas en el POT 2019, por lo que la ASF considera que el documento no representó un adecuado diagnóstico de necesidades y de su infraestructura de exploración y representa un riesgo en la planeación de PEP y el cumplimiento de su objeto.

En cuanto al diagnóstico de las necesidades de la infraestructura de explotación, correspondiente al ejercicio 2019, PEP señaló que el “Diagnóstico de necesidades de infraestructura para realizar las actividades de explotación requeridas para contribuir a incrementar la producción de hidrocarburos, no está en el ámbito de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción”, por lo que no se identificó un diagnóstico que especifique si las 254 plataformas y los 120 equipos de perforación que forman parte de las instalaciones petroleras de PEP, de acuerdo con la información remitida en el resultado número 1 “Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción” del presente informe, son los requeridos para proporcionar una seguridad razonable en el cumplimiento de las metas y objetivos relacionados con las actividades de exploración y extracción de petróleo, lo cual representa riesgos en la toma de decisiones para llevar a cabo una adecuada planeación con base en la capacidad operativa de PEP para contribuir al cumplimiento de su objeto y del objetivo superior de incrementar la producción de hidrocarburos.

En el transcurso de la auditoría, PEP señaló que en relación con la elaboración de los diagnósticos de necesidades de infraestructura de exploración y explotación “la solicitud de la información aplica exclusivamente a los equipos marinos, dado que en las Regiones Terrestres (Región Norte, Sur y Exploración Terrestre) no aplican equipos marinos” e informó que “en el escenario de movimiento de equipos POT I 2019 se incluyó un escenario de Máximo Potencial para todas las Subdirecciones de Producción y Exploración, en donde se incluye la premisa de documentar una cartera de intervenciones sin restricción presupuestal. Posteriormente se desarrolló un escenario inercial, donde se consideraron los techos presupuestales para cada una de las subdirecciones conforme a los recursos autorizados a Pemex Exploración y Producción, los equipos solicitados como adicionales quedaron únicamente documentados con el fin de tener visible los trenes de intervenciones adicionales”.

Como hechos posteriores, PEP indicó que “actualmente se cuenta con un requerimiento por parte de los diferentes Activos de Producción sobre equipos de perforación adicionales, en el cual se analizaron las capacidades y las características técnicas operativas de los mismos, como parte de las acciones para acelerar el desarrollo de campos e incrementar la producción de hidrocarburos, para lo cual se propuso la adquisición de 2 plataformas de perforación autoelevables marinas de 400 pies, 10 equipos de perforación terrestres de 3,000 HP y 7 de 1,000 HP para dotar a Pemex con más y mejor infraestructura”. Como evidencia, se proporcionaron los oficios de solicitud de los equipos propuestos, con fecha 31 de enero de 2020, cuya respuesta por parte de la Dirección Corporativa de Finanzas se encuentra pendiente; sin embargo, no se acreditó el documento diagnóstico en el que se integraron los escenarios de Máximo Potencial e Inercial, así como los criterios con base en los cuales la

subsidiaria consideró la necesidad de requerir equipos para llevar a cabo las intervenciones de los pozos y la producción de hidrocarburos, por lo que persiste la observación.

Aunado lo anterior, se identificó una inconsistencia en el total de los 81 equipos de perforación con los que contó PEP en 2019, por una variación negativa del 48.1% (39) en relación con los 120 reportados en la documentación de la subsidiaria en el resultado núm. 1 “Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción”, del presente informe, y un equipo de diferencia respecto del dato de 82 equipos publicado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, situación que reveló deficiencias en los mecanismos de control de la subsidiaria para la generación, obtención y uso de la información relacionada con la infraestructura para sus actividades sustantivas.

Al respecto, en el transcurso de la auditoría, mediante la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos (GOME), PEP informó que el equipo que hace la diferencia entre lo reportado en el Informe Anual de Pemex 2019 corresponde a un equipo asignado a tareas de adiestramiento del personal técnico en el pozo escuela de Cárdenas, Tabasco, el cual ya se había solicitado en 2018 de forma separada de la gestión para el presupuesto, con la finalidad de incorporarlo a la flota de equipos, situación que se acreditó con el oficio de solicitud correspondiente; sin embargo, la gerencia no explicó la variación negativa del 48.1% (39) respecto de los 120 equipos reportados en la documentación analizada en el resultado núm. 1, ya que indicó que no emitió información alguna referente a dicha cifra, por lo que no se aclaró la inconsistencia, ni se pronunció alguna otra área de PEP, por lo que persiste la observación relacionada con las deficiencias en los mecanismos de control para la generación, obtención y uso de la información sobre la infraestructura de la subsidiaria.

a.2) Programa Operativo Trimestral (POT-I) y el Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT)

PEP informó que el POT-I y el POFAT son los instrumentos para la programación de las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos, los cuales se formalizan mediante el “Procedimiento Operativo para la elaboración de los Programas Operativos Anuales (POFAT) y Trimestrales (POT’s) de PEMEX Exploración y Producción” (PO-PE-TC-0026-2019), y específicamente con el anexo 6 de este documento, que define las responsabilidades de los Activos de Exploración y Producción, y de las Gerencias de Programación y Evaluación Operativa y Regionales para elaborar sus programas operativos, lineamientos, mecanismos y actividades relacionadas con las intervenciones a pozos; sin embargo, la entidad fiscalizada no acreditó el documento en el que se estableció este procedimiento.

Asimismo, en cuanto a la participación y coordinación de la integración y actualización de los programas operativos, PEP señaló que, de acuerdo con el punto 2 del PO-PE-TC-0026-2019 y el artículo 74, fracción IX, del Estatuto Orgánico de PEP, que a la letra dice: “Coordinar la elaboración de programas de ejecución de servicios de ingeniería y obras, servicios de mantenimiento y confiabilidad, servicios de perforación e intervenciones a pozos y servicios logísticos”, le corresponde a la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción (SAPEP) conformar, validar y actualizar, en el Sistema de Integración de

Programas Operativos (SIPOP), los programas operativos con información solicitada, mediante oficios, que contienen premisas y criterios, de las subdirecciones de producción mediante las Gerencias de Planeación y Evaluación; además de difundir los programas autorizados; sin embargo, con la revisión del artículo citado, se identificó que dicha facultad establecida en el Estatuto le corresponde a la Subdirección de Administración de Servicios para Exploración y Producción, por lo que existe incongruencia de la autoridad del área facultada para llevar a cabo la integración y difusión del POT-I, lo que reflejó falta de coordinación en la integración de la programación; asimismo, PEP no especificó, ni acreditó cómo se elaboró, integró y validó el POFAT 2019, lo que representa un riesgo para la adecuada planeación de las actividades sustantivas de exploración y extracción para el cumplimiento del objeto de PEP.

En el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP precisaron que la Subdirección de Administración del Portafolio (SAPEP), de acuerdo con el Art. 98, fracción I, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, mediante la Gerencia de Programación y Evaluación Operativa, es la encargada de Integrar los Programas Operativos con base en los lineamientos y premisas establecidas en cada uno de los programas operativos trimestrales (POT) y físico anual de trabajo (POFAT); y la Subdirección de Administración de Servicios para Exploración y Producción SASEP, conforme al Art. 74, fracción IX, del mismo ordenamiento, es la responsable de coordinar la elaboración de programas de ejecución de ingeniería y obras, servicio de mantenimiento y confiabilidad, servicios de perforación e intervenciones a pozos y servicios logísticas, por lo que la SAPEP es la facultada para llevar a cabo la integración y difusión de los programas operativos.

En cuanto a la elaboración e integración del POFAT 2019, señalaron que se tomaron en cuenta elementos tales como: el recurso presupuestal, la disponibilidad de servicio, el movimiento de equipos de perforación de pozos, la disponibilidad de embarcaciones, la construcción de obras, la capacidad de ejecución y el permiso para la realización de actividad física, con base en los Lineamientos y premisas para documentar el Programa Operativo del Tercer Trimestre (POT III) 2018 y el Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2019 PEP-DG-SAPEP-218-2018; en tanto que la validación se efectuó mediante el proceso establecido en el documento "Oficialización del Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo POFAT 2019 DCPCD-SPC-GPEO-013-2019". La ASF considera que, si bien PEP aclaró la incongruencia de la autoridad facultada para llevar a cabo la integración y difusión del POT-I y explicó con base en que elementos se integró el POFAT 2019, no acreditó los documentos normativos que regularon la integración, elaboración y validación de los programas operativos, aunado a la falta de comprobación del Procedimiento Operativo para la elaboración de los Programas Operativos Anuales (POFAT) y Trimestrales (POT's) de PEMEX Exploración y Producción" (PO-PE-TC-0026-2019), por lo que persiste la observación.

Como evidencia de las gestiones realizadas para la integración del POT, se proporcionaron los oficios mediante los cuales se comunicó a las subdirecciones de producción las premisas y criterios para llevar a cabo la programación y actualización de sus actividades, de cuya revisión se observó que los criterios genéricos para integrar el POT-I 2019 se basan en los perfiles de producción y actividad física comprometidos en el POFAT 2019; en respetar los techos

presupuestarios asignados a SAPEP; en desglosar las actividades a nivel de pozo, campo, proyecto y activo; en privilegiar el aseguramiento operativo y confiable; en no generar compromisos contractuales por arriba de los techos presupuestarios; en documentar el POT conforme a las fases de Arranque, Captura de Requerimientos, Programación, Costeo, Conciliación, Autorización y Formalización; en entregar de manera oficial los requerimientos de servicios a pozos a los ejecutores; en considerar como guía el “Protocolo para Generar Programas Operativos de Producción”; en consensuar los requerimientos con las áreas ejecutoras de servicios; en entregar los formatos establecidos por la SAPEP referentes a costos y presupuesto de la actividad física, y en participar en el taller que promueva la SAPEP al respecto, y en relación con las premisas para realizar la programación efectiva de los movimientos de equipos de perforación en el POT, se tomaron en cuenta las disposiciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), la rentabilidad de los proyectos, su factibilidad técnica, la disponibilidad de los equipos, los permisos de factibilidad social y ambiental, los contratos de materiales y servicios requeridos para las intervenciones a pozos, así como la inversión destinada para la producción definida para 2019.

Como mecanismo de seguimiento de los programas operativos, PEP precisó que de manera trimestral éstos se actualizaron en el SIPOP, lo cual se efectuó mediante reuniones técnicas y operativas donde se revisaron temas relacionados con el avance de las perforaciones, terminaciones y reparaciones a pozos, y los acuerdos y compromisos relacionados con esto, con la finalidad de replantear las estrategias para cumplir con las metas de actividades física y los escenarios de producción. Como evidencia de dicho seguimiento, la entidad fiscalizada acreditó las minutas de trabajo y listas de asistencia que llevó a cabo la Subdirección de Producción Región Sur; sin embargo, PEP no comprobó el seguimiento que efectuaron las subdirecciones de producción Región Norte, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste, ni el documento autorizado y formalizado que regule dicho proceso, lo que denota deficiencias en la generación de información y limitó demostrar la utilidad de este mecanismo.

En el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP informaron que para el seguimiento de los programas operativos se contó con un tablero que consolida y compara la información programada con la información real, principalmente lo referente, entre otros aspectos, a las metas volumétricas de producción de líquidos y del gas, lo que permite visualizar el grado de cumplimiento y sus desviaciones. Como evidencia, las entidades fiscalizadas proporcionaron una captura de pantalla en la que se observó el tablero de evaluación; sin embargo, continuó sin comprobar el seguimiento que efectuaron las subdirecciones de producción Región Norte, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste, ni el documento autorizado y formalizado que regula dicho proceso, por lo que persiste la observación.

b) Cumplimiento del Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) y Programas Operativos Trimestrales (POT)

b.1) Cumplimiento de las metas del POFAT 2019

Con la revisión del POFAT 2019, se identificaron las metas relacionadas con la operación de los equipos de perforación terrestres y marinos, a cargo de PPS, para llevar a cabo las actividades de perforación y servicios a pozos, así como las metas de producción de hidrocarburos de PEP, las cuales se muestran a continuación:

METAS DEL PROGRAMA OPERATIVO Y FINANCIERO ANUAL (POFAT), 2019

| Actividad | Unidad de medida | Meta | Realizado | Avance (%) |
|--|------------------|---------|-----------|------------|
| Pemex Perforación y Servicios | | | | |
| Equipo Terrestre | | | | |
| Utilización de equipos de administración | Días operando | 7,228 | n.d. | n.c. |
| Equipo Marino | | | | |
| Utilización de equipos de administración | Días operando | 2,350 | n.d. | n.c. |
| Utilización de tubería de perforación | Metros | 1,620 | n.d. | n.c. |
| Pemex Exploración y Producción | | | | |
| Producción de Pemex | | | | |
| Producción de crudo | Mbd | 1,782.6 | n.d. | n.c. |
| Producción de gas natural | MMpcd | 4,316.3 | n.d. | n.c. |
| Pozos perforados | | | | |
| Exploración | Número de pozos | 61 | n.d. | n.c. |
| Desarrollo | Número de pozos | 288 | n.d. | n.c. |
| Pozos terminados | | | | |
| Exploración | Número de pozos | 62 | n.d. | n.c. |
| Desarrollo | Número de pozos | 292 | n.d. | n.c. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Mbd: Miles de barriles por día.

MMpcd: Millones de pies cúbicos por día.

n.d.: No disponible.

n.c.: No calculable.

De las 9 metas definidas en el POFAT 2019, de las que el 33.3% (3) correspondió a la operación de la infraestructura de perforación y servicios a pozos, a cargo de PPS, y el 66.7% (6) a la producción de hidrocarburos, PEP no informó, ni acreditó el avance de éstas, lo que reveló deficiencias en los mecanismos de generación de información de calidad, oportuna y suficiente relacionada con el cumplimiento de sus programas operativos, representa riesgos en la toma de decisiones de Pemex, limitó a la entidad fiscalizada comprobar el cumplimiento de sus metas y la contribución a las metas establecidas en el Plan de Negocio 2019-2024 de PEMEX y sus Empresa Productivas Subsidiarias respecto del desarrollo de nuevos yacimientos, recategorización de reservas y producción de gas no asociado y demostrar una eficiente administración y operación de su infraestructura y equipos de perforación.

b.2) Cumplimiento de las metas del POT-I 2019

Con la revisión de las bases de datos e información de las metas programadas y realizadas del POT-I 2019, correspondientes a la perforación, terminación y reparación de pozos, así como de los escenarios de producción de petróleo y gas, se identificó que, en 2019, PEP registró un cumplimiento del 26.5% (2,488.0) respecto de la meta de realizar 9,372 intervenciones.

Por tipo de intervención, se destacan las reparaciones mayores en las que se registró un avance del 40.5% (269) respecto de la meta de efectuar 665 intervenciones, seguida del rubro de reparaciones menores con el 27.2% (1,784) en relación con las 6,551 programadas y las perforaciones con el 20.4% (219) en comparación con las 1,074 previstas, y las actividades de terminación reportó el 20.0% (216) en cuanto a la meta de realizar 1,082.

Por región, en la Subdirección de Producción Región Sur, en la que se reportó un avance del 91.1% (380) de las 417 perforaciones, terminaciones y reparaciones mayores y menores que programó para el ejercicio 2019, el cual derivó de que los Activos de Producción Macuspana-Muspac, Bellota-Jujo, Samaria-Luna y Cinco Presidentes, coinciden en que se debió a la baja de actividades de perforación, terminación y reparación de pozos por recortes presupuestales, sin que se comprobaran con evidencia documental las causas de las variaciones, ni metas de los Activos Macuspana-Mupac, Samaria-Luna y Bellota-Jujo para las reparaciones menores, ni en el Activo Cinco Presidentes el número de perforaciones programadas y realizadas; en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con un avance del 89.9% (80) respecto de la meta de 89 intervenciones previstas, cuya variación que se debió principalmente a la falta de disponibilidad de equipo para intervenir los pozos y por diferir algunas intervenciones por requerimiento de equipo en otras subdirecciones para la producción de hidrocarburos, sin que se acreditaran las variaciones y no disponer del resultado del Activo Litoral de Tabasco en reparaciones mayores; en la Subdirección de Exploración se observó un avance general del 44.2% (50) en relación con las 113 planeadas, sin que se informaran y documentaran los factores que originaron las variaciones; en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste el avance alcanzado en las intervenciones fue del 30.5% (359) en comparación con las 1,177 proyectadas, de cuyas variaciones no se dispuso de las causas y la evidencia, y en la Subdirección de Producción Bloques Norte el avance fue del 21.4%(1,619) de las 7,576, en el que las variaciones del Activo Reynosa, se debieron a que sólo se contaba con un equipo de fracturamiento hidráulico para llevar a cabo las actividades de reparación mayor, y a que los pozos que tenían alguna actividad programada mantuvieron un comportamiento de producción estable, por lo cual no fue necesario realizar alguna intervención de reparación menor, sin que se justificara documentalmente esta situación, aunado a ello, en ningún caso se comprobaron con soporte documental los resultados reportados, lo que mostró debilidades en los mecanismos de generación de información de calidad, oportuna y suficiente vinculada con sus programas operativos y limitó a PEP acreditar el cumplimiento de sus actividades.

Se identificó que en el POT-I, se definieron metas de producción de hidrocarburos en función del cumplimiento de las actividades de intervenciones a pozos, en las cuales no se incluye a la Subdirección de Exploración, ya que esta área sólo se orienta a desempeñar actividades de

exploración y a recursos prospectivos. En 2019, PEP registró un avance del 90.9% en la producción de crudo, ya que se registró un escenario de 1,615.5 miles de barriles diarios (mbd) respecto de los 1,776.7 programados, y en el caso del gas, se presentó un cumplimiento del 98.8%, dado que se produjeron 4,416.5 millones de pies cúbicos diarios respecto de los 4,468.6 programados en el POT-I.

Se observó que, en 2019, en cada una de las Subdirecciones de Producción, en el escenario de producción de petróleo, sólo la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste superó la meta, registrando un cumplimiento del 106.5%, ya que generó 382.9 mbd respecto de los 359.5 mbd definidos en el POT-I; mientras el resto de las subdirecciones registró un cumplimiento por debajo de su meta. En el caso de la producción de gas, se constató que las subdirecciones de producción Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste superaron su meta en 108.9% y 107.7%, respectivamente, caso contrario en las subdirecciones Región Norte y Región Sur que alcanzaron un cumplimiento del 73.9% y 90.8% respectivamente.

De los activos de producción Reynosa y Poza Rica-Altamira, en el primero no se reportaron registros de las metas y lo realizado en la producción de petróleo, ni los avances del escenario de gas; en Poza Rica-Altamira, no se presentó lo realizado en la producción de crudo y gas, y en Cinco Presidentes no se informó sobre lo alcanzado en la producción de gas; por lo que no fue posible calcular un cumplimiento real de los escenarios de producción de las subdirecciones Región Norte y Región Sur, lo que dificultó verificar el cumplimiento del POT-I 2019.

Las variaciones entre las metas y los resultados de la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste, de acuerdo con PEP, fueron por el comportamiento de la producción base de las asignaciones Abkatun, Caan, Homol, Taratunich, Pol, Batab, Onel, Xanab, Yaxche, Xux y May, así como el mayor beneficio a lo comprometido en las terminaciones de los pozos Onel-51, Onel-7, Onel-17, Onel-82 y Etkal-23; en tanto que, en la Subdirección de Producción Región Sur, específicamente en el Activo de Producción Macuspana-Muspac, se señaló que las variaciones respecto de la producción de petróleo y gas, se debieron principalmente a la declinación de los campos de producción Teotleco, Cactus y Shishito 5, así como a problemas sociales que retrasaron la ejecución de la actividad, y en el Activo Cinco Presidentes derivaron de las terminaciones por trámites de documentación pendiente de derechos de propiedad que no se realizaron; sin embargo, la entidad fiscalizada no acreditó dichas justificaciones, ni se documentaron los avances reportados y las causas de las diferencias reportadas en las subdirecciones de producción Región Marina Noreste y Región Norte y sus respectivos activos.

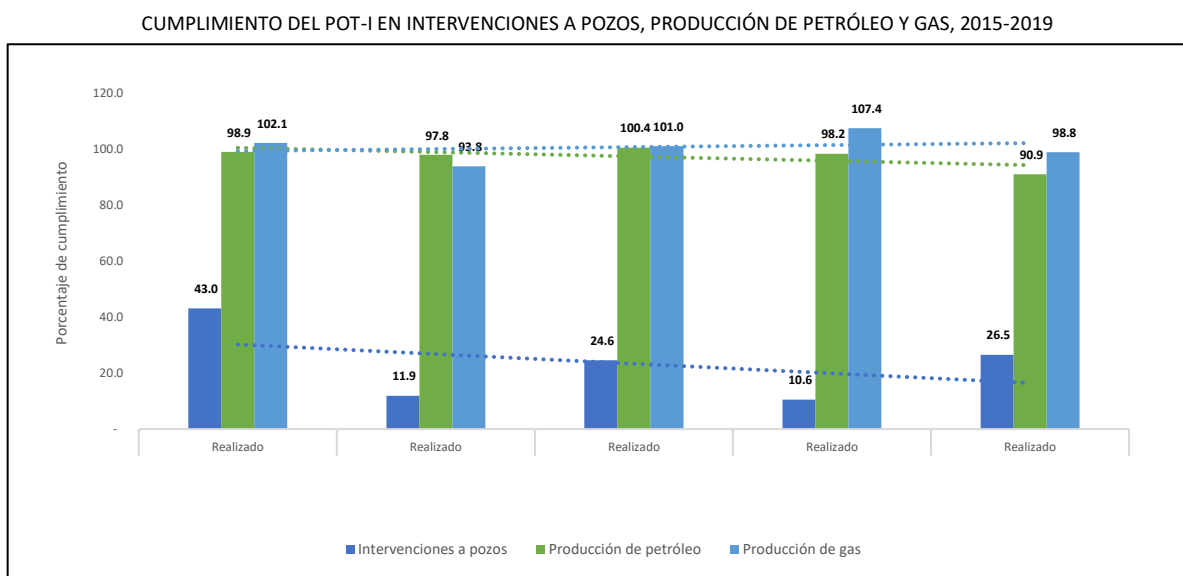
Si bien, los escenarios de producción de petróleo y gas previstos en el POT-I 2019 registraron un cumplimiento razonable del 90.9% y 98.8% respectivamente, mediante 2,488 actividades de intervenciones a pozos que representaron un avance marginal del 26.5% respecto de las 9,372 intervenciones programadas y una infraestructura que consistió en 81 equipos de perforación, cifra que fue inconsistente y limitó identificar su capacidad operativa existente, así como el desconocimiento de la situación física de las 254 plataformas que forman parte de las instalaciones petroleras de PEP, la ASF considera que está situación muestra

debilidades en la planeación y programación de sus actividades de exploración y extracción y representa un riesgo para el cumplimiento del objeto de PEP y para su contribución a la meta superior de incrementar la producción petrolera de manera rentable, segura y sustentable.

En el transcurso de la auditoría, PEP informó mediante nota explicativa las cifras definitivas del Programa Operativo Trimestral (POT-I 2019), derivadas del SIPOP, respecto al número de intervenciones a pozos, así como el cumplimiento de los escenarios de producción consolidados por Regiones de Producción; asimismo, señaló las causas de las variaciones entre los resultados y las metas de 2019; sin embargo, la subsidiaria no comprobó documentalmente las cifras, no acreditó las causas de las variaciones entre lo alcanzado y lo previsto, ni aportó el detalle de los escenarios de producción por cada activo que conforma cada región, por lo que persiste la observación.

c) Comportamiento histórico del cumplimiento del POT-I de 2015 a 2019.

Con la revisión del cumplimiento del POT-I durante el periodo 2015-2019, se observó un comportamiento descendente en las intervenciones a pozos, la producción de petróleo y gas, como se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Se constató que de 2015 a 2019, el cumplimiento del POT-I para las intervenciones a pozos descendió en 11.4% en promedio anual, en términos reales, al pasar de 43.0% en 2015 a 26.5% en 2019; asimismo, la producción de crudo decreció en 2.1% en promedio anual, en términos reales, al pasar de 98.9% en 2015 a 90.9% en 2019, y la producción de gas disminuyó en 0.8% en promedio anual, en términos reales, al pasar de 102.1% en 2015 a 98.8 en 2019.

2019-6-90T9G-07-0391-07-007 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción justifique y fundamente las medidas que implementó en 2019 derivado del informe que elaboró sobre las condiciones físicas y operativas en las que se encontraban los 81 equipos de perforación y reparación de pozos con los que contó durante ese año, a efecto de contar con la infraestructura suficiente que le permita llevar cabo sus actividades de perforación e intervención a pozos, y demuestre con la documentación soporte respectiva las causas de la inconsistencia en el total de los 81 equipos de perforación que PEP informó en 2019 como su activo disponible, por una variación negativa del 48.1% (39) en relación con los 120 señalados como la infraestructura con la que contó en el marco de la actualización de inventarios, con el objeto de disponer de la información y documentación de calidad, oportuna y suficiente en para verificar el cumplimiento de lo establecido de los artículos 38, fracción XXIV y 40, fracción XXI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y de los términos del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-008 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo acrediten el "Procedimiento Operativo para la elaboración de los Programas Operativos Anuales (POFAT) y Trimestrales (POTs) de PEMEX Exploración y Producción" (PO-PE-TC-0026-2019), el procedimiento y documento normativo para la integración y elaboración del POFAT 2019, el Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2019 (PEP-DG-SAPEP-218-2018), y la Oficialización del Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo POFAT 2019 DCPCD-SPC-GPEO-013-2019, mediante los cuales se realizó el proceso de programación de sus actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; evidencien la formalización del documento que reguló el proceso de seguimiento del POT y comprueben el seguimiento de este programa realizado por las subdirecciones de producción Región Norte, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste, a efecto de disponer de la información y documentación de calidad, oportuna y suficiente relacionada con la programación de sus actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que demuestre el cumplimiento de lo establecido en los artículos 48, fracción V, 58, fracciones I, II y VII, 63, fracciones I, II y VII, 114, fracción IV, 116, fracciones II y III, y 117, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, en el subapartado VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-009 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción informe y proporcione la documentación soporte de los resultados de las 9 metas programadas en el POFAT 2019 relativas a la operación de la infraestructura de perforación y servicios a pozos, a cargo de PPS, y de producción de hidrocarburos; compruebe los resultados del POT-I 2019 correspondientes al cumplimiento del 26.5% (2,488) de las intervenciones a pozos respecto de la meta de realizar 9,372, las causas de las variaciones entre lo programado y lo realizado en la Subdirección de Producción Región Sur por un avance del 91.1% (380) y las metas de sus Activos Activos Macuspana-Mupac, Samaria-Luna y Bellota-Jujo para las reparaciones menores, ni en el Activo Cinco Presidentes el número de perforaciones programadas y realizadas, en la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste con un avance del 89.9% (80) y el resultado de su Activo Litoral de Tabasco en reparaciones mayores, de la Subdirección de Exploración por un avance general del 44.2% (50), en la Subdirección de Producción Región Marina Noreste por el avance alcanzado en las intervenciones del 30.5% (359) y en la Subdirección de Producción Bloques Norte por el avance del 21.4%(1,619), y acrediten los avances reportados en relación con las metas de los escenarios de producción de petróleo y gas previstas en el POT-I 2019 por un nivel de cumplimiento del 90.9% (1,615.5 miles de barriles diarios) respecto de los 1,776.7 programados, y en el caso del gas, un avance del 98.8% (4,416.5 millones de pies cúbicos diarios) de los 4,468.6 planeados, así como los factores que motivaron las variaciones reportadas en la totalidad de las subdirecciones de producción, las metas y avances del activo Reynosa relativo a la producción de petróleo, en el activo Poza Rica-Altamira evidencie lo realizado en la producción de crudo y gas y en el activo Cinco Presidentes sobre lo alcanzado en la producción de gas, correspondientes al ejercicio 2019, a fin de contar con la información de calidad, oportuna y suficiente que permita verificar el cumplimiento de sus programas operativos, en atención de lo estipulado en los artículos 48, fracción V, 58, fracciones I, II y VII, 63, fracciones I, II y VII, 68, fracciones I, II y VII, 73, fracciones I, II y VII, y 117, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas realizadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-010 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo acrediten los diagnósticos de necesidades de infraestructura de exploración y explotación respecto de la suficiencia de los equipos de perforación y las plataformas propios y arrendados de los que dispuso en 2019, en los que se muestre la problemática por resolver, los equipos y plataformas que requiere, las causas y consecuencias de no disponer de los bienes necesarios, la proposición de los mecanismos de atención, los escenarios prospectivos en caso de disponer de la infraestructura suficiente para proporcionar una seguridad razonable en el cumplimiento de las metas y objetivos relacionados las actividades de exploración y extracción de petróleo, a efecto de que disponga de los elementos necesarios sobre su capacidad operativa que le permita mejorar y eficientar la planeación y programación de sus actividades de exploración

y explotación para favorecer el cumplimiento de su objeto y de sus objetivos superiores, conforme a lo establecido en los artículos 3, fracciones I y IV, 38, fracción XXIV y 40, fracción XXI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-011 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo perfeccionen sus mecanismos de obtención, generación y uso de la información relativa a la programación de sus actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y el cumplimiento de los programas operativos que les permita disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con la comprobación de sus resultados, así como para el seguimiento de su cumplimiento, en atención de lo que estipulan los artículos 48, fracción V, 58, fracciones I, II y VII, 63, fracciones I, II y VII, 114, fracción IV, 116, fracciones II y III, y 117, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que llevará a cabo en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

4. Mantenimiento de la infraestructura

De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, la exploración es una actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos de exploración, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de hidrocarburos en el subsuelo; y la extracción es una actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, por lo que, de acuerdo con el objetivo del resultado y la revisión de la información proporcionada por PEP, la exploración y explotación de yacimientos van de la mano para la producción de hidrocarburos, mediante las acciones de perforación, terminación y reparación de pozos.

En este marco, un equipo de perforación se define como el conjunto de maquinaria y estructuras que se encuentran instaladas en una plataforma marina o terrestre, las cuales son empleadas para realizar intervenciones a pozos en un sitio de operación, tales como: perforación, reparación o terminación de pozos ^{26/}.

El análisis del resultado se presenta en cuatro apartados: a) diagnóstico de las condiciones de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, b)

^{26/} Petróleos Mexicanos. **Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción**, artículo 4, fracción XIX, 2019 y Pemex Exploración y Producción, **Procedimiento operativo para la programación y ejecución del mantenimiento en Pemex Perforación y Servicios**, junio de 2019, p. 5.

regulación en materia de mantenimiento a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, c) cumplimiento de los planes y programas de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y d) contratos de servicios de mantenimiento a la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

- a) Diagnóstico de las condiciones de la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos

Respecto de las condiciones de la infraestructura para programar y realizar las actividades de perforación requeridas, se identificó que PEP realizó un informe, en atención a una recomendación de desempeño de la auditoría núm. 477-DE “Desempeño de las EPS Pemex Perforación y Servicios” realizada por la ASF con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018, el cual se sugirió para que la subsidiaria dispusiera de información sobre el estado que guardan los equipos de perforación y reparación de pozos que forman parte del activo de PEP, en el que se indique la vida útil, a efecto de tomar las medidas correspondientes y se dotara de los recursos para su mantenimiento, modernización, sustitución o desincorporación, a fin de contar con la infraestructura suficiente y en condiciones óptimas de operación que le permitan llevar cabo sus actividades.

En dicho análisis, se informó que, en 2019, la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos contó con 81 equipos para la intervención de pozos que formaron parte del Activo Fijo de PEP, de los cuales, 57 fueron de perforación y 24 de reparación, cuya distribución por subdirección de producción se muestra a continuación:

EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS
POR SUBDIRECCIÓN DE PRODUCCIÓN, 2019
(Número de equipos)

| Gerencia/Activo | Tipo de intervención | | Total (c)=(a)+(b) | Participación (%) (d)=(c)/(c ^{TOTAL}) *100 |
|-----------------|----------------------|-------------------|----------------------|---|
| | Perforación (a) | Reparación (b) | | |
| Total | 57 | 24 | 81 | 100.0 |
| SPRMN | 9 | n.d. | 9 | 11.1 |
| SPRMS | 2 | n.d. | 2 | 2.4 |
| SPRN | 13 | 15 | 28 | 34.6 |
| SPRS | 33 | 9 | 42 | 51.9 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

SPRMN: Subdirección de Producción Región Marina Noreste: se conforma por los Activos de Producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

SPRMS: Subdirección de Producción Región Marina Suroeste: se conforma por los Activos de Producción Abkatun-Po-Chuc y Litoral de Tabasco.

SPRN: Subdirección de Producción Región Norte: se conforma por los Activos de Producción Reynosa, Poza Rica-Altamira y Veracruz.

SPRS: Subdirección de Producción Región Sur: se conforma por los Activos de Producción Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Bellota-Jujo y Cinco Presidentes.

n.d.: No disponible.

Se observó que, en 2019, la Subdirección de Producción Región Sur dispuso del mayor porcentaje de equipos de perforación con el 51.9% (42) de los 81 equipos que constituyeron la infraestructura de PEP para la intervención de pozos, seguido de la Subdirección de Producción Región Norte con el 34.6% (28) de los equipos y la Subdirección de Producción Región Marina Noreste con el 11.1% (9), en contraste la Subdirección de Producción Región Marina Suroeste contó con la menor cantidad de equipos con el 2.4% (2) de la infraestructura.

En el mismo informe, se especificó que, al cierre de 2018, de los 81 equipos la vida útil del 32.0% (26 equipos) es mayor a 21 años, del 7.0% (6 equipos) entre 6 y 10 años, del 5.0% (4 equipos) entre 11 y 20, y del 56.0% (45 equipos) menor a 5 años.

Asimismo, en el documento, se indicó que, de los 55 equipos con una vida útil entre 0 y 20 años, el 85.5% (47 equipos) se mantuvo operando dentro de los estándares requeridos y el 14.6% (8 equipos) han permanecido inactivos en espera de carga de trabajo, y que se evaluaron las condiciones físicas, eficiencia operativa y obsolescencia tecnológica que presentaban estos 55 equipos de perforación y reparación, a fin de determinar cuáles eran susceptibles de mantener, rehabilitar, modernizar, sustituir o desincorporar, de acuerdo con la tabla siguiente:

ESTADO FÍSICO DE LOS EQUIPOS DE PERFORACIÓN Y REPARACIÓN DE POZOS, 2019
(Número de equipos)

| Actividad | Estado Físico | | | Total (d)=(a)+(b)+(c) | Participación (%) |
|----------------|---------------|----------------|-------------|--------------------------|-----------------------------------|
| | Bueno (a) | Regular (b) | Malo (c) | | (e)=(d)/(d ^{TOTAL})*100 |
| Total | 13 | 33 | 6 | 55 ^{1/} | 100.0 |
| Modernizar | 10 | 6 | 3 | 19 | 36.5 |
| Sustitución | 3 | 27 | 2 | 32 | 61.6 |
| Rehabilitación | n.d. | n.d. | 1 | 1 | 1.9 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

^{1/} El total no incluyó 3 equipos que ya están modernizados.

n.d.: No disponible.

Se identificó que, de la totalidad de los equipos con una vida útil entre 0 y 20 años, el 61.6% (32) de los equipos mostró características que hacían viable su sustitución, el 36.5% (19) se determinó factible para modernización y el 1.9% (1) para rehabilitación.

En el citado informe, se señaló que, para asegurar la confiabilidad de la flota de equipos, se requiere contar de manera oportuna y suficiente de recursos presupuestales para el mantenimiento operativo, así como la certificación de los componentes críticos, de acuerdo con las recomendaciones emitidas por los fabricantes.

La ASF considera que, si bien el informe proporcionado mostró las condiciones físicas y operativas en las que se encontraban los 81 equipos de perforación y reparación con los que PEP contó durante 2019, así como los años de vida útil para modernizarlos, rehabilitarlos o sustituirlos, el documento no representó un adecuado diagnóstico de las condiciones de su infraestructura de exploración, que le permita disponer de equipos en condiciones óptimas de operación para llevar cabo sus actividades y solucionar las repercusiones en la operación que deriven de las deficiencias detectadas en el estado físico de los equipos de perforación evaluados, debido a que no incluyó los elementos correspondientes a la problemática por resolver, las causas y consecuencias de no atenderla, la proposición de los mecanismos de atención, ni los escenarios prospectivos en caso de atender las deficiencias de su infraestructura y tampoco se señaló si dicho análisis se utilizó y contribuyó para eficientar la operación y, con ello, favorecer la planeación de las intervenciones en los pozos definidas en su planeación, a fin de contribuir al cumplimiento de su objeto.

En cuanto al diagnóstico de las condiciones de las plataformas, correspondiente al ejercicio 2019, PEP no emitió ningún pronunciamiento, por lo que no se identificó un análisis de las condiciones que presentan las plataformas para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de petróleo, lo cual representa riesgos en la toma de decisiones para llevar a cabo una adecuada planeación de éstas actividades para contribuir al cumplimiento de su objeto y del objetivo superior de incrementar la producción petrolera de manera rentable, segura y sustentable, al desconocer la situación física de las 254 plataformas que forman parte de las instalaciones petroleras de PEP, de acuerdo con la información proporcionada en el resultado número 1 “Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción”, del presente informe.

En el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP proporcionaron los programas de mantenimiento preventivo de los equipos de perforación que contaron con cargas de trabajo en el POT-I 2020, a efecto de realizar acciones para la atención de las condiciones físicas y operativas de los equipos y, con ello, contar con la infraestructura suficiente para las actividades de perforación e intervenciones a pozos en los sectores terrestres y marítimos; sin embargo, no acreditó el diagnóstico de las condiciones de su infraestructura de exploración en todas las Regiones y Activos de Producción, que le permitiera diseñar e integrar dichos programas de mantenimiento, a fin de conocer las condiciones y deficiencias del estado físico de los equipos que requerían mantenimiento, ni acreditó el cumplimiento de los mismos.

Asimismo, la Subdirección de Producción Región Marina Noreste proporcionó el documento denominado “Diagnósticos de las condiciones físicas de la infraestructura y las causas y consecuencias de no atenderse la problemática” en el que mostró las condiciones físicas de las instalaciones de sus activos de producción Cantarell y Ku-Maloob-Zaap y se precisó que de no atenderse la problemática se podrían presentar riesgos inherentes a la continuidad operativa tales como: paros no programados por pérdida de contención, derrames con impacto ambiental, falla en la continuidad operativa, incumplimiento a compromisos de producción, incremento de rezago de inspección, deterioro acelerado de la instalación y el equipo estático por falta de mantenimiento, incumplimiento a los programas de

mantenimiento, falta de confiabilidad de equipo estático y exposición al personal. Si bien, esta medida representó una acción de mejora para conocer la situación de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, no permite tener el panorama de las condiciones de la totalidad de la infraestructura de PEP, ya que las subdirecciones de producción Norte, Sur y Marina Suroeste no presentaron sus respectivos diagnósticos, por lo que las deficiencias relativas a la carencia de diagnósticos de las condiciones de plataformas y equipos persiste.

b) Regulación en materia de mantenimiento a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos

Como parte de las metodologías empleadas para programar y ejecutar las acciones de mantenimiento, sustitución y modernización de los equipos de perforación y reparación de pozos, vigentes en 2019, la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos proporcionó copia de tres documentos denominados “Procedimiento operativo para la planeación del mantenimiento de equipos de perforación, terminación y reparación de pozos” de Pemex Perforación y Servicios (PPS) y “Procedimiento operativo para la programación y ejecución del mantenimiento en Pemex Perforación y Servicios”, emitidos y autorizados en junio de 2017, y la “Guía Operativa para crear o modificar planes de mantenimiento y su programación en el módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP)” de PEP, cuyos objetivos se orientaron a establecer la secuencia de actividades para realizar en forma ordenada y sistemática, la planeación, programación y ejecución del mantenimiento de equipos de perforación, terminación y reparación de pozos, así como a definir los requisitos para realizar el registro de los planes de mantenimiento y su programación en el módulo de mantenimiento de SAP de PEP.

Con la revisión del documento PO-EP-MA-0018-2017, se identificó que definió la planeación como un proceso común para todos los tipos de mantenimiento, ya que una vez determinados los objetivos del negocio, se establecerán los equipos, instalaciones y bienes a los que se les deberá generar actividades de mantenimiento de tal forma de que se cumpla con el plan de negocios y los objetivos de la organización; la programación se determinó como el proceso mediante el cual se determina la fecha de inicio y fin de un trabajo, de acuerdo con la disponibilidad de los recursos, cuyo objetivo principal de la programación de los trabajos de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo es el de establecer las fechas de ejecución y el de asignar y coordinar los recursos que van a ser necesarios para la ejecución de las actividades, mediante la elaboración de programas de mediano y corto plazo que permitan alcanzar los objetivos del negocio y de mantenimiento, y se verificó que se describió la integración, validación y difusión del Programa Integral de Mantenimiento de acuerdo con los requerimientos del Programa Operativo Trimestral (POT-I) y el trecho presupuestal.

En el procedimiento PO-EP-MA-0016-2017, se especificó el proceso de programación y ejecución del mantenimiento autorizado, en el que se señaló que una vez que se cuenta con el plan y el programa anual autorizado, se deberá proceder a realizar las reuniones necesarias para afinar el plan y el programa trimestral, las cuales se efectuarán al menos un mes previo

a la realización del mantenimiento de los próximos tres meses, con el objeto de revisar y validar los programas trimestrales e identificar posibles desviaciones derivadas de cambios en los planes o programas de perforación, prioridades o por la falta de algún recurso, en cuyo caso se deberán establecer acciones necesarias para cumplir con los objetivos y metas establecidas. Para dichas reuniones se deberá integrar la información del Programa Operativo Trimestral I, existencias de materiales y refacciones en almacén, estado que guarda el proceso de las compras y contratos requeridos, estatus de la contratación de mano de obra adicional, disponibilidad de talleres, de Medios Auxiliares de Fabricación (MAF's) y de mano de obra especializada. La participación de personal de Operaciones, Seguridad, planificadores/programadores, Suministros, Almacenes y Recursos Humanos es necesaria; en tanto que, en la guía GO-NO-MA-0010-2017, establecen las actividades para registrar la programación de las acciones de mantenimiento en el Módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP), por lo que se constató que existen los elementos normativos para regular los procesos de planeación y programación de las actividades de mantenimiento a equipos de perforación, terminación y reparación de pozos, pero reveló un marco normativo desactualizado, ya que en los apartados 7 "Control de revisión del procedimiento operativo" de los procedimientos PO-EP-MA-0018-2017 y PO-EP-MA-0016-2017 de PPS, se indicó que deberán revisarse cada cinco años o antes en caso de que se presenten cambios o modificaciones de estructura organizacional, funciones del personal o de las unidades administrativas, o en la normatividad, que modifique o altere los requisitos establecidos, tal como fue la fusión de PEP y PPS el 01 de julio de 2019, en la que las funciones de la última pasaron a la primera. Asimismo, PEP no evidenció documentalmente las gestiones realizadas en el ejercicio 2019 respecto de la integración, validación, ejecución y seguimiento trimestral de sus planes y programas de mantenimiento, de acuerdo con los procedimientos establecidos, lo que mostró debilidades en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con dichos procedimientos y limitó a la entidad fiscalizada acreditar su cumplimiento.

En cuanto a la actualización del marco normativo que regula la programación y ejecución de las acciones de mantenimiento, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, PEP informó que los procedimientos PO-EPMA-0016-2017 y PO-EP-MA-0018-2017 no han sido actualizados en virtud de que se encuentran vigentes hasta el mes de junio de 2022 e indicó que con la intención de cumplir la presente auditoría ya se encuentra programada su actualización para el mes de junio de 2022; asimismo, señaló que la guía GO-NO-MA-0010-2017 no ésta en el ámbito de aplicación de la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos, sino a la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Explotación.

En lo relativo a la integración, validación, ejecución y seguimiento de sus planes y programas de mantenimiento, PEP y PCORP indicaron que los mecanismos de los que disponen para el cumplimiento de dichas gestiones son las "Disposiciones aplicables al Plan Quinquenal Operativo (PQO)" y el "Procedimiento para administrar libranzas y reparaciones mayores programadas (PAI-03)", cuyos documentos son normatividad interna registrada en el Sistema de Control Normativo de PEMEX y forman parte de la Política de Procedimientos de confiabilidad Operacional y Mantenimiento de Petróleos Mexicano. Como evidencia, las entidades fiscalizadas proporcionaron archivo electrónico del procedimiento PAI-03, vigente

desde 2016, que tiene el objetivo de establecer lineamientos que aseguren que la administración de las libranzas y reparaciones mayores en las instalaciones de PEMEX, sus subsidiaria y empresas filiales, se realice en forma homologada, bajo un contexto de gobernabilidad, eficiente en tiempo y costo; asimismo, remitieron copias de pantalla que muestran la publicación del plan PQO y el procedimiento en el sistema normativo de PEMEX.

Al respecto, la subsidiaria no acreditó la calendarización de las actividades previstas para la formalización y autorización de las versiones actualizadas de los procedimientos PO-EPMA-0016-2017 y PO-EP-MA-0018-2017; la Gerencia de Aseguramiento Técnico de Explotación no emitió un pronunciamiento en relación con la actualización de la guía GO-NO-MA-0010-2017; en tanto que, la documentación soporte proporcionada para justificar la integración, validación, ejecución y seguimiento de los planes y programas de mantenimiento de PEP no aportaron elementos que permitieran validar el cumplimiento de dichos procesos, por lo que persisten las deficiencias identificadas.

- c) Cumplimiento de los planes y programas de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos

- c.1) Mantenimiento de la infraestructura

En 2019, PEP llevó a cabo tres tipos de mantenimiento, efectuado para conservar la infraestructura en condiciones óptimas para operar, los cuales consistieron en lo siguiente:

TIPOS DE MANTENIMIENTO REALIZADOS POR PEP, 2019

| Tipo | Descripción |
|---|--|
| Mantenimiento: conjunto de actividades efectuada en un activo con el objeto de que continúe desempeñando la función para la cual fue diseñado y, en general, se clasifica en: | |
| Predictivo | Grupo de técnicas para diagnóstico, las cuales generalmente consisten en mediciones y registros para interpretaciones periódicas que indican el comportamiento del equipo en determinado tiempo, de tal forma que proporciona la posibilidad de adelantarse a la falla y hacer las correcciones correspondientes, que permitan conservar el equipo en operación adecuada. La condición del equipo es observada usando el monitoreo de condición, técnicas de control estadístico de proceso, monitoreo de funcionamiento con un hardware y un software específico. |
| Preventivo | Estas técnicas tienen su fundamento en la estadística y la revisión periódica y sistemática que permitan tomar las medidas precisas para evitar una falla. El mantenimiento preventivo permite planear y programar el mantenimiento correctivo. Con esta técnica se fijan los periodos de recambio de sus partes y cambios oportunos de los equipos de relevo, independientemente de su condición actual. |
| Correctivo | Se refiere a reparaciones o rehabilitaciones del equipo que ha sido dañado o deteriorado por condiciones inadecuadas de las variables de operación, o bien por el desgaste normal de una operación sostenida en un lapso prolongado. Este tipo de mantenimiento puede incluir localización, aislamiento, desarmado, intercambio, armado, alineamiento y verificación. |

Fuente: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

Se identificó que el mantenimiento predictivo se relaciona con la inspección periódica a los equipos para anticipar posibles fallas; el preventivo, que se refiere a ejecutar acciones predeterminadas y precisas para reducir la posibilidad de fallas, y el correctivo, que son actividades que se desempeñan por la falla de algún equipo por causas diversas como el uso inadecuado o desgaste normal a lo largo del tiempo, por lo que se debe detener la operación de la infraestructura, sin que definiera la periodicidad para aplicar el mantenimiento predictivo y preventivo.

Respecto de las acciones previstas en los planes y programas de mantenimiento de PEP, la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos remitió de manera digital los programas de las jefaturas de mantenimiento de equipos Cárdenas y Comalcalco, adscritas a la Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Sur de la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos y ubicadas en la Subdirección de Producción Región Sur, así como de la jefatura Ciudad del Carmen, en los que se identificó que, en 2019, programó 5,283 servicios a 29 equipos, de los que el 46.8% (2,475) de las acciones correspondió a 19 equipos terrestres y el 53.2% (2,808) a 10 equipos marino y que se privilegió el mantenimiento preventivo con el 52.6% (2,777), seguido del predictivo con el 38.3% (2,026) y con el 9.1% (480) las acciones bajo el concepto de "Lubricación"; asimismo, se observó que el mantenimiento se planteó con diversos parámetros tales como diario, semanal, mensual, catorcenal, trimestral e incluso por turno laborado; sin embargo, la entidad auditada no especificó con qué tipo de mantenimiento se asoció el 9.1% (480) de los servicios, de acuerdo con su clasificación, no se aportó la documentación que acredite el cumplimiento de las 5,283 acciones de mantenimiento y no se informaron, ni se acreditaron las actividades de mantenimiento planeadas y realizadas en los Activos Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes de la Subdirección de Producción Región Sur, ni en las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos y no se precisó con qué activo o región se relaciona la Jefatura de Mantenimiento de Equipos Ciudad del Carmen, lo que denota deficiencias en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con la atención de sus planes y programas de mantenimiento y limitó a PEP comprobar que efectuó acciones administrativas y técnicas para conservar o restaurar sus equipos, a efecto de mejorar su operación y, con ello, proporcionar una seguridad razonable del cumplimiento de las atribuciones, el objeto de la subsidiaria y de para su contribución a la meta superior de incrementar la producción petrolera de manera rentable, segura y sustentable.

En el transcurso de la auditoría, mediante nota explicativa, PEP explicó que las 5,283 acciones de mantenimiento a equipos terrestres y marinos programadas en 2019, se proyectaron con base en el Programa Operativo Trimestral (POT), que fueron cargadas en el Módulo de Mantenimiento (PM) del Sistema SAP por tipo de mantenimiento predictivo o preventivo para después emitir las órdenes de mantenimiento; al respecto, la entidad fiscalizada señaló que las ordenes programadas y emitidas a las jefaturas de mantenimiento Cárdenas, Comalcalco y Ciudad del Carmen, ascienden a 12,460; asimismo, comentó que las 480 actividades de lubricación que se asocian al 9.1% del total de los 5,283 servicios de mantenimiento, son acciones preventivas que se ejecutan conforme a las frecuencias recomendadas por el fabricante y están establecidas en un plan de mantenimiento con frecuencia semanal; sin

embargo, PEP no acreditó documentalmente las órdenes que comprueben la ejecución de las 5,283 acciones de mantenimiento establecidas en los planes y programas, no documentó las 12,460 órdenes emitidas a las tres jefaturas mencionadas, ni las 480 actividades de lubricación que se vinculan a este proceso, por lo que persisten las observaciones señaladas.

PEP proporcionó el indicador que mide el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a los equipos de perforación y reparación de pozos, cuyo avance se muestra en el cuadro siguiente:

RESULTADOS DEL INDICADOR “CUMPLIMIENTO DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO”, 2019
(Porcentaje)

| Tipos de Equipos | Núm. de equipos | En operación | | Equipos Propios | | Principal actividad que se realiza en pozos | | Cumplimiento de las acciones | |
|------------------|-----------------|--------------|----|-----------------|---------|---|------------|------------------------------|------------------------|
| | | Si | No | Terrestres | Marinos | Exploración | Desarrollo | Meta Anual ^{1/} | Resultado Promedio (%) |
| Perforación | 48 | 48 | 0 | 39 | 9 | 4 | 44 | ≥90≤95 | 96.25 |
| Reparación | 23 | 23 | 0 | 23 | 0 | 0 | 23 | ≥90≤95 | 96.95 |
| Total | 71 | 71 | 0 | 62 | 9 | 4 | 67 | ≥90≤95 | 96.60 |

Fuente: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base la documentación proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

^{1/} Meta anual referida al segundo cuartil del tablero de indicadores de confiabilidad del modelo Pemex Confiabilidad Operacional para Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo.

Se identificó que, en 2019, el indicador registró un porcentaje promedio de 96.6% al realizar 71 acciones de mantenimiento preventivo a 48 equipos de perforación y 23 equipos de reparación de pozos, lo que denota un cumplimiento razonable. PEP informó que la medición del indicador es anual y los resultados se determinan con base en los registros e información disponible en el sistema módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa Sistema de (PM-SAP), sin que se acreditara el resultado reportado, ni el establecimiento de este indicador en un documento autorizado y formalizado en el que se observe su método de cálculo, definición, criterios para la definición de la meta, los medios de verificación, la unidad responsable de su monitoreo y seguimiento, así como de las acciones por implementar en caso de detectar desviaciones, ni se documentara un parámetro de medición del mantenimiento predictivo que por sus características también se programa periódicamente o, en su caso, las causas de la inviabilidad de disponer de un indicador para este tipo de servicios, lo que mostró deficiencias en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con las herramientas de medición del desempeño de sus atribuciones en materia de mantenimiento a la infraestructura empleada para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

En lo concerniente a los resultados del indicador de mantenimiento preventivo reportados en 2019, PEP emitió un reporte anual por parte del Grupo Disciplinario de Operación y Mantenimiento de Equipos en materia de Ingeniería y Confiabilidad, en el que se registraron resultados, desviaciones y acciones para revertir las variaciones e incumplimientos; sin embargo, dicho reporte no se encuentra debidamente firmado, autorizado y formalizado, ni

se acreditaron documentalmente los resultados obtenidos de dicho indicador, por lo que persiste la observación.

c.2) Sustitución y modernización de la infraestructura

En cuanto a las actividades de sustitución y modernización de los equipos de perforación y reparación de pozos, PEP informó que, en 2019, únicamente contó con el proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos generado en la extinta subsidiaria PPS, el cual fue ejercido en la modernización de cuatro equipos de perforación, con números PM-306, PM-331, PM-342 y PM-329, y la adquisición de 2 equipos de 3,000 HP.

PEP agregó que “con la fusión de PPS con PEP el pasado 01 de Julio de 2019, no se cuenta con un programa para sustituir y modernizar equipos de perforación, ya que, aunque se encuentre dentro de las funciones sustantivas, no se cuenta con la suficiencia presupuestal para establecer un programa de esta naturaleza en los equipos de perforación con los que actualmente se cuenta”, para lo cual se proporcionó como evidencia el documento denominado “Escenario de actividad física de la GPRPTS para POT-3 2020, POFAT 2021 Preliminar” con los programas operativos donde se indican los movimientos de los equipos de perforación que fueron objeto de modernización durante el último trimestre de 2019 y las proyecciones para los ejercicios 2020 y 2021, sin que la entidad fiscalizada aportara evidencia documental de la modernización de los equipos efectuadas en 2019, de los recursos presupuestarios empleados en la ejecución de dichos proyectos y de la insuficiencia presupuestal, conforme a lo informado.

Al respecto, en el transcurso de la auditoría, PEP proporcionó las capturas de pantalla del sistema SAP en donde se generaron a nivel de sistemas las solicitudes de pedido/orden de servicio de cada uno de los componentes que fueron modernizados en 2019 e indicó que toda la documentación soporte del proceso administrativo para la generación de los pagos se encuentra en el expediente del contrato núm. 421004860, de cuya revisión se verificó que dispuso de la órdenes para llevar a cabo la modernización de los equipos de perforación con números PM-306, PM-331, PM-342 y PM-329, sin que documentara la adquisición de 2 equipos de 3,000 HP.

En relación con la administración de la cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización a cargo de PPS, la subsidiaria PEP indicó que “luego de la fusión en julio de 2019 se decidió trasladarla a sus compromisos para ejecutarlos conforme fuera conducente” y agregó que “con el análisis de la cartera se llegó a la conclusión que, con excepción de los proyectos de arrendamiento financiero Proyecto de adquisición de dos plataformas autoelevables (PC1), Adquisición de dos equipos modulares de perforación (PC2) y Adquisición de nueve equipos de perforación terrestres (PC3), que existían previo a la separación de PPS, no se justifica mantener los proyectos registrados (...), debido a que tener proyectos para perforación genera una duplicidad de alcances y presupuestos, y al momento de volver a formar parte de la cadena productiva de PEP, no pueden cuantificar sus beneficios de manera aislada. En consideración de lo anterior, se deberá proceder a cancelar el Proyecto

integral de servicios a pozos (PCA), registrado en abril de 2019 y sin erogaciones a la fecha, para tales efectos la Gerencia de Administración de Portafolios emitirá el oficio de cancelación correspondiente; mantener vigente el Proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos (PC8) para la modernización del equipo PM-0329, cuyos alcances solicitados no serán procedentes, al término de la citada modernización se gestionará la terminación anticipada del proyecto; terminar anticipadamente el Programa de mantenimiento de equipos de perforación y reparación de pozos (PA4) y el Programa de mantenimiento servicio a pozos (PA5); no generar nuevos compromisos de contratación en los proyectos partir de 2020 y proceder al pago de los adeudos y compromisos generados hasta el cierre del año, y cerrar el Proyecto de reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados (PC7), una vez concluidas las gestiones con la compañía aseguradora del equipo afectado”. No obstante, PEP no documentó el análisis elaborado para determinar la cancelación y terminación anticipada de proyectos, ni la evidencia de las gestiones realizadas para cancelar, terminar y cerrar los proyectos PCA, PC8, PA4 y PC7, lo que mostró deficiencias en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna que limitó a la entidad auditada acreditar la administración de su cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura.

En el transcurso de la auditoría, PEP proporcionó los oficios núm. DCPCP-SDPNMN-GAPI-036-2019, del 18 de diciembre de 2019 y PEP-DG-SPM-019-2020, del 28 de enero de 2020, a fin de demostrar la razones para cancelar los proyectos PCA, PC8, PA4 y PC7 y la solicitud para llevar a cabo dicho proceso de terminación anticipada, para lo cual remitió los formatos mediante los cuales se realizó dicha cancelación; sin embargo, la entidad fiscalizada no atendió la observación referente al análisis efectuado a la cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización, con la cual se determinó la cancelación de los proyectos citados, por lo que persiste la deficiencia relativa a la carencia de dicho documento.

- d) Contratos de servicios de mantenimiento a la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos

Para determinar si PEP administró y dio seguimiento al cumplimiento de los contratos de servicios para el mantenimiento y confiabilidad de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se solicitó a la subsidiaria la normatividad, metodologías, sistemas y mecanismos aplicables a la gestión, administración y seguimiento del desempeño de los contratos para servicios de mantenimiento de los equipos de perforación, a pozos y a plataformas, así como los contratos en la materia suscritos en el período 2012-2019. Al respecto, la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción, adscrita a la Subdirección de Abastecimiento de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios, proporcionó 11 contratos de servicios, sin que acreditara la evidencia documental del marco regulatorio, debido a que únicamente remitió un listado en el que se muestran los códigos, denominaciones, vigencia, proceso al que se asocia y el área que lo emite, lo que representa un riesgo para el adecuado desarrollo de las actividades relacionadas con la gestión, administración y seguimiento del desempeño de los contratos en materia de mantenimiento.

Asimismo, de los 184 contratos de infraestructura remitidos por PEP en el marco del resultado núm. 2 “Administración de los contratos para exploración y producción”, del presente informe, se identificó que el 12.0% (22) de los contratos se vinculó con servicios de mantenimiento a la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, con lo que se integró un conjunto de 33 instrumentos formalizados durante el periodo 2012-2019, de los que el 66.7% (22) correspondió al mantenimiento de plataformas, cuyos trabajos se concluyeron entre septiembre de 2012 y diciembre de 2014, y el 33.3% (16) a equipos de perforación, que estuvieron vigentes en 2019.

Del análisis del cumplimiento de los 33 instrumentos en materia de administración y seguimiento de su desempeño se observó que el 36.4% (12) de los contratos se cumplió en su totalidad y el 12.1% (4) registró avances parciales con rangos entre el 85.0% y el 94.0% derivado de actividades no ejecutadas conforme a lo establecido en los instrumentos suscritos, lo que ocasionó la rescisión de los cuatro contratos; no obstante, las entidades fiscalizadas no informaron, ni acreditaron el cumplimiento técnico, la administración y seguimiento del 18.2% (6) de los contratos, cuyos trabajos se concluyeron entre junio de 2012 y enero de 2015, tampoco evidenciaron la totalidad de la documentación que permitiera verificar la conclusión de los 12 contratos que reportaron cumplimiento técnico del 100.0%, tales como el acta de finiquito, el informe de terminación de los trabajos y el acta de extinción de derechos y obligaciones, no se justificó con evidencia la rescisión de un contrato, ni se remitió copia de siete de los contratos de mantenimiento a equipos de perforación y sus anexos.

En lo referente a la administración y seguimiento de los contratos, se identificó que en el 66.6% (22) se efectuaron éstas acciones mediante órdenes de trabajo, en las cuales se formalizó la ejecución de las actividades y se indicaron las fechas de inicio y terminación de las actividades previstas para el cumplimiento del objeto de dichos contratos; en tanto que, en el 15.2% (5) no se acreditaron las respectivas órdenes.

En lo correspondiente a la aplicación de penas convencionales, se verificó que en el 36.4% (12) se determinó el pago de penalizaciones por montos de 177,191.3 miles de pesos (mdp) y 9,803.3 miles de dólares (mdd), ocasionadas principalmente por atraso en la ejecución de las actividades, de los cuales se pagó el 15.7% (27,799.7 mdp) y el 29.7% (2,914.3 mdd) respectivamente, relacionados con tres contratos. Como evidencia, PEP proporcionó los formatos denominados “Codificación de Pagos y Descuentos (COPADES)” en los que se mostraron las penalizaciones por pagar, se acreditaron los pagos con las facturas correspondientes; sin embargo, no documentó los oficios de notificación de las penas impuestas en 11 contratos y el pago de éstas por parte de la empresa para 9 instrumentos por montos de 149,391.6 mdp y 6,889.0 mdd, ni se especificara si se aplicaron penalizaciones en dos contratos. De los cuatro contratos cancelados, las penalizaciones representaron el 33.5% (59,356.2 mdp) y el 39.8% (3,899.0 mdd) respecto del total de las sanciones, de las que se pagaron 20,733.5 mdp y 2,66.1 mdd vinculados con dos contratos, lo que significó el 74.6% y el 91.4% del total de los montos pagados, aunado a ello, no se informó, ni se justificó documentalmente la aplicación o no de sanciones a los 11 contratos de mantenimiento a equipos de perforación.

Específicamente, en el caso de los seis contratos relacionados con el mantenimiento a plataformas, de los que no se dispuso de soporte documental en lo relativo al cumplimiento técnico, la administración y seguimiento, se proporcionó nota informativa, del 28 de octubre de 2020, emitida por la Superintendencia de Apoyo a la Gestión y Fiscalización de la Coordinación de Servicios Marinos y de Mantenimiento, Confiabilidad y Construcción de Infraestructura (CSMMCCI) para hacer de conocimiento al Enlace de Coordinación de Atención y Mejora, así como a la Gerencia de Programación y Evaluación de la Subdirección de Administración de Servicios para Exploración y Producción (SAEP), sobre la problemática para entregar la documentación respectiva, derivado de que son contratos antiguos y por los cambios estructurales que dificultaron identificar a los servidores públicos responsables de la administración y/o cierre administrativo de dichos contratos, por lo que la CSMMCCI solicitó a la Subgerencia de Mantenimiento y Confiabilidad de Infraestructura Marina (RMNE) la información relacionada con los contratos, la cual señaló que el personal encargado del cierre de dichos instrumentos se encuentra adscrito a otra área, e indicó que a sugerencia de la Coordinación y Mejora de la SAEP, se revisaron las actas de entrega-recepción para detectar hacia qué áreas se transfirieron los contratos, de lo que derivó que no existe ningún registro documental de las actas de extinción de derechos y obligaciones, por lo que continúan vigentes y el servidor público nombrado como Residente/Supervisor, aun cuando cambio de adscripción, se mantiene como encargado de la supervisión, vigilancia y control; no obstante, PEP no contó con la evidencia documental, debido a que, aunque el administrador de los contratos manifestó que todos están concluidos en tiempo y forma con sus actas de finiquito y uno tiene pendiente la aplicación de una penalización, no tiene respaldo electrónico de los expedientes, ni de los datos para consultarlos en el Archivo Muerto de Dos Bocas, Tabasco, ya que perdió la información por el virus que dañó los sistemas de PEMEX a nivel nacional, situación que reveló debilidades en los controles de PEP y PCORP para el seguimiento y cumplimiento de las contrataciones que realiza; asimismo, mostró deficiencias en los controles relacionados con la prevención de riesgos de seguridad, integridad y confiabilidad de la información.

En lo relativo a la implementación de las medidas correctivas en caso de potenciales retrasos, incumplimientos o desviaciones en la prestación de los servicios de mantenimiento y confiabilidad de los equipos de perforación y pozos, correspondientes al ejercicio 2019, la Coordinación de Servicios Terrestres y de Perforación e Intervenciones a Pozos, así como la Coordinación de Servicios Discretos de la Gerencia de Servicios de Perforación e Intervenciones a Pozos Marinos, adscritas a la Subdirección de Administración de Servicios para Exploración y Producción, indicaron que “los servicios de mantenimiento de infraestructura (instalaciones) son distintos a los servicios de mantenimiento a los equipos de perforación, por lo que, se informa que no corresponde atender este punto (...)”, lo que adicional a la falta de acreditación de un marco regulatorio de las actividades relacionadas con la administración y seguimiento del desempeño de los contratos en materia de mantenimiento y del cumplimiento de éstas acciones relativas a los 11 contratos de mantenimiento a equipos de perforación, reveló debilidades en los mecanismos de control de PEP y PCORP para garantizar el cumplimiento de las contrataciones efectuadas.

En el transcurso de la auditoría, la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción, adscrita a la Subdirección de Abastecimiento de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios, mediante nota informativa señaló que, en términos de las atribuciones establecidas en los artículos 24, 33 y 36 del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, estas áreas y la Gerencia de Contrataciones para Servicios a la Explotación y Perforación, carecen de facultades para intervenir en actividades propias de la administración y ejecución de los contratos, debido a que estas acciones le competen a los responsables de la administración y supervisión de la ejecución de los contratos hasta su total terminación y la aportación de PCORP se delimita al seguimiento administrativo de los contratos, particularmente al cierre administrativo o conclusión; en tanto que, para garantizar la seguridad, integridad y confiabilidad de la información que sustente sus operaciones, la Coordinación de Abastecimiento para Exploración y Producción indicó que cuentan con medidas de control de acceso a los sistemas que consiste en la identificación de un usuario y acreditación de una contraseña personal, y como acciones preventivas la Subdirección de Tecnologías de la Información de Petróleos Mexicanos periódicamente promueve campañas para proteger la información de los sistemas y equipo de cómputo de los servidores públicos, entre otros medios, a través del cambio de contraseñas.

Sin embargo, las entidades fiscalizadas continuaron sin justificar documentalmente el cumplimiento técnico, la administración y seguimiento de la totalidad de los contratos, ni acreditar las causas por las que los controles de protección de la información no resultaron suficientes para garantizar la integridad de la documentación relacionada con seis contratos de mantenimiento a plataformas, por lo que persisten las deficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-012 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción justifique y fundamente las medidas que implementó en 2019 derivado del informe que elaboró sobre las condiciones físicas y operativas en las que se encontraban los 81 equipos de perforación y reparación de pozos con los que contó durante ese año y demuestre con evidencia documental en qué medida estas acciones permitieron eficientar la operación de los equipos, a efecto de favorecer la planeación de las intervenciones en los pozos, a fin de contribuir al cumplimiento de su objeto y contribuir al cumplimiento de su objeto, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 3, fracción V y 76, fracción V, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir la insuficiencia observada.

2019-6-90T9G-07-0391-07-013 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo acrediten las gestiones realizadas en el ejercicio 2019 respecto de la integración, validación, ejecución y seguimiento trimestral de sus planes y programas de mantenimiento, de acuerdo con los procesos establecidos en el "Procedimiento Operativo para la planeación del mantenimiento de equipos de perforación, terminación y reparación de pozos -PO-EP-MA-0018-2017", el "Procedimiento operativo para la programación y ejecución del mantenimiento en Pemex

Perforación y Servicios -PO-EP-MA-0016-2017" y la "Guía Operativa para crear o modificar planes de mantenimiento y su programación en el módulo de mantenimiento del Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP)- GO-NO-MA-0010-2017", a efecto de contar con la información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con dichos proceso y permita verificar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 75, fracción I, 116, fracciones I y IX y 117, fracciones II y III, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-014 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción informe y proporcione la documentación soporte del cumplimiento de las 5,283 acciones de mantenimiento a equipos terrestres y marinos programadas en 2019 en las jefaturas de mantenimiento de equipos Cárdenas y Comalcalco, adscritas a la Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Sur de la Subdirección de Operaciones en Intervenciones a Pozos, ubicadas en la Subdirección de Producción Región Sur, y en la jefatura Ciudad del Carmen; especifique y justifique la evidencia, de acuerdo con su clasificación, con qué tipo de mantenimiento se asoció el 9.1% (480) de los 5,283 servicios de mantenimiento previstos bajo el concepto de "Lubricación"; acredite las actividades de mantenimiento planeadas y realizadas en 2019 en los Activos Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes de la Subdirección de Producción Región Sur, así como de las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos y precise con qué activo o región se relaciona la Jefatura de Mantenimiento de Equipos Ciudad del Carmen; aporte evidencia documental del resultado reportado en 2019 en el indicador de mantenimiento preventivo con un porcentaje promedio de 96.6% al realizar 71 acciones de mantenimiento preventivo a 48 equipos de perforación y 23 equipos de reparación de pozos y del establecimiento de este indicador en un documento autorizado y formalizado en el que se observe su método de cálculo, definición, criterios para la definición de la meta, los medios de verificación, la unidad responsable de su monitoreo y seguimiento, y de las acciones por implementar en caso de detectar desviaciones, e indique y compruebe elementos de algún parámetro de medición del mantenimiento predictivo o, en su caso, las causas de la inviabilidad de disponer de un indicador para este tipo de servicios, a fin de contar con la información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con la atención de sus planes y programas de mantenimiento y las herramientas de medición del desempeño de sus atribuciones, en incumplimiento de lo estipulado en los artículos 75, fracción IV, 76, fracción VI, 116, fracción V y 117, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas realizadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-015 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción compruebe, respecto de 2019, la adquisición la adquisición de 2 equipos de 3,000 HP relacionados con sus acciones de sustitución y

modernización de la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, de los recursos presupuestarios empleados en la ejecución de dichos proyectos y de la insuficiencia presupuestal que motivó la carencia de un programa para sustituir y modernizar equipos de perforación; acredite el análisis efectuado a la cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización a cargo de PPS con base en el cual determinó la cancelación, terminación anticipada y cierre de los proyectos PCA, PC8, PA4 y PC7, con el objeto de contar con la información clara, completa, precisa y oportuna sobre la administración de su cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura que permita constar el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 54, 59, 64 y 69, fracción IV de cada uno de éstos, 114, fracciones II, III y IV y 116, fracciones I, V, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas implementadas para corregir las deficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-016 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo, respecto de 2019, acrediten las actas de finiquito, los informes de terminación de los trabajos y las actas de extinción de derechos y obligaciones relacionados con 12 contratos de mantenimiento a plataformas que reportaron cumplimiento técnico del 100.0%; justifiquen con evidencia documental la rescisión del contrato 428232804; aporten los oficios de notificación de las penas impuestas en 11 contratos de mantenimiento a plataformas y el pago de éstas por parte de la empresa para 9 instrumentos por montos de 149,391.6 mdp y 6,889.0 mdd; expliquen y comprueben si se aplicaron penas convencionales a los contratos 428238877 y 428231830 en lo que no se especificó; remitan copia de los contratos de mantenimiento a equipos de perforación y sus anexos, y fundamenten y aporten evidencia documental de las razones por las que no se dispuso de un marco regulatorio de las actividades relacionadas con la administración y seguimiento del desempeño de los contratos en materia de mantenimiento, a efecto de contar con la información y documentación que permita verificar el cumplimiento de lo que se mandata en los artículos 6, párrafo único, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 74, fracciones V, VII, X y XII y 76, fracciones II, IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en los subapartados VI.3.2 Instrumentación de Controles Generales de Tecnologías de Información (CGTI) y VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos, y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas efectuadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-017 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo motiven, fundamenten y acrediten las causas por las que no dispuso de controles de protección suficientes relacionados con la prevención de riesgos de seguridad, integridad y confiabilidad de la

información relativa a la administración, seguimiento y cumplimiento de los contratos de mantenimiento, situación que generó la pérdida de información relevante de los expedientes y de los datos de los contratos correspondientes al mantenimiento a plataformas con números 428230840, 428231828, 428232813, 428232814, 428233856 y 428232808, cuyos trabajos se concluyeron entre junio de 2012 y enero de 2015, lo que impidió su consulta en el Archivo Muerto de Dos Bocas, Tabasco y limitó comprobar el cumplimiento de las contrataciones efectuadas, y expliquen y justifiquen las gestiones procedentes para contar con la documentación comprobatoria de la administración, seguimiento y cumplimiento de dichos contratos, así como con la respectiva extinción de derechos y obligaciones que validen su conclusión, a efecto de estar en posibilidades de verificar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 6, párrafo único, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 74, fracciones V, VII, X y XII y 76, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, en los subapartados VI.3.2 Instrumentación de Controles Generales de Tecnologías de Información (CGTI) y VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos, y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas efectuadas para corregir las deficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-018 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo elaboren los diagnósticos de las condiciones físicas de la infraestructura de exploración y explotación respecto del estado que guardan los equipos de perforación y las plataformas propios y arrendados de los que dispuso en 2019, en los que se muestre la problemática por resolver, las causas y consecuencias de no atenderla, la proposición de los mecanismos de atención, ni los escenarios prospectivos en caso de atender las deficiencias de su infraestructura para eficientar la operación y, con ello, favorecer la planeación de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para proporcionar una seguridad razonable en el cumplimiento de las metas y objetivos, así como para contribuir al cumplimiento de su objeto, sus atribuciones sustantivas y de su objetivo superior en materia de producción petrolera, conforme a lo establecido en los artículos 3, fracción V y 76, fracción V, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que llevará a cabo en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-019 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo fortalezcan sus mecanismos de generación, obtención y uso de la información relativa a la integración, validación y difusión de sus programas en materia de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como de las acciones realizadas y el seguimiento trimestral de dichos programas que les permitan disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con la planeación, programación, comprobación de sus

resultados y del seguimiento del cumplimiento de sus programas de mantenimiento para acreditar el cumplimiento de lo que estipulan los artículos 54, 59, 64 y 69, fracción IV de cada uno de éstos, 75, fracción I, 114, fracciones II, III y IV, 116, fracciones I, V y IX, y 117, fracciones II, III y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que efectuará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-020 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo perfeccionen sus mecanismos de control y seguimiento que aseguren el cumplimiento de las contrataciones que realiza, así como para disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con la conclusión de dichos instrumentos, y que evalúe la suficiencia de sus controles de protección en materia de prevención de riesgos de seguridad, integridad y confiabilidad de la información para implementar las medidas que garanticen una operación segura, así como la integridad y disponibilidad de la información y documentación que sustenta sus operaciones para comprobar el cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 6, párrafo único, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 74, fracciones V, VII, X y XII y 76, fracciones II y IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y en el subapartado VI.3.2 Instrumentación de Controles Generales de Tecnologías de Información (CGTI), y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

5. Producción de hidrocarburos

El desarrollo del resultado se dividió en dos apartados: a) mecanismos de evaluación de la contribución al objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos y b) contribución de la gestión, operación y mantenimiento de la infraestructura para actividades de exploración y extracción al objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos.

- a) Mecanismos de evaluación de la contribución al objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos

En el apartado denominado “Detalle de Programas y Proyectos de Inversión” de Pemex Exploración y Producción, de la Cuenta Pública 2019, se identificó que la empresa subsidiaria reportó cinco proyectos asociados al Programa presupuestario (Pp) K030 “Otros proyectos de infraestructura”, cuyos montos de inversión y avances de ejecución se indican a continuación:

PROYECTOS DE ADQUISICIÓN, MODERNIZACIÓN Y REPOSICIÓN DE INFRAESTRUCTURA DE PERFORACIÓN, 2019

| Clave del proyecto | Duración del proyecto | Proyectos | Inversión (Miles de pesos) | | | Metas 2019 (%) | | Acumulado al 2019 (%) |
|--------------------|-----------------------|--|-------------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|------|--------------------------|
| | | | Aprobada | Modificada | Pagada | P | R | |
| 00000049520 | 04-2016 12-2019 | Proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos. | 0.0 | 75,594.2 | 75,594.2 | 0 | 32.4 | 52.4 |
| 00000049570 | 12-2016 12-2020 | Proyecto de reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados. | 0.0 | 334.2 | 334.2 | 0 | 1.3 | 11.5 |
| 1118T4L0006 | 01-2012 12-2025 | Proyecto de adquisición de 2 plataformas autoelevables. | 834,158.8 | 807,851.5 | 807,851.5 | 0 | 16.2 | 64.8 |
| 1218T4L0001 | 04-2012 12-2026 | Adquisición de 2 equipos modulares de perforación. | 108.0 | 10,236.8 | 10,236.8 | 0 | 0 | 18.8 |
| 1318T4L0011 | 07-2013 12-2023 | Adquisición de nueve equipos de perforación terrestre. | 386,126.0 | 355,461.5 | 355,461.5 | 0 | 12.9 | 62.8 |
| Total | | | 1,220,392.8 | 1,249,478.2 | 1,249,478.2 | | | |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 y la Cuenta Pública 2019.

P: Programado.

R: Resultado.

En relación con el diseño de un mecanismo permanente para evaluar el impacto de los cinco proyectos de adquisición, modernización y reposición de infraestructura de perforación ejecutados en 2019, con cargo al Pp K030 en el objetivo estratégico de PEP de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, la Gerencia de Finanzas en las Empresas Productivas subsidiarias, suscrita a la Coordinación Financiera de la Dirección Corporativa de Finanzas de PCORP, proporcionó un listado en formato Excel denominado "0802Entregable-ASF-391-DE-Of-347-PPK030" en el que se mostró el recurso devengado mensualmente en seis proyectos asociados al programa, sin que comprobara el efecto de los proyectos reportados en la Cuenta Pública 2019 en el objetivo estratégico de PEP, ni justificara las razones por las que no dispuso de dicho instrumento y, en su caso, como se dio cumplimiento a su atribución; asimismo, la Unidad de Enlace para Consejos de Administración de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios remitió los "Lineamientos en materia de Evaluación del Desempeño aplicables a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales", en el que se observó que se establecen de manera general los criterios para la definición de los indicadores y la metas para analizar los resultados operativos, comerciales, económicos y financieros de las empresas subsidiarias y filiales de PEMEX, a efecto de determinar los parámetros de cumplimiento, y las "Directrices para la elaboración del Programa Anual de Adquisiciones, Arrendamiento, Obras y Servicios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias (PAC)" en el que se definen las condiciones para la elaboración, integración, publicación y actualización del PAC, sin que se identificaran elementos para el diseño de un mecanismo permanente para determinar en qué medida los cinco proyectos ejecutados

favorecieron el incremento de la producción petrolera, lo que evidenció la carencia de un instrumento de medición del desempeño de las acciones de PEP y PCORP para coadyubar al cumplimiento del objeto de la subsidiaria y su objetivo superior de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable.

En cuanto a la disposición de un mecanismo para cualificar y cuantificar la contribución y el impacto de la gestión de la infraestructura para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, su operación y mantenimiento en el cumplimiento del objetivo estratégico de PEP de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, correspondiente al ejercicio 2019, la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos de PEP indicó que “no cuenta con un mecanismo para evaluar la contribución de estas acciones al objetivo superior”; la Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos señaló que “solo es responsable de proporcionar el mantenimiento de los equipos de perforación, asegurándose de que estén en condiciones de operación para las intervenciones programadas por los activos, por ello, no es posible la entrega de la información solicitada, por no ser parte de las funciones sustantivas (...) realizar las evaluaciones de la contribución a las metas del Plan de Negocio de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias en materia de desarrollo de nuevos yacimientos, recategorización de reservas y producción de gas no asociado”; en tanto que, PCORP proporcionó como evidencia el archivo en formato de Excel “0802Entregable-ASF-391-DE-Of-347-PPK030” en el que se mostró un listado del recurso devengado mensualmente en seis proyectos asociados al Pp K030, lo que denota que PEP y PCORP no dispusieron de una herramienta de medición que les permitiera ponderar en qué medida las acciones operativas de actualización de los inventarios de infraestructura para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, su operación y mantenimiento aportaron elementos para la atención de su compromiso superior de incrementar la producción petrolera de manera rentable, segura y sustentable.

- b) Contribución de la gestión, operación y mantenimiento de la infraestructura para actividades de exploración y extracción al objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos

En el Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) 2019, el Programa Operativo Trimestral (POT) 2019 y en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, se definieron las metas de producción de petróleo y gas, cuyos resultados se muestran a continuación:

| PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE PEP CON BASE EN SUS DOCUMENTOS DE PLANEACIÓN, 2019 | | | | | | |
|---|---------------------------|---------------|---|-----------------------------------|---------------|---|
| Instrumento de planeación | Producción de crudo (Mbd) | | Cumplimiento (%) (c)=(b)/(a) *100 | Producción de gas natural (MMpcd) | | Cumplimiento (%) (f)=(e)/(d) *100 |
| | Meta (a) | Resultado (b) | | Meta (d) | Resultado (e) | |
| Plan de Negocios de PEMEX, 2019-2023 | 1,707.0 | 1,684.0 | 98.7 | 22.0 | 42.3 | 192.3 |
| POFAT 2019 | 1,782.6 | n.d | n.c. | 4,316.3 | n.d | n.c. |
| POT 2019 | 1,776.7 | 1,615.5 | 90.9 | 4,468.6 | 4,416.5 | 98.8 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y la información proporcionada Pemex Exploración y Producción.

Mbd: Miles de barriles diarios.

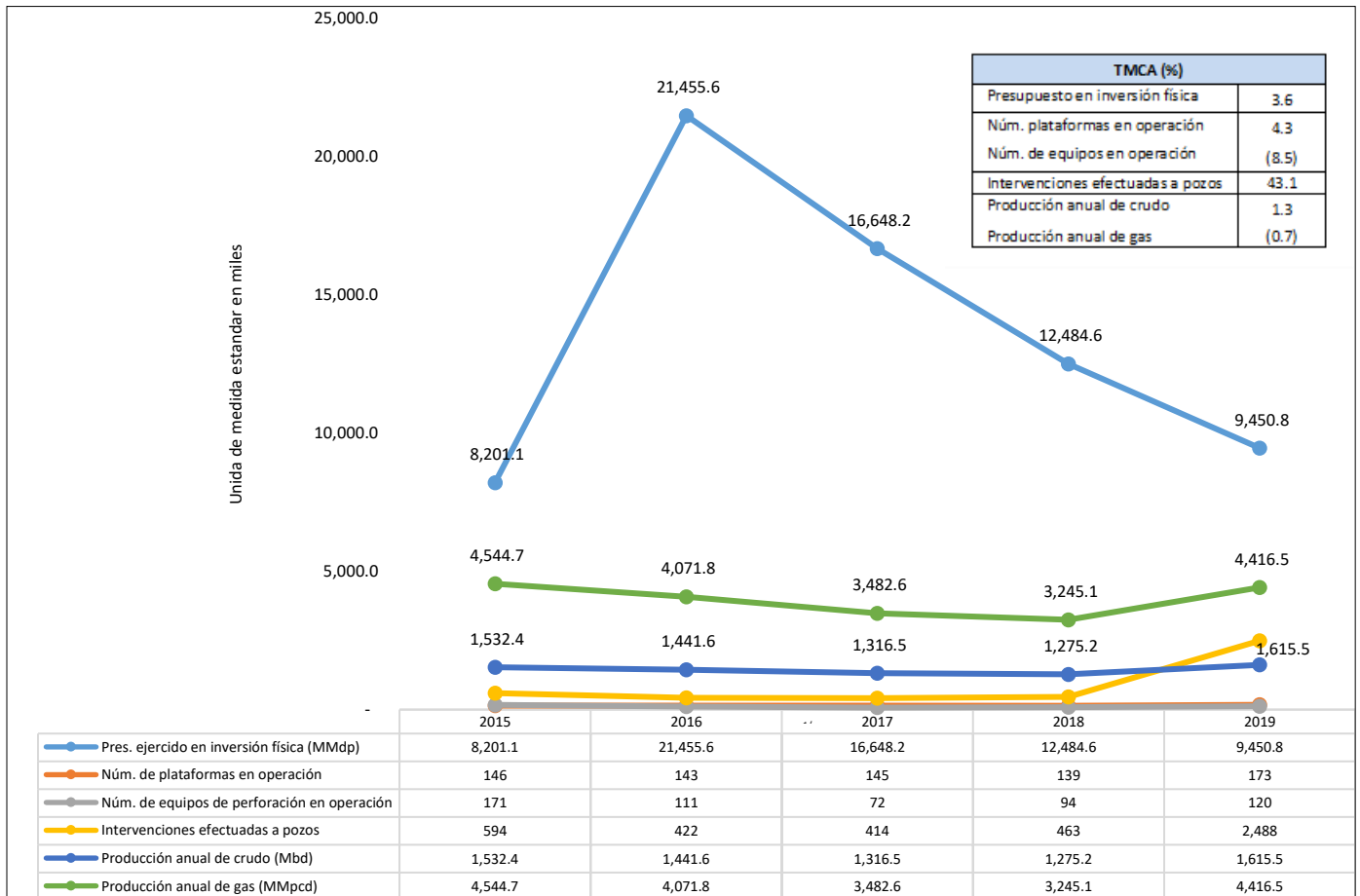
MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

Los resultados de la producción de crudo y gas registrados en 2019 mostraron cumplimientos razonables en relación con las metas, sin que se lograra el 100.0% de lo previsto o, en su caso, superar la producción conforme al objetivo de PEP de incrementar la producción de hidrocarburos, debido a que con base en los datos publicados en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, la producción de petróleo alcanzó el 98.7% respecto de la meta al registrar 1,684.0 miles de barriles diarios (mbd) de los 1,707.0 estimados, sin que se documentaran los resultados y las causas de las variaciones, y en la producción de gas se reportó un cumplimiento de 192.3% al producir 42.3 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de los 22.0 MMpcd estimados, derivado de la incorporación de producción de los campos Xikin, Ixachi, Cibix, Chocol y Valeriana; en tanto que, de acuerdo con las cifras del POT 2019 se observó que la producción de crudo logró avances del 90.9% y la de gas el 98.8%, sin que se informaran y acreditaran los avances programados en el POFAT 2019, aunado a ello, se observaron inconsistencias en las cifras previstas y alcanzadas que se reportaron entre los diferentes documentos de planeación.

Al respecto, en el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP señalaron que “la diferencia entre las cifras definidas en los instrumentos de planeación se debió a que el Plan de Negocios de Pemex, el POFAT y el POT corresponden a momentos diferentes, por lo que se ven afectados por cuestiones operativas, resultados de la actividad física y los recursos presupuestales con los que se realizan cada uno de los programas”; sin embargo, no se evidenció dicha justificación, ni se aclararon las inconsistencias de las cifras previstas y alcanzadas que se reportaron entre los diferentes documentos de planeación, por lo que persiste la observación.

Para identificar el comportamiento de la producción de hidrocarburos alcanzado en relación con la infraestructura disponible de PEP para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como el número de intervenciones efectuadas a pozos y los montos de inversión física de la subsidiaria, se analizaron los resultados de estas variables durante el periodo 2015-2019, con lo que se observó lo siguiente:

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN RESPECTO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS,



2015-2019

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la Cuenta Pública de 2015 a 2019 y la información proporcionada por Petróleos Mexicanos.

1/ El presupuesto ejercido en inversión física en 2015 y 2019 corresponden a PEP, y de 2016 a 2018 corresponde a PPS. Las cifras de esta variable fueron actualizadas con base en el deflactor implícito del Producto Interno Bruto de 2019: 2015=2.8351; 2016=5.6053; 2017=6.7127; 2018=4.9397, y 2019=3.3456

TMCA (%) Tasa media de crecimiento anual.

MMdp: Millones de pesos.

Mbd: Miles de barriles diarios.

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

Se constató que, durante el periodo 2015-2019, el gasto de PEP en inversión física presentó una tendencia variable, ya que el presupuesto ejercido en este concepto reportó un crecimiento del 3.6% en promedio anual, en términos reales, al pasar de 8,201.1 millones de pesos en 2015 a 9,450.8 millones de pesos en 2019, cuyo punto más alto se registró en 2016 con un ejercicio de 21,455.6 millones de pesos; en tanto que, en lo relativo a la infraestructura, el número de plataformas marinas mostró un comportamiento ascendente del 4.3% en promedio anual, al pasar de 146 plataformas en operación en 2015 a 173 en 2019

y el número de equipos de perforación registró una disminución de 8.5% en promedio anual, al pasar de 171 equipos disponibles y en operación en 2015 a 120 en 2019; con esa disponibilidad de instalaciones petroleras, las intervenciones efectuadas a pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos aumentó en un 43.1%, al pasar de 594 intervenciones en 2015 a 2,488 en 2019, lo que generó una variación positiva en la producción de petróleo del 1.3%, al pasar de 1,532.4 miles de barriles diarios (Mbd) en 2015 a 1,615.5 mbd en 2019, y en la producción de gas se observó una reducción del 0.7%, al pasar de 4,544.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2015 a 4,416.5 MMpcd en 2019; no obstante, si bien se registró un incremento en el ejercicio del presupuesto enfocado a la inversión física, no se tiene la certeza de que el recurso se destinó al incremento del número de plataformas y de las intervenciones a pozos, a efecto de impactar en el aumento de la producción de crudo y gas, pero los datos disponibles denotan que fue insuficiente para ampliar el número de equipos de perforación, los cuales representan la infraestructura esencial para las actividades sustantivas inherentes al objeto de la subsidiaria, aunado a las deficiencias detectadas en el desempeño de la infraestructura de PEP para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, ya que se verificó que, en 2019, fue deficiente para contribuir a incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable derivado de los resultados en materia de gestión, operación y mantenimiento, que se muestran a continuación:

RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS DE PEP EN MATERIA DE INFRAESTRUCTURA
PARA ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, 2019

| Aspecto evaluado | Resultado obtenido |
|--|--|
| Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción | <ul style="list-style-type: none"> En 2019, PEP no acreditó disponer de los elementos normativos para regular la actualización, administración y control de los inventarios de la infraestructura propia y arrendada, debido a que las dos guías operativas para generar la clave de ubicación técnica de la infraestructura en el Sistema para Administrar los Procesos de la empresa (SAP) no especificaron a las áreas encargadas del control y administración de dichos inventarios, ni la frecuencia de actualización del inventario de la infraestructura en cada región, aunado a que su fecha de emisión fue al cierre del ejercicio 2019, por lo que no estuvieron vigentes durante el año de revisión. Únicamente se acreditó el alta o modificaron de las ubicaciones técnicas de 9 plataformas, 10 campos, 2 estaciones de servicio, 159 equipos y 18 ductos, correspondientes a las subdirecciones de producción de las Regiones Sur y Marina Noreste, sin que se remitieran los formatos de las subdirecciones de producción Región Marina Suroeste y Región Norte. En lo referente a la infraestructura con la que contó PEP para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, correspondiente al ejercicio 2019, se identificaron inconsistencias entre las cifras de la infraestructura reportadas en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y los reportes de PEP: |
| INFRAESTRUCTURA DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE PEP, 2019 | |
| Tipo de infraestructura | Informe Anual Reportes PEP Diferencia |
| | (a) (b) (c)=(b)-(a) |
| Plataformas marinas (PEP) | 275 254 (21) |
| Campos en producción | 325 209 (116) |
| Pozos productores promedio en operación | 7,400 9,725 2,325 |

RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS DE PEP EN MATERIA DE INFRAESTRUCTURA
PARA ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, 2019

| Aspecto evaluado | Resultado obtenido | | | |
|---|---|----|-----|----|
| | Equipos de perforación y reparación de pozos | 82 | 120 | 38 |
| Administración de los contratos para exploración y producción | <ul style="list-style-type: none"> • PEP no documentó la infraestructura de la totalidad de las subdirecciones y activos. • PEP no identificó los costos y los riesgos de la infraestructura fuera de operación. • Las contrataciones de PEP fueron deficientes, debido a que, de las 20 plataformas y 11 equipos modulares, cuyos contratos continuaban vigentes durante el año fiscalizado, no se aseguró que se llevaran a cabo las licitaciones y adjudicaciones bajo los principios de igualdad y competitividad, debido a que no se presentaron las mismas condiciones para participar. • No en todos los casos acreditó contar con los estudios de mercado de los contratos. • En materia de juicios y pasivo jurídico, se observó que a 2019, PEMEX y PEP tenían en controversia 4 juicios provenientes de la suscripción de 4 contratos, a los que se les dictó sentencia desfavorable para PEP, la cual, en caso de materializarse, pondría en riesgo la situación económica de la empresa subsidiaria. • Se determinaron deficiencias derivadas de la inexistencia de una interoperabilidad entre los tres SAP que se manejan y, como consecuencia de ello, resulta complicado y poco efectivo realizar las búsquedas de información. • En cuanto al desempeño de los 162 contratos relacionados con el arrendamiento de plataformas y equipo modular; de ingeniería, procura y construcción; de prestación de servicios; obra pública y exploración y producción de hidrocarburos, suscritos en el periodo 2012-2019, PEP y PCORP no informaron el nivel de cumplimiento de 77 contratos, ni acreditaron la totalidad de la documentación relacionada con la conclusión de 92, ni aportaron evidencia documental del seguimiento y administración para el 92.0% (149) de los instrumentos, ni justificaron el pago de las penas impuestas a 8 contratos por 2,105,412.5 miles de dólares, lo que representa un riesgo para que la subsidiaria disponga de los servicios y bienes necesarios para atender sus actividades sustantivas y sus compromisos superiores. | | | |
| Operación de la infraestructura para actividades exploratorias y extractivas de hidrocarburos | <ul style="list-style-type: none"> • En 2019, PEP no dispuso de los diagnósticos de necesidades de infraestructura para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, lo que limitó a la subsidiaria conocer las necesidades de la infraestructura requeridas para proporcionar una seguridad razonable en el cumplimiento de sus metas y objetivos, así como de su objeto. • No se acreditó la formalización del proceso de planeación y programación de las actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. • En el POFAT 2019 se programaron 9 metas, de las que el 33.3% (3) correspondió a la operación de la infraestructura de perforación y servicios a pozos, a cargo de PPS, y el 66.7% (6) a la producción de hidrocarburos, sin que se informara, ni acreditaran los avances alcanzados. • En el POT 2019, PEP registró un cumplimiento del 26.5% (2,488.0) respecto de la meta de realizar 9,372 intervenciones. • En lo relacionado con las metas de los escenarios de producción de petróleo y gas previstas en el POT-I 2019 en función del cumplimiento de las actividades de intervenciones a pozos, PEP informó un avance del 90.9% ya que se registraron 1,615.5 mbd y en el caso del gas, se presentó un cumplimiento del 98.8%, dado que se produjeron 4,416.5 MMpcd. • Se identificaron debilidades en la planeación y programación de sus actividades de exploración y extracción, ya que si bien registraron cumplimientos razonables del 90.9% y 98.8% respectivamente de sus escenarios de producción, esto fue | | | |

RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS DE PEP EN MATERIA DE INFRAESTRUCTURA
PARA ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, 2019

| Aspecto evaluado | Resultado obtenido |
|--|--|
| | <p>mediante un avance marginal del 26.5% respecto de las 9,372 intervenciones programadas y una infraestructura que consistió en 81 equipos de perforación, sin que tuviera certeza respecto de si su capacidad operativa existente es suficiente respecto de las 254 plataformas y 120 equipos que reportó en el resultado número 1 “Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción”.</p> |
| <p>Mantenimiento de la infraestructura</p> | <ul style="list-style-type: none"> • En 2019, PEP no realizó las acciones de mantenimiento, sustitución y modernización requeridas a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, al desconocer la situación física de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas propios y arrendados, de acuerdo con lo reportado en el resultado número 1 “Actualización del inventario de la infraestructura para exploración y producción”. • PEP no evidenció documentalmente las gestiones realizadas en el ejercicio 2019 respecto de la integración, validación, ejecución y seguimiento trimestral de sus planes y programas de mantenimiento. • En 2019, programó 5,283 servicios a 29 equipos, de los que el 46.8% (2,475) de las acciones correspondió a 19 equipos terrestres y el 53.2% (2,808) a 10 equipos marinos, correspondientes a dos jefaturas de mantenimiento ubicadas en la Subdirección de Producción Región Sur y de la jefatura Ciudad del Carmen, sin que acreditara el nivel de cumplimiento, ni las actividades de mantenimiento planeadas y realizadas en los Activos Macuspana-Muspac y Cinco Presidentes de la Subdirección de Producción Región Sur, ni en las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos. • PEP no dispuso de un programa para sustituir y modernizar equipos de perforación, debido a que no cuenta con la suficiencia presupuestal para establecer un programa de esa naturaleza en los equipos de perforación con los que actualmente se cuenta, por lo que únicamente ejecutó el proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos generado en la extinta subsidiaria PPS. • En cuanto a los contratos de servicios para el mantenimiento y confiabilidad de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se observaron debilidades en los mecanismos de control para garantizar el cumplimiento de las contrataciones efectuadas, específicamente en lo relativo a las acciones de administración y seguimiento del desempeño de dichos instrumentos, ya que de los 33 contratos suscritos en el periodo 2012-2019, de los cuales el 66.7% (22) correspondió al mantenimiento de plataformas y el 33.3% (16) a equipos de perforación, de los que éstos últimos continuaron vigentes en 2019, no se acreditó un marco regulatorio de las actividades relacionadas con la administración y seguimiento del desempeño de los contratos en materia de mantenimiento, ni comprobaron el cumplimiento técnico, la administración y seguimiento del 51.5% (17) de los contratos, no se aportó la totalidad de la documentación de la conclusión de 12 contratos que reportaron cumplimiento técnico del 100.0% y la rescisión de uno, ni se aportó evidencia documental referente a las acciones de administración y seguimiento de los 11 contratos de mantenimiento a equipos de perforación, ni la notificación de las sanciones impuestas en 11 contratos y el pago de éstas por parte de la empresa para 9 instrumentos por montos de 149,391.6 miles de pesos y 6,889.0 miles de dólares. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los resultados derivados de la revisión de los aspectos de actualización de los inventarios, administración de los contratos, operación de la infraestructura y el mantenimiento de ésta, correspondiente al ejercicio 2019.

De acuerdo con lo anterior, se constató que los resultados de 2019 en materia de actualización de la disponibilidad, administración de contratos, operación y mantenimiento de la infraestructura para actividades de exploración y extracción fueron insuficientes para contribuir a incrementar la producción de hidrocarburos, debido a que los hallazgos denotan que PEP y PCORP efectuaron una deficiente gestión de la infraestructura para actividades de exploración y extracción al no demostrar que realizó la actualización de los inventarios de la infraestructura propia y arrendada, ni una adecuada administración de los contratos de arrendamiento de plataformas y equipo modular, de ingeniería, procura y construcción, de prestación de servicios, obra pública y de exploración y producción de hidrocarburos derivado de las debilidades detectadas en sus mecanismos de control relacionados con los procesos de las contrataciones y con el seguimiento y cumplimiento técnico de los instrumentos; en cuanto a la operación de la infraestructura, se identificaron deficiencias en la planeación y programación de las actividades de exploración y extracción, ya que mediante 2,488 actividades de intervenciones a pozos que representaron un avance marginal del 26.5% respecto de las 9,372 intervenciones programadas en el POT-I 2019 y una infraestructura que consistió en 81 equipos de perforación, se registraron cumplimientos del 90.9% y 98.8% respectivamente, en los escenarios de producción de petróleo y gas, al alcanzar 1,615.5 miles de barriles diarios (mbd) respecto de los 1,776.7 programados, y en el caso del gas, se produjeron 4,416.5 millones de pies cúbicos diarios respecto de los 4,468.6 previstos, aunado a la falta de un diagnóstico de suficiencia de equipos de perforación y de plataformas propios y arrendados para conocer sus necesidades de la infraestructura requerida, lo que no permitió identificar si su capacidad operativa existente es suficiente, y en lo relativo al mantenimiento, sustitución y modernización no realizó las acciones requeridas a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, al desconocer la situación física de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas propios y arrendados y no acreditó el cumplimiento de las 5,283 acciones de mantenimiento programadas en dos jefaturas de mantenimiento adscritas a la Subdirección de Producción Región Sur, sin que informara ni acreditara las acciones de mantenimiento previstas en el resto de los activos de esa subdirección, ni de las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos, situación que impidió comprobar que PEP efectuó acciones para mejorar la operación de su infraestructura, todo lo anterior representó limitantes para que la subsidiaria utilizara su potencial para proporcionar una seguridad razonable del cumplimiento de sus atribuciones y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable.

2019-6-90T9G-07-0391-07-021 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo expliquen, fundamenten y documenten las causas de la carencia de un mecanismo de evaluación permanente para determinar el impacto de los cinco proyectos de adquisición, modernización y reposición de infraestructura de perforación ejecutados en 2019, con cargo al Programa presupuestario (Pp) K030 "Otros proyectos de infraestructura" en el objetivo estratégico de PEP de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable; detallen y justifiquen la viabilidad o no de disponer de una herramienta para cualificar y cuantificar la contribución y el impacto de la gestión de la infraestructura para actividades de

exploración y explotación de hidrocarburos, su operación y mantenimiento en el cumplimiento del referido objetivo estratégico, y justifiquen la falta de los lineamientos autorizados por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos para su diseño, a fin de acreditar el cumplimiento de lo establecido en la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación 2019, los artículos 102, fracción II, inciso d, de la Ley de Petróleos Mexicanos, y 3, párrafo primero, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el subapartado VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas efectuadas para corregir las deficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-022 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo expliquen y justifiquen documentalmente los factores que ocasionaron las inconsistencias detectadas en las metas y los resultados reportados en materia de producción de petróleo y gas, correspondiente al ejercicio 2019 que se reportaron entre los diferentes documentos de planeación tales como el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, el Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) 2019 y el Programa Operativo Trimestral (POT) 2019, y documente los resultados de la producción de petróleo publicado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y las causas de las variaciones respecto de lo previsto en el Plan de Negocios de PEMEX, a efecto de disponer de la información clara, completa, precisa y oportuna que sustente sus operaciones y permita verificar el cumplimiento de lo dispuesto en el objetivo estratégico 3 "Incrementar la producción de hidrocarburos" y en el apartado 12 "Principales indicadores y metas de desempeño", del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-023 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo diseñen e instrumenten los lineamientos y mecanismos permanentes para evaluar el impacto de los proyectos que ejecute en materia de adquisición, arrendamiento, modernización y sustitución de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como de sus acciones operativas relacionadas con la actualización de los inventarios, administración de los contratos, operación y mantenimiento de las instalaciones petroleras de Pemex Exploración y Producción y que les permita disponer de la información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna para ponderar en qué medida éstas actividades repercuten en la atención de su objeto y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, en cumplimiento de los términos señalados en los artículos 102, fracción II, inciso d, de la Ley de

Petróleos Mexicanos, y 3, párrafo primero, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el subapartado VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las insuficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-024 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo con base en los diagnósticos que se realicen sobre las necesidades y las condiciones físicas de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos replanteen las metas en materia de intervenciones a pozos que establezcan en el Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) y el Programa Operativo Trimestral (POT), de manera que sean congruentes con los escenarios de producción de petróleo y gas que se definan en estos mismos instrumentos de planeación y en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, a efecto de que lleven a cabo una adecuada planeación y programación basada en la capacidad operativa de Pemex Exploración y Producción que proporcione una seguridad razonable en el cumplimiento de las actividades sustantivas inherentes al objeto de la subsidiaria y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, conforme a lo establecido en el artículo 3, párrafo primero, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción y en el apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que instrumentará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 1 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-001

Resultado 1 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-002

Resultado 2 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-004

Resultado 2 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-005

Resultado 3 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-008

Resultado 3 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-009

Resultado 3 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-010

Resultado 4 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-013

Resultado 4 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-014

Resultado 4 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-015

Resultado 4 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-016

Resultado 4 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-018

6. Ejercicio del presupuesto

El resultado se dividió en tres apartados: a) ejercicio de los recursos asignados al Programa presupuestario (Pp) K030 "Otros proyectos de infraestructura", b) criterios para determinar las necesidades de adquisición de infraestructura en el PEF 2019 y c) programación, seguimiento, evaluación y control de los costos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

- a) Ejercicio de los recursos asignados al Programa presupuestario (Pp) K030 "Otros proyectos de infraestructura"

Con la revisión del Presupuesto de Egresos de la Federación, para el ejercicio fiscal 2019, se identificó que se asignaron 3,687,321.8 miles de pesos (mdp) a Pemex Perforación y Servicios (PPS), de los cuales el 33.1% (1,220,392.8 mdp) correspondió al Pp K030 "Otros proyectos de infraestructura".

Con lo reportado en la Cuenta Pública 2019 y la base de datos denominada "Detalle y resumen del ejercicio del Pp K030" proporcionado por PCORP, se observó que, de los 1,220,392.8 mdp aprobados para el Pp K030, se ejerció un monto de 1,249,478.2 mdp, cifra superior en 2.4% (29,085.4 miles de pesos), del cual el 51.1% (639,005.1 mdp) se ejerció por la extinta subsidiaria PPS, cuyas funciones quedaron a cargo de PEP, debido a la fusión de estas subsidiarias, aprobada por el Consejo de Administración de PEMEX en su Sesión Extraordinaria 939, del 26 de marzo de 2019, y el 48.9% (610,473.1 mdp) por PEP, mismos que originalmente no se programaron en los gastos de esta empresa, como se muestra a continuación:

RECURSOS EJERCIDOS EN EL PP K030 "OTROS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA", 2019

(Miles de pesos y porcentajes)

| Programa presupuestario/Empresa Subsidiaria | Gasto de Inversión Física | | | | Variación | |
|---|---------------------------|-------------------|---------------|--|-------------------------|---------------------------|
| | Aprobado (a) | Modificado (b) | Pagado (c) | Part. (%) (d)=(c/C _{Total})*100 | Absoluta (e)=(c)-(a) | Relativa (f)=(e/a*100) |
| K030 "Otros proyectos de infraestructura" | 1,220,392.8 | 1,249,478.2 | 1,249,478.2 | 100.0 | 29,085.4 | 2.4 |
| Pemex Perforación y Servicios | 1,220,392.8 | 639,005.1 | 639,005.1 | 51.1 | (581,387.7) | (47.6) |
| Pemex Exploración y Producción | n.d. | 610,473.1 | 610,473.1 | 48.9 | n.c. | n.c. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019, la Cuenta Pública 2019 y la información proporcionada por Pemex Corporativo y Pemex Exploración y Producción.

n.d.: No disponible.

n.c.: No calculable.

PCORP señaló que “los recursos adicionales por un monto de 29,085.4 mdp, autorizados al Pp K030 fueron por concepto de paridad cambiaria (pesos a dólares), toda vez que los proyectos de inversión asociados al programa se formalizaron en dólares americanos”. Como evidencia del gasto, las entidades fiscalizadas proporcionaron los estados analíticos de PEP y PPS reportados en la Cuenta Pública 2019, correspondientes a los ingresos y egresos por clasificación administrativa, económica, por objeto del gasto y funcional; una liga electrónica direccionada a los ingresos y detalle de egresos, publicados en el PEF, relativos a los programas y proyectos de inversión, así como a los programas presupuestarios con programas y proyectos de inversión tanto para PEP y para PPS; las adecuaciones registradas en el Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades (MAPE) correspondientes a Pemex Consolidado; un cuadro que muestra el gasto programable de operación e inversión de PEP en flujo de efectivo y devengable; las carátulas de flujo de efectivo de PEP y PPS, el folio MAPE 2019-52-TYY-17, de fecha 02 de enero de 2020, cuya agregación de la información limitó identificar el detalle de las afectaciones presupuestarias relacionadas con el ejercicio de los recursos del Pp K030 reportado en la Cuenta Pública; asimismo, no se acreditó la evidencia documental de la paridad cambiaria que originó el monto adicional por 29,085.4 mdp.

En lo que correspondiente a la comprobación del gasto reportado en la Cuenta Pública 2019 para la ejecución de los cinco proyectos de adquisición de infraestructura y equipos para actividades de perforación de pozos asociados al Pp K030 por un monto de 1,249,478.2 mdp, se solicitó a la empresa subsidiaria la evidencia documental de las operaciones presupuestarias y contables realizadas con cargo a este programa, así como las Cuentas por Liquidar Certificadas (CLC). Al respecto, la subsidiaria señaló que “la Gerencia de Tesorería no tiene ninguna información que aportar respecto a las CLC, ya que la figura de éstas no le es aplicable a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias”; sin embargo, no acreditó los documentos o formatos empleados, de acuerdo con su normatividad, para acreditar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público las operaciones presupuestarias realizadas, ni para demostrar la comprobación de los gastos efectuados mediante la operación del Pp K030, lo que mostró deficiencias en sus mecanismos de generación, obtención y uso de la información financiera, denota deficiencias en la comprobación del gasto relativo a los recursos del Pp K030 y representa riesgos en la toma de decisiones para la empresa subsidiaria en la programación y ejecución de sus recursos.

PEP y PCORP, en el transcurso de la auditoría informaron que, respecto a la asignación presupuestal PEMEX cuenta con autonomía presupuestaria y se sujeta al balance financiero y al techo de gasto de servicios personales que, a propuesta de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), aprueba el Congreso de la Unión; asimismo, indicaron que la Empresa Productiva del Estado y sus subsidiarias ejercerán sus respectivos presupuestos, sin requerir autorización de la SHCP, lo cual acreditaron con los oficios mediante los cuales la Dirección Corporativa de Finanzas de la Subdirección de Presupuesto comunicó al Director General de PEMEX la conformación del presupuesto de ingresos y egresos de PEP aprobados, así como el calendario de gasto para el ejercicio fiscal 2019, con base en los criterios de la SHCP.

En lo concerniente a los formatos empleados para acreditar ante la SHCP las operaciones presupuestarias realizadas, PEP y PCORP proporcionaron los “Acuses de transmisión Cuenta Pública 2019”, en los cuales se identificó que derivan del Sistema Integral de Información de los Ingresos y Gasto Público (SII) y contienen los documentos relacionados con el “Flujo financiero devengado”, “Detalle de los ingresos del Sector Paraestatal No Financiero. Devengado”, “Gasto devengado del Sector Paraestatal no Financiero”, “Flujo de Efectivo Observado”, “Detalle de los Ingresos del Sector Paraestatal No Financiero. Recaudado”, “Análisis Programático Funcional, Pagado” y “Flujo de Efectivo Observado”; sin embargo, no acreditaron los formatos que se transmiten a la SHCP mediante la plataforma Informática SII@web, que se enuncian en dichos acuses de transmisión, a fin de comprobar las operaciones presupuestarias de PEP correspondientes al gasto del Pp K030 “Otros proyectos de infraestructura”, por lo que persiste la deficiencia observada.

Asimismo, señalaron que, “acorde a lo establecido en el Artículo 103 LPM, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizará las adecuaciones a su presupuesto y al de sus empresas productivas subsidiarias que determine en los lineamientos que al efecto emita. Las demás adecuaciones serán autorizadas por el Director General de Petróleos Mexicanos o por los funcionarios que corresponda, en términos de dichos lineamientos y lo establecido en el Estatuto Orgánico”; de acuerdo con lo anterior, proporcionaron los documentos “Lineamientos de las Adecuaciones Presupuestales, para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias” y los estatutos orgánicos de PEP y PPS; sin embargo, no acreditaron las afectaciones presupuestarias del Pp K030, lo que limitó identificar el detalle del ejercicio de los recursos de este programa, conforme a lo reportado en la Cuenta Pública 2019, ni aportaron la evidencia documental de la paridad cambiaria que originó el monto adicional por 29,085.4 mdp, por lo que persisten las deficiencias identificadas.

En relación con la ejecución de los cinco proyectos de adquisición de infraestructura y equipos para actividades de perforación de pozos, en los apartados “Programas Presupuestarios con Programas y Proyectos de Inversión” y “Detalle de Programas y Proyectos de Inversión” de PEP registrados en la Cuenta Pública 2019, se identificó que esta empresa subsidiaria reportó los montos ejercidos y avances de cada uno de los proyectos siguientes:

RECURSOS EJERCIDOS EN LOS PROYECTOS RELACIONADOS CON EL PP K030 "OTROS PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA", 2019

(Miles de pesos)

| Programa presupuestario/Proyectos | Duración del proyecto | Gasto de Inversión | | | | Metas 2019 (%) | | Acumulado al 2019 (%) |
|--|-----------------------------|--------------------|-------------------|---------------|--|-------------------|------|-----------------------------|
| | | Aprobada (a) | Modificada (b) | Pagada (c) | Part. (%) (d)=(c/C _{Total})* 100 | P | R | |
| K030 "Otros proyectos de infraestructura" | | 1,220,392.8 | 1,249,478.2 | 1,249,478.2 | 100.0 | 0.0 | 62.8 | n.a. |
| 1118T4L0006 Proyecto de adquisición de 2 plataformas autoelevables. | 01-2012 12-2025 | 834,158.8 | 807,851.5 | 807,851.5 | 64.7 | 0.0 | 16.2 | 64.8 |
| 1318T4L0011 Adquisición de nueve equipos de perforación terrestre. | 07-2013 12-2023 | 386,126.0 | 355,461.5 | 355,461.5 | 28.4 | 0.0 | 12.9 | 62.8 |
| 00000049520 Proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos. | 04-2016 12-2019 | n.d. | 75,594.2 | 75,594.2 | 6.1 | 0.0 | 32.4 | 52.4 |
| 1218T4L0001 Adquisición de 2 equipos modulares de perforación. | 04-2012 12-2026 | 108.0 | 10,236.8 | 10,236.8 | 0.8 | 0.0 | 0.0 | 18.8 |
| 00000049570 Proyecto de reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados*os. | 12-2016 12-2020 | n.d. | 334.2 | 334.2 | 0.0 | 0.0 | 1.3 | 11.5 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2019 y la Cuenta Pública 2019.

P: Programado.
R: Realizado.
n.a.: No aplica.
n.c.: No calculable.
n.d.: No disponible.

Se observó que de los 1,249,478.2 mdp ejercidos en 2019, para la ejecución de los cinco proyectos de inversión física; el 64.7% (807,851.5 mdp) se ejecutó para la adquisición de dos plataformas autoelevables; el 28.4% (355,461.5 mdp) para nueve equipos de perforación terrestre; el 6.1% (75,594.2 mdp) para la modernización de equipos de perforación y reparación de pozos; el 0.8% (10,236.8 mdp) para dos equipos modulares de perforación, y para la reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados se efectuó un gasto de 334.2 mdp, con periodos de ejecución entre enero de 2012 y diciembre de 2026, cuyo avance total alcanzado al cierre de 2019 fue del 62.8%, del cual el 16.2% correspondió al proyecto 1118T4L0006, con un acumulado del 64.8%; el 12.9%, al 1318T4L0011, con un acumulado del 62.8%; el 32.4%, al 00000049520, con un acumulado del 52.4%, y el 1.3% del 00000049570 con un avance acumulado del 11.5%, mientras que el proyecto 1218T4L0001 registró un avance acumulado del 18.8%, lo que demostró que el 100.0% de los recursos ejercidos mediante el Pp K030 se orientaron a la compra de infraestructura para las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, y no para acciones de

actualización de inventarios, operación, mantenimiento, rehabilitación o renovación para la eficiente operación de las plataformas.

PEP señaló que los avances alcanzados y acumulados al cierre del ejercicio 2019, se debieron a que la amortización del arrendamiento financiero de los proyectos 1118T4L0006 y 1318T4L0011 relativos a la adquisición de dos plataformas autoelevables y nueve equipos de perforación terrestre respectivamente, se erogaron de forma mensual; el proyecto 00000049520 de la adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos, se visualizó en el caso de negocios documentado en Pemex Perforación y Servicios, que se encuentra en contrato abierto y registra un monto presupuestal asignado, y a que en el proyecto 00000049570 referente a la reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados fue reparado el equipo PM 1381, del Pozo Yagual 10; en tanto que, en el caso del proyecto 1218T4L0001 sobre la adquisición de dos equipos modulares de perforación, sólo se registró avance acumulado, ya que el proyecto autorizado en 2014 se rescindió por parte de PEP, a causa del incumplimiento del contratista en tiempo y forma, por lo que se encuentra en proceso de arbitraje; no obstante, la entidad fiscalizada no acreditó el gasto ejercido en cada proyecto de acuerdo con lo reportado en la Cuenta pública 2019, ni la evidencia documental de las justificaciones descritas, ni comprobó las causas por las que los proyectos 00000049520 y 00000049570 no se programaron originalmente en el PEF 2019, lo que evidenció deficiencias en la generación de información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna para sustentar las operaciones financieras realizadas respecto de los proyectos.

En relación con el gasto ejercido en cada proyecto de inversión asociado al Pp K030, en el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP proporcionaron el registro de los pagos de los contratos 420232805, 420232804, 420233810, 421004860, 421004860, 420234810, 420234809 y 641004601 cargados en el módulo de materiales de SAP-PEP y señalaron que en “Pemex no se generan cuentas por liquidar certificadas porque tienen ingresos propios, sino emiten cuentas por pagar cuando se presenta una factura”. Como evidencia del gasto, las entidades fiscalizadas acreditaron los documentos de Codificación de Pagos y Descuentos (COPADE), la Factura del pago del arrendamiento, la captura de Pantalla SAP de la cuenta por pagar y el Testigo de pago SAP, correspondiente a los contratos 420232805, 420232804, 420233810 relacionados con los proyectos con clave 1118T4L0006 y 1318T4L0011, que representaron el 93.1% (1,163,313.0 mdp) del total de los 1,249,478.3 mdp ejercidos mediante el Pp K030; sin embargo, no acreditaron la totalidad de la documentación de los contratos restantes 421004860, 421004860, 420234810, 420234809 y 641004601, asociados a los proyectos 00000049520, 1218T4L0001 y 00000049570, a fin de comprobar la trazabilidad del ejercicio de los recursos de cada proyecto reportados en la Cuenta Pública 2019, ni la evidencia documental de las justificaciones descritas, ni comprobó las causas por las que los proyectos 00000049520 y 00000049570 no se programaron originalmente en el PEF 2019, por lo que persiste la observación.

En lo referente a los recursos destinados en 2019 a la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de las plataformas marinas para actividades de exploración y producción de hidrocarburos, PEP informó que, mediante tres Programas presupuestarios, se ejercieron

74,772,313.8 mdp, esto es el 137.2% respecto de lo autorizado por un monto de 54,515,830.6 mdp, como se muestra a continuación:

RECURSOS EJERCIDOS EN ADQUISICIÓN, ARRENDAMIENTO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLATAFORMAS MARINAS, 2019
(Miles de pesos)

| Actividad/Program a presupuestario | Programado | | Ejercido | | | Total programado (f)=(a)+(b) | Total ejercido (g)=(c)+(d) +(e) | Part. (%) | |
|---------------------------------------|------------|--------------|-----------|--------------|-----------|------------------------------------|--|------------------|------------------|
| | B001 | K002 | B001 | K002 | K027 | | | (h)=(f)/ | (i)=(g)/ |
| | (a) | (b) | (c) | (d) | (e) | | | (fTOTAL) *100 | (gTOTAL) *100 |
| Total | 791,849.9 | 53,723,980.7 | 806,141.0 | 73,694,419.7 | 271,753.1 | 54,515,830.6 | 74,772,313.8 | 100.0 | 100.0 |
| Adquisición | 9,398.6 | 5,760,744.3 | 424.0 | 2,458,951.4 | 0.0 | 5,770,142.9 | 2,459,375.4 | 10.6 | 3.3 |
| Arrendamiento | 3,597.8 | 10,876,641.6 | 8,652.0 | 11,924,961.5 | 0.0 | 10,880,239.4 | 11,933,613.5 | 20.0 | 16.0 |
| Operación | 556,066.4 | 18,065,654.2 | 612,725.5 | 25,111,801.5 | 0.0 | 18,621,720.6 | 25,724,527.0 | 34.2 | 34.4 |
| Mantenimiento | 222,787.1 | 11,816,652.5 | 184,339.5 | 20,470,125.8 | 271,753.1 | 12,039,439.6 | 20,926,218.4 | 22.1 | 28.0 |
| Obras | 0.0 | 7,204,288.1 | 0.0 | 13,728,579.4 | 0.0 | 7,204,288.1 | 13,728,579.4 | 13.2 | 18.4 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Corporativo y Pemex Exploración y Producción.

B001: Programa presupuestario B001 "Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos".

K002: Programa presupuestario K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos".

K027: Programa presupuestario K027 "Mantenimiento de infraestructura".

Se identificó que, en 2019, del total del gasto en las plataformas marinas PEP programó y ejerció el monto mayor en el rubro de operación de las plataformas con el 34.2% (18,621,720.6) y el 34.4%(25,724,527.0 mdp) respectivamente con cargo a los programas B001 y K002, seguido del rubro de mantenimiento con un presupuesto autorizado de 12,039,439.6 mdp, el cual representó el 22.1% respecto del total asignado y en cuanto a lo ejercido significó el 28.0%, con un monto de 20,926,218.4 mdp mediante los Pp B001, K002 y K027, sin que la subsidiaria acreditara la documentación soporte de los recursos programados y ejercidos en los tres Pp para cada concepto, ni las causas de variación entre lo asignado y el gasto, lo que reveló deficiencias en la generación de información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna para sustentar las operaciones financieras realizadas en la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de las plataformas marinas.

b) Criterios para determinar las necesidades de adquisición de infraestructura en el PEF 2019

PEP indicó que los criterios que se consideraron para la elaboración y consolidación de la adquisición de infraestructura referente a dos plataformas autoelevables, dos equipos modulares de perforación, nueve equipos de perforación terrestres, modernización de equipos de perforación y reparación de pozos, y la reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados, mediante arrendamiento financiero, parte del antecedente

de la “Reforma Energética”, con la cual las actividades de operación que realizaba la empresa subsidiaria se subrogaron a Pemex Perforación y Servicios (PPS), con el propósito de contribuir a mejorar la rentabilidad de los proyectos de PEP, reducir tiempos y costos de perforación de pozos, disminuir la emisión de gases contaminantes a la atmósfera por la incorporación de equipos de nueva tecnología, controlar los pagos del arrendamiento financiero, con base en los programas operativos y de intervenciones asignados por los Activos de producción como Clientes, así como gestionar los recursos para su pago.

Posteriormente, en 2019, con la fusión de PPS y PEP, aprobada por el Consejo de Administración de Pemex en su Sesión Extraordinaria 939, del 26 de marzo de 2019, se extinguió la primera subsidiaria dejando sus atribuciones a PEP, y los gastos generados para la adquisición y arrendamiento de dicha infraestructura continuaron considerándose en el presupuesto asignado a ésta, por lo que no se determinaron necesidades de adquisición de equipos con cargo al PEF 2019.

Al respecto, se constató que PEP, a partir de 2012, realizó el análisis de Costo-Beneficio de los proyectos de inversión 1118T4L0006 Proyecto de Adquisición de dos plataformas autoelevables, 1318T4L0011 Adquisición de nueve equipos de perforación terrestres, 1218T4L0001 Adquisición de dos equipos modulares de perforación, 00000049520 Proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos y 00000049570 Proyecto de reposición de equipos de perforación y reparación de pozos siniestrados, en los cuales se identificó la problemática por atender con la adquisición, modernización y reposición de dicha infraestructura, el objetivo y descripción de los proyectos, así como las líneas de acción con la implementación de los proyectos, los cuales se reportaron en la Cuenta Pública 2019 con cargo al Pp K030, con lo que acreditó los criterios con base en los cuales se determinaron las necesidades de adquisición, modernización y reposición de infraestructura de perforación para llevar a cabo dichos proyectos.

Se identificó que, en 2019, la administración de recursos presupuestarios, relacionados con la infraestructura para las intervenciones a pozos, bajo los principios de eficiencia, eficacia, economía y rendición de cuentas, se llevó a cabo con la elaboración, aprobación, ejecución, evaluación y seguimiento de los Programas Operativos Trimestrales de PEP, en donde se observa la operación y movimiento de los equipos de perforación adquiridos por los Activos de Producción, bajo el esquema de arrendamiento con opción a compra; no obstante, PEP no acreditó el seguimiento efectuado por la totalidad de las Subdirecciones de Producción, ya que únicamente lo documentó la Subdirección de Producción Bloques Sur.

- c) Programación, seguimiento, evaluación y control de los costos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos

La ASF constató que, en 2019, PEP dispuso de un marco normativo para regular la programación, seguimiento, evaluación y control de los costos asociados a su Cadena de Valor, el cual comprendió los procedimientos, guías y herramientas que se orientaron a normar los procesos de planeación y programación de los costos operativos de sus procesos

sustantivos y la mano de obra, la operación de las herramientas informáticas diseñadas para el monitoreo y análisis de los costos y un modelo de gestión.

Asimismo, se identificó que, en 2019, la Gerencia de Control Financiero para las Empresas Productivas Subsidiarias (GCFEPS), adscrita a PCORP, desarrolló un “Esquema Integral de Costos para Pemex Exploración y Producción (PEP)”, el cual detalla el método de cálculo de los costos que miden el desempeño de la subsidiaria en toda su cadena de valor (exploración–desarrollo–producción–transporte), mediante siete objetivos y cuatro indicadores; sin embargo, las entidades fiscalizadas no acreditaron el funcionamiento y efectividad de dicho sistema, ni las metas establecidas y los resultados obtenidos con dichos indicadores durante el ejercicio 2019, lo que denota deficiencias en la generación, obtención y uso de información respecto de la operación del esquema y limitó a la entidad fiscalizada comprobar la implementación y el logro de los objetivos planteados.

En el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP proporcionaron las fichas técnicas y los resultados de los cuatro indicadores que miden el desempeño de la subsidiaria en toda su cadena de valor (exploración–desarrollo–producción–transporte), de cuya revisión se identificó que para el periodo 2017-2019 el indicador “Costo de descubrimiento” reportó un resultado de 2.4 dólares americanos (US\$) por barril de petróleo crudo equivalente (bpce), 120.0% por arriba de la meta de 2.0 US\$/bpce y el indicador “Costo de desarrollo” registró 9.8 US\$/bpce, el 98.0% por debajo de la meta de 10.0 US\$/bpce; en tanto que, para 2019, el resultado del indicador “Costo de producción” fue 14.06 US\$/bpce, 106.9% superior a la meta de 13.5 US\$/bpce, y del indicador “Costo de transporte” del 3.02 US\$/bpce, 120.3% mayor a lo previsto de 2.51 US\$/bpce; sin embargo, no acreditaron la evidencia documental del cumplimiento y las causas de sus variaciones, por lo que la observación persiste.

En relación con los costos programados y alcanzados para la ejecución de los programas de mantenimiento de equipos de perforación y pozos, así como de las plataformas terrestres y marinas, PEP señaló que, durante el primer semestre de 2019, estas actividades estaban a cargo de la extinta empresa PPS, por lo que el costo del mantenimiento de los equipos de perforación estaba integrado en el costo de los servicios que proporcionaba esta subsidiaria, así como en el costo de ventas y reflejados en los estados financieros de la misma; sin embargo, no se acreditaron dichos estados financieros, lo que dificultó a la ASF verificar el costo del mantenimiento a los equipos de perforación.

Asimismo, PEP explicó que a partir de la fusión de PPS y PEP en julio de 2019, los costos de mantenimiento del equipo utilizado para intervenciones pasaron a los gastos de PEP y se especificó que para el cálculo de las cuotas de mantenimiento de los equipos propiedad de PEMEX se consideraron aspectos como los materiales, refacciones y consumibles (limpieza) para ejecutar los mantenimientos preventivos y predictivos, así como los análisis estadísticos del gasto de ejercicios presupuestales anteriores, lo cual se llevó a cabo mediante las distintas áreas que conforman a PEP, mientras el seguimiento a los gastos asociados al mantenimiento se realizó conforme a las órdenes de mantenimiento, registrándose el gasto y cuotas del mantenimiento. Con la revisión de las bases de datos denominadas “Gasto de mantenimiento de equipos 2019” y “Cuotas de mantenimiento de equipos”, la ASF identificó que PEP, en

2019, determinó los gastos y costos de mantenimiento a los equipos de perforación a nivel de intervenciones a pozos, como se muestra en el cuadro siguiente:

GASTO Y CUOTAS DE MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE INTERVENCIONES A POZOS, 2019
(Miles de pesos)

| Tipo de gasto o costo | Monto | Part. (%) |
|---|-----------------------|--------------|
| Gasto de mantenimiento | 939,299.9 | 100.0 |
| Mantenimiento preventivo | 922,562.3 | 98.2 |
| Servicios de apoyo al mantenimiento | 15,246.0 | 1.6 |
| Mantenimiento predictivo | 1,491.6 | 0.2 |
| Cuotas de mantenimiento ^{1/} | 6,622.5 ^{2/} | 100.0 |
| Equipos de Perforación y Reparación de Pozos Terrestres | 3,968.2 | 59.9 |
| Equipos de Perforación y Reparación de Pozos Marinos | 2,654.3 | 40.1 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

^{1/} Se registró un total de 83 equipos de perforación que operaron en 2019, de los cuales, 11 son marinos y 72 terrestres.

^{2/} Los cálculos de las cuotas de mantenimiento son por día

En 2019, de la determinación de los costos de mantenimiento a los equipos de perforación para intervenciones a pozos, se observó que para gastos de mantenimiento se calculó un gasto total de 939,299.9 mdp, de los cuales, el mayor porcentaje se concentró en los mantenimientos preventivos con el 98.2% (922,562.3 mdp) respecto del total, el 1.6% (15,246.0 mdp) para servicios de apoyo al mantenimiento y el 0.2% (1,491.6 mdp) para mantenimientos predictivos. En el caso de las cuotas de mantenimiento, se registró un total de 6,622.5 mdp, de los cuales, el 59.9% (3,968.2 mdp) fue para los equipos de perforación y reparación de pozos terrestres, mientras para los equipos marinos se calculó el 40.1% (2,654.3 mdp), sin que se acreditaran las gestiones realizadas para evaluar y determinar los costos informados, lo que evidenció deficiencias en sus mecanismos de generación de información insuficiente, relevante y de calidad respecto de los gastos y costos de PEP en el rubro mantenimiento de la infraestructura.

Respecto de las deficiencias en la generación, obtención y uso de información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con los recursos programados y empleados en la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de la infraestructura para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, en el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP señalaron que para generar la información presupuestal "Pemex Exploración y Producción cuenta con el sistema institucional SAP para el registro de todas las actividades, el cual tiene diferentes módulos entre ellos el financiero en donde quedan todas las operaciones diarias" e indicaron que "en el SAP se generan diversos registros que pueden corresponder tanto a servicios personales

como a actividad física, a la cual también se le conoce como gasto contratable. La primera se rige conforme a la normatividad de Recursos Humanos y la segunda conforme a los acordado y formalizado en cada contrato”.

Asimismo, en términos de la obtención de la información presupuestaria, PEP y PCORP indicaron que “para dar seguimiento al ejercicio presupuestal de PEP, se cuenta con un sistema informático institucional que es el SAP, el cual se actualiza en tiempo real derivado de la operación diaria de la empresa. En coordinación con el área contable de cada Empresa Productiva Subsidiaria, se establecen fechas de cierre y, a partir de ese momento se puede proceder con la extracción, análisis e incorporación de la información presupuestal a la plataforma informática de la SHCP (SII@web). Cualquier reporte que se haga con anterioridad a las fechas establecidas de cierre, se considera preliminar”. Para ejemplificar lo anterior, la entidad fiscalizada proporcionó capturas de pantalla para mostrar cómo obtiene el ejercicio presupuestal para arrendamiento de equipo de perforación operado por PEMEX, de acuerdo con el catálogo institucional de posiciones financieras contenido en SAP, en las cuales se observaron las interfaces de parámetros de obtención del ejercicio en flujo de efectivo y devengado, así como las bases de datos que dichas búsquedas generan.

En cuanto al uso de la información presupuestaria, las entidades fiscalizadas indicaron que “una vez que se obtienen las bases de datos del ejercicio presupuestal en devengado y flujo de efectivo, se remiten a las áreas normativas presupuestales vía correo electrónico para su revisión y visto bueno, donde se indica el periodo, entidad, cifras control adjuntando archivo Excel, para que posteriormente se incorporen en los formatos que se transmiten mensualmente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público mediante la plataforma Informática SII@web. Si bien PEP y PCORP disponen del SAP para llevar a cabo los registros diarios de las operaciones financieras de PEP, así como su sistematización para obtener las bases de datos que contengan el ejercicio presupuestal devengado y flujo de efectivo, no proporcionaron la información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna que les permitiera sustentar las operaciones financieras previstas y realizadas en lo relativo a la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de los equipos de perforación y plataformas para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, por lo que persiste la observación.

La falta de comprobación de la totalidad de los recursos ejercidos en 2019 mediante cinco proyectos de inversión asociados al Pp K030 "Otros proyectos de infraestructura" por un monto de 1,249,478.2 miles de pesos (mdp); de las causas de variación respecto de lo previsto para este programa por un gasto superior de 29,085.4 miles de pesos; de los recursos programados por 54,515,830.6 mdp y ejercidos por 74,772,313.8 mdp para la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de plataformas marinas mediante los programas presupuestarios B001, K002 K027, así como de los gastos del mantenimiento por un total de 939,299.9 mdp y las cuotas de mantenimiento por un monto de 6,622.5 mdp, se comunicó a la Unidad de Control Interno Institucional mediante el oficio núm. DGADPP/092/2021 y a la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos con el oficio núm. DGADPP/093/2021, ambos del 09 de febrero de 2021.

2019-6-90T9G-07-0391-07-025 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo acrediten la evidencia documental que muestre el detalle de los recursos ejercidos en 2019 mediante el Programa presupuestario (Pp) K030 "Otros proyectos de infraestructura" por un monto de 1,249,478.2 miles de pesos, del que el 51.1% (639,005.1 mdp) lo ejerció la extinta subsidiaria Pemex Perforación y Servicios y el 48.9% (610,473.1 mdp) restante fue gasto de PEP; aporten los documentos o formatos empleados, de acuerdo con su normatividad, para acreditar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público cada una de las operaciones y adecuaciones presupuestarias relacionadas con el gasto del Pp K030; documenten lo relativo a la paridad cambiaria de pesos a dólares en el presupuesto de los proyectos de inversión asociados al programa que informaron que motivó un gasto superior en un 2.4%(29,085.4 miles de pesos); proporcionen el soporte documental del gasto reportado en los proyectos de inversión 00000049520, 1218T4L0001 y 00000049570 de los cinco proyectos de inversión reportados en la Cuenta Pública 2019, de las justificaciones que ocasionaron un avance total alcanzado, al cierre de 2019, del 62.8%, de las causas por las que los proyectos 00000049520 y 00000049570 no se programaron originalmente en el PEF 2019; remitan la documentación soporte de los recursos programados en 2019 por un monto de 54,515,830.6 mdp y los ejercidos por un total de 74,772,313.8 miles de pesos, mediante los programas presupuestarios B001 "Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos", K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos" y K027 "Mantenimiento de infraestructura" en los rubros de adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de las plataformas marinas para actividades de exploración y producción de hidrocarburos y de las causas de variación entre el gasto y lo autorizado en estos conceptos por un monto superior de 20,256,483.2 miles de pesos, a efecto de disponer de la información y documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna que permita las operaciones financieras realizadas e identificar el desglose de lo reportado en la Cuenta Pública, que permita verificar el cumplimiento de lo señalado en los artículos 1, párrafo segundo, 52, párrafo primero y fracción II, y 57, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 66, fracción III, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 100, 102, fracción VI, y 103, de Ley de Petróleos Mexicanos, y en el subapartado VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 1, 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas realizadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-026 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo proporcionen la documentación comprobatoria del avance y cumplimiento de los indicadores "Costo de descubrimiento", "Costo de desarrollo", "Costo de producción" y "Costo de transporte", durante el ejercicio 2019, así como de las causas de sus variaciones, los cuales integran el "Esquema Integral de Costos para Pemex Exploración y Producción (PEP)" para medir el

desempeño de los procesos asociados a la cadena de valor de la subsidiaria Pemex Exploración y Producción; acrediten los estados financieros de la extinta empresa Pemex Perforación y Servicios (PPS) que muestren que, durante el primer semestre de 2019, los costos programados y alcanzados para la ejecución de los programas de mantenimiento de equipos de perforación y pozos, y el costo de ventas estaban integradas en el costo de los servicios que proporcionaba, y documenten las gestiones efectuadas a partir de la fusión de PPS y PEP en julio de 2019 para evaluar y determinar los gastos de mantenimiento por un total de 939,299.9 miles de pesos y las cuotas de mantenimiento por un monto de 6,622.5 miles de pesos, con el objeto de contar con información clara, completa, precisa, oportuna, relevante y de calidad respecto de los recursos de los costos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, que permita verificar el cumplimiento de lo señalado en el artículo 109, fracción X, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos y en el subapartado VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 1, 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-027 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo fortalezcan sus mecanismos de generación, obtención y uso de la información financiera que le permita disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con los recursos programados y empleados en la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de los equipos de perforación y plataformas para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, de las necesidades de adquisición de infraestructura previstos en el Presupuesto de Egresos de la Federación, y de la programación, seguimiento, evaluación y control de los costos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, a efecto de verificar que estos recursos se ejercieron con criterios de eficiencia, eficacia, economía y transparencia y que favorecen el cumplimiento de los objetivos para los que fueron destinados, en cumplimiento de los términos que se establecen en los artículos 1, párrafo segundo, 52, párrafo primero y fracción II, y 57, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 66, fracción III, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 100, 102, fracción VI, y 103, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 109, fracción X, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, y en el subapartado VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 1, 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias detectadas.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 3 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-008

7. Evaluación del desempeño de PEP

Derivado de que los Programas presupuestarios (Pp) de PEMEX y sus empresas subsidiarias no dispusieron de Matriz de Indicadores para Resultados (MIR), ya que la aplicación de MIR es opcional para los programas de modalidad K, situación aplicable al Pp K030 "Otros proyectos de infraestructura" a cargo de PEP y vinculado con proyectos de inversión de infraestructura para actividades exploratorias, la evaluación del desempeño de esta empresa, correspondiente al ejercicio 2019, se complementó con el análisis de los resultados de las cuatro estrategias, cinco indicadores y 23 proyectos establecidos en los objetivos estratégicos 3 "Incrementar la producción de hidrocarburos" y 4 "Adecuar y modernizar la infraestructura de producción" del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023.

Asimismo, se revisó el comportamiento del mecanismo de medición de la "Tasa de Restitución de Reservas", que es uno de los indicadores de mayor uso en la industria petrolera para evaluar el comportamiento que tiene una compañía petrolera respecto de sus recursos.

El análisis de este resultado se presenta en tres apartados: a) evaluación del desempeño de PEP en 2019, b) cumplimiento de los indicadores y proyectos asociados a las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Subsidiarias 2019-2023 y c) "Tasa de restitución integral".

a) Evaluación del desempeño de PEP en 2019

Con la revisión de los "Lineamientos en materia de Evaluación del Desempeño, aplicables a Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales", vigentes a partir de 2018, se observó que se establecieron los criterios para la definición de los indicadores y la metas para analizar los resultados operativos, comerciales, económicos y financieros de las empresas subsidiarias y filiales de PEMEX, a efecto de determinar los parámetros de cumplimiento y, con base en los resultados de la evaluación, realizar la identificación de oportunidades del negocio y proponer iniciativas de ajuste a la Planeación Estratégica Institucional y a la Programación Operativa para su gestión por parte de las áreas responsables, con el fin de impulsar la mejora continua y el cumplimiento de los objetivos y metas.

Asimismo, en la "Guía de cálculo de indicadores para la evaluación del desempeño en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en su caso, Empresas Filiales", se identificó que en el documento se planteó la metodología y los criterios para la elaboración y el cálculo de los indicadores del desempeño que se emplearán en la evaluación del negocio; no obstante, el documento citado no estuvo debidamente formalizado y autorizado por las

instancias competentes, lo que denota deficiencias en los mecanismos de control interno de PCORP para institucionalizar sus políticas y procedimientos y representa un riesgo para asegurar la adecuada aplicación de la metodología y los criterios establecidos, así como para garantizar el cumplimiento del objeto de PEP, aunado a ello, las entidades fiscalizadas no documentaron los indicadores definidos para evaluar el desempeño de la subsidiaria, ni acreditaron los resultados de la vigilancia y evaluación del desempeño de PEP, correspondiente al ejercicio 2019, situación que limitó que comprobaran su cumplimiento operativo.

PEP y PCORP, en el transcurso de la auditoría, señalaron que “las evaluaciones operativas se realizaron tomando como base la información del Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) y los Programas Operativos y Financieros (POF) trimestrales que se emitieron durante 2019”. Como evidencia, las entidades fiscalizadas proporcionaron los documentos “Revisión de los principales indicadores de desempeño operativo 2018”, “Evaluación operativa de Pemex y EPS, Primer Trimestre de 2019”, “Evaluación operativa y financiera Pemex y EPS, Segundo Trimestre de 2019”, “Áreas de oportunidad para evaluar el desempeño de Pemex y sus EPS 2019” y “Evaluación operativa del desempeño 2019”, en los que se presentaron los indicadores de medición asociados a PEP, que se enfocaron a la producción de hidrocarburos por bloques y campos de producción, al cumplimiento de metas financieras, al desempeño de la ejecución de las intervenciones a pozos y en aspectos relacionados con el deterioro de activos y programas de mantenimiento; asimismo, en los documentos se incluyó el análisis, evaluación, resultados de las actividades operativas y financieras de Pemex y sus EPS, así como las causas de la variación del cumplimiento de los aspectos valorados, las medidas para atender las deficiencias observadas, las áreas de oportunidad identificadas y acciones para mejorar la programación operativa y financiera.

Si bien PEP y PCORP acreditaron las acciones y mecanismos de vigilancia y evaluación empleados, a fin de valorar el desempeño operativo y financiero de sus EPS, durante 2019, no acreditaron el soporte documental de los resultados de los indicadores definidos en dichos instrumentos de evaluación, ni de la ejecución o cumplimiento de las acciones de mejora propuestas, por lo que persiste la observación.

Respecto de la formalización y autorización de la “Guía de cálculo de indicadores para la evaluación del desempeño en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en su caso, Empresas Filiales”, como hechos posteriores, PCORP señaló que durante el segundo semestre de 2020 se ejecutó un proyecto de actualización de los Lineamientos en materia de Evaluación del Desempeño (LED), a fin de incluir un apartado para normar la evaluación de las Empresas Filiales e incluir la Guía para la definición y diseño de Indicadores. Con el propósito de demostrar el estatus y avance de la actualización de los LED, PCORP proporcionó el oficio mediante el cual solicitó al Consejo de Administración de PEMEX la revisión del proyecto y la sanción jurídica correspondiente, así como la carátula y el índice de estos lineamientos; sin embargo, no se acreditaron las causas por las que la guía no se ha formalizado, ni informó las acciones que tienen previstas para concluir el proceso de autorización, por lo que persiste la observación.

b) Cumplimiento de los indicadores y proyectos asociados a las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Subsidiarias 2019-2023

Con la revisión del Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y los resultados reportados por PEP y PCORP, se identificó que los cinco indicadores establecidos para las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 del instrumento de planeación estratégica de PEMEX, reportaron los avances que se muestran en el cuadro siguiente:

CUMPLIMIENTO DE LOS INDICADORES DEL PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX, 2019

| Estrategia/Indicador | Unidad de medida | Meta (a) | Resultado Informe Anual 2019 | | Resultado reportado por PEP y PCORP | | | |
|---|------------------|----------|------------------------------|-----------------|-------------------------------------|----------------------|-------------------------|--|
| | | | Resultado (b) | Variación % (c) | Resultado (d) | Variación | | |
| | | | | | | Absoluta (e)=(a)-(d) | (%) (c)=((b)/(a)-1)*100 | |
| 3.1. Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos | | | | | | | | |
| Producción incremental de aceite | Mbd | 11 | 6.4 | (41.5) | 6.4 | 4.6 | (41.8) | |
| Producción incremental de gas | MMpcd | 22 | 42.3 | 92.2 | 42.3 | 20.3 | 92.3 | |
| 3.2. Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas. | | | | | | | | |
| Reservas a reclasificar | MMbpce | 0 | 797 ^{*/} | n.c. | 803 ^{*/} | n.c. | n.c. | |
| 3.3. Incrementar la producción de gas no asociado | | | | | | | | |
| Producción de gas no asociado por CSIEE | MMpcd | 0 | 0 | n.c. | 0 | n.c. | n.c. | |
| 4.1. Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción | | | | | | | | |
| Reducción de costos | Porcentaje | >5.0 | 6.4 | 1.4 | 6.4 | 1.4 | 28 | |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción y Pemex.

^{*/} Corresponden a cifras preliminares, debido a que las reservas continúan en proceso de dictaminación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Mbd: Miles de barriles diarios.

MMpcd: Millones de pies cúbicos diarios.

MMbpce: Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

n.d.: No disponible.

n.c.: No calculable.

Se observó que, en 2019, el indicador “Producción incremental de aceite” registró una producción promedio de 6.4 miles de barriles diarios (Mbd), cifra que representó el 41.8% por debajo de la meta definida de 11 Mbd; el de “Producción incremental de gas”, se produjeron 42.3 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd), 92.2% superior a los 22 MMpcd definidos en el plan, cuyos resultados fueron consistentes con los valores reportados por las entidades fiscalizadas; en tanto que, la subsidiaria acreditó que la variación en el caso del primer indicador, se debió a retrasos en la construcción y rehabilitación de infraestructura, gestión de permisos, demoras en la llegada de equipos, fallas en los equipos de perforación, falta de mano de obra especializada en el mercado local y cambios de estrategias de producción y, en

el segundo indicador, comprobó que derivó de la incorporación de producción de los campos Xikin, Ixachi, Cibix, Chocol y Valeriana; no obstante, derivado del cálculo de las variaciones porcentuales entre lo programado y lo alcanzado, la ASF identificó inconsistencias por un 0.3% y 0.1%, al determinar una variación de 41.8% y 92.3%, respectivamente.

En cuanto al indicador “Reservas a reclasificar” se registró un avance preliminar de 797 millones de barriles equivalentes de crudo (MMbpce), que continúa en proceso de dictaminación por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el cual no presentó variación porcentual en relación con la meta, ya que no programó acciones para el ejercicio 2019, cuyo resultado, de acuerdo con PEP, se debió principalmente a la perforación de pozos en bloques adyacentes en asignaciones de extracción en las regiones Sur y Marina Suroeste; sin embargo, se detectó una diferencia absoluta de 6 MMbpce respecto los 803 MMbpce informados por la subsidiaria, ya que continúa en proceso de dictaminación y actualización por parte de la CNH, sin que la entidad fiscalizada evidenciara documentalmente las causas que motivaron lo alcanzado.

En el indicador “Producción de gas no asociado por CSIEE” no se programó meta para el ejercicio 2019, por lo cual no se reportó avance en dicho ejercicio, dado que los Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE) comenzarán a operar a partir de 2020, con las asignaciones de Cuitláhuac, Comitas, Cuervito/Fronterizo y Lakach.

En lo referente al indicador “Reducción de costos”, se registró una variación del 1.4%, debido a que, en términos porcentuales, aumentó en 6.4% la disminución de los costos respecto del >5.0% programado, de acuerdo con PEP, la variación se debió a que se llevaron a cabo los talleres de reducción de costos de los procesos de intervenciones a pozos y a que se logró una reducción de costos en las actividades de intervención a pozos, mantenimiento y desarrollo de campos nuevos. PEP señaló que los valores reportados de este indicador se encuentran en el sistema de Seguimiento a la Reducción de Costos (SSRC); sin embargo, no se remitieron las bases de datos que acrediten las cifras reportadas en el informe y por PEP, ni la documentación que justifique las causas de la variación entre meta y resultado.

En lo que concierne a los criterios con base en los cuales se programaron las metas de los indicadores “Producción incremental de aceite”, “Producción incremental de gas” y “Producción de gas no asociado por CSIEE”, PEP señaló que se definieron conforme a las premisas del Escenario Base del Plan de Negocios, considerando las proyecciones de cierre de 2019. Con la revisión del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, se observó que, en el documento de planeación estratégica de PEMEX, se precisó que “el Escenario Base se planteó en función del análisis estratégico y de las premisas económicas y financieras; los resultados financieros y operativos reflejan el impacto de la estrategia y de los proyectos y las oportunidades de negocio definidas”. En materia de exploración y producción, las premisas son las siguientes:

PREMISAS PARA LA PROGRAMACIÓN EN MATERIA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2019-2023

- Incluye todos los proyectos de exploración y extracción, contratos firmados (producción propia y con socios) y áreas contractuales con pasivo ambiental.
- Se considera un fuerte impulso para el desarrollo de nuevos yacimientos en aguas someras y terrestres que permitirá, a corto y mediano plazo, incrementar la producción de crudo y gas de manera confiable.
- En el mediano y largo plazo la estrategia incluye continuar la evaluación del play Pre-Salino al sur del Golfo de México y evaluar nuevos niveles estratigráficos poco explorados en el resto de las áreas exploratorias.
- Se aprovechan las capacidades y experiencia en campos terrestres y de aguas someras para incorporar reservas mediante procesos de recuperación secundaria y mejorada al incrementar el factor de recuperación de los campos maduros mediante estudios detallados y nuevas tecnologías.
- La estrategia exploratoria prioriza zonas con alta prospección de aceite, gas y condensado en áreas terrestres y aguas someras, considerando adicionalmente iniciativas para la captura de valor en el mediano y largo plazo.
- Se contempla incrementar el valor de las áreas e información exploratoria y de desarrollo para ampliar las delimitaciones e incluir nuevos descubrimientos.
- Con enfoque en la rentabilidad, se optimiza la cartera de inversiones para mejorar los resultados financieros.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023.

Para el indicador “Reservas a reclasificar, MMBpce”, se constató que PEP dispuso del documento denominado “Procedimiento Operativo para la Estimación de la Reclasificación de Reservas de Hidrocarburos.- PO-PE-TC-0028-2019”, cuyo objetivo es establecer la secuencia de actividades para la reclasificación de las reservas de hidrocarburos de los campos operados por Petróleos Mexicanos, a la categoría probada por actividad de desarrollo, y contempla la identificación de la reclasificación de las reservas de hidrocarburos, con base en los resultados de la terminación de pozos de desarrollo conforme al Programa Operativo Trimestral (POT). Asimismo, PEP indicó que las metas se programaron con base en la producción acumulada estimada en petróleo crudo equivalente a obtenerse por los pozos a perforar con categoría de reserva probada, probable y posible, considerados en el Programa Operativo Trimestral (POT I).

Por lo que se refiere al indicador “Reducción de costos”, PEP señaló que, a partir del análisis realizado por la Gerencia de Seguimiento y Mejora Continua de Costos como parte de sus acciones para la definición del modelo y Estrategia de Reducción de Costos para PEP, se plantearon seis criterios clave para la programación de dicho indicador para el periodo 2019-2023, sin que se acreditara el análisis mencionado, ni el establecimiento de los criterios en un documento formalizado y autorizado, lo que denota deficiencias en los mecanismos de control interno para institucionalizar sus políticas y procedimientos y representa un riesgo para garantizar la adecuada aplicación de dichos criterios.

En el transcurso de la auditoría y con la intervención de la ASF, la Gerencia de Seguimiento y Mejora Continua de Costos (GSMCC) de la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción señaló que la inclusión de los criterios para la programación de las

metas de reducción de costos no se consideró en la “Guía Operativa para la Reducción de Costos de los Procesos Operativos Sustantivos”, clave GO-PE-TC-0014-2019, vigente desde octubre de 2019, documento en el que se establecieron las actividades por desarrollar y los criterios por emplear para identificar áreas de oportunidad y determinar compromisos para reducir los costos de los procesos operativos sustantivos de la cadena de valor de PEMEX Exploración y Producción, pero atendiendo las recomendaciones de la Auditoría Superior de la Federación, se informó que en 2021 programará actualizar la guía operativa para integrar en la nueva versión los seis criterios clave para la programación de las metas del indicador reducción de costos, cuya difusión para su conocimiento y estricto cumplimiento se gestionará con la Dirección General de Pemex Exploración. Si bien la unidad administrativa reconoció la relevancia de formalizar los criterios, no detalló, ni comprobó la calendarización de las actividades previstas para la incorporación éstos en la referida guía por lo que persiste la deficiencia observada.

En lo correspondiente a los avances reportados en 2019 en los 23 proyectos asociados a las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1, PEP señaló que la Subdirección de Administración del Portafolio de Exploración y Producción (SAPEP) es la encargada de coordinar la implantación del proceso de evaluación del Programa de Ejecución de la Estrategia de PEMEX Exploración y Producción con la participación de todas las Subdirecciones de Exploración y Producción, esto incluye gestionar con las áreas responsables la solicitud de los avances de las estrategias, así como reportar a la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño (DCPCD) los avances de las estrategias y los proyectos vinculados a éstas. Al respecto, con el análisis de los correos e informes de los avances de dichas estrategias y sus proyectos, se verificó que únicamente se acreditaron los avances de los proyectos vinculados con las estrategias 3.1 y 4.1, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUMPLIMIENTO DE LOS PROYECTOS DE LAS ESTRATEGIAS 3.1 Y 4.1 DEL PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX, 2019

| Proyecto | Acción prioritaria | Año de operación | Descripción del avance |
|--|--|------------------|---|
| Estrategia 3.1. Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos | | | |
| 1. Ixachi | MP-Ixachi-34. | 2019 | La macropera terminada y lista para recibir equipo de perforación. |
| | Perforación de Ixachi 12, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de inicio de perforación en enero de 2020 y terminación en junio de 2020. |
| | Terminación Ixachi 10, programa vencido. | | Pozo, perforado en octubre de 2019 y con programa de terminación en mayo de 2020 por retrasos en la construcción y habilitación de MP-Perdiz-509. |
| | Ductos de recolección del campo Ixachi, noviembre 2019. | | n.d. |
| | OGD 20" X 6.06 KM de MP Ixachi 1101 a MP Ixachi 1 Del. | | La obra tiene programa del 21 de octubre al 31 de diciembre de 2019, el pronóstico de terminación es el 31 de enero de 2020, debido a retrasos en los trámites de anuencias por parte de los propietarios para los Derechos de Vía (DDV). |
| | OGD 12" X 1.42 KM de MP Ixachi 1,001 a MP Perdiz 35. | | La fecha de inicio de la obra fue el 23 de octubre de 2019, la fecha contractual de termino, el 31 de enero de 2020. |
| | Perforación y terminación de Ixachi 24, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en enero de 2020. |
| Terminación Ixachi 11, programa vencido, noviembre 2019. | Retrasos por "pez" a 5,001 metros de profundidad; por definir ventana u otra alternativa para el programa de terminación en abril de 2020. | | |
| Terminación Ixachi 2, programa vencido, noviembre 2019. | Programa de terminación en marzo de 2020, por tren de movimientos de equipo. | | |
| Terminación Ixachi 20, programa vencido, noviembre 2019. | Programa de terminación en enero de 2020. | | |
| 2. Xikin | Pozo Xikin-22 terminado. | 2019 | Pozo terminado y produciendo desde diciembre 2019. |
| | Plataforma Xikin B instalada. | | La estructura y subestructura de Xikin-B instaladas. |
| | Terminación Xikin 45, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en enero de 2020, por tren de movimiento de equipos. |
| 3. Valeriana | Perforación de Valeriana 2, programa vencido, noviembre 2019. | 2019 | Pozo con programa de inicio de perforación en enero de 2020 y terminación en marzo de 2020, debido a Infraestructura en construcción, con fecha pronóstico de término para recibir equipo de perforación en enero de 2020. |
| 4. Manik NW | n.d. | | n.d. |
| 5. Hok | Perforación de HOK-44, programa vencido, noviembre 2019. | | En espera por instalación de Súper y subestructura de Hok-A, fecha pronostico enero 2020. |
| 6. Tetl | OGD 20# x 22KM Tetl a Tlacame. | | Ducto fabricado, tendido y dragado. |
| 7. Teekit Profundo | Terminación de Teekit-45, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en 2021, e instalación de la estructura ELM para febrero 2021, debido a cambio de estrategia de producción. |
| 8. Cibix | Cibix 1 entra en producción con 3,100 barriles de petróleo diario (bpd). | 2019 | Entrada de operación con una producción de 3,100 bpd diario después de intervención mayor contemplada. |
| | Perforación y terminación de CIBIX 20, programa vencido. | | Pozo con programa de inicio de perforación en mayo de 2020 y terminación en julio de 2020, debido a infraestructura en construcción con fecha pronóstico de término para recibir equipo de perforación el 30 de abril del 2020. |
| | Terminación Cibix 14, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en mayo de 2020, debido a la ampliación y rehabilitación de MP-CIBIX 1 con fecha pronóstico al término del enero de 2020. |
| 9. Octil | Perforación y Terminación Octli-2, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en diciembre de 2020, por tren de movimiento de equipos. |
| 10. Cheek | Perforación y Terminación Cheek 1, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de inicio de perforación en enero de 2020 y terminación en febrero 2020, por tren de movimiento equipos. |
| 11. Esah | Perforación y Terminación Esah 21, programa vencido, noviembre 2019. | 2019 | Pozo con programa de inicio de perforación en enero de 2020 y terminación en abril de 2020, por cambio de estrategia. |
| | Fabricación e Instalación de Esah-A, programa vencido, noviembre 2019. | | Fecha pronosticada para instalación y lista para operar el 20 de abril del 2020., debido a cambio de estrategia de producción. |
| 12. Cahua | Terminación de Cahua-2, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de inicio de perforación en diciembre de 2019 y terminación en marzo de 2020, por tren de movimiento de equipos. |

CUMPLIMIENTO DE LOS PROYECTOS DE LAS ESTRATEGIAS 3.1 Y 4.1 DEL PLAN DE NEGOCIOS DE PEMEX, 2019




| Proyecto | Acción prioritaria | Año de operación | Descripción del avance |
|---|--|------------------|--|
| 13. Mulach | Perforación y Terminación Mulach 10, programa vencido, noviembre 2019. | | Pozo con programa de terminación en febrero 2020, por espera de interconexión de infraestructura (ELM) con fecha de término en enero 2020. |
| Estrategia 3.2. Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas. | | | |
| 14. Desarrollo de bloques adyacentes en asignaciones de extracción. | | | n.d. |
| 15. Pruebas de laboratorio para optimizar la explotación del proyecto Ayatsil (crudo extrapesado) y aumentar la certidumbre del factor de recuperación del campo para garantizar la máxima recuperación del yacimiento. | | 2019 | n.d. |
| 16. Reclasificación de reservas en el desarrollo acelerado de los 20 nuevos campos (destacando Ixachi, Esah, Xikin, Pokché). | | | n.a. |
| 17. Esquema de explotación nuevo del proyecto Chicontepec bajo un enfoque tecnológico y de optimización de costos. | | 2020 | n.a. |
| 18. Prueba piloto de doble desplazamiento en Akal para confirmar su potencial. | | | n.a. |
| Estrategia 3.3. Incrementar la producción de gas no asociado | | | |
| 19. CSIEE de la Asignación Cuitláhuac. | | | n.a. |
| 20. CSIEE de la Asignación Comitas. | | | n.a. |
| 21. CSIEE de la Asignación Cuervito/Fronterizo. | | 2020 | n.a. |
| 22. CSIEE de la Asignación Lakach. | | | n.a. |
| Estrategia 4.1. Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción | | | |
| 23. Optimizar los procesos operativos, aplicando las mejores prácticas, a través de un modelo sistemático de reducción de costos. | | 2019 | n.d. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo.

n.a.: No aplica.

n.d.: No disponible.

Semáforo de cumplimiento:

| | |
|---|--------------|
|  | Total. |
|  | Parcial. |
|  | Sin cumplir. |

Se observó que, en 2019, de los 23 proyectos vinculados con las cuatro estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 del plan, el 52.2% (12) registró cumplimiento parcial respecto de las actividades previstas, el 17.4% (4) se incumplió y en el 30.4% (7) restante no se definió meta para el año de revisión, por lo que ningún proyecto con acciones prioritarias planeadas se cumplió en su totalidad.

Por estrategia, en la 3.1 “Acelerar el desarrollo de los nuevos yacimientos descubiertos”, se verificó que de los 13 proyectos que programó, en 12 se reportaron avances con un cumplimiento parcial, dado que el 83.3% (10) de éstos se postergaron para 2020 por retrasos en la construcción y rehabilitación de infraestructura, trámites de anuencias por parte de los propietarios para los derechos de vía, por complicaciones ambientales, movimientos e insuficiencia de equipos de perforación y cambios de estrategias de producción, sin que se justificaran los avances del proyecto Manik NW.

En la estrategia 3.2 “Priorizar y desarrollar las actividades que permitan recategorizar reservas probables y posibles a reservas probadas”, se programaron 5 proyectos, de los cuales el 40.0% (2) debería ejecutarse en 2019 y el 60.0% (3) restante en 2020; sin embargo, PEP no acreditó

los avances, ni las justificaciones por las que no dispuso de la documentación de la implementación de los proyectos referentes al “Desarrollo de bloques adyacentes en asignaciones de extracción” y “Pruebas de laboratorio para optimizar la explotación del proyecto Ayatsil (crudo extrapesado) y aumentar la certidumbre del factor de recuperación del campo para garantizar la máxima recuperación del yacimiento”, lo que limitó verificar su cumplimiento.

De los proyectos relacionados con la estrategia 3.3 “Incrementar la producción de gas no asociado”, no se programaron metas y, por ende, no se reportaron avances para el ejercicio 2019, dado que los Contratos de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE) comenzaran a operar a partir de 2020, con las asignaciones de Comitas, Cuitláhuac, Cuervito/Fronterizo y Lakach.

En lo concierne al proyecto “Optimizar los procesos operativos, aplicando las mejores prácticas, a través de un modelo sistemático de reducción de costos” asociado a la estrategia 4.1 “Incrementar la eficiencia de las operaciones y optimizar los costos en exploración y producción”, no se remitió documentación soporte que permitiera a PEP y PCORP acreditar el avance de su cumplimiento, lo que mostró debilidades en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna que sustentante sus operaciones.

c) Tasa de Restitución Integral

En los “Lineamientos que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de Reservas de la Nación”, se establece que los operadores que desarrollen actividades de Exploración o Extracción de Hidrocarburos en México y que cuenten con un Plan de Desarrollo para la Extracción, deberán entregar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) la información relativa a la cuantificación de las Reservas correspondientes a los yacimientos o campos comprendidos dentro de las áreas de asignación o contractuales de las que sean titulares; las reservas comprendidas tanto en las áreas de asignación como contractuales deberán ser certificadas por parte de terceros independientes.

Con la información proporcionada por PEP, se identificó que, en cada año que se realiza el ciclo de certificación de reservas, se llevan a cabo diversas reuniones de trabajo, en las cuales participan los Activos de Producción, las Coordinaciones de Reservas de las diferentes regiones de producción y la Compañía Certificadora de Reservas (Terceros Independientes), con el objeto de realizar la certificación de reservas de hidrocarburos.

La tasa de restitución de reservas es la valoración de la cantidad de hidrocarburos que se reponen o incorporan respecto a un volumen producido, en un mismo periodo, el cual puede ser representado por el tipo de actividad que se desarrolla en un periodo de tiempo y puede ser expresado con base en dos metodologías, la tasa de restitución por descubrimientos y la tasa de restitución integral.

Al respecto, se utilizó el mecanismo de medición “Tasa de restitución integral”, la cual se obtiene mediante el cociente del total de reservas 1P, 2P o 3P adicionadas en un periodo, derivadas de la actividad de incorporación exploratoria, delimitación de yacimientos, desarrollo de campos y revisiones entre el volumen producido en el mismo periodo.

En la industria petrolera, el requerimiento deseable es que se tenga una restitución de reservas equivalente a lo producido en el año, por lo que el programa de restitución esperado es del 100%, tanto en reserva probada (1P) de manera integral, mientras que para las reservas totales (3P) se tiene una meta del 100%, pero solamente por actividad exploratoria, y para la categoría 2P, no se tiene meta programada por ser una categoría intermedia, la cual está influenciada por los movimientos entre las otras 2 categorías.

Una Tasa de Restitución con un valor positivo representa el valor mínimo aceptable, ya que en el momento en que se observan valores positivos en la tasa de restitución significa que hubo incremento en las reservas, independientemente de su magnitud; el estándar es compararlo contra lo que se produjo en el año, por eso cuando lo que se restituye es igual a lo producido es cuando se define que se alcanzó 100% de restitución.

Durante el periodo 2015-2019, el comportamiento del indicador “Tasa de Restitución Integral de Reservas” fue el siguiente:

TASA DE RESTITUCIÓN INTEGRAL DE RESERVAS
(%)

| Año | 1P | | 2P | | 3P | |
|------|------------|-----------|------------|-----------|------------|-----------|
| | Programada | Alcanzada | Programada | Alcanzada | Programada | Alcanzada |
| 2015 | 100.0 | (131.8) | n.a. | (291.0) | 100.0 | (541.3) |
| 2016 | 100.0 | 3.6 | n.a. | 14.5 | 100.0 | 94.3 |
| 2017 | 100.0 | 17.5 | n.a. | 13.8 | 100.0 | 48.0 |
| 2018 | 100.0 | 34.6 | n.a. | 52.5 | 100.0 | 57.4 |
| 2019 | 100.0 | 120.1 | n.a. | 97.8 | 100.0 | (8.5) |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por Pemex Exploración y Producción.

1P: Reservas Probadas.

2P: Reservas Probables.

3P: Reservas Posibles.

n.a.: No aplica.

n.c.: No calculable.

En 2015, se observaron los menores niveles de restitución de reservas 1P, 2P y 3P, ya que en relación con la meta de lograr el 100.0% de restitución de reservas probadas (1P) se registró un porcentaje negativo del 131.8%, del 291.0% en reservas probables (2P) y del 541.3% respecto del 100.0% previsto en las reservas posibles (3P). De 2016 a 2018, si bien los porcentajes de restitución no fueron negativos respecto de la meta, si mostraron avances marginales entre el 3.6% y el 34.6% en lo relativo a las reservas 1P, y entre el 14.5 y 52.5% en las reservas 2P; en tanto que, en las reservas 3P el comportamiento fue a la inversa, ya que en 2016 registró una tasa de reposición del 94.3% hasta descender a un porcentaje negativo

del 8.5%, cuyas variaciones se debieron a la caída de precios de los hidrocarburos y a causas técnicas relativas al comportamiento de los factores presión-producción de los campos.

En lo referente a los resultados de 2019, PEP alcanzó una tasa positiva de restitución integrada de reservas probadas 1P del 120.1%, derivado principalmente de la extracción de producción, la cual, de acuerdo con el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, alcanzó 855 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), la cual fue compensada por reservas probadas de descubrimientos, desarrollos, delimitación de campos y revisiones, que en su conjunto ascendieron a 1,026 MMbpce, cifra que resultó de la incorporación de reservas probadas por los campos nuevos de 105 MMbpce, debido a la actividad exploratoria y al incremento de 922 MMbpce por concepto de desarrollos, revisiones al comportamiento y delimitación, dicho incremento en las reservas probadas se ubicó principalmente en los campos Ayatsil, Balam, Xux, Yaxché, Xanab.

Respecto de las reservas 2P, se alcanzó una tasa de restitución integral de reservas del 97.8%, y de las reservas 3P, continuó el descenso a una tasa negativa del 8.5%, cuyas cifras revelan deficiencias en el desempeño de la empresa, al no alcanzar los niveles de incorporación esperados, sobre todo en las reservas 3P que, si bien tienen el mayor grado de incertidumbre, representan potencial para ser reclasificadas y, eventualmente, para incrementar la capacidad de producción; sin embargo, la entidad fiscalizada no acreditó los resultados, ni las causas de las variaciones, lo que limitó comprobar el comportamiento del indicador y reveló deficiencias en sus mecanismos empleados para la generación, obtención y uso de la información completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna que sustente sus operaciones y que permita verificar su desempeño.

2019-6-90T9G-07-0391-07-028 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo, respecto de 2019, documenten los resultados de los indicadores asociados a PEP definidos en los instrumentos de evaluación "Evaluación operativa de Pemex y EPS", "Evaluación operativa y financiera Pemex y EPS", "Áreas de oportunidad para evaluar el desempeño de Pemex y sus EPS" y "Evaluación operativa del desempeño", así como del cumplimiento y atención de las acciones propuestas de mejora señaladas en cada evaluación, y se justifiquen y acrediten los factores que motivaron que la "Guía de cálculo de indicadores para la evaluación del desempeño en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en su caso, Empresas Filiales" no se encontrara debidamente formalizada y autorizada por las instancias competentes, a efecto de disponer de la documentación que permita verificar el desempeño de Pemex Exploración y Producción y que dispuso los elementos normativos suficientes en la materia, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 13, fracciones XVIII y XIX, de la Ley de Petróleos Mexicanos, 3, párrafo primero, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la

Auditoría Superior de la Federación de las medidas realizadas para corregir las deficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-029 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo proporcionen la documentación comprobatoria de los factores que motivaron el resultado alcanzado en 2019 en el indicador "Reservas a reclasificar" con base en la cifra dictaminada y actualizada por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos; acrediten el soporte documental de las cifras reportadas en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y por PEP, así como las causas de la variación entre la meta y el resultado del indicador "Reducción de costos" que registró el 6.4% en la disminución de los costos, cifra superior en un 1.4% respecto del >5.0% programado; aclaren las inconsistencias que derivaron del cálculo de las variaciones porcentuales entre lo programado y lo alcanzado por diferencias de un 0.3% y 0.1% en los indicadores "Producción incremental de aceite" y "Producción incremental de gas", al determinar variaciones de 41.8% y 92.3%, respectivamente, en comparación con las determinadas por las entidades fiscalizadas de 41.5% y 92.2%; en relación con el indicador "Reducción de costos", evidencien el análisis realizado por la Gerencia de Seguimiento y Mejora Continua de Costos para el planteamiento de los seis criterios clave para la programación de las metas del periodo 2019-2023 y expliquen las causas por la que los criterios no se establecieron en un documento formalizado y autorizado, y aporte la evidencia documental de los resultados y las causas y las variaciones reportadas en 2019 en el indicador "Tasa de Restitución integral", en el que las reservas probadas (1P) registraron el 120.1%, en las reservas probables (2P) el 97.8% y las reservas 3P una tasa negativa del 8.5%, a fin de disponer de la información clara, completa, precisa y oportuna que sustente sus operaciones, en los términos que se establecen en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas empleadas para corregir las insuficiencias observadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-030 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo definan los mecanismos para la evaluación del desempeño de la subsidiaria PEP, que permitan identificar áreas susceptibles de mejora y, con base en ello, propongan las iniciativas que favorezcan su operación, a efecto de favorecer la atención de su objeto exclusivo de llevar a cabo la exploración y extracción del petróleo, y el objetivo superior de incrementar la producción petrolera de manera rentable, segura y sustentable, y documente las acciones previstas para concluir el proceso de formalización y autorización de la "Guía de cálculo de indicadores para la evaluación del desempeño en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en su caso, Empresas Filiales" que asegure la adecuada aplicación de la metodología y los criterios establecidos, en cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 13, fracciones XVIII y XIX, de la

Ley de Petróleos Mexicanos, 3, párrafo primero, 5, párrafo cuarto, fracción III y 33, fracción XXIX, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y en los subapartados VI. 3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que implementará en los ejercicios subsecuentes para corregir las insuficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-031 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo formalicen el establecimiento de los seis criterios clave para la programación de las metas del indicador "Reducción de costos" para el periodo 2019-2023 y perfeccionen sus mecanismos de obtención, generación y uso de la información relativa a las estrategias, indicadores y proyectos de Pemex Exploración y Producción establecidos en el Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023 que les permita disponer de la documentación completa, correcta, precisa, íntegra, pertinente, confiable, verificable y oportuna relacionada con la comprobación de sus resultados y las diferencias registradas, a efecto de verificar su desempeño, en cumplimiento de lo que se estipula en el subapartado VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que efectuará en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

8. Rendición de cuentas

Para identificar la información reportada en los documentos de rendición de cuentas relacionada con la infraestructura de PEP empleada para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se analizó el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2019, la Cuenta Pública 2019, el Primer Informe de Gobierno 2018-2019, el Primer Informe de Labores de la Secretaría de Energía 2018-2019, el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y el Reporte de Resultados Dictaminados al Cuarto Trimestre 2019.

Con la revisión de los documentos de rendición de cuentas, la ASF identificó que en el PEF se registró el Programa presupuestario K030 "Otros proyectos de infraestructura", que se encontraba a cargo de Pemex Perforación Servicios (PPS), con un monto autorizado de 1,220,392.8 miles de pesos (mdp) para la ejecución de tres proyectos de inversión relativos a la adquisición de 2 plataformas autoelevables, 2 equipos modulares de perforación y 9 equipos de perforación terrestre, pero derivado de su extinción, las responsabilidades se transfirieron a PEP.

De acuerdo con lo reportado en la Cuenta Pública 2019, el presupuesto ejercido en el Pp K030 fue de 1,249,478.2 mdp, cifra superior en un 2.4% (29,085.4 miles de pesos) en relación con lo aprobado. Al respecto, PEP informó que “los recursos adicionales por un monto de 29,085.4 mdp, autorizados al Pp K030 fueron por concepto de paridad cambiaria (pesos a dólares), toda vez que los proyectos de inversión asociados al programa se formalizaron en dólares americanos”. Como evidencia del gasto, las entidades fiscalizadas proporcionaron los estados analíticos de PEP y PPS reportados en la Cuenta Pública 2019, correspondientes a los ingresos y egresos por clasificación administrativa, económica, por objeto del gasto y funcional; una liga electrónica direccionada a los ingresos y detalle de egresos, publicados en el PEF, relativos a los programas y proyectos de inversión, así como a los programas presupuestarios con programas y proyectos de inversión tanto para PEP y para PPS; las adecuaciones registradas en el Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades (MAPE) correspondientes a Pemex Consolidado; un cuadro que muestra el gasto programable de operación e inversión de PEP en flujo de efectivo y devengable; las carátulas de flujo de efectivo de PEP y PPS, el folio MAPE 2019-52-TYY-17, de fecha 02 de enero de 2020, cuya agregación de la información limitó identificar el detalle de las afectaciones presupuestarias relacionadas con el ejercicio de los recursos del Pp K030 reportado en la Cuenta Pública. Aunado a lo anterior, las entidades fiscalizadas no informaron, ni documentaron las causas que motivaron la incorporación de dos proyectos que no estaban originalmente considerados en el Pp K030, no se acreditó la evidencia documental de la paridad cambiaria que originó el monto adicional por 29,085.4 mdp, ni se documentaron las operaciones presupuestarias y contables realizadas con cargo a este programa, ni las Cuentas por Liquidar Certificadas (CLC), debido a que PEP señaló que “la Gerencia de Tesorería no tiene ninguna información que aportar respecto a las CLC, ya que la figura de éstas no le es aplicable a Pemex y a sus Empresas Productivas Subsidiarias”, sin que PEP y PCORP comprobaran qué documentos o formatos emplean, de acuerdo con su normatividad, para acreditar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público las operaciones realizadas, así como para demostrar los gastos efectuados mediante la operación del Pp K030. Al respecto, la Gerencia de Finanzas en las Empresas Productivas Subsidiarias indicó que, en relación con su competencia sobre la información presupuestaria, de endeudamiento y financiera que fue remitida por PEP a la SHCP para su integración en la Cuenta Pública 2019, en donde se identifique lo relativo a la administración de la infraestructura para las actividades exploración y producción de hidrocarburos, se integró el documento “0304PP-K030-Ejercicio” que contiene el ejercicio del gasto del Programa presupuestario (Pp) K030 “Otros proyectos de infraestructura” de enero a diciembre de 2019, de cuya revisión se corroboró que el gasto del programa no fue consistente con la presentada en la Cuenta Pública, ya que de acuerdo con la base de datos el ejercicio de los recursos fue de 1,196,643.6 mdp, cifra inferior en un 4.2% (52,834.6 mdp) en relación con los 1,249,478.2 informados en el documento de rendición de cuentas, lo que reveló deficiencias en sus mecanismos de generación, obtención y uso de la información financiera para la comprobación del gasto relativo a los recursos del Pp K030 y representa riesgos en la toma de decisiones para la empresa subsidiaria en la programación y ejecución de sus recursos.

Asimismo, se observó que el 100.0% de los recursos ejercidos mediante el Pp K030 se orientaron a la compra de infraestructura de perforación, y no para acciones de actualización de inventarios, operación, adquisición, arrendamiento y mantenimiento de las plataformas

marinas. PEP informó que, en 2019, mediante los Programas presupuestarios B001, K002 y K027, se ejercieron 74,772,313.8 mdp, esto es el 137.2% respecto de lo autorizado por un monto de 54,515,830.6 mdp para la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de las plataformas marinas, sin que la subsidiaria acreditara la documentación soporte de los recursos programados y ejercidos en los tres Pp para cada concepto, ni las causas de variación entre lo asignado y el gasto.

En lo correspondiente a la información publicada en el Primer Informe de Labores de la Secretaría de Energía 2018-2019 y el Primer Informe de Gobierno 2018-2019, se observó que ésta se orientó a los avances de la producción de hidrocarburos y el número de pozos perforados, la cual no fue posible conciliar con la reportada por PEP, debido a la temporalidad de los datos que se aportan en los documentos de rendición de cuentas al mes de julio de 2019, sin que se identificara información específica relacionada con la actualización de la disponibilidad, la operación y el mantenimiento de la infraestructura de la subsidiaria para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, aunado a ello, PEP y PCORP no acreditaron las cifras registradas en los documentos de rendición de cuentas, ya que únicamente proporcionaron un documento en formato en Excel denominado "0802Entregable-ASF-391-DE-Of-347-PPK030" en el que se mostró el recurso devengado mensualmente en seis proyectos asociados al programa, lo que denota que no se presentó información suficiente, veraz y de calidad que permita evaluar en qué medida PEP avanzó en la atención del problema relativo a la baja producción de hidrocarburos mediante la operación de su infraestructura.

En cuanto al Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, se publicaron estadísticas en materia de infraestructura de PEP, con lo que se observó que, en ese año, la empresa dispuso de 275 plataformas marinas, 325 campos de producción, 7,400 pozos productores promedio en operación, 82 equipos de perforación y reparación de pozos y 118 unidades de servicio a pozos, las cuales fueron inconsistentes con las cifras reportadas por PEP, ya que se constató que, en el rubro de plataformas, PEP informó que contó con 254 instalaciones, cifra inferior en un 7.6% (21) respecto de lo reportado en el documento oficial de PEMEX; en cuanto a los campos de producción, la subsidiaria registró 209, cantidad menor en un 35.7% (116) en comparación con lo publicado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019; en el número de pozos, el total señalado por PEP de 9,725 mostró una variación superior del 31.4% (2,325) en relación con el informe, que fue de 7,400, y en lo relativo a los 120 equipos que indicó PEP, se observó una diferencia mayor del 46.3% (38) en contraste con los 82 equipos presentados en el mismo documento de rendición de cuentas; en lo relativo a los cinco indicadores relacionados con las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 de los objetivos estratégicos 3 y 4 del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Subsidiarias 2019-2023, si bien reportó los resultados alcanzados en 2019 para cuatro indicadores, ya que para el indicador "Producción de gas no asociado por CSIEE" no se programó meta para el ejercicio 2019, ya que las acciones comenzarán a operar a partir de 2020, se detectaron inconsistencias entre las variaciones reportadas entre la meta y el resultado de los indicadores "Producción incremental de aceite" y "Producción incremental de gas", por diferencias de 0.3% y 0.1%, en comparación con las variaciones determinadas por las entidades fiscalizadas de 41.5% y 92.2%, respectivamente, no se documentaron las causas que motivaron lo alcanzado en el indicador "Reservas a

reclasificar”, ni se comprobaron los resultados y las variaciones del indicador “Reducción de costos”, y en lo correspondiente a la producción de petróleo y gas, se observó que las cifras programadas fueron inconsistentes entre lo previsto en el Plan de Negocios 2019-2023 y el Programa Operativo y Financiero Anual (POFAT) 2019, sin que se acreditaran las razones que originaron las variaciones en las metas definidas y los resultados alcanzados, aunado a que no se justificó con soporte documental el cumplimiento de las metas del POFAT 2019, lo que reveló deficiencias en los mecanismos de PEP para la generación, obtención y uso de la información clara, completa, precisa y oportuna que sustente sus operaciones.

En lo relativo al reporte del Resultados Dictaminados Cuarto Trimestre 2019, publicado en la página electrónica de Petróleos Mexicanos, se registró la terminación de 201 pozos, cifra inferior en un 6.9% (15) respecto de los 216 reportados como parte de los resultados de las intervenciones a pozos del Programa Operativo Trimestral (POT-I) 2019, sin que se dispusiera de los factores que motivaron la inconsistencia identificada, lo que mostró debilidades en los mecanismos para la generación, obtención y uso de información clara, completa, precisa y oportuna relacionada con sus operaciones.

Al respecto, se solicitó a PEP y PCORP la evidencia para acreditar los mecanismos utilizados para asegurarse de la suficiencia, calidad y veracidad de la información reportada en los documentos de rendición de cuentas, para lo cual proporcionaron la base de datos “0801Ejercicio2019”, en el que se enlistó el flujo de efectivo asociado a 10 Programas presupuestarios, sin que el documento aportara elementos para el diseño de mecanismos de transparencia y rendición de cuentas para asegurar la suficiencia, veracidad y calidad de la información relacionada con la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, lo que limitó evaluar la atención del problema relativo a la baja producción de hidrocarburos mediante la operación de su infraestructura.

En el transcurso de la auditoría, PEP y PCORP informaron que la variación detectada en el documento “0304PP-K030-Ejercicio” por una cifra inferior en un 4.2% (52,834.6 mdp) en relación con los 1,249,478.2 informados en la Cuenta Pública 2019 respecto del ejercicio del Pp K030 se debió a que cuando se entregó el archivo contenía información solamente de Pemex Exploración y Producción; asimismo, indicaron que derivado del cruce de la información de éste con los reportes del ejercicio del Pp K030 en la Cuenta Pública no se identificaron variaciones; sin embargo, no fue posible comprobar las cifras registradas en el documento de rendición de cuentas, ya que no proporcionaron la documentación que sustentara las operaciones presupuestales del programa revisado, por lo que persiste la deficiencia observada.

Respecto de los mecanismos de transparencia y rendición de cuentas para asegurar que se reporta la información suficiente, veraz y de calidad en los documentos de rendición de cuentas, PCORP indicó que PEP cuenta con el sistema institucional SAP para el registro de todas las actividades, el cual tiene diferentes módulos, entre ellos el financiero en donde quedan registradas todas las operaciones diarias. Como evidencia de la información presupuestaria que genera el SAP, se proporcionaron copias de pantalla que muestran la

interfaz de parámetros de obtención del ejercicio de flujo de efectivo y el ejercicio devengado del arrendamiento de un equipo de perforación operado por personal de PEMEX; no obstante, estos mecanismos no aportaron elementos para asegurar la suficiencia, veracidad y calidad de la información reportada en los documentos de rendición de cuentas relacionada con la administración, operación y mantenimiento de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, lo que limitó evaluar la atención del problema relativo a la baja producción de hidrocarburos mediante la operación de su infraestructura, por lo que persisten las insuficiencias identificadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-032 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo expliquen y documenten la carencia de mecanismos de transparencia y rendición de cuentas en 2019 que limitaron disponer de la información suficiente, veraz y de calidad reportada respecto de la disponibilidad, operación y mantenimiento de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; fundamenten y motiven las causas por las que no se dispuso de la documentación soporte sobre la información presupuestaria, de endeudamiento y financiera que fue remitida por PEP a la SHCP para su integración en la Cuenta Pública 2019, en donde se identifique lo relativo a la administración de la infraestructura para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos; se justifique y acredite la inconsistencia relacionada con el ejercicio de los recursos del Pp K030 "Otros proyectos de infraestructura", derivada de la revisión el documento "0304PP-K030-Ejercicio" por una diferencia del 4.2% (52,834.6 mdp) en relación con los 1,249,478.2 reportados en la Cuenta Pública 2019; expliquen y acrediten las razones por las que en el Primer Informe de Labores de la Secretaría de Energía 2018-2019, el Primer Informe de Gobierno 2018-2019, en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019 y el reporte de Resultados Dictaminados Cuarto Trimestre 2019 no se presentó información específica relacionada con la actualización de la disponibilidad, la operación y el mantenimiento de los equipos de perforación plataformas para las actividades de exploración extracción de hidrocarburos y los motivos por lo que no se proporcionó evidencia de los avances reportados en los informes de Labores de la Secretaría de Energía 2018-2019 y de Gobierno 2018-2019, y comprueben la diferencia en el número de pozos terminados en 2019 publicada en el reporte de Resultados Dictaminados Cuarto Trimestre 2019 por una cifra inferior del 6.9% (15) en comparación con los 216 reportados como parte de los resultados de las intervenciones a pozos del Programa Operativo Trimestral (POT-I) 2019, a efecto de contar con la información que permita verificar el cumplimiento de lo establecido en los artículos 1, párrafo segundo y 4, párrafo segundo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 102, fracción VI, 109 y 110, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 5, fracción III, y 33, fracción LXIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, y en el subapartado VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 3 y 7, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas efectuadas para corregir las deficiencias detectadas.

2019-6-90T9G-07-0391-07-033 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo diseñen los mecanismos de transparencia y rendición de cuentas para generar, obtener y usar información clara, completa, precisa, oportuna, relevante y de calidad respecto de la disponibilidad, operación y mantenimiento de los equipos de perforación y las plataformas empleadas en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, a efecto de asegurar que se reporta la información suficiente, veraz y de calidad, en los términos que se establecen en los artículos 5, fracción III y 33, fracción LXIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informen a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas que emprenderá en los ejercicios subsecuentes para corregir las deficiencias observadas.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 1 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-002

Resultado 3 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-009

Resultado 5 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-022

Resultado 6 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-025

Resultado 7 - Acción 2019-6-90T9G-07-0391-07-029

Consecuencias Sociales

En 2019, Pemex Exploración y Producción (PEP) y Pemex Corporativo (PCORP) efectuaron una deficiente gestión de la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y no sustentaron una adecuada planeación y programación basada en la capacidad operativa de PEP, al no acreditar la actualización de sus inventarios, desconocer las necesidades de infraestructura y las condiciones físicas de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas propios y arrendados, y no realizar las acciones de mantenimiento, sustitución y modernización requeridas a la infraestructura, lo que dificultó a la empresa productiva del Estado utilizar su potencial para la perforación de pozos y el desarrollo de campos, situación que se reflejó en los avances del POT 2019, toda vez que PEP registró un cumplimiento marginal del 26.5% (2,488) respecto de la meta de realizar 9,372 intervenciones, hecho inconsistente con los resultados alcanzados en los escenarios de producción de hidrocarburos con un avance del 90.9% (1,615.5 Mbd) en la producción de crudo y del 98.8% (4,416.5 MMpcd) en gas, ya que estos se definieron con base en las intervenciones, factores que no proporcionaron una seguridad razonable en el cumplimiento de las actividades sustantivas inherentes al objeto de la subsidiaria y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, debido a que las cifras de la producción de petróleo y gas no representaron un aumento significativo en relación con los años previos, porque durante el periodo de 2015-2019, la producción de petróleo mostró una marginal variación positiva del 1.3%, al pasar de 1,532.4 miles de barriles diarios (Mbd) en 2015 a 1,615.5 Mbd en 2019, y en la producción de gas se observó una reducción del 0.7%, al pasar de 4,544.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd)

en 2015 a 4,416.5 MMpcd en 2019, lo que limitó la contribución en la atención del problema de la baja producción de hidrocarburos e impactó negativamente en la generación de valor y rentabilidad para el Estado Mexicano.

Buen Gobierno

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

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 8 resultados, de los cuales, 8 generaron:

33 Recomendaciones al Desempeño.

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar la intervención del Órgano Interno de Control y de la(s) autoridad(es) recaudatoria(s) con motivo de 1 irregularidad(es) detectada(s).

Dictamen

El presente se emite el día 05 de febrero de 2021, fecha de conclusión de los trabajos de la auditoría realizada en materia del desempeño de la producción petrolera. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar la actualización de la disponibilidad, operación y mantenimiento de la infraestructura para la exploración y producción de hidrocarburos, y el efecto en su incremento de manera rentable, segura y sustentable. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

En los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, el Plan Nacional para la Producción de Hidrocarburos (PNPH) 2019-2024, la Estrategia Nacional de Energía (ENE) 2014-2028 y el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, se señaló que entre los factores internos que afectan la operación de PEMEX, se encuentra el rezago en mantenimiento y se reconoció la problemática de la baja producción de hidrocarburos ocasionada por el agotamiento de los campos maduros, la declinación natural de los yacimientos, la escasa inversión en exploración y producción que generó insuficiente infraestructura para actividades exploratorias y de extracción, lo que ocasionó una significativa reducción en el número de pozos perforados, ya que en 2012 se perforaron alrededor de 1,200 pozos, mientras que para 2017 se alcanzó la cifra de 55 y en 2018 de 143 pozos, lo que se reflejó en bajos niveles competitivos del sector energético; el país pasó de ser exportador a importador de crudo y combustibles refinados, y se registró una significativa reducción de los recursos prospectivos. En este sentido, el Gobierno Federal reconoció la necesidad de incrementar la perforación de pozos

En el PEF 2019, se identificó la asignación de un presupuesto de 1,220,392.8 miles de pesos a la empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada Pemex Exploración y Producción (PEP) un presupuesto de 1,220,392.8 miles de pesos, con cargo al Programa

presupuestario K030 "Otros proyectos de infraestructura", de los cuales en la Cuenta Pública 2019 se reportó el ejercicio de 1,249,478.2, cifra superior en un 2.4% (29,085.4 miles de pesos) respecto del presupuesto autorizado, del cual el 51.1% (639,005.1 miles de pesos) fue ejercido por la extinta subsidiaria Pemex Perforación y Servicios, cuyas funciones quedaron a cargo de PEP, debido a la fusión de estas subsidiarias, aprobada por el Consejo de Administración de PEMEX en su Sesión Extraordinaria 939, del 26 de marzo de 2019, y el 48.9% (610,473.1 miles de pesos) por PEP, mismos que originalmente no se programaron en los gastos de esta empresa.

Los resultados de la auditoría mostraron que, en 2019, Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo llevaron a cabo una gestión insuficiente de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, debido a que se identificaron deficiencias en la actualización y control de los inventarios de la infraestructura propia y arrendada con la que contó PEP, así como debilidades en la administración de las contrataciones efectuadas en materia de arrendamiento de plataformas y equipo modular, de ingeniería, procura y construcción, de prestación de servicios, obra pública y de exploración y producción de hidrocarburos, ya que en lo relativo a los inventarios no acreditaron disponer de los elementos normativos para regular la actualización, administración y control de los inventarios; no acreditaron la formalización de los criterios de revisión, ni la evidencia de la evaluación de las 856 ubicaciones técnicas registradas en instalaciones de producción de las cuatro subdirecciones de producción Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Norte y Región Sur y las ubicaciones de 294 estructuras marinas realizadas en las subdirecciones de producción Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste y Región Norte, conforme a lo que reportó en el Informe Ejecutivo del Censo de Instalaciones de Producción y Estructuras Marinas, del 4to. Trimestre de 2019, ni comprobaron la totalidad de las ubicaciones, ya que únicamente se justificó el alta o modificaron de las ubicaciones técnicas de 9 plataformas, 10 campos, 2 estaciones de servicio, 159 equipos y 18 ductos, correspondientes a las subdirecciones de producción de las Regiones Sur y Marina Noreste, sin que se remitieran los formatos de las subdirecciones de producción Región Marina Suroeste y Región Norte, ni se especificó cuántas veces se modificó la ubicación de una instalación o activo durante el año, aunado a ello, en lo referente a la infraestructura con la que contó PEP, se detectaron deficiencias en los mecanismos de control empleados para la administración de la infraestructura y para la generación, obtención y uso de la información insuficiente, relevante y de calidad, ya que informó que contó con 254 plataformas, de las cuales el 68.1% (173) se encontró en operación, el 13.8% (35) estuvo inactivo y del 18.1% (46) restantes no se especificó su situación, de cuyo estatus se indicó que el 69.3% (176) es propiedad de PEP y el 30.7% (78) restante no hubo certeza de su posesión; 209 campos de producción; 9,725 pozos, de los que el 35.3% (3,433) se encontró activo y el 64.7% (6,292) restante se registró cerrado o taponado, y 120 equipos de perforación, de los que el 60.0% (72) es de su propiedad y el 40.0% (48) es equipo arrendado, sin que se acreditara la infraestructura de la totalidad de las subdirecciones de producción en las que la subsidiaria distribuye el territorio nacional en atención de sus atribuciones, ni documentó el análisis del monto y el riesgo que implicó en el cumplimiento de sus objetivos de producción petrolera dejar fuera de operación la infraestructura; asimismo, las cifras de la infraestructura fueron inconsistentes con las reportadas en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019,

puesto que en el rubro de plataformas, PEP informó que en 2019 dispuso de 254 instalaciones, cifra inferior en un 7.6% (21) respecto de lo reportado en el documento oficial de PEMEX; en cuanto a los campos de producción, la subsidiaria registró 209, cantidad menor en un 35.7% (116) en comparación con lo publicado en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, que fue de 325; en el número de pozos, el total señalado por PEP de 9,725 mostró una variación superior del 31.4% (2,325) en relación con el informe, que fue de 7,400, y en lo relativo a los 120 equipos que indicó PEP, se observó una diferencia mayor del 46.3% (38) en contraste con los 82 equipos presentados en el mismo documento de rendición de cuentas.

En lo relativo a la administración de los contratos, se constató que el desempeño del proceso y tipo de contrataciones de plataformas fue deficiente, debido a que de las 20 plataformas y 11 equipos modulares, cuyos contratos continuaban vigentes durante 2019, 26 (83.9%) se realizaron por adjudicación directa, si bien las entidades fiscalizadas acreditaron contar con la justificación para optar por emplear otros procedimientos de contratación distintos a la licitación, se identificó que en el 11.5% (3) se realizaron modificaciones a las especificaciones técnicas para poder adjudicar el contrato y en el 100% de los casos se modificaron las tarifas de renta diaria presentadas en las licitaciones, por lo que no se aseguraron que se llevaran a cabo las licitaciones y adjudicaciones bajo los principios de igualdad y competitividad, ya que no se les presentaron las mismas condiciones para participar y más de la mitad de las contrataciones fueron por adjudicación directa; no en todos los casos se acreditaron los estudios de mercado de los contratos; en materia de juicios y pasivo jurídico, se observó que a 2019, PEMEX y PEP tenían en controversia 4 juicios provenientes de la suscripción de 4 contratos, a los que se les dictó sentencia desfavorable para PEP, la cual, en caso de materializarse, pondría en riesgo la situación económica de la empresa subsidiaria y se determinaron deficiencias derivadas de la inexistencia de una interoperabilidad entre los tres sistema SAP que se manejan y, como consecuencia de ello, resulta complicado y poco efectivo realizar las búsquedas de información; en tanto que, en lo correspondiente al seguimiento y cumplimiento técnico de 162 contratos relacionados con el arrendamiento de plataformas y equipo modular; de ingeniería, procura y construcción; de prestación de servicios; obra pública y exploración y producción de hidrocarburos, suscritos en el periodo 2012-2019, PEP y PCORP no informaron el nivel de cumplimiento de 77 contratos, ni acreditaron la totalidad de la documentación relacionada con la conclusión de 92, ni aportaron evidencia documental del seguimiento y administración para el 92.0% (149) de los instrumentos, ni justificaron el pago de las penas impuestas a 8 contratos por 2,105,412.5 miles de dólares, lo que representa un riesgo para que la subsidiaria disponga de los servicios y bienes necesarios para atender sus actividades sustantivas y sus compromisos superiores.

En cuanto a la operación de la infraestructura, se constató que, en 2019, se careció de un diagnóstico de suficiencia de equipos de perforación y de plataformas propios y arrendados para conocer sus necesidades de la infraestructura requerida, lo que denota que no disponen de la capacidad operativa necesaria para el cumplimiento de las metas planteadas en sus programas operativos; asimismo, se observaron deficiencias en la regulación del proceso de integración de sus programas, en la planeación y programación de las actividades de exploración y extracción y en los mecanismos de generación, obtención y uso de información

relacionada con la comprobación de sus resultados y las diferencias registradas, así como para el seguimiento de su cumplimiento, debido a que no se acreditó el "Procedimiento Operativo para la elaboración de los Programas Operativos Anuales (POFAT) y Trimestrales (POTs) de PEMEX Exploración y Producción" (PO-PE-TC-0026-2019), el procedimiento y documento normativo para la integración y elaboración del POFAT 2019, el Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2019 (PEP-DG-SAPEP-218-2018), y la Oficialización del Programa Operativo Financiero Anual de Trabajo POFAT 2019 DCPCD-SPC-GPEO-013-2019, mediante los cuales se realizó el proceso de programación de sus actividades de perforación, terminación y reparación de pozos para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; si bien PEP documentó la integración del POT e informó el proceso de seguimiento del programa, únicamente se comprobó el seguimiento efectuado en la Subdirección de Producción Región Sur, no se justificó la evidencia del seguimiento realizado por las subdirecciones de producción Región Norte, Región Marina Noreste y Región Marina Suroeste, ni el documento autorizado y formalizado que reguló dicho procedimiento, y tampoco se especificó, ni se justificó cómo se elaboró, integró y validó el POFAT 2019; en lo relativo al cumplimiento de los programas operativos, se constató que en el POFAT 2019 se programaron 9 metas, de las que el 33.3% (3) correspondió a la operación de la infraestructura de perforación y servicios a pozos, a cargo de PPS, y el 66.7% (6) a la producción de hidrocarburos, sin que se proporcionara el soporte documental de los avances alcanzados; mientras que, de las metas del POT-I 2019, en lo referente a la perforación, terminación y reparación de pozos, PEP registró un cumplimiento del 26.5% (2,488.0) respecto de la meta de realizar 9,372 intervenciones, sin que se evidenciaran documentalmente los resultados logrados, ni se informaran, ni acreditaran la totalidad de las metas y las causas de las variaciones en cada región, y en lo relacionado con las metas de los escenarios de producción de petróleo y gas previstas en el POT-I 2019 en función del cumplimiento de las actividades de intervenciones a pozos, PEP informó un avance del 90.9% en la producción de crudo, ya que se registraron 1,615.5 miles de barriles diarios (mbd) respecto de los 1,776.7 programados y, en el caso del gas, se presentó un cumplimiento del 98.8%, dado que se produjeron 4,416.5 millones de pies cúbicos diarios respecto de los 4,468.6 programados, lo que reveló debilidades en la planeación y programación de sus actividades de exploración y extracción, porque se alcanzaron niveles razonables de cumplimiento de los escenarios de producción con un avance marginal del 26.5% en las intervenciones a pozos.

En lo referente a las acciones de mantenimiento, sustitución y modernización de la infraestructura, se verificó que, en 2019, no se realizaron las acciones requeridas a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, al carecer de un diagnóstico de las condiciones de su infraestructura que limitó conocer la situación física de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas propios y arrendados, así como para disponer de equipos en condiciones óptimas de operación para llevar cabo sus actividades sustantivas; asimismo, se detectaron deficiencias en la regulación de sus procesos de planeación y programación de las actividades de mantenimiento a equipos de perforación, terminación y reparación de pozos y en sus mecanismos de generación, obtención y uso de información relacionada con la comprobación del cumplimiento de sus procedimientos relativos a la integración y validación de sus programas, así como de sus resultados y el

seguimiento de los programas y contratos en materia de mantenimiento, debido a que los elementos normativos de los que dispuso para regular la programación del mantenimiento estuvieron desactualizados, aunado a que no evidenció documentalmente las gestiones realizadas para la integración, validación, ejecución y seguimiento trimestral de sus planes y programas de mantenimiento, de acuerdo con los procedimientos establecidos; en cuanto al cumplimiento de las metas de mantenimiento, se identificó que programó 5,283 servicios a 29 equipos, de los que el 46.8% (2,475) correspondió a 19 equipos terrestres y el 53.2% (2,808) a 10 equipos marinos, relacionados con dos jefaturas de mantenimiento ubicadas en la Subdirección de Producción Región Sur y de la jefatura Ciudad del Carmen, sin que acreditara el nivel de cumplimiento de estas acciones, ni informara y documentara las actividades de mantenimiento planeadas y realizadas en la totalidad de los activos de la Subdirección de Producción Región Sur, ni en las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos; en materia de sustitución y modernización PEP no dispuso de un programa para equipos de perforación, debido a que indicó que, aunque se encuentre dentro de las funciones sustantivas, no cuenta con la suficiencia presupuestal para establecer un programa de esa naturaleza en los equipos de perforación con los que actualmente se cuenta, por lo que únicamente ejecutó el proyecto de adquisición y modernización de equipos de perforación y reparación de pozos generado en la extinta subsidiaria PPS, sin que comprobaran los recursos presupuestarios empleados en la ejecución de dichos proyectos y de la insuficiencia presupuestal, ni el análisis de la cartera de proyectos en materia de mantenimiento, sustitución y modernización a cargo de PPS que motivó la cancelación y terminación anticipada de proyectos; en cuanto a la administración y seguimiento del desempeño a los contratos de servicios para el mantenimiento y confiabilidad de la infraestructura para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, de los 33 contratos suscritos en el periodo 2012-2019, de los que el 66.7% (22) correspondió al mantenimiento de plataformas y el 33.3% (16) a equipos de perforación, de los que éstos últimos continuaron vigentes en 2019, se identificó que el 36.4% (12) se cumplió en su totalidad y el 12.1% (4) registró avances parciales con rangos entre el 85.0% y el 94.0% derivado de actividades no ejecutadas conforme a lo establecido en los instrumentos suscritos, lo que ocasionó la rescisión de los cuatro contratos y se justificó el pago del 15.7% (27,799.7 miles de pesos) y el 29.7% (2,914.3 miles de dólares) del total de las penas convencionales impuestas por montos de 177,191.3 miles de pesos (mdp) y 9,803.3 miles de dólares (mdd); no obstante, no se acreditó un marco normativo que regule dichas actividades, no informaron, ni comprobaron el cumplimiento técnico, la administración y seguimiento del 18.2% (6) de los contratos, no se aportó la totalidad de la documentación de la conclusión de 12 contratos que reportaron cumplimiento técnico del 100.0% y la rescisión de uno, ni la notificación de las sanciones impuestas en 11 contratos y el pago de éstas por parte de la empresa para 9 instrumentos por montos de 149,391.6 miles de pesos y 6,889.0 miles de dólares, lo que reveló debilidades en los mecanismos de control para garantizar el cumplimiento de las contrataciones efectuadas.

Respecto de la contribución al objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable, PEP y PCORP no acreditaron los lineamientos y el diseño de un mecanismo permanente para evaluar el impacto en dicho objetivo estratégico de los cinco proyectos de adquisición, modernización y reposición de infraestructura de

perforación ejecutados en 2019, con cargo al Pp K030 “Otros proyectos de infraestructura”, ni de una herramienta para cualificar y cuantificar en qué medida se favoreció su cumplimiento mediante las acciones operativas relacionadas con la gestión de la infraestructura para actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, su operación y mantenimiento; con la revisión de los resultados de la producción de crudo y gas registrados en 2019, se observaron cumplimientos razonables en relación con las metas, sin que se lograra el 100.0% de lo previsto o, en su caso, superar la producción conforme al objetivo de PEP de incrementar la producción de hidrocarburos, debido a que con base en los datos publicados en el Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2019, la producción de petróleo alcanzó el 98.7% respecto de la meta establecida en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, al registrar 1,684.0 miles de barriles diarios (mbd) de los 1,707.0 estimados, sin que se documentaran los resultados y las causas de las variaciones, y en la producción de gas se reportó un cumplimiento de 192.3% al producir 42.3 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) de los 22.0 MMpcd estimados, derivado de la incorporación de producción de los campos Xikin, Ixachi, Cibix, Chocol y Valeriana; en tanto que, de acuerdo con las cifras del Programa Operativo Trimestral (POT) 2019, se observó que la producción de crudo registró un avance del 90.9% en la producción de crudo, ya que se registró un escenario de 1,615.5 miles de barriles diarios (mbd) respecto de los 1,776.7 programados y, en el caso del gas, se presentó un cumplimiento del 98.8%, dado que se produjeron 4,416.5 millones de pies cúbicos diarios respecto de los 4,468.6 programados; no obstante, las entidades fiscalizadas no informaron, ni acreditaron la totalidad de la documentación soporte de los resultados y de las variaciones para comprobar lo reportado en el POT, ni los avances del POFAT, aunado a la inconsistencias en las cifras previstas y alcanzadas que se reportaron entre los diferentes documentos de planeación; asimismo, del análisis del comportamiento de la producción de hidrocarburos alcanzada, durante el periodo 2015-2019, en relación con la infraestructura disponible de PEP para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, así como el número de intervenciones efectuadas a pozos y los montos de inversión física de la subsidiaria, se identificó que aun cuando se registró un incremento del 3.6% en promedio anual en el ejercicio del presupuesto de PEP enfocado a la inversión física, en términos reales, al pasar de 8,201.1 millones de pesos en 2015 a 9,450.8 millones de pesos en 2019, en lo relativo a la infraestructura, el número de plataformas marinas mostró un comportamiento ascendente del 4.3% en promedio anual, al pasar de 146 plataformas en operación en 2015 a 173 en 2019 y el número de equipos de perforación registró una disminución de 8.5% en promedio anual, al pasar de 171 equipos disponibles y en operación en 2015 a 120 en 2019; con esa disponibilidad de instalaciones petroleras, las intervenciones efectuadas a pozos para la exploración y extracción de hidrocarburos aumentó en un 43.1%, al pasar de 594 intervenciones en 2015 a 2,488 en 2019, lo que generó una variación positiva en la producción de petróleo del 1.3%, al pasar de 1,532.4 miles de barriles diarios (Mbd) en 2015 a 1,615.5 Mbd en 2019, y en la producción de gas se observó una reducción del 0.7%, al pasar de 4,544.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2015 a 4,416.5 MMpcd en 2019; no se tiene la certeza de que el recurso se destinó al incremento del número de plataformas y de las intervenciones a pozos, a efecto de impactar en el aumento de la producción de crudo y gas, pero los datos disponibles denotan que fue insuficiente para ampliar el número de equipos

de perforación, los cuales representan la infraestructura esencial para las actividades sustantivas inherentes al objeto de la subsidiaria, situación que se agrava por las deficiencias detectadas en el desempeño de la infraestructura de PEP para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en materia de actualización de la disponibilidad, administración de contratos, operación y mantenimiento.

En relación con el ejercicio del presupuesto, la documentación proporcionada por PEP y PCORP para acreditar el ejercicio de los recursos del Pp K030 reportados en la Cuenta Pública 2019 por un monto de 1,249,478.2 miles de pesos (mdp) limitó verificar que éstos se ejercieron con criterios de eficiencia, eficacia, economía y transparencia, debido a que no permitió identificar de manera específica las operaciones y adecuaciones presupuestarias relacionadas con el gasto del programa; no evidenciaron documentalmente que el 51.1% (639,005.1 mdp) lo ejerció la extinta subsidiaria Pemex Perforación y Servicios y el 48.9% (610,473.1 mdp) restante fue gasto de PEP, no comprobaron lo relativo a la paridad cambiaria de pesos a dólares en el presupuesto de los proyectos de inversión asociados al programa que informaron que motivó un gasto superior en un 2.4% (29,085.4 mdp) respecto de presupuesto original, que fue de 1,220,392.8 mdp, ni aportaron los documentos o formatos empleados para acreditar ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público las operaciones presupuestarias realizadas, ni para comprobar la totalidad de los gastos efectuados mediante la operación del Pp K030 para la ejecución de cinco proyectos de inversión orientados a la adquisición de infraestructura y equipos para actividades de perforación de pozos, con periodos de ejecución entre enero de 2012 y diciembre de 2026, sin que se destinaran recursos del programa a actividades de actualización de inventarios, operación, mantenimiento, rehabilitación o renovación para la eficiente operación de las plataformas, ni se comprobara la evidencia documental de las justificaciones de los avances y el seguimiento de dichos proyectos, ni las causas por las que dos proyectos no se programaron originalmente en el PEF 2019. Respecto de los recursos destinados en 2019 a la adquisición, arrendamiento, operación y mantenimiento de las plataformas marinas, PEP informó que mediante los programas presupuestarios B001 “Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos”, K002 “Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos” y K027 “Mantenimiento de infraestructura”, se ejercieron 74,772,313.8 mdp, lo que representó el 137.2% respecto de lo autorizado por un monto de 54,515,830.6 mdp para estas actividades; no obstante, la subsidiaria no proporcionó la documentación soporte de los recursos programados y ejercidos en los Pp para cada rubro, ni justificó las causas de la variación entre el gasto y lo autorizado por un monto superior de 20,256,483.2 mdp; en lo relativo a la programación, seguimiento, evaluación y control de los costos asociados a las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, se constató que PCORP desarrolló el “Esquema Integral de Costos para Pemex Exploración y Producción (PEP)”, el cual se conformó por siete objetivos y cuatro indicadores para medir el desempeño de los procesos asociados a cadena de valor de la subsidiaria, tales como: exploración, desarrollo, producción y transporte, sin que las entidades fiscalizadas acreditaran los resultados y las variaciones de los indicadores durante el ejercicio 2019, y en lo correspondiente a los costos programados y alcanzados para la ejecución de los programas de mantenimiento de equipos de perforación y pozos, PEP no proporcionó los estados financieros que mostraran que, durante el primer semestre de 2019, estas actividades y el costo de ventas estaban integradas en el costo de los servicios que

proporcionaba la extinta empresa PPS, ni se acreditaron las gestiones realizadas para evaluar y determinar los costos informados por un total de 939,299.9 mdp por gastos de mantenimiento y de 6,622.5 mdp por concepto de las cuotas de mantenimiento.

Por lo que respecta al desempeño de PEP, se constató que, en 2019, PCORP no dispuso del soporte documental de los resultados derivados de los mecanismos de vigilancia y evaluación del desempeño que efectuó a la subsidiaria, ni de los indicadores, ni del cumplimiento y atención de las acciones propuestas de mejora en cada evaluación; del análisis complementario sobre el desempeño de PEP, mediante los resultados de los cinco indicadores y los 23 proyectos establecidos en las estrategias 3.1, 3.2, 3.3 y 4.1 de los objetivos estratégicos 3 “Incrementar la producción de hidrocarburos” y 4 “Adecuar y modernizar la infraestructura de producción”, del Plan de Negocios de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, y del indicador “Tasa de Restitución integral”, se detectaron deficiencias en su desempeño, ya que las entidades fiscalizadas no en todos los casos acreditaron la documentación de las metas previstas para los indicadores, en los proyectos se verificó que el 52.2% (12) registró cumplimiento parcial respecto de las actividades previstas, el 17.4% (4) se incumplió y en el 30.4% (7) restante no se definió meta para el año de revisión, por lo que ningún proyecto con acciones prioritarias planeadas se cumplió en su totalidad, y de los resultados del indicador “Tasa de Restitución integral”, se observó que PEP alcanzó una tasa positiva de restitución integrada de reservas probadas 1P del 120.1%, en las reservas 2P, se alcanzó una tasa de restitución integral de reservas del 97.8%, y de las reservas 3P, continuó el descenso a una tasa negativa del 8.5%, cuyas cifras revelan deficiencias en el desempeño de la empresa, al no alcanzar los niveles de incorporación esperados, sobre todo en las reservas 3P que, si bien tienen el mayor grado de incertidumbre, representan potencial para ser reclasificadas y, eventualmente, para incrementar la capacidad de producción.

En opinión de la Auditoría Superior de la Federación, las acciones en materia de infraestructura para contribuir a incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable no lograron los resultados esperados, ya que se constató que, en 2019, fueron insuficientes en materia de actualización de la disponibilidad, administración de contratos, operación y mantenimiento de la infraestructura para actividades de exploración y extracción, debido a que PEP y PCORP efectuaron una gestión de dicha infraestructura que evidenció áreas de oportunidad y de mejora al no demostrar que realizó la actualización de los inventarios de la infraestructura propia y arrendada, ni una administración integral de los contratos de arrendamiento de plataformas y equipo modular, de ingeniería, procura y construcción, de prestación de servicios, obra pública y de exploración y producción de hidrocarburos derivado de las debilidades detectadas en sus mecanismos de control relacionados con procesos de las contrataciones y con el seguimiento y cumplimiento técnico de los instrumentos; en cuanto a la operación de la infraestructura, se identificaron retos estructurales en la planeación y programación de las actividades de exploración y extracción, ya que las 2,488 actividades de intervenciones a pozos representaron un avance marginal del 26.5% respecto de las 9,372 intervenciones programadas en el POT-I 2019 y de una infraestructura que consistió en 81 equipos de perforación, se registraron cumplimientos del 90.9% y 98.8% respectivamente, en los escenarios de producción de petróleo y gas, al alcanzar 1,615.5 miles de barriles diarios (mbd)

respecto de los 1,776.7 programados, y en el caso del gas, se produjeron 4,416.5 millones de pies cúbicos diarios respecto de los 4,468.6 previstos, sin que estas cifras representaran un aumento significativo en relación con los años previos, ya que durante el periodo de 2015-2019, la producción de petróleo mostró una marginal variación positiva del 1.3%, al pasar de 1,532.4 miles de barriles diarios (Mbd) en 2015 a 1,615.5 mbd en 2019, y en la producción de gas se observó una reducción del 0.7%, al pasar de 4,544.7 millones de pies cúbicos diarios (MMpcd) en 2015 a 4,416.5 MMpcd en 2019.

Aunado a ello, la falta de diagnósticos de suficiencia de equipos de perforación y de plataformas propios y arrendados para conocer sus necesidades de la infraestructura requerida, lo que no permitió identificar si su capacidad operativa existente es suficiente, y en lo relativo al mantenimiento, sustitución y modernización no realizó las acciones requeridas a la infraestructura para actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, al desconocer la situación física de los 120 equipos de perforación y de las 254 plataformas propios y arrendados y no acreditó el cumplimiento de las 5,283 acciones de mantenimiento programadas en dos jefaturas de mantenimiento adscritas a la Subdirección de Producción Región Sur, sin que informara ni acreditara las acciones de mantenimiento previstas en el resto de los activos de esa subdirección, ni de las subdirecciones de producción Norte, Marina Noreste, Marina Suroeste y sus respectivos activos, situación que impidió comprobar que PEP efectuó acciones para mejorar la operación de su infraestructura.

Todo ello, representó limitantes para que la subsidiaria utilizara su potencial para proporcionar una seguridad razonable del cumplimiento de sus atribuciones y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable.

La atención de las recomendaciones al desempeño contribuirá a que PEP y PCORP refuercen los controles relacionados con la generación, obtención y uso de información relevante y de calidad; establezcan medidas y controles para mejorar la actualización de su infraestructura; que perfeccionen los mecanismos de contratación, administración y seguimiento para el cumplimiento de los contratos que suscriban en materia de arrendamiento de plataformas y equipo modular, de ingeniería, procura y construcción, de prestación de servicios, obra pública y de exploración y producción de hidrocarburos; que disponga de los diagnósticos de necesidades de infraestructura y de las condiciones físicas de ésta que les permita llevar a cabo una adecuada planeación y programación de las actividades de intervenciones a pozos y de escenarios de producción de petróleo y gas basada en la capacidad operativa de PEP que proporcione una seguridad razonable en el cumplimiento de las actividades sustantivas inherentes al objeto de la subsidiaria y del objetivo estratégico de incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable y, con ello, favorecer la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Ernesto Sánchez Rendón

Tizoc Villalobos Ruiz

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

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

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que, en 2019, Pemex Exploración y Producción cumplió con la actualización de los inventarios de equipos de perforación y plataformas, propios y arrendados, para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.
2. Verificar que, en 2019, Pemex Exploración y Producción y Pemex Corporativo administraron los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, y que se evaluó el cumplimiento de las metas comprometidas en éstos.
3. Verificar que, en 2019, Pemex Exploración y Producción contó con la capacidad operativa en materia de la infraestructura para actividades exploratorias y extractivas, a efecto de dar cumplimiento a sus programas de perforación de pozos y de extracción de hidrocarburos para contribuir al objetivo estratégico de incrementar la producción de los hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable.
4. Verificar que, en 2019, Pemex Exploración y Producción cumplió con los planes y programas de mantenimiento, sustitución y modernización de los equipos de perforación y las plataformas para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

5. Evaluar en qué medida los resultados de 2019 en materia de actualización de la disponibilidad, operación y mantenimiento de la infraestructura para actividades de exploración y extracción contribuyeron a incrementar la producción de hidrocarburos de manera rentable, segura y sustentable.
6. Comprobar que, en 2019, en el ejercicio de los recursos para las actividades de actualización, operación y mantenimiento de los equipos de perforación y plataformas, así como en los relacionados con el Pp K030 "Otros proyectos de infraestructura", Pemex Exploración y Producción cumplió con los criterios de eficiencia, eficacia, economía, y transparencia, y las operaciones presupuestarias se encontraron debidamente documentadas y fueron consistentes con las cuentas por liquidar certificadas.
7. Evaluar el desempeño de Pemex Exploración y Producción en 2019 mediante el indicador "Tasa de restitución integral" y los mecanismos de medición relacionados con los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocios de Pemex 2019-2023, en lo relativo al uso de la infraestructura para actividades de exploración y producción de hidrocarburos; así como la contribución de sus acciones a la solución del problema público.
8. Constatar que, en 2019, Pemex Exploración y Producción reportó en los documentos de rendición de cuentas información suficiente, veraz y de calidad sobre el uso de las plataformas y equipos de perforación para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos para evaluar su desempeño en la atención del problema relativo a la baja producción de hidrocarburos.

Áreas Revisadas

Las direcciones corporativas de Finanzas y de Administración y Servicios de Pemex Corporativo; las subdirecciones de Exploración, de Exploración y Producción por Contratos y Asociaciones, y de Administración de Servicios para Exploración y Producción, así como las gerencias de Mantenimiento, Confiabilidad y Construcción, de Operación y Mantenimiento de Equipos, de Programación y Evaluación, de Planes de Explotación, de Certificación de Reservas de Hidrocarburos, y de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Norte, de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Sur y de Perforación y Reparación de Pozos Marina, adscritas a Pemex Exploración y Producción.

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 Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 1, párrafo segundo; 4, párrafo segundo; 52, párrafo primero y fracción II, y 57.

2. Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 66, fracción III.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 4 y 6, párrafo único, 13, fracciones XVIII y XIX, 60, párrafo primero, 77, párrafos primero y tercero, 82, 83, fracción I, 100, 102, fracciones II, inciso d, y VI, 103, 109 y 110; Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, Art. 3, párrafo primero, fracciones I, IV, V y XIX, 5, párrafo cuarto, fracción III, 33, fracciones XXIX y LXIII, 38, fracción XXIV, 40, fracción XXI, 48, fracción V, 54, 56, 58, fracciones I, II y VII, 59, 61, 63, fracciones I, II y VII, 64, 66, 68, fracciones I, II y VII, 69, fracciones IV, 71, fracción VII de cada uno de éstos, 73, fracciones I, II y VII, 74, fracciones IV, V, VII, X y XII, 75, fracciones I y IV, 76, fracciones II, IV y V, 109, fracción X, 113, fracción III, 114, fracciones II, III, y IV, 116, fracciones I, II, III, IV, V, IX y X, 117, fracciones II, III, IV y VI, y 118, fracción VIII; Disposiciones Generales de Contratación para Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, Art. 3, 15, 19 y 24; Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, subapartados VI.3.2 Instrumentación de Controles Generales de Tecnologías de Información (CGTI) y VI.3.3 Institucionalización de controles a través de políticas y procedimientos, de la Sección VI, y VI.4.1 Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para el control interno, del apartado VI.4 Información y Comunicación, de la Sección VI, numerales 1, 3 y 7; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, Objetivo estratégico 3 y Apartado 12.

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.