

Pemex Transformación Industrial

Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Transformación Industrial

Auditoría de Desempeño: 2018-6-90T9M-07-0478-2019

478-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar el desempeño de Petróleos Mexicanos Transformación Industrial en la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la refinación, transformación, el procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de los productos que demandan los consumidores.

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

La auditoría comprendió la revisión de cinco vertientes: a) Gobierno Corporativo de PTRI, con el análisis de la adopción de las mejores prácticas de gobierno corporativo de los países que conforman la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), por parte de PTRI; la evaluación del diseño del Plan de Negocios respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa y si los objetivos e indicadores cumplieron con los criterios SMART; el análisis de la toma de decisiones del Consejo de Administración de PTRI, mediante la revisión de las Actas y los Acuerdos. Además la revisión de los mecanismos implementados para combatir prácticas y actos de corrupción; b) el desempeño operativo de

la EPS, en términos de su contribución al abasto nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos; la eficiencia operativa respecto de la producción de petrolíferos derivados del volumen de petróleo crudo refinado en el SNR; el procesamiento de gas húmedo en los CPG; la transformación de petroquímicos en los complejos petroquímicos de PTRI; la comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos, en 2018; el análisis de benchmarking, y la calidad del petróleo recibido por el SNR, así como la calidad de la gasolina y diésel resultado de la refinación; c) la optimización de la infraestructura, respecto de la utilización de la capacidad instalada, la ejecución de proyectos de infraestructura y modernización, el cumplimiento de los programas de mantenimiento y el avance y resultados de la reconfiguración del SNR; d) el desempeño financiero de PTRI, para evaluar si está fue rentable y generó valor económico al Estado, y e) el análisis de costos, para analizar los costos de producción e importación de los petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

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. En el desarrollo de esta auditoría, no en todos los casos, los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas en materia de refinación, procesamiento y transformación de petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

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 crearon los organismos: Pemex-Refinación (PR), Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex-Petroquímica (PPQ), los cuales tenían como atribución: la refinación, elaboración, distribución, almacenamiento y venta de primera mano de productos petrolíferos y derivados del petróleo; el procesamiento, transporte y comercialización de gas natural, hidrocarburos líquidos y productos petroquímicos básicos, y el procesamiento de petroquímicos no básicos derivados de la primera transformación del gas natural, así como su comercialización y distribución, respectivamente.

En 2008, la SENER realizó un diagnóstico para contar con información detallada sobre la situación de Pemex, en el que se analizó, entre otros aspectos, el estado operativo de los cuatro organismos subsidiarios existentes en ese entonces ^{1/}, así como los retos que presentaba.

En el diagnóstico se concluyó que era necesario realizar una revisión integral del marco que regulaba la industria petrolera para lograr que ésta tuviera una oferta más segura y eficiente de insumos energéticos, y se asegurara el abastecimiento de hidrocarburos y derivados.

^{1/} Pemex Exploración y producción (PEP); Pemex Refinación (PR); Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB), y Pemex Petroquímica (PPQ).

Por lo anterior, en dicho año, se llevó a cabo una Reforma Energética, con objeto de modernizar la industria petrolera mexicana y adecuar el régimen de obras y servicios de Pemex y sus organismos subsidiarios. Dicha reforma otorgó a Pemex y sus entonces organismos subsidiarios, las asignaciones de áreas para exploración y explotación petrolera; sus obligaciones en materia de industria petrolera y ventas de primera mano y, la incorporación de su participación en el mercado mundial en la Estrategia Nacional de Energía.

No obstante, la Reforma Energética de 2008 no tuvo el efecto esperado, puesto que, no repercutió de manera positiva en la producción de gasolina y diésel, ni en la producción de petroquímicos no básicos, ya que ésta disminuyó en 2.6%, al pasar de 7,587.0 miles de toneladas en 2009 a 7,389.0 miles de toneladas en 2013.

En el PND 2013-2018, se reconoció la necesidad de fortalecer el mercado de petrolíferos, petroquímicos y gas natural, mediante el incremento de la producción para contribuir a asegurar el abastecimiento de estos productos. En congruencia con este documento de planeación, en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, se estableció el objetivo de optimizar ^{2/} la capacidad productiva y de transformación de hidrocarburos, asegurando procesos eficientes y competitivos.

Asimismo, en el PROSENER 2013-2018 se diagnosticó que, existió un decremento en la producción de petróleo crudo y gas natural, así como el bajo incremento de la capacidad de procesamiento y transformación de hidrocarburos, debido a diversos factores entre los que destacaron: la producción de hidrocarburos en geologías complejas; la baja capacidad de procesamiento del Sistema Nacional de Refinación; el bajo desempeño operativo de las refinerías; la configuración desactualizada, brechas operativas y estructurales de las refinerías, respecto de otras a nivel internacional; el bajo nivel de utilización de plantas procesadoras; los paros no programados, el robo de combustibles y el mercado ilícito. También, la falta de competitividad de Pemex respecto de los petrolíferos y la mala calidad del producto provocando limitada capacidad de producción, por lo que, las importaciones de estos productos principalmente de gasolinas se han incrementado durante la última década. Por otra parte, la disminución en la producción nacional de gas natural y el incremento en su demanda han derivado en un aumento de las importaciones, poniendo en evidencia el abastecimiento de este combustible. La segmentación de la cadena entre petroquímicos básicos y secundarios ha contribuido al deterioro de esta industria en el país, por lo que la mayor parte del mercado de insumos petroquímicos se abastece mediante importaciones, lo que además de afectar la balanza comercial, resta oportunidades al desarrollo a una industria en la que se registran significativos aumentos anuales en la demanda.

En este contexto, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el DOF, el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de Energía”, con lo que se modificaron los artículos 25, 27 y 28 de la

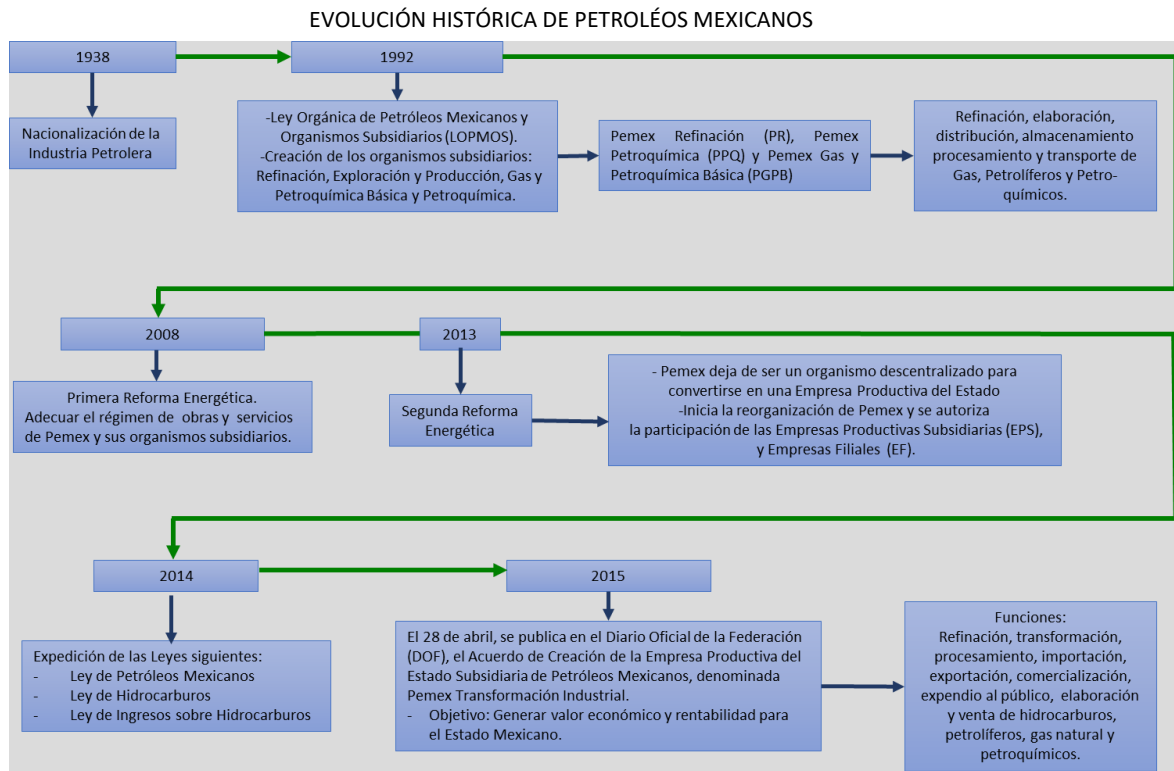
^{2/} Se dice que se ha optimizado algo (una actividad, un método, un proceso, un sistema, etc.) cuando se han efectuado modificaciones en la fórmula usual de proceder y se han obtenido resultados que están por encima de lo regular o lo esperado. En este sentido, optimizar es realizar una mejor gestión de los recursos en función del objetivo que se persigue.

Constitución, y se creó un nuevo marco jurídico que buscó el fortalecimiento de la industria, por lo que Petróleos Mexicanos (Pemex) fue dotado de mayor autonomía y paso de ser una Empresa Paraestatal a una Empresa Productiva del Estado (EPE), cuyo objetivo es generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

Derivado de esta reforma, el 11 de agosto de 2014, se publicó en el DOF la Ley de Petróleos Mexicanos, vigente a la fecha, la cual estableció en sus artículos 4 y 5 que, Pemex tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. Asimismo, señaló que tiene por objeto llevar a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, así como su recolección, venta y comercialización.

En tanto que, en su artículo 6, se señaló que Pemex podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto por sí mismo o con el apoyo de sus Empresas Productivas Subsidiarias y empresas filiales. Con base en lo anterior, y derivado de la reforma en la materia, se aprobó la fusión de los organismos subsidiarios Pemex Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica y Pemex Petroquímica, en la Empresa Productiva Subsidiaria denominada Pemex Transformación Industrial, cuyo acuerdo de creación se publicó en el DOF, el 28 de abril de 2015, el cual establece que PTRI tiene por objeto principal las actividades de refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

La evolución histórica de Pemex, hasta la creación de la Empresa Productiva Subsidiaria denominada Pemex Transformación Industrial, se presenta a continuación:



En 2016, la ASF realizó una auditoría de desempeño vinculada con la producción de gasolinas, los principales hallazgos mostraron que, en ese año, PTRI satisfizo en 99.2% la demanda interna de gasolinas y en 100.0% la de diésel. En cuanto a la gasolina, 37.7% se cubrió con producción nacional, cifra inferior en 26.7% a la meta de 51.4% y, respecto del diésel, 55.9% de la demanda se satisfizo con producción interna, proporción menor en 18.8% que la meta de 68.8%, por lo que PTRI no cumplió con las metas de producción nacional de sus dos principales productos. En materia de generación de valor, se constató que, en ese año, PTRI registró una pérdida neta por sus operaciones de 62,486,500.0 miles de pesos. En materia de eficiencia operativa, en 2016, PTRI utilizó el 56.9% de su capacidad instalada para el procesamiento de petróleo crudo, resultado inferior en 15.2% a la capacidad programada a utilizar, que fue de 67.1%, debido al incremento de los paros no programados, con lo que procesó un total de 933.1 Mbd de petróleo crudo, volumen 15.2% menor que la meta de refinar 1,100.0 Mbd.

En tanto que, la auditoría vinculada con el procesamiento de gas, realizada por la ASF en 2017, señaló que el desempeño operativo de la Empresa Productiva Subsidiaria, contribuyó a satisfacer el 60.2% (4,824.2 MMpcd) de la demanda nacional (8,018.8 MMpcd), de los cuales el 38.1% se atendió con producción nacional y el 22.1% con importaciones de la EPS; mientras que, el 39.8% de la demanda nacional fue cubierta con las importaciones de los particulares que contaron con permisos para dichos fines, para satisfacer el 100.0% de la demanda nacional.

Con la auditoría núm. 478-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Transformación Industrial”, se evaluó: a) el Gobierno Corporativo de PTRI conforme a la adopción de las mejores prácticas internacionales, el diseño del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa y si los objetivos e indicadores cumplieron con los criterios SMART, la revisión de las Actas y los Acuerdos del Consejo de Administración de PTRI, así como los mecanismos de control de PTRI para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción; b) el desempeño operativo, en relación con la contribución de PTRI al abasto de petrolíferos, gas natural y petroquímicos y el incremento de la eficiencia operativa respecto de la producción de petrolíferos, gas natural y petroquímicos; c) infraestructura, en donde se revisaron los proyectos de inversión; el mantenimiento y la reconfiguración de las Refinerías, Complejos Procesadores de Gas (CPG) y Complejos Petroquímicos (CPQ), y la utilización de la capacidad de refinación y procesamiento de petróleo crudo y gas natural en las refinerías, los CPG y los CPQ; d) el desempeño financiero, respecto de si la empresa fue rentable y si generó valor económico para el Estado mexicano, con base en el análisis de sus estados financieros dictaminados, y e) análisis de costo, en donde se determinaron los costos de producción y de importación de petrolíferos, gas natural y petroquímicos.

Resultados

1. Conducción de las operaciones de Pemex Transformación Industrial respecto de las mejores prácticas de gobierno corporativo conforme con lo establecido en la Ley de Petróleos Mexicanos

El gobierno corporativo consiste en los medios internos con los que son operadas y controladas las entidades,^{3/} para facilitar la creación de un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas, a fin de favorecer las inversiones de largo plazo y la estabilidad financiera y, con ello, la integridad en los negocios.^{4/} Asimismo, el gobierno corporativo proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear los objetivos y las metas de las entidades.^{5/}

Se analizó el cumplimiento del gobierno corporativo desde el punto de vista normativo, con base en el compendio de las mejores prácticas de los países miembros de la OCDE, entre los que se encuentra México. En 2015, estos países acordaron estándares sobre la manera en que los Estados deben ejercer su función de propiedad pública; por ello, se emitieron siete directrices, en las cuales se establecieron medidas orientadas a garantizar que las empresas públicas operen con eficiencia, eficacia y transparencia similares a las de las empresas privadas que aplican buenas prácticas, y asegurar que la competencia entre las empresas públicas y privadas se desarrolle en igualdad de condiciones, las cuales fueron las siguientes:

^{3/} OCDE, 1998, “Principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

^{4/} OCDE, 2011, “Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE y del G20”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

^{5/} World Bank Group, 2014, “Corporate Governance of State-Owned Enterprises”. Estados Unidos. p. 12.

a) razones que justifican la propiedad pública, b) el papel del Estado como propietario, c) las empresas públicas en el mercado, d) el tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores, e) las relaciones con los actores interesados y responsabilidad empresarial, f) la publicidad y transparencia, y g) las responsabilidades de los consejos de administración de empresas públicas.

A fin de verificar que Pemex Transformación Industrial (PTRI) condujo sus operaciones conforme a las mejores prácticas en materia de gobierno corporativo, se utilizó como referente internacional las directrices de los países miembros de la OCDE, ya que México es parte de esta organización, por lo que, la ASF aplicó un cuestionario al área corporativa de Petróleos Mexicanos y a PTRI, basado en dichas directrices y se solicitó la evidencia documental que validara su aplicación.

A 2018, de las siete directrices emitidas por la OCDE sobre el gobierno corporativo de las empresas públicas, PTRI se pronunció en seis, exceptuando la relativa al “Tratamiento equitativo de accionistas”, toda vez que ésta no le fue aplicable, ya que Pemex y sus EPS no están respaldados en acciones, por lo que no tiene accionistas a los cuales garantizar un trato equitativo basado en una política de comunicación y consulta.

Del análisis de la información, se presentan los hallazgos importantes por directriz:

a) Razones que justifican la propiedad pública

En lo referente a que la política de propiedad se sujete a procedimientos de rendición de cuentas, PTRI participó en la integración del Informe Anual de Petróleos Mexicanos, el cual se publicó mediante la página de internet de Pemex; también elaboró informes ejecutivos trimestrales sobre el estado que guarda la operación y administración de PTRI; sin embargo, esos documentos no fueron públicos, lo que limitó que se sujetaran a procedimientos oportunos de rendición de cuentas.

Respecto de las razones que justifican la propiedad del Estado de las Empresas Públicas, la Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal de la Dirección Jurídica de Pemex señaló que, en el artículo 25 de la CPEUM, se definieron las razones que justifican la propiedad del Estado; sin embargo, de la revisión al citado precepto se identificó que “el sector público tendrá a su cargo, de manera exclusiva, las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28 (exploración y extracción del petróleo), párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los organismos y empresas productivas del Estado”; en dicho precepto, no se observan elementos relacionados con los procesos de refinación, procesamiento y transformación de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, ya que no son actividades o áreas estratégicas, y que sustenten las razones que justifican la propiedad del Estado en una empresa como PTRI.

b) El papel del Estado como propietario

Respecto del establecimiento los mandatos y los objetivos generales de las Empresas Públicas, así como la supervisión de su aplicación PTRI indicó que, como integrante de su Consejo de Administración, el Director General de Pemex o su Suplente participaron en las sesiones del citado Consejo, al que conforme al Acuerdo de Creación, el Director General de PTRI somete un Informe Anual sobre el desempeño de PTRI, incluido el ejercicio de los presupuestos de ingresos y egresos, y los Estados Financieros correspondientes. El informe y los documentos de apoyo contendrán un análisis comparativo de las metas y compromisos establecidos, en relación con el Plan de Negocios de Pemex. Al respecto, la EPS remitió el Informe Ejecutivo de 2018, elaborado por la Dirección General de PTRI. Sin embargo, se revisó el Plan de Negocios 2017-2021 de Pemex, y no se identificaron objetivos financieros sobre la estructura de capital, los niveles de tolerancia al riesgo, ni la supervisión de su aplicación que correspondieran a PTRI.

En lo relativo a que los Consejos de Administración ejerzan sus funciones, respetando su independencia, se constató que, en 2018, el Consejo de PTRI estuvo conformado por representantes de Pemex y de las EPS Pemex Exploración y Producción (PEP) y la propia Pemex Transformación Industrial (PTRI).

En relación con establecer una política retributiva para los miembros del Consejo de Administración de PTRI, con la revisión del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial y el Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, no contó con una política retributiva para el Consejo de Administración de la empresa, que promoviera el interés para atraer y motivar a profesionales cualificados.

c) Las empresas públicas en el mercado

En cuanto a que exista una clara separación entre la propiedad del Estado y sus demás funciones, se verificó que en el Acuerdo de Creación de PTRI, se estableció que Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias y empresas filiales deben ser competitivas en los mercados nacional e internacional, mediante la producción de bienes y la prestación de servicios, entre ellos los que corresponden al área de PTRI como lo son la refinación, transformación, procesamiento, importación, exportación, comercialización, expendio al público, elaboración y venta de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. Respecto de que los actores interesados y otras partes afectadas tengan acceso a mecanismos de reparación, PTRI señaló que se podrá llevar a Pemex ante el Poder Judicial por la vía ordinaria civil, mercantil o especial, de la forma que ellos consideren más conveniente, sin que al respecto se requieran mayores requisitos que los fijados por las leyes procesales.

En lo referente a mantener altos niveles de transparencia y comunicación en relación con su estructura de ingresos y gastos, en términos generales, las actividades económicas de PTRI estuvieron bajo estándares de transparencia, mediante la integración de su información sobre el ejercicio del gasto en la Cuenta Pública y en los Estados Financieros Dictaminados

por auditores externos. Respecto de financiar y hacer públicos los gastos, se identificó que la Propuesta Global de Financiamiento de PEMEX y sus EPS, entre ellas PTRI, es autorizada por el Consejo de Administración y posteriormente por el Congreso de la Unión bajo la Ley de Ingresos de la Federación; adicionalmente, en la página de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), se publicó su Plan Anual de Financiamiento, el cual incluyó el Plan Anual de Financiamiento de las Empresas Productivas del Estado.

d) Relaciones con los actores interesados y responsabilidad empresarial

En lo referente a que las empresas públicas de gran tamaño informen sobre sus relaciones con terceros, especialmente con los trabajadores, los acreedores y las comunidades afectadas, no se acreditó con información que diera cuenta de los conflictos que, a 2018, se tuvieron con las comunidades afectadas por las operaciones de PEMEX y sus EPS, entre ellas PTRI, lo que impidió demostrar la cuantificación de daños y asumir el grado de responsabilidad de la empresa.

En lo relativo a que los Consejos de Administración adopten, apliquen, supervisen y difundan el control interno, los códigos éticos y las medidas o programas de cumplimiento, incluidos los que contribuyen a prevenir el fraude y la corrupción, se verificó que Pemex contó con el Informe Anual sobre el Estado que Guarda el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos; en lo relativo a los mecanismos de ética y conducta, se cotejaron los Códigos de Ética y Conducta, las Políticas y Lineamientos Anticorrupción, y la Política para el Desarrollo de la Debida Diligencia en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales; en cuanto a las medidas o los programas de cumplimiento, se constató que Pemex dispuso del Programa de Cumplimiento Normativo (Compliance), cuyo propósito fue establecer procedimientos encaminados al cumplimiento de las disposiciones jurídicas, contables y financieras para prevenir actos de corrupción; sin embargo, no se acreditó que Pemex y sus EPS tuvieron una declaratoria anticorrupción de la Alta Dirección, y tampoco de la aplicación de sanciones por casos probados de corrupción o fraude.

Pemex cuenta con el Sistema de Seguridad, Salud y Protección Ambiental (SSPA) que tiene como objetivo lograr la meta de cero lesiones, cero incidentes éticos o ambientales y cero conflictos laborales, por medio del cual cada año presenta un informe de sustentabilidad en el que se muestran avances en materia de desempeño ambiental, de seguridad y salud, de desempeño social y económico y de la contribución de Pemex a la agenda de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.

e) Publicidad y transparencia

En cuanto a la publicación del código o política de gobierno corporativo, se verificó que en la Ley de Petróleos Mexicanos, se establecieron las funciones, la integración, el régimen de responsabilidad y la remoción de los consejeros, así como de los comités y el Director General; sin embargo, estos elementos incluidos en la normativa de Pemex no acreditan la buena práctica de tener un código o política de gobierno corporativo y su procedimiento de

aplicación, que permita visualizar la misión, visión, valores y principios de Gobierno Corporativo, y que sean de dominio público.

En cuanto a hacer pública la remuneración de los miembros del Consejo y los directivos, se verificó que en el artículo 24, de la Ley de Petróleos Mexicanos, se indicó que los consejeros recibirán la remuneración que determine un comité especial; no obstante, no se encontró información pública sobre las remuneraciones de los miembros del Consejo, ni de los cargos directivos de PTRI. En lo referente a las cualificaciones de los consejeros, el procedimiento de nombramiento y su participación en consejos de otras empresas, así como la existencia de una política en materia de diversidad, se constató que en los artículos 9 y 14, del Acuerdo de Creación de PTRI hacen referencia a los requisitos a los que estarán sujetos los consejeros y el Director General; sin embargo, respecto de las cualificaciones de los miembros del Consejo no se acreditó información relacionada con esos aspectos. En lo relativo a la existencia de una política en materia de diversidad, no tuvo una política en esa materia.

En lo referente a publicar cualquier factor de riesgo, la Unidad de Control Interno Institucional proporcionó la Matriz de Riesgos de Proceso Formalizados y Controles, en la que se constató que, de 599 riesgos 82 (14.6%) correspondieron a riesgos de corrupción.

En el proceso de Downstream, en el que se ubicó PTRI, se identificaron 7 (8.5%) de los 82 riesgos de corrupción, los cuales se refirieron a: asignar en ejercicio de sus funciones bienes, obras o servicios por emergencia, sin observar los procedimientos previstos en las leyes y normatividad institucional; elaborar con motivo de sus funciones bases de licitación o invitación restringida, con especificaciones técnicas innecesarias o improcedentes que limiten la libre participación; desapego en sus de sus funciones, a la aplicación de la metodología de evaluación prevista en las bases técnicas; adicionar en ejercicio de sus funciones alcances no previstos originalmente, para contratos de adquisiciones, obras o servicios; formalizar en uso de sus funciones convenios modificatorios con sobrecostos; autorizar en el ejercicio de sus funciones pago de bienes, obras o servicios no ejecutados o no entregados, y aceptar, lo anterior a fin de obtener un beneficio indebido.

Las actividades para reducir y controlar esos riesgos de corrupción fueron las siguientes: la difusión de Leyes, Guías, procedimientos, etc., que intervienen en el proceso de contratación y la aplicación de diagnósticos técnico operativo, bases técnicas, catálogos de precios unitarios, herramienta integral de información de proveedores, bitácoras y contratos. No obstante, lo anterior, dicha información no fue pública y, por tanto, transparente.

En cuanto a la publicación de la estructura de gobierno, propiedad y voto de la empresa, se identificó que en la Ley de Petróleos Mexicanos se establecieron las funciones, integración, régimen de responsabilidad y remoción de los consejeros, así como de los comités y del Director General.

f) Responsabilidades de los consejos de administración de empresas públicas

En el Acuerdo de Creación de la EPS se facultó a los miembros del Consejo para definir las directrices de la operación; sin embargo, no se estableció la responsabilidad por el efecto de sus decisiones en el desempeño de PTRI ni la necesidad de recibir capacitación en liderazgo y desarrollo; no obstante, no los eximió de procurar que la toma de decisiones estuviera en función del beneficio y el mejor interés de la EPS. Además, del análisis a la Ley de Petróleos Mexicanos, se comprobó que su artículo 30, instruye que los miembros del Consejo de Administración serán responsables exclusivamente en términos de lo dispuesto en esta Ley, por lo que no estarán sujetos al régimen de responsabilidades establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas ^{6/} de los Servidores Públicos o en cualquier otro ordenamiento o disposición aplicable en general a los servidores públicos de carácter federal.

En el análisis a la Ley de Petróleos Mexicanos, se observó que su artículo 30, instruye que “Los consejeros, con relación al ejercicio de sus funciones como miembros del Consejo de Administración, serán responsables exclusivamente en términos de lo dispuesto en esta Ley, por lo que no estarán sujetos al régimen de responsabilidades establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos o en cualquier otro ordenamiento o disposición aplicable en general a los servidores públicos de carácter federal”, ^{7/} lo cual conlleva un riesgo para Petróleos Mexicanos y el Estado Mexicano.

En lo referente a que los votos, tanto positivos como negativos, emitidos por los consejeros, deban ser razonados, en el artículo 25 del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial se estableció que “los consejeros deberán expresar su voto en sentido positivo o negativo, no pudiendo abstenerse, salvo en caso de existir algún conflicto de interés. En caso de que el voto sea en sentido negativo, al momento de emitirlo deberá expresar las razones para ello” sin que se establezca la misma condición para el positivo. Por lo anterior, se considera que al tener que justificar la razón del voto negativo y no así del positivo, se reduce el margen de actuación de los consejeros y, se impide la total imparcialidad en las decisiones del Consejo de Administración, lo que podría significar un riesgo de no actuar en beneficio de la empresa. Asimismo, se identificó que, ni en el Acuerdo de Creación, ni en el Estatuto Orgánico de PTRI, ni en las Reglas de Operación del Consejo de Administración, se instruye a fijar plazos para el cumplimiento de los acuerdos a los que llegan los consejeros en las sesiones, lo que impide la consecución de objetivos y metas, en detrimento de la empresa.

Respecto de que los consejeros deban ser nombrados por razón de sus cualificaciones y tener responsabilidades legales equivalentes, se verificó que en el artículo 9, del Acuerdo de

^{6/} De acuerdo con el Artículo Tercero Transitorio, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, se establece que: “a la fecha de entrada en vigor de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, todas las menciones a la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos previstas en las leyes federales y locales, así como en cualquier disposición jurídica, se entenderán referidas a la Ley General de Responsabilidades Administrativas.

^{7/} De acuerdo con el quinto párrafo, del Transitorio Tercero, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, a su entrada en vigor, todas las menciones a la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos previstas en las leyes federales y locales, así como en cualquier disposición jurídica, se entenderán referidas a la Ley General de Responsabilidades Administrativas.

Creación de PTRI se establecieron los requisitos para su designación; sin embargo, el proceso de selección no fue público, como lo señalaron las mejores prácticas.

En cuanto a que los consejeros independientes deban carecer de cualquier participación en la empresa o relación con ella, se identificó que PTRI no contó con consejeros independientes, toda vez que el artículo 8, del Acuerdo de Creación de la EPS establece que, el Consejo de Administración estará integrado por siete consejeros, de los cuales uno será representante de la Secretaría de Energía, otro de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y cinco de PEMEX, incluido su Director General, quien lo presidirá.

Respecto de que el Consejo constituya comités especializados, se identificó que, en la Sección Quinta, de la Ley de Petróleos Mexicanos, se establecieron las disposiciones asociadas con los Comités de Pemex, tales como de Auditoría; de Recursos Humanos y Remuneraciones; de Estrategia e Inversiones, y de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios; además, del artículo 40 al 45 de ese ordenamiento, se indicó el procedimiento para su creación; se constató que dichos comités operan para todas las EPS de Petróleos Mexicanos, por lo que, de manera particular, el Consejo de PTRI no estableció comités, si bien la Ley de Petróleos Mexicanos no dispone que cada EPS cuente con ellos, de acuerdo con las subdirectriz de la OCDE, las empresas deben considerar la posibilidad de constituir comités para ayudar, entre otras, en sus funciones de auditoría y de gestión del riesgo, a fin de mejorar sus funciones.

En lo referente a que el Consejo, bajo la supervisión de su Presidente, deba realizar una evaluación anual sobre el desempeño de dicho Consejo, se identificó que, al cierre de 2018, PEMEX y sus EPS, no contaron con un Comisario designado para ese trabajo. Lo anterior, perjudica conocer el desempeño del Consejo de Administración de Pemex y sus EPS en temas relevantes sobre la operación de Pemex.

En relación con los mecanismos para evitar los conflictos de interés, se constató que en el artículo 26, del Estatuto Orgánico de PTRI, se señaló que si algún Consejero se encontrara en una situación que genere un conflicto de interés, éste debe abandonar la sesión y abstenerse de conocer el asunto y su resolución; sin embargo, no se identificaron componentes claros y precisos establecidos en PTRI para evitar los conflictos que pudieran impedir que los consejeros lleven a cabo sus deberes de forma objetiva.

Por lo anterior, si bien PTRI contó con un diseño normativo de gobierno corporativo, como se verificó en este apartado, los resultados del análisis de desempeño operativo y financiero de este informe, en su conjunto, mostraron las deficiencias, omisiones, incumplimientos y la falta de implementación del marco normativo, ya que la EPS no condujo sus operaciones conforme a las mejores prácticas de gobierno corporativo, lo que no exime a la EPS de sus responsabilidades, situación por la que los recursos económicos no se administraron con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez para satisfacer los objetivos a los que están destinados, por lo que incumplió con lo establecido en el artículo 134, primer párrafo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

2018-6-90T9M-07-0478-07-001 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, analice las mejores prácticas en materia de gobierno corporativo, entre ellas las directrices emitidas por la OCDE relativas a las razones que justifican la propiedad pública; el papel del Estado como propietario; las empresas públicas en el mercado; las relaciones con los actores interesados y la responsabilidad empresarial; la publicidad y transparencia, y las responsabilidades de los consejos de administración de empresas públicas, con el fin de que la EPS conduzca sus operaciones con base en las mejores prácticas de gobierno corporativo y, con ello, contribuir a la adecuada toma de decisiones, mayor transparencia y rendición de cuentas, de conformidad con los artículos 134, primer párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 70, primer párrafo, y 31, fracción I, de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

2. Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial

El Consejo de Administración es el órgano supremo de gobierno de Pemex Transformación Industrial (PTRI), y es responsable de definir las directrices para la operación de PTRI, alinear sus actividades al Plan de Negocios de Pemex, así como conducir sus operaciones con base en la planeación, visión estratégica y mejores prácticas de gobierno corporativo.^{8/}

Para evaluar este resultado se revisaron dos aspectos: a) composición del Consejo de Administración de PTRI y b) actas y acuerdos de las sesiones del Consejo de Administración de PTRI, 2015-2018.

a) Composición del Consejo de Administración de PTRI

Con el propósito de identificar la composición del Consejo de Administración, se revisaron las actas de las sesiones ordinarias y extraordinarias del Consejo de Administración de PTRI de 2018, con lo cual se identificó lo siguiente:

^{8/} De acuerdo con el artículo 12, fracción III, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial.

Informe Individual del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2018

PARTICIPACIÓN DE LOS CONSEJEROS EN LA SESIONES DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PEMEX TRANSFORMACIÓN INDUSTRIAL, 2018

Dependencia	Consejo	Sesiones										Área de adscripción
		Ordinarias				Extraordinarias						
		1	2	3	4	1	2	3	4	5		
Petróleos Mexicanos	Presidente (Suplente)	x	x	x	x	x	x	x	x	x		Director Corporativo de Alianzas y Nuevos Negocios
Consejeros titulares												
SENER	Consejero	X	X	X	X	X	X	X	X	X		Director General de Gas Natural y Petroquímicos
SHCP	Consejero					X					X ^{1/}	Jefe de la Unidad de Políticas de Ingresos no Tributarios
PTRI	Consejero	X		X	X	X	X	X	X	X		Director General de Pemex Transformación Industrial
PTRI	Consejero	X										Subdirector de Relaciones Laborales y Servicios al Personal de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios
PTRI	Consejero		X	X		X	X	X	X	X		Coordinador Ejecutivo de la Dirección Corporativa de Administración y Servicios
PTRI	Consejero					X		X		X		Director Corporativo de Finanzas
PTRI	Consejero	X	X				X		X			Subdirector de Presupuesto de la Dirección Corporativa de Finanzas
PEP	Consejero	X		X			X	X		X		Subdirector de Coordinación Operativa y Comercial
Consejeros Suplentes												
PTRI	Consejero Suplente		X									Suplente por Ausencia del Director General de Pemex Transformación Industrial
PTRI	Consejero Suplente			X	X							Suplente por Ausencia del Subdirector de Presupuesto de la Dirección Corporativa de Finanzas de Pemex Transformación Industrial
Total de Consejeros en cada sesión		6	5	6	4	6	6	6	5	7		

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en las Actas de las Sesiones del Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial, disponibles en: <https://www.pemex.com/acerca/gobierno-corporativo/consejotri/Paginas/pti-acuerdos.aspx>, consultadas el 8 de enero de 2020.

NOTA: Se consideraron las actas, de la 15 a la 23, correspondientes al año 2018.

^{1/}: La asistencia del Jefe de la Unidad de Políticas de Ingresos no Tributarios de la Secretaría y Hacienda y Crédito Público, Consejero del CAPTRI se llevó a cabo por vía remota, por medio de enlace telefónico.

Con el análisis de las actas de las sesiones, se verificó que las sesiones ordinarias y extraordinarias de 2018, fueron presididas por el presidente suplente, al respecto, no se acreditaron las causas por las que el Consejo sesionó, en todas las ocasiones, con un presidente suplente. Se verificó que el representante de la SENER, asistió a la totalidad de las sesiones del Consejo, mientras que, el consejero de la SHCP asistió a dos de nueve sesiones, una de manera presencial y otra por vía remota, mediante enlace telefónico; asimismo no envió a un suplente en caso de ausencia, situación que replicó el consejero de Pemex Exploración y Producción quien únicamente asistió al 55.5% de las sesiones. En el caso de PTRI, se constató que el Director General asistió al 88.8% de las sesiones, y envió a su suplente por ausencia en una ocasión. También, se constató que el resto de los consejeros no asistió a la totalidad de las sesiones y no se acreditó que hayan enviado a sus suplentes.

Se comprobó que en ninguna de las sesiones estuvieron presentes todos los miembros del Consejo, ya que en todas las sesiones se cumplió con el mínimo de asistencia establecido en el artículo 21, del Estatuto Orgánico de PTRI,^{9/} por lo que hubo poca responsabilidad e interés de los consejeros titulares del CAPTRI, cuya empresa tiene activos totales por 530,741,485.0 miles de pesos.

b) Actas y acuerdos de las sesiones del Consejo de Administración de PTRI, 2015-2019

Con la revisión de las actas del Consejo de Administración de PTRI, se identificó que, en el periodo 2015-2019, el Consejo de Administración de PTRI sesionó 29 veces, de las cuales, una (3.4%) fue la de instalación, 14 (48.3%) fueron ordinarias y 14 (48.3%) extraordinarias.

En el periodo 2015-2019, se constató que el 61.3% (95) de los temas fueron aprobados y en el 38.7% (60) el consejo tomó conocimiento. Asimismo, se comprobó que los asuntos recurrentes tratados en cada sesión fueron, los nombramientos de subdirectores; la aprobación de las actas de sesiones anteriores; los Informes Ejecutivos trimestrales y anuales del Director General de PTRI; el seguimiento de acuerdos y compromisos; los Estados Financieros de cada trimestre y anuales; el calendario de sesiones ordinarias y la revisión del proyecto de presupuesto anual.

En cuanto a los asuntos relevantes identificados, se comprobó que fueron relacionados con los temas siguientes: aprobación del Estatuto Orgánico de PTRI y sus modificaciones; autorización de la estrategia de financiamiento para los proyectos de PTRI, mediante esquema de venta y arrendamiento financiero; estrategia general de manejo de hidrógeno para el Sistema Nacional de Refinación; Plan de Negocios de Pemex y sus EPS 2017-2021; autorización de la transferencia de bienes, derechos y obligaciones de PTRI; autorización de la estrategia de alianzas para las refinerías del Sistema Nacional de Refinación; modernización de los Sistemas con Regeneración Continua (CCR'S), en las Refinerías de Tula, Cadereyta y Salamanca; estrategia general de comercialización de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno; contratos relativos a la planta fraccionadora en el CPG Burgos en los términos

^{9/} En el artículo 21, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, se señaló que: "para la validez de las sesiones, se requerirá como mínimo la asistencia de la mitad más uno de los Consejeros".

presentados; renegociación del contrato de suministro de Etanol, y desinversión de la participación de PTRI en sociedades.

Como hechos posteriores al ejercicio fiscal en revisión, la ASF identificó que por medio de las actas de Sesión Extraordinaria núm. 26 y 27 y Ordinaria núm. 28, el Consejo de Administración de PTRI aprobó: la fusión de PTRI con Pemex Etileno; los Estados Financieros Preliminares de la fusión de PTRI con Pemex Etileno, con cifras al cierre de junio de 2019; actualización del Estatuto Orgánico de PTRI con efectos a partir del 1° de julio de 2019, y el Caso de Negocio del proyecto denominado “Nueva Refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco”; asimismo, tomó conocimiento de diversos acuerdos, mediante los cuales se autorizaron las gestiones necesarias para el seguimiento de dicho caso de negocio.

No obstante lo anterior, ni en las actas de las sesiones, ni en los acuerdos del Consejo de Administración de PTRI del periodo 2015-2018, se observaron elementos que permitieran identificar que se abordara con regularidad asuntos fundamentales para la empresa tales como: riesgos de corrupción o la atención de situaciones como los problemas de confiabilidad de la infraestructura en el SNR, y la subutilización de la capacidad en los Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos, lo cual repercutió en la baja producción de petrolíferos, gas natural y petroquímicos de los últimos años. Por lo anterior, se constató que, el Consejo de Administración fue negligente en la toma de decisiones operativas y financieras que mejoraran el desempeño de la empresa, ya que, existieron asuntos, que por su relevancia requirieron de una mejor atención y seguimiento. Asimismo, no se acreditó la existencia de una metodología que permitiera conocer cómo se abordan los temas y evaluar el efecto de la toma de decisiones del Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial para cumplir con la finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.

Por lo anterior, se determinó que la gestión del Consejo de Administración de PTRI no fue adecuada, ya que se identificó una falta de interés por parte de los miembros para asistir y tratar los principales problemas de la EPS, tales como la falta de materia prima, la baja producción, el incumplimiento de metas operativas y los problemas de confiabilidad en las Refinerías, Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos que repercutieron en la rentabilidad y generación de valor económico para el Estado, por lo que a pesar de que existió el Consejo de Administración en PTRI, la EPS continúa con resultados operativos y financieros negativos y, en consecuencia, los recursos no se administraron con eficiencia, eficacia y economía.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos a las deficiencias en la actuación de los consejeros de administración; para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-002 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, expongan la necesidad de fortalecer y evaluar la actuación del Consejo de Administración de PTRI y asegurar que, en las sesiones ordinarias y extraordinarias de su Consejo de Administración, los miembros asuman su responsabilidad y asistan a las reuniones que con motivo del ejercicio de sus facultades se lleven a cabo y que retomen los asuntos inherentes a la empresa productiva subsidiaria, tanto financieros, como de gestión, operativos y administrativos, a fin de que la toma de decisiones se oriente a atender las deficiencias de la empresa, fortalezca su actuación sobre los asuntos inherentes a la Empresa y de que sus decisiones sean del mejor interés de Pemex Transformación Industrial, en favor de que la EPS mejore su desempeño financiero y operativo para generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, de conformidad con los artículos 134, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, primero y segundo párrafo; 70, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 11, y 12, fracción III, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

3. Mecanismos de control de PTRI para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción

El resultado se desarrolló en dos apartados; en el primero, se revisaron los Mecanismos de control de PTRI para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción; y en el segundo, se analizó la gestión de riesgos de corrupción llevada a cabo por PTRI para mitigarlos, controlarlos y transferirlos.

a) Mecanismos de control de PTRI para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción

Se identificó que Pemex estableció un marco jurídico en materia de combate a la corrupción^{10/} mediante cinco documentos, los cuales fueron de aplicación general para todas las EPS de Pemex, entre ellas PTRI. El análisis del contenido de estos documentos se presenta a continuación:

^{10/} Se dispone en Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas y, en su caso, Empresas Filiales, del 11 de septiembre del 2017, p. 6. que la corrupción, en cualquier forma en que esta se manifieste, como el soborno, el tráfico de influencias, el abuso de funciones, entre otros delitos o conductas ilícitas de esta naturaleza, afecta gravemente la competitividad y confiabilidad de las empresas, ya que origina que se tomen decisiones que favorecen intereses particulares y que pueden ser contrarios a los beneficios de los planes de negocios tanto públicos, como de la iniciativa privada, lo que provoca una desaceleración en la economía.

MECANISMOS DE CONTROL DE PTRI PARA PREVENIR, REDUCIR Y CONTROLAR RIESGOS DE CORRUPCIÓN

Normativa	Objetivo	Análisis ASF
Código de Ética de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, publicado el 11 de noviembre de 2016.	Establecer reglas de ética corporativa de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.	<p>En este documento se establecieron nueve principios de ética y siete directrices y se integró un apartado específico sobre las directrices de ética corporativa, tales como la información, la competencia leal, la anticorrupción, el conflicto de intereses, la relación con terceros, las relaciones personales, y la comunidad y el medio ambiente. Asimismo, se incluyó información de orientación asociada con el conflicto de intereses, el soborno y la corrupción, la transparencia, el uso de drogas y el consumo de alcohol, las relaciones con las diversas comunidades civiles, el hostigamiento laboral y el acoso sexual.</p> <p>Además, se identificó que en su apartado III.1.4. "Anticorrupción", se establece que promoverá acciones para garantizar que no se materialicen los riesgos en las actividades del negocio.</p>
Código de Conducta, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2017.	Establecer conductas esperadas y prohibidas para el personal de Petróleos Mexicanos y sus empresas, con base en los valores establecidos en el Código de Ética de Pemex.	<p>En dicho documento se incluyó información sobre la práctica y el seguimiento del código, los cánones de responsabilidad de los mandos, la línea ética, la política de no represalias, y las infracciones y las medidas disciplinarias por las infracciones a este código.</p> <p>Asimismo, se verificó que, se incluyó el apartado "Soborno y corrupción" en el que se establece la obligación de los servidores públicos de evitar que sucedan actos de soborno, fraude, lavado de dinero, pagos o regalos de pequeño monto para trámites o gestiones (pagos de facilitación), o en su caso, corrupción y cualquier acción realizada para obtener, intentar obtener, o generar un beneficio personal en operaciones de Petróleos Mexicanos y sus empresas; la participación en cualquiera de estos actos será sancionada y reportada a las autoridades competentes; ya sea realizado de manera directa o por terceros.</p>
Políticas y Lineamientos Anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, publicado el 11 de noviembre de 2017.	Establecer acciones contra actos de corrupción, así como las directrices que permitan al personal de Petróleos Mexicanos identificar estos actos, así como los medios para combatir esta práctica.	Entre las políticas y los lineamientos relacionados con el tema de corrupción, se identificó que se incluyeron lineamientos específicos en materia de soborno y corrupción, así como las responsabilidades de identificar los riesgos en los procesos, funciones y cargos; capacitación anticorrupción; y la administración, el monitoreo y la evaluación de los riesgos de corrupción.

MECANISMOS DE CONTROL DE PTRI PARA PREVENIR, REDUCIR Y CONTROLAR RIESGOS DE CORRUPCIÓN

Normativa	Objetivo	Análisis ASF
Política para el Desarrollo de la Debida Diligencia en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, en materia de ética e integridad corporativa, publicado el 11 de septiembre de 2017.	Establecer políticas y lineamientos que regirán las actividades del personal de Petróleos Mexicanos; evaluar y mitigar los riesgos por actos de corrupción, falta de ética o integridad, y establecer directrices que fomenten una cultura de cumplimiento de las convenciones y estándares internacionales en materia de anticorrupción y anti soborno.	Con la revisión del documento, se identificó la responsabilidad de implementar la “due diligence” o “debida diligencia” ^{11/} al interior de PEMEX y su conceptualización; el universo de terceros que deben apegarse a las políticas; las reglas de aplicación, así como el seguimiento y la atención a la debida diligencia externa.
Programa Compliance ^{12/} , aprobado por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos en la sesión ordinaria 921, del 14 de julio de 2017	Conjunto de procedimientos encaminados al cumplimiento de las disposiciones jurídicas, contables, y financieras con el objeto de prevenir actos de corrupción en las organizaciones.	Se identificó que el programa se ejecuta mediante mecanismos de control interno, administración de riesgos, principios de ética e integridad corporativa, política de transparencia y rendición de cuentas.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el “Código de Ética de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales” publicado por PEMEX el 11 de noviembre de 2016; “Código de Conducta” publicado en el DOF el 28 de agosto de 2017; “Políticas y lineamientos anticorrupción para Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales” publicado el 11 de noviembre de 2017; “Políticas y lineamientos para el desarrollo de la debida diligencia en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, en materia de ética e integridad corporativa” publicado el 11 de septiembre de 2017; y, “Programa Compliance” aprobado el 14 de Julio de 2017, proporcionados por la Gerencia de Apoyo y Seguimiento al Control Interno en Exploración y Desarrollo mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0875/2019 del 22 de mayo de 2019.

^{11/} En el documento de la Cámara de Comercio Internacional, “Reglas de la ICC para Combatir la Corrupción”, 2011, p. 7 y 10, se hace referencia a que la “due diligence” o “debida diligencia” consiste en el conjunto de investigaciones apropiadas, basadas en un enfoque de administración de riesgos, sobre la reputación y la capacidad de aquellos terceros o contrapartes con los que se pretendan realizar transacciones, los cuales podrían estar expuestos a riesgos de corrupción o podrían obstaculizar el cumplimiento de la legislación anticorrupción aplicable.

^{12/} Con base en el documento emitido por Deloitte “Los retos de la función de Compliance”, 2019, se indicó que el “compliance” o “cumplimiento normativo” consiste en establecer las políticas y los procedimientos adecuados y suficientes para garantizar que una empresa desarrolle sus actividades y negocios conforme a la normativa vigente y a las políticas y procedimientos internos, promoviendo una cultura de cumplimiento entre sus empleados, directivos y agentes vinculados.

Para 2018, se constató que Petróleos Mexicanos diseñó y estableció las directrices, en materia de corrupción con medidas para promover la integridad y combatir la corrupción del personal, no obstante, se identificaron graves deficiencias en materia de gobernanza y canales de denuncia al interior de la EPS que podrían repercutir en que los procesos de refinación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos se encuentren expuestos a riesgos de corrupción, mismas que se detallan a continuación:

- **Gobernanza:** ni en las actas de las sesiones, ni en los acuerdos del Consejo de Administración de PTRI, correspondientes al periodo 2015-2018, se observaron elementos que permitieran identificar que se abordara con regularidad asuntos fundamentales para la empresa tales como riesgos de corrupción, como se analizó en el resultado 2 “Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial” de este informe.

Esta situación denotó que al interior de la EPS no se contó con un modelo de “Gobernanza de Riesgos” adecuado, en materia de combate a la corrupción, conforme a las mejores prácticas, entendido como la forma en la que los consejos de administración autorizan, optimizan y monitorean la gestión de riesgos de una entidad. Incluye las capacidades, las estructuras, los controles, los sistemas de información y la cultura desplegados para gestionar los riesgos.^{13/}

- **Canales de denuncia:** en la auditoría, se solicitó al área corporativa de Petróleos Mexicanos indicar y documentar cuántos y cuáles fueron los casos en los que se detectó un acto de corrupción y por qué motivo, así como aquellos en los que se procedió a la imposición de una sanción o separación del cargo de algún funcionario público o empleado de PTRI por motivos de corrupción, en el periodo 2015-2018. Al respecto, Pemex indicó que “por tratarse de faltas administrativas las denuncias fueron recibidas por la Unidad de Responsabilidades que tiene publicado su procedimiento en la dirección <http://www.pemex.com/Paginas/unidad-responsabilidades.aspx>”.

Asimismo, señaló que “las quejas recibidas por ese medio no se hacen de conocimiento de la empresa, por lo que no se cuenta con evidencia de los mismos. Durante 2016, PEMEX contaba con un mecanismo para la recepción de reportes por incumplimiento a los códigos, el cual se encontraba publicado en el portal de Pemex y consistía en un formulario que se enviaba a través de una cuenta de correo electrónico manejada por la Secretaría del Comité de Ética. Con la emisión del Código de Ética de Petróleos Mexicanos, en noviembre de 2016; se estableció la creación la Línea Ética como mecanismo de coordinación y comunicación para la atención, asesoría y canalización de casos en materia de ética al interior de Pemex. No se tienen

^{13/} International Financial Corporation, “Risk Taking: A Corporate Governance Perspective”, 2012, p. 11.

registradas denuncias de corrupción a través de la Línea Ética, ni del formulario del mecanismo Código de Conducta”.

Por lo anterior, se identificó que no existió coordinación entre Pemex y sus EPS, entre ellas PTRI, con la Unidad de Responsabilidades para conocer y dar seguimiento a la posible existencia de casos de corrupción, por lo que no existieron garantías sobre la efectividad de los mecanismos para prevenir, detectar y sancionar la corrupción.

En cuanto a los mecanismos o controles que Pemex Transformación Industrial puso en práctica para la prevención, la detección y la verificación del cumplimiento de la normativa en materia de corrupción, en 2018, se analizó la matriz de riesgos de corrupción a 2018, los resultados se detallan en el cuadro siguiente:

La no acreditación por parte de PTRI sobre la detección y canalización, con las instancias y las autoridades competentes, de los actos y las omisiones que pudieron constituir prácticas de corrupción, así como que el sistema de denuncias de Pemex presenta fallas en su operación, relacionadas con la coordinación y el involucramiento de las partes interesadas, falta de transparencia; así como con la generación e integración de información sobre la recepción, la investigación, la respuesta y la sanción ante las denuncias derivadas de presuntos actos de corrupción, no es acorde con las mejores prácticas establecidas en materia de cumplimiento normativo y debida diligencia:

- La ISO 19600 “Compliance management systems”, señala que la función de compliance debe ser responsable de desarrollar e implementar procesos para gestionar información, como quejas o comentarios por medio de líneas directas, un sistema de denuncia de irregularidades y otros mecanismos. ^{14/}
- La guía “Evaluation of Corporate Compliance Programs”, reconoce que un sello distintivo de un programa de compliance bien diseñado es la existencia de un mecanismo eficiente y confiable mediante el cual los empleados puedan informar de forma anónima o confidencial las denuncias de una violación del código de conducta de la compañía, las políticas de la compañía o la mala conducta sospechada o real. ^{15/}
- El documento “Good Practice Guidelines on Conducting Third-Party Due Diligence”, señala que uno de los elementos a considerar para evaluar el nivel de riesgo de corrupción asociado a aquellos “terceros” o “contrapartes” con los que se pretendan realizar transacciones, es que éstos aparezcan en una lista de personas o empresas denegadas como consecuencia de sanciones o como resultado de mala conducta. ^{16/}

^{14/} International Organization for Standardization, **ISO 19600 Compliance management systems — Guidelines**, 2014.

^{15/} U.S. Department of Justice, **Criminal Division, Evaluation of Corporate Compliance Programs**, 2019.

^{16/} World Economic Forum, **Good Practice Guidelines on Conducting Third-Party Due Diligence**, 2013.

b) Gestión de riesgos de corrupción

De acuerdo con los lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno (SCI) en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, el objetivo del control interno es establecer las políticas y lineamientos generales de control aplicables a todo el personal dentro de sus funciones y sus responsabilidades diarias, como parte de los procesos operativos, administrativos y de registro de operaciones, orientados a dar una mayor certidumbre en la toma de decisiones y conducir a dichas empresas con una seguridad razonable al logro de sus objetivos y metas.

Petróleos Mexicanos proporcionó el Informe Anual sobre el Estado que Guarda el Sistema de Control Interno en Pemex, sus empresas productivas subsidiarias y filiales, del cual se identificaron las debilidades y las acciones implementadas para fortalecer el SCI en las EPS, entre ellas PTRI, lo cual se muestra a continuación:

DEBILIDADES Y ACCIONES PARA FORTALECER EL CONTROL INTERNO EN PTRI

Debilidades	Acciones para fortalecer el SCI
1. No se han presentado a los correspondientes consejos de administración los riesgos relevantes, así como las estrategias para su mitigación.	1. Presentar a los consejos de administración de las EPS las estrategias establecidas para la mitigación de los riesgos relevantes del ámbito de competencia de cada una de ellas, como de los procesos en los que participan.
2. Los consejos de administración no toman conocimiento de las debilidades de control identificadas en las EPS, ni dan seguimiento a su atención.	2. Seguimiento estricto por parte de los consejos de administración sobre la atención de las debilidades de control de las que tenga conocimiento.
3. Existen empresas filiales que a la fecha no operan, ni tienen personal.	3. Analizar la existencia de las empresas filiales que a la fecha no operan y no tienen empleados.
4. Los secretarios de los consejos de administración no verifican que los accesos otorgados a los portales, en los que se deposita la información que se presenta en las sesiones, corresponden a los autorizados y que éstos continúan siendo vigentes.	4. Incorporar como parte de las funciones de los secretarios de los consejos de administración, la relativa a verificar, al menos cuatro veces al año, que los accesos otorgados a sus portales, en los que se deposita la información que se presenta en las sesiones, corresponden a los autorizados y que éstos continúan siendo vigentes; con la finalidad de evitar que información confidencial que se resguarda en dichos portales sea divulgada.
5. No se cuenta con un listado actualizado de los representantes y mandatarios que ejercen los derechos corporativos de la EPS en las empresas filiales, así como de los consejeros, propietarios y suplentes, que participan en los consejos de administración de dichas empresas.	5. Definir el área y puesto responsable de mantener actualizado el listado de los representantes y mandatarios que ejercen los derechos corporativos de la EPS en las empresas filiales, así como de los consejeros, propietarios y suplentes, que participan en los consejos de administración de dichas empresas.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe sobre el Estado que Guarda el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales proporcionado por la Gerencia de Apoyo y Seguimiento al Control Interno en Exploración y Desarrollo mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0875/2019, del 22 de mayo de 2019.

Pemex identificó cinco debilidades de control interno en la operación de sus EPS, entre ellas PTRI, las cuales se refirieron, principalmente, la falta de conocimiento de los consejos de administración de los riesgos relevantes, de las estrategias para su mitigación, de la actualización de la información sobre los consejeros propietarios y suplentes, así como de los representantes mandatarios. Sin embargo, las acciones para fortalecer el SCI no constituyeron mecanismos de orientación relevantes que permitieran a PTRI atender las debilidades de manera integral, ya que no aplicó estrategias concretas encaminadas a fortalecer la operación de la empresa.

Se verificó que, en 2018, Pemex Transformación Industrial identificó 7 riesgos de corrupción; los riesgos identificados se asocian a asignar bienes, obras o servicios por emergencia, sin observar los procedimientos previstos en las leyes y normatividad institucional, a fin de obtener un beneficio indebido; elaborar bases de licitación o invitación restringida, con especificaciones técnicas innecesarias o improcedentes; desapego de la aplicación de la metodología de evaluación prevista en las bases técnicas; también se deben a adicionar alcances no previstos originalmente, para contratos de adquisiciones, obras o servicios; formalizar en convenios modificatorios con sobrecostos; autorizar pagos de bienes, obras o servicios no ejecutados o no entregados, y aceptar bienes, obras o servicios que no cumplen con la calidad requerida.

En relación con la materialización de los riesgos, se indicó que impactaría en el aumento en los costos lo que ocasionaría daños económicos, impugnaciones a los procesos de contratación y paros de plantas; no obstante, para combatirlos PTRI estableció controles que son insuficientes debido a que solamente realizan difusiones de la normativa y aplican guías operativas y de procedimientos; sin embargo, los controles de cada uno fueron insuficientes y, en ninguno de los casos, se ejecutaron acciones para tratar el riesgo, mitigarlo, asumirlo, aceptarlo o bien transferirlo.

Se solicitó a PTRI la información de los actos de corrupción identificados y atendidos, en 2018, a fin de verificar si se materializó o se atendieron los controles establecidos y cuáles fueron las oportunidades de mejora; no obstante, dentro de la información remitida señalaron que no es ámbito de competencia de la EPS por tanto, aunque se adhieran a las políticas y lineamientos del corporativo, no tienen la atribución de dar seguimiento para la mitigación y prevención de riesgos de corrupción.

Por lo expuesto, si bien a 2018, Pemex diseñó y estableció cinco normativas, aplicables a PTRI, con medidas para promover la integridad y combatir la corrupción del personal, se identificaron graves deficiencias en materia de gobernanza, control interno y canales de denuncia al interior de la Empresa Productiva Subsidiaria que podrían repercutir en que los procesos de refinación y procesamiento se encuentren expuestos en 7 riesgos de corrupción, debido a que se detectaron factores por manipulación de la información y tráfico de influencias; sin embargo, los controles de cada uno fueron insuficientes y, en ninguno de los casos, se ejecutaron acciones para tratar el riesgo, mitigarlo, asumirlo, aceptarlo o bien transferirlo.

Por lo anterior, se determinó que la Alta Dirección de Pemex y PTRI carecieron de sistemas adecuados de control y vigilancia, que examinaran de manera constante y periódica el cumplimiento de los estándares de integridad en toda la organización, así como de procesos eficaces para prevenir, detectar, atender, mitigar, dar seguimiento y sancionar riesgos de corrupción y, en consecuencia, los recursos no se administraron con eficiencia, eficacia y economía.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos a las deficiencias en la detección, atención, mitigación y seguimiento de los riesgos de corrupción; para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-003 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, implemente las estrategias que correspondan, con el propósito de garantizar la aplicación efectiva de los mecanismos establecidos para promover la integridad y evitar la corrupción al interior de la Empresa Productiva Subsidiaria, incluyendo los códigos de ética y de conducta; las políticas anticorrupción; los procedimientos de debida diligencia; el programa de compliance; la gestión de riesgos de corrupción, y el canal de denuncias, a fin de que el personal y los servidores públicos de la empresa actúen bajo los principios de disciplina, legalidad, objetividad, profesionalismo, honradez, lealtad, imparcialidad, integridad, rendición de cuentas, eficacia y eficiencia, y se esté en condiciones de detectar, investigar y responder, oportuna y eficazmente, a los actos de corrupción que llegasen a materializarse, de conformidad con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, y 25, fracciones II, III, IV, V y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, apartado VI.2 Administración de Riesgos, párrafo segundo, 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 las medidas emprendidas.

4. Diseño del Plan de Negocios de Pemex Transformación Industrial

Un plan de negocios es un informe detallado sobre los productos o servicios de una empresa, en producción, finanzas, mercados y clientes, estrategias de mercado, recursos humanos, y requisitos de infraestructura y suministros. Este documento describe el estado pasado y presente de un negocio, pero su principal propósito es presentar el futuro esperado de una empresa. ^{17/}

^{17/} United Nations Conference On Trade And Development, "How to Prepare Your Business Plan", Nueva York y Ginebra, 2002, pág. 3.

Para verificar que PTRI estableció una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado, así como de su operación, el resultado se dividió en los tres apartados siguientes: a) Seguimiento a la recomendación de que PTRI cuente con un Plan de Negocios propio; b) Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021, y c) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023.

a) Seguimiento a la recomendación de que PTRI cuente con un Plan de Negocios Propio

Con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017, la ASF observó que PTRI, en ese año, no contó con un Plan de Negocios propio que le permitiera definir sus estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento del objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, lo cual fue una limitación significativa no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PTRI definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera.

Por lo anterior, se evaluó el diseño del Plan de Negocios de Pemex 2017-2021, con el propósito de identificar si, en ese documento, se incorporaron elementos asociados con la operación de PTRI, basados en lo establecido en el artículo 14, de la Ley de Petróleos Mexicanos ^{18/} y se revisó que los indicadores utilizados para medir el desempeño de la empresa cumplieran con los criterios “SMART” ^{19/}. Sin embargo, en dicho plan únicamente se establecieron dos indicadores en materia de desempeño operativo para PTRI, relacionados con el índice de paros no programados y la utilización de la capacidad de destilación equivalente, los cuales aunque cumplieron con todos los criterios “SMART”, resultaron insuficientes para evaluar, de manera integral, el desempeño de la empresa; además, dicho plan careció de indicadores y de definiciones que especificaran cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PTRI.

Para dar seguimiento a la observación, se solicitó a PTRI y a Petróleos Mexicanos su Plan de Negocios vigente en 2018. Al respecto, PTRI señaló que de acuerdo con lo establecido en el artículo 13, fracción III, 14 y 70, primer párrafo de la Ley de Petróleos Mexicanos únicamente se mandata realizar un Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, por lo que la EPS no está obligada a tener uno específico; por lo que, en 2018, Pemex Transformación Industrial fue

^{18/} En el artículo 14, de la Ley de Petróleos Mexicanos, se establece que: “el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos se elaborará y actualizará con un horizonte de cinco años, y contendrá al menos lo siguiente: I. Objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa; II. Principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones; proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; III. Diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como los resultados e indicadores de desempeño, y IV. Principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales de la empresa, considerando, entre otros aspectos, el comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, tendencias en la oferta y demanda, y cambios geopolíticos”.

^{19/} De acuerdo con la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), los objetivos e indicadores deben ser: Specific (específicos): estar formulados con precisión; Measurable (medibles): ser medibles cuando se especifican valores de partida y meta; Achievable (alcanzables): ser alcanzables cuando el valor meta es realista y está en una relación razonable con los recursos de tiempo, financieros y humanos; Relevante (relevantes): representar actividades o servicios dentro del ámbito de responsabilidad, y Time-bound (referidos a un plazo dado): indicar el plazo en el que se alcanzará el valor meta.

negligente en continuar sin un plan de negocios propio, aun cuando la Ley de Petróleos Mexicanos no especifica que cada una de las empresas productivas subsidiarias de Pemex deben contar con un plan de negocios propio, no le exime de elaborar uno y conduzca sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica y con base en las mejores prácticas de gobierno corporativo y empresariales a nivel internacional ^{20/}. Se constató que, en 2018, PTRI continuó careciendo de un plan de negocios propio y persistió la problemática identificada en la CP 2017, respecto del Plan de Negocios 2017-2021. PTRI indicó que cuenta con un documento programático denominado “Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021” en el cual se señalaron los Objetivos Estratégicos y Específicos por EPS. ^{21/}

b) Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021

Se revisó el documento “Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021”, con la finalidad de verificar si, en 2018, PTRI dispuso de mecanismos y documentos de planeación, en los que se identificara que sus actividades se alinearon con el Plan de Negocios de Pemex 2017-2021 y estableciera indicadores y metas sobre su desempeño financiero y operativo, las principales estrategias comerciales y financieras relacionadas con las actividades de PTRI, así como un diagnóstico sobre su situación operativa y financiera. Al respecto, se constató que en dicho documento se estableció para PTRI el reto de revertir las pérdidas económicas y operativas, que se señala en el Plan de Negocios de Pemex 2017-2021, y se identificaron 6 objetivos específicos y 15 estrategias, referentes a la operación de PTRI; sin embargo, en 2018, PTRI no pudo revertir las pérdidas económicas y operativas en su operación; dichos objetivos no cumplieron con los criterios “SMART”, y no se identificaron indicadores ni metas para reportar los resultados operativos, financieros y comerciales. Asimismo, tampoco se acreditó un diagnóstico sobre la situación operativa y financiera de la EPS.

c) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023

Durante el proceso de revisión, Pemex publicó el Plan de Negocios 2019-2023, el cual fue aprobado por su Consejo de Administración, en la sesión 945 Ordinaria, del 15 de julio de 2019, mediante el Acuerdo CA-081/2019. En este contexto, como hechos posteriores se revisó el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, con la finalidad de conocer los cambios, y evaluar el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 14, de la Ley de Petróleos Mexicanos y constatar si las carencias detectadas en el Plan de Negocios 2017-2021 fueron subsanadas. Asimismo, para la revisión de los objetivos e indicadores para medir el desempeño, contenidos en el nuevo

^{20/} En el apartado 4 “Monitoreo del Desempeño” del documento “Gobierno Corporativo de las Empresas de Propiedad Estatal” del Banco Mundial, se señala que: de acuerdo con su mandato, cada empresa de propiedad estatal necesita desarrollar su propia estrategia; un plan estratégico proporciona claridad tanto a la administración como a los empleados, y las estrategias claras permiten.

^{21/} Documento señalado como secreto comercial con base en el artículo 113, fracción II, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, en relación con el artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

plan, se evaluó que estos cumplieran con los criterios “SMART”. Con la revisión del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023, se verificó lo siguiente:

- De los objetivos estratégicos establecidos en el Plan de Negocios, tres se encontraron relacionados con el desempeño operativo de PTRI, los cuales se orientan a adecuar y modernizar la infraestructura de producción, incrementar la confiabilidad y seguridad de las operaciones, e incrementar la producción de combustibles y petroquímicos, en cumplimiento del artículo 14, fracción I, de la Ley de Petróleos Mexicanos; sin embargo, dichos objetivos no cumplieron con el total de criterios SMART, al no indicar cómo y cuándo se espera alcanzar el objetivo, la meta, cómo se debe actuar para poder cumplirse, así como el periodo determinado para su alcanzarlo.
- Respecto de los indicadores, se verificó que se establecieron ocho métricas para medir los resultados de PTRI, los cuales cumplieron con los criterios SMART y permiten evaluar de manera integral el desempeño operativo de la EPS. Sin embargo, de algunos indicadores operativos no se establecieron metas anuales para el periodo 2019-2023, por lo que no es posible dar seguimiento y limita la posibilidad de evaluar el avance del desempeño operativo de cada año de PTRI, respecto del periodo que comprende el Plan de Negocios.
- Se incluyeron objetivos e indicadores financieros de manera general para Pemex. Las estrategias financieras relacionadas con PTRI se vincularon a desarrollar esquemas de negocio, enfocados a las actividades estratégicas y sustantivas de la cadena de valor de Pemex, que permitan atraer recursos de inversión externos para el desarrollo de proyectos de infraestructura, a fin de incrementar la producción, el abasto al mercado nacional y mejorar la rentabilidad de la empresa. No obstante, el objetivo establecido no cumplió con los criterios SMART y los indicadores establecidos sobre el desempeño financiero de Pemex no especificaron cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PTRI.
- Se identificó que para la comercialización, se estableció el objetivo de “fortalecer la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera eficiente, y oportuna, así como ofrecer servicios de calidad”; además, se verificó que PTRI se alineó a las estrategias de: “fortalecer la propuesta de valor, el servicio al cliente y el reconocimiento de la marca Pemex para mejorar su posición competitiva en los mercados de productos y servicios” y “diversificar las fuentes de suministro de gas para actividades industriales”. Asimismo, en proyectos de gran magnitud, se señaló el proyecto “Nueva Refinería en Dos Bocas, Paraíso, Tabasco”.
- Se realizó un diagnóstico sobre la situación operativa de PTRI, destacando los principales problemas en producción de petrolíferos, procesamiento de gas natural y elaboración de petroquímicos, así como en la infraestructura del SNR, los CPG y los CPQ; sin embargo, no se incluyó un diagnóstico específico financiero de PTRI.

- Se comprobó que se estableció un apartado y un anexo relacionados con los riesgos estratégicos de Pemex, en el que se señalaron, los diez riesgos que podrían afectar el cumplimiento de las metas del plan de negocios. Asimismo, en dichos riesgos se consideró el comportamiento de la economía, innovaciones tecnológicas, tendencias en la oferta y demanda y cambios geopolíticos. No obstante, no se identificó de forma particular los riesgos específicos para cada EPS, entre ellas PTRI.

Por lo anterior, se determinó que Pemex Transformación Industrial fue omiso en conducir sus operaciones sin contar con una planeación y visión estratégica, al carecer de un plan de negocios propio, aun cuando, fue emitida una recomendación en la revisión de la Cuenta Pública 2017, en el que la ASF consideró necesario diseñarlo e implementarlo conforme con las mejores prácticas de gobierno corporativo; por lo que, el Consejo de Administración careció de un documento de planeación estratégica específico de PTRI, en el que se definieran sus estrategias e indicadores operativos y financieros, enfocados en el cumplimiento de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado mexicano, lo cual implicó una limitación no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa; sino, para que PTRI definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera y, en consecuencia, los recursos no se administraron con eficiencia, eficacia y economía. Además, la falta de este documento aumentó la materialización de riesgos de corrupción en las actividades de la EPS, ya que este representa una actividad de control que merma la posibilidad de que se tomen decisiones de manera discrecional sobre los temas operativos y financieros.

2018-6-90T9M-07-0478-07-004 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, establezca un documento de planeación estratégica, en el que se definan las medidas preventivas y correctivas, de carácter urgente, orientadas a elevar la producción de petrolíferos, gas natural y petroquímicos y operar de manera más eficaz y eficiente su infraestructura productiva, el cual incluya: a) sus objetivos, líneas de acción y oportunidades de negocio; b) sus principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones, proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica, así como las adquisiciones prioritarias; c) un diagnóstico de su situación operativa y financiera, así como sus resultados e indicadores de desempeño, y d) sus principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales, a fin de tener elementos que permitirían evaluar de manera específica su desempeño como empresa productiva y definir el rumbo de la misma para el cumplimiento de su mandato de ser rentable y generar valor económico para el Estado, mediante la producción, distribución y comercialización de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, de conformidad con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 14 y 70, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 12, fracción III, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial; 4, fracción XXXIV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y directriz II, subdirectriz F, responsabilidad 3, de las Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

5. Refinación de petrolíferos

Con el propósito de evaluar si PTRI avanzó en el cumplimiento del objetivo de incrementar las actividades de refinación, la ASF revisó los reportes del cumplimiento de metas del POFAT, respecto del petróleo crudo procesado por PTRI durante 2018, como se muestra a continuación:

VOLUMEN DE PETRÓLEO CRUDO PROCESADO, 2018
(Miles de barriles diarios)

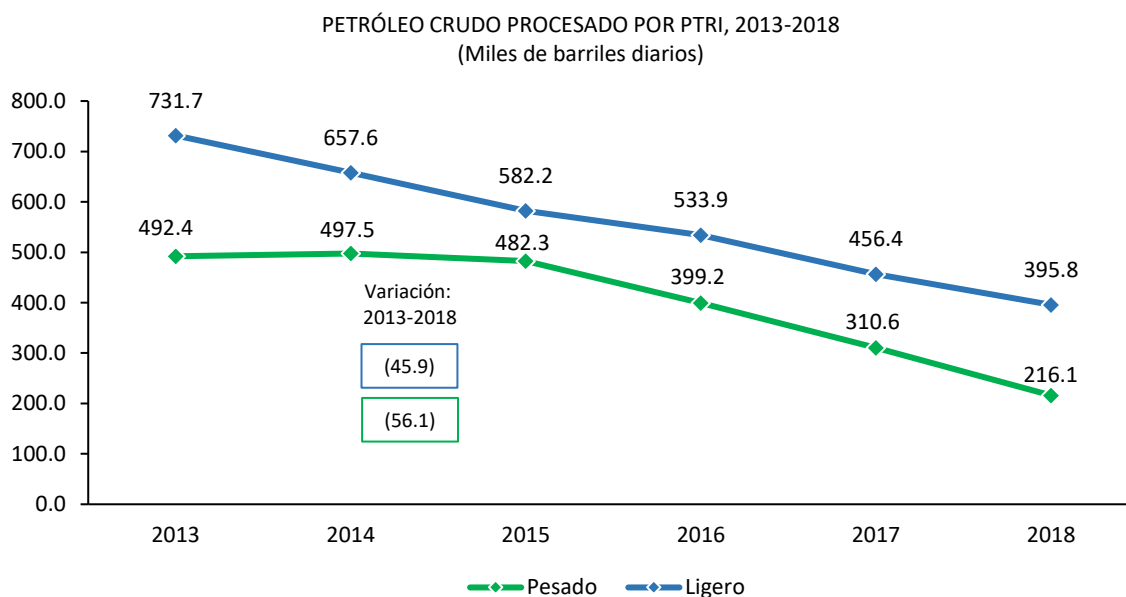
Tipo de Crudo	Meta POFAT (a)	Realizado (b)	% del cumplimiento (c)= (b)/(a)*100	Variación absoluta (d)=(b)-(a)
Pesado	494.3	216.1	43.7	(278.2)
Ligero	550.4	395.8	71.9	(154.6)
Superligero	0.0	0.0	0.0	(0.0)
Total	1,044.7	611.9	58.6	(432.8)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0654/2019, CA/COMAUD/AI/GEIR/0791/2019, del 25 de abril y 13 de mayo de 2019.

Se verificó que, en 2018, PTRI procesó 611.9 Mbd de petróleo crudo con la operación de sus seis refinерías que conformaron el Sistema Nacional de Refinación (SNR); no obstante, PTRI no cumplió con la meta establecida en el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT) 2018 (1,044.7 Mbd), ya que obtuvo un incumplimiento del 41.4% (432.8 Mbd).

Respecto del petróleo crudo procesado, PTRI procesó 216.1 Mbd (43.7%), incumpliendo en 278.2 Mbd la meta del POFAT (494.3 Mbd). En cuanto al procesamiento de petróleo crudo ligero, PTRI sólo proceso 71.9% (395.8 Mbd), de los 550.4 Mbd programados.

El petróleo crudo procesado por PTRI, durante el periodo 2013-2018, se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0791/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 13 de mayo y 14 de agosto de 2019.

Entre 2013 y 2018, la refinación de petróleo crudo pesado procesado por PTRI disminuyó en 56.1%, en comparación con el año 2013, al pasar de 492.4 Mbd a 216.1 Mbd en 2018; en tanto que, la refinación de petróleo crudo ligero decreció 45.9% en comparación con el año 2013, ya que pasó de 731.7 Mbd a 395.8 Mbd en 2018. Lo anterior se debió, principalmente, a la reducción en la producción de petróleo crudo PEP, así como a los problemas de confiabilidad de SNR que provocaron aumentos en el índice de paros no programados y bajos niveles de utilización de la capacidad instalada, y aun cuando el objetivo de las reconfiguraciones de las refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán fue aumentar el procesamiento de petróleo crudo pesado. Al respecto, el SNR presentó deficiencias en su infraestructura como se señala en el resultado número 11 “Utilización de la capacidad instalada”, de esta auditoría, en donde constató que la utilización de la capacidad instalada en las plantas primarias del SNR disminuyó 50.0% (612.1Mbd), al pasar de 1,224.0 Mbd en 2013 a 611.9 Mbd en 2018.

Asimismo, en el resultado número 14 “Reconfiguración de las Refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán”, se verificó que, la tendencia del proceso de petróleo crudo pesado se redujo drásticamente, al procesar, en 2018, 62.5 Mbd, 19.1 Mbd, y 23.3 Mbd, respectivamente. Lo que da cuenta de que aun con las reconfiguraciones, las refinerías presentan deficiencias en su infraestructura. Lo anterior, demuestra que, aunque PEP suministrara mayor volumen de petróleo crudo pesado a PTRI, está no podría procesarlo en su totalidad por los problemas en su infraestructura.

Se verificó que no existió congruencia para 2018 en el establecimiento de las metas de producción de petrolíferos del SNR, en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) y el POFAT, situación que pone en riesgo la confiabilidad de la información.

Con la finalidad de evaluar los resultados de la producción de petrolíferos en el SNR respecto de las metas establecidas en el PEF 2018 y el POFAT 2018, se revisaron los reportes de la producción proporcionados por PTRI, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, EN EL SISTEMA NACIONAL DE REFINACIÓN, 2018
(Miles de barriles diarios)

Producto	Meta PEF ^{1/} (a)	Meta POFAT ^{2/} (b)	Realizado (c)	% de cumplimiento PEF (d)=(c/a)*100	% de cumplimiento POFAT (e)= (c)/(b)*100	Porcentaje de participación
TOTAL	1,081.3	1,022.1	618.4	57.2	60.5	100.0
Gasolinas ^{3/}	n. a	390.4	207.1	n. a	53.0	33.5
Diésel		258.7	116.8		45.2	18.9
Turbosina		65.8	34.7		52.7	5.6
Combustóleo		230.6	185.1		80.3	29.9
Otros petrolíferos ^{4/}		76.6	74.7		97.5	12.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/0654/2019, CA/COMAUD/AI/GEIR/0675/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 25 de abril y 26 de abril de 2019.

n. a no aplica

^{1/} PEF: Presupuesto de Egresos de la Federación, 2018

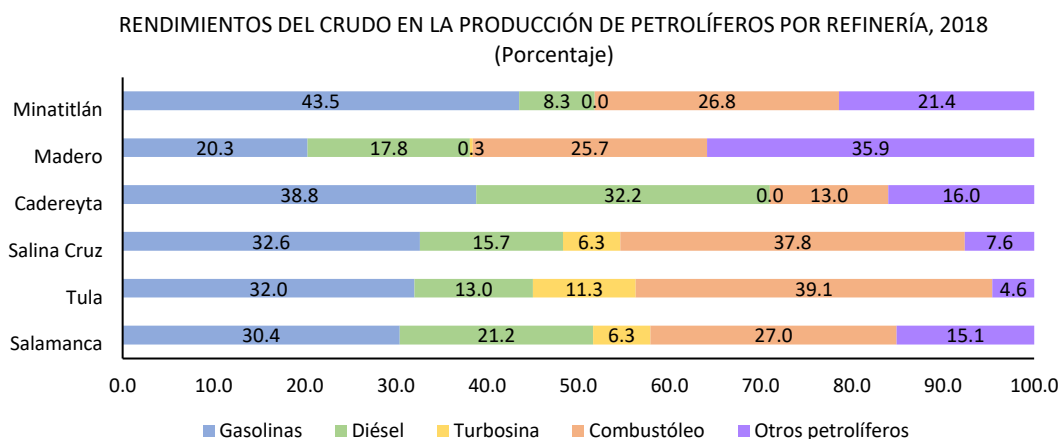
^{2/} POFAT: Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo, 2018.

^{3/} Con el análisis de la información de Datos de Transformación Industrial, se determinó que los 207.1 Mbd por este producto, se integró por 198.2 Mbd de gasolinas del SNR, más transferencias de gasolinas por 8.8 Mbd.

^{4/} Con el análisis de la información de Datos de Transformación Industrial, se determinó que el rubro de otros petrolíferos que fue de 74.7 Mbd, se integró por los productos siguientes: gas seco por 34.8 Mbd, aceite cíclico ligero/diluyente a exportación por 0.4 Mbd, aceite cíclico ligero /diluyente a transferencias 3.5 Mbd, aeroflex por 0.1 Mbd, asfalto por 13.8 Mbd, coque por 19.7 Mbd, lubricantes 1.9 Mbd y parafinas por 0.5 Mbd.

Se verificó que, en 2018, PTRI tuvo una producción de petrolíferos por 618.4 Mbd, cifra inferior 42.8%, respecto de la meta programada (1,081.3 Mbd) en el PEF 2018. En cuanto a la meta establecida en el POFAT, existió una diferencia de 39.5% de los 1,022.1 Mbd programados; por lo cual PTRI no cumplió con las metas programadas de producción de petrolíferos y no logró incrementar la capacidad de las actividades de refinación.

Los rendimientos del crudo en la producción de petrolíferos por refinería, se presentan a continuación, 2018:



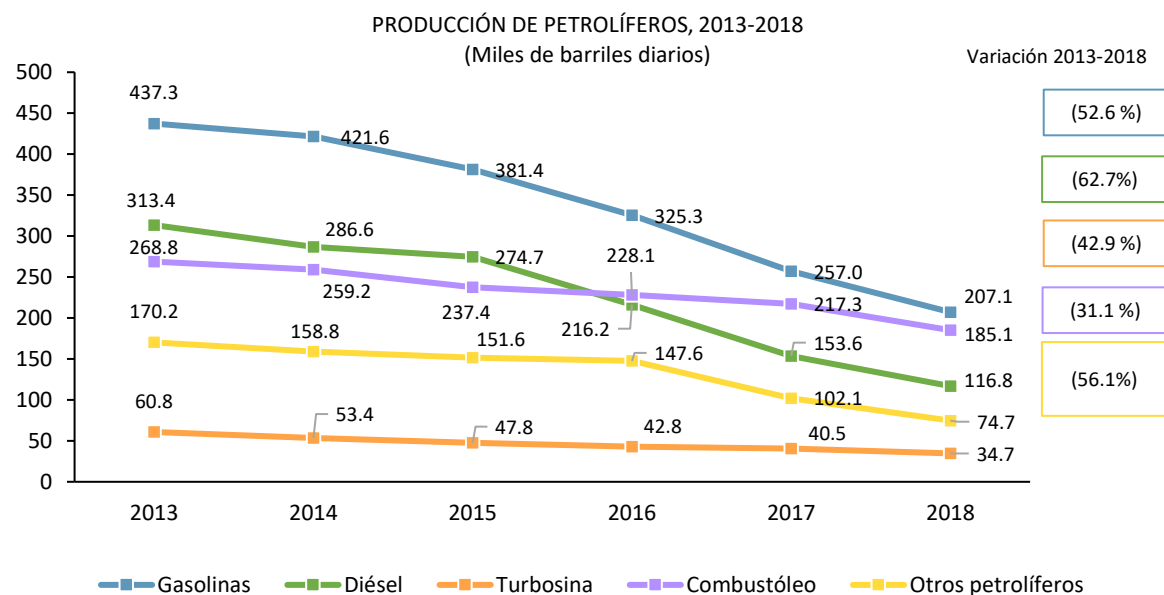
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019.

Para 2018, se constató que, las refinerías con los mayores rendimientos de gasolina fueron Minatitlán y Cadereyta con un rendimiento de 43.5% y 38.8% respectivamente; en diésel los rendimientos más altos fueron de Cadereyta y Salamanca de 38.8% y 21.2%; en turbosina el mayor rendimiento fue de 11.3% de Tula; en combustóleo el mayor rendimiento fue de Tula con 39.1%; en otros petrolíferos el mayor rendimiento fue de Madero. Las refinerías más eficientes, en cuanto a la producción de productos de mayor valor, gasolinas y diésel, fueron Cadereyta, Minatitlán y Salamanca.

Asimismo, se observó que la Refinería Cadereyta, fue la que mejor rendimiento del crudo tuvo, al producir 38.8% de gasolinas; 32.2% de diésel; 13.0% de combustóleo y 16.0% de otros petrolíferos; sin embargo, la producción de petrolíferos fue menor respecto de las demás refinerías. Respecto del diésel, las refinerías de Cadereyta y Salamanca, tuvieron los mayores rendimientos con 32.2% y 21.2% respectivamente. La Refinería de Madero registró un resultado menor por la baja utilización de sus plantas, aun cuando ya pasó por un proceso de reconfiguración en el periodo de 1999-2003.

En 2018, la producción total de petrolíferos con mayor valor agregado (gasolina, diésel y turbosina) por parte de PTRI fue de 358.6 Mbd, lo que significó un rendimiento de destilados de 58.0%, con relación al total de petrolíferos producida (618.4 Mbd), resultado inferior en 18.9 puntos porcentuales al promedio de 76.9% observado en la industria en otros países.

La producción anual de petrolíferos registrada en el periodo 2013-2018, se presenta a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0791/2019, del 13 de mayo de 2019, y el Informe Anual de Pemex 2018.

La producción de petrolíferos en el periodo de 2013-2018 disminuyó: en cuanto a gasolinas 52.6%, al pasar de 437.3 Mbd en 2013 a 207.1 Mbd en 2018; en diésel 62.7%, ya que pasó de 313.4 Mbd en 2013 a 116.8 Mbd en 2018; en turbosina 42.9%, al pasar de 60.8 Mbd en 2013 a 34.7 Mbd en 2018; en combustóleo 31.1%, ya que pasó de 268.8 Mbd en 2013 a 185.1 Mbd en 2018; y, en otros petrolíferos 56.1%, al pasar de 170.2 Mbd en 2013 a 74.7 Mbd en 2018. Al respecto, PTRI señaló que, las causas fueron un descenso en la confiabilidad de sus activos por limitaciones presupuestales, las cuales se manifestaron en fallas recurrentes en sus principales plantas de proceso, y un volumen menor de petróleo crudo que PTRI recibió de PEP para la producción de los petrolíferos.

Por lo anterior, se constató que, en 2018, PTRI no incrementó las actividades de refinación dado el bajo volumen de petróleo crudo procesado y por ende la baja producción de petrolíferos en dicho año, que fueron causados por falta de materia prima de parte de PEP; sin embargo, aun cuando PTRI dispusiera de más petróleo crudo tendría problemas para procesarlo en su totalidad, debido a los problemas de confiabilidad del SNR, que se detallan en los resultados núm. 11 "Utilización de la capacidad instalada", 13 "Mantenimiento de la infraestructura" y 14 "Reconfiguración de las Refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán" de esta auditoría. Además, se determinó que, la Dirección General, y las Subdirecciones de

Proceso de Petrolíferos no cumplieron adecuadamente con sus funciones de supervisar el cumplimiento de las metas operativas e impulsar propuestas de mejora, y la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos no coordinó con PTRI la integración de las metas establecidas en el PEF y el POFAT, situación por la que los recursos económicos no se administraron con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que están destinados.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos al incumplimiento de metas del procesamiento de petróleo crudo, la producción de petrolíferos, el bajo porcentaje de la producción total de petrolíferos con mayor valor agregado, los problemas de infraestructura del SNR, y las inconsistencias en el establecimiento de las metas de producción de petrolíferos del SNR, en el PEF y el POFAT, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-005 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción, proponga al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para disponer de mayor materia prima que le permita a PTRI incrementar la capacidad de las actividades de procesamiento y producción de petrolíferos y cumplir con las metas programadas y dar seguimiento a las mismas, para aumentar su rentabilidad y generación de valor económico al Estado, de conformidad con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracciones V y XVI; 38, fracción V, y 43, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-006 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial establezca una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades que le permitan obtener mayores rendimientos en los productos de mayor valor agregado, para aumentar su rentabilidad y ser competitiva en los mercados nacionales e internacionales, a fin de cumplir con el objetivo de incrementar la capacidad de las actividades de refinación y aumentar su rentabilidad y generación de valor económico al Estado, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracción V; 38, fracción V, y 43, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y de la Estrategia Programática del PEF, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-007 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos, establezca los mecanismos de control necesarios para que las metas en la producción de petrolíferos en el PEF y POFAT sean consistentes, a fin de disponer de parámetros específicos, verificables y oportunos para evaluar el desempeño de las actividades de refinación y que contribuya al análisis de forma fiable, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 115, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos; 33, fracción XVI; 38, fracción V, y 43, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1. "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo primero, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

6. Procesamiento de gas natural

Con la finalidad de evaluar los resultados del procesamiento de gas natural en los Complejos Procesadores de Gas (CPG) respecto de las metas establecidas en el POFAT 2018, se revisaron los reportes de la producción proporcionados por PTRI. El procesamiento de gas húmedo por CPG durante 2018, se presenta en el cuadro siguiente:

PROCESO DE GAS HÚMEDO POR COMPLEJO PROCESADOR DE GAS, 2018
(Millones de pies cúbicos diarios)

Complejo Procesador de Gas	Meta POFAT (a)	Real (b)	Participación (%)	Cumplimiento (%)	Variación Absoluta (d)=(b-a)
Total	3,308.4	2,951.9	-	89.2	(356.5)
Proceso de gas húmedo amargo	2,753.1	2,492.5	100.0	90.5	(260.6)
Cactus	1,109.9	1,061.1	42.5	95.6	(48.9)
Ciudad Pemex	863.6	804.6	32.3	93.2	(59.0)
Nuevo Pemex	609.4	480.9	19.3	78.9	(128.5)
Poza Rica	121.3	112.4	4.5	92.7	(8.9)
Arenque	34.4	19.3	0.8	56.0	(15.1)
Matapionche	14.5	14.2	0.6	97.9	(0.3)

Proceso de gas húmedo dulce	555.3	459.4	100.0	82.7	(95.9)
Burgos	465.6	393.8	85.7	84.6	(71.7)
La Venta	79.0	58.5	12.8	74.0	(20.5)
Nuevo Pemex	2.8	2.7	0.6	96.4	(0.1)
Cactus	1.0	2.4	0.5	240.0	1.4
Ciudad Pemex	6.9	2.0	0.4	28.9	(4.9)

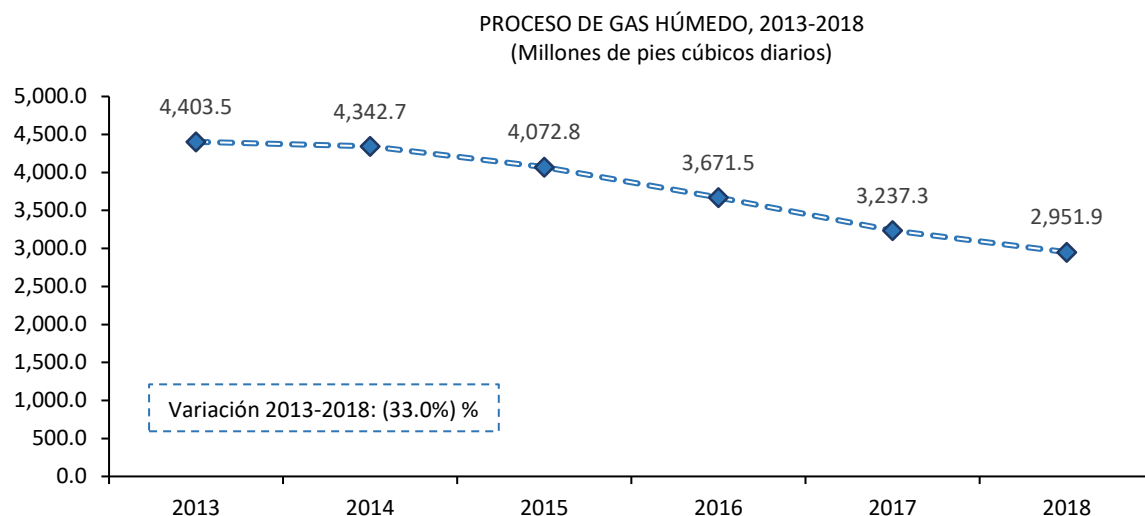
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1281/2019 del 07 de agosto de 2019.

POFAT: Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo.

NOTA: De acuerdo con PTRI, para el establecimiento de la meta programada en el POFAT se tomó en cuenta la planta criogénica de Pajaritos, del CPG Coatzacoalcos, sin embargo, estuvo fuera de operación en 2018.

En 2018, PTRI procesó un total de 2,951.9 MMpcd de gas húmedo, cifra inferior en 356.5 MMpcd, respecto del volumen programado a procesar en el POFAT de 3,308.4 MMpcd, lo que significó un incumplimiento de 10.8%. Asimismo, se identificó que, PTRI procesó 2,492.5 MMpcd de gas húmedo amargo, cumpliendo en 90.5% la meta programada de 2,753.1 MMpcd. Respecto del gas húmedo dulce, procesó 459.4 MMpcd, incumpliendo en 17.3% la meta programada de 555.3 MMpcd. Al respecto, PTRI señaló que la reducción en el procesamiento de gas, se debió principalmente a una menor disponibilidad de gas húmedo amargo de Pemex Exploración y Producción (PEP). No obstante, PTRI presentó problemas de confiabilidad en los Complejos Procesadores de Gas que provocó subutilización de la capacidad instalada, como se detalla en los resultados núm. 11 “Utilización de la capacidad instalada”, de esta auditoría, en donde constató que la utilización de la capacidad instalada en los Complejos Procesadores de Gas disminuyó 33.0% (1,452.1 MMpcd), al pasar de 4,404.0 MMpcd en 2013 a 2,951.9 MMpcd en 2018.

El comportamiento del procesamiento de gas húmedo en los CPG para el periodo 2013-2018 se presenta en la gráfica siguiente:

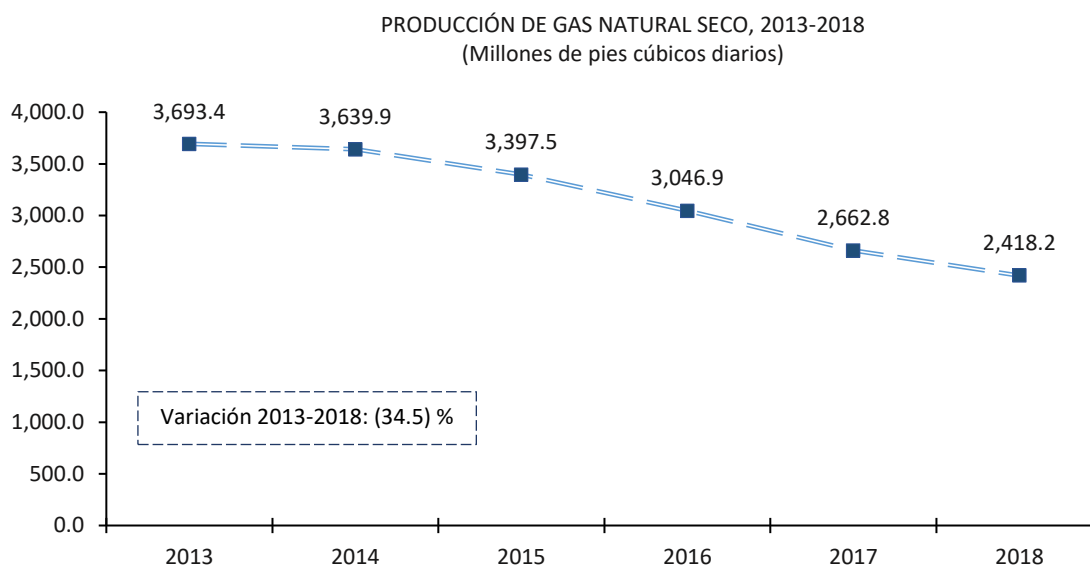


FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1281/2019 del 07 de agosto de 2019 y la Base de Datos Institucional de Pemex, "Proceso de gas y condensados, vigente a partir de 1993", disponible en: ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do, fecha de consulta: 14 de agosto de 2019.

Para el periodo 2013-2018, se constató que el volumen de procesamiento de gas húmedo pasó de 4,403.5 MMpcd en 2013 a 2,951.9 MMpcd en 2018, por lo que disminuyó 33.0%; situación por la que no fue posible lograr la estabilización de operaciones eficientes en los Centros Procesadores de Gas, como lo estableció la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

En cuanto a la producción de gas natural seco, se verificó que, en 2018, fue de 2,418.2 MMpcd cumpliendo en 90.7% la meta programada en el PEF 2018, de 2,664.9 MMpcd. Asimismo, se constató que la meta señalada en el POFAT (2,664.1 MMpcd), se cumplió en 90.8%.

El comportamiento de la producción de gas natural seco en los CPG para el periodo 2013-2018, se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019 del 26 de abril de 2019; Base de Datos Institucional de Pemex, "Proceso de gas y condensados, vigente a partir de 1993", disponible en: ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do, fecha de consulta: 14 de agosto de 2019.

En el periodo 2013-2018, se comprobó que el volumen de producción de gas seco pasó de 3,693.4 MMpcd en 2013 a 2,418.2 MMpcd en 2018, por lo que disminuyó 34.5%. Respecto de la disminución en la producción de gas seco, PTRI señaló que las variaciones se debieron principalmente a la menor oferta de gas húmedo amargo para procesar que PEP envió a PTRI, lo cual repercutió en una menor producción en los Complejos Procesadores de Gas y en una subutilización de la capacidad instalada del 50.1%, como se detalla en el resultado núm. 11 "Utilización de la capacidad instalada", de este informe.

En respuesta a la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 3 de diciembre de 2019, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/2116/2019, del 16 de diciembre de 2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/2117/2019, del 17 de diciembre de 2019, PTRI indicó que, la cifra de 2,951.9 MMpcd como proceso total de gas húmedo, no concuerda con la información de la Base de Datos Institucional. Al respecto señaló que, durante 2018, la oferta de PEP de gas húmedo amargo y dulce a PTRI, para procesamiento fue de 2,983.0 MMpcd, cifra inferior en 9.8% a lo programado en el POFAT, como se muestra a continuación:

OFERTA TOTAL DE GAS HÚMEDO DE PEP A PTRI PARA PROCESO, 2018

(Millones de pies cúbicos diarios)

Gas húmedo a plantas	POFAT	Real	Variación	
			Absoluta	Porcentual
	3,306	2,983	(323)	(9.8)
Gas húmedo amargo	2,753.0	2,505.0	(249.0)	(9.0)
Del sureste	2,583.0	2,359.0	(225.0)	(8.7)
Marino	1,436.0	1,344.0	(92.0)	(6.4)
Mesozoico	1,148.0	1,015.0	(133.0)	(11.6)
Matapionche	14.0	14.0	0.0	(1.8)
Poza Rica	121.0	113.0	(9.0)	(7.2)
Arenque	34.0	19.0	(15.0)	(44.0)
Gas húmedo dulce	553.0	478.0	(75.0)	(13.5)
Cd. Pemex	19.0	26.0	6.0	33.1
La Venta	88.0	58.0	(30.0)	(33.9)
Burgos	445.0	394.0	(51.0)	(11.5)

FUENTE: Proporcionado por PTRI por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/2117/2019, del 17 de diciembre de 2019.

Con base en lo anterior, PTRI indicó que, durante 2018, el proceso total de gas húmedo fue de 2,983.0 MMpcd; sin embargo, cabe destacar que la cifra de 2,951.9 MMpcd utilizada durante el desarrollo de este resultado fue proporcionada por la EPS, mediante el oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1281/2019, del 07 de agosto de 2019, junto con el cual remitió una base de datos en formato Excel, en el que se proporcionó la meta y su resultado para 2018 del proceso de gas húmedo, en la que se verificó que, el proceso real fue de 2,951.9 MMpcd, en tanto que, la meta fue de 3,308.4 MMpcd. Al respecto, se determinó que, no existió congruencia en la información remitida por PTRI para el procesamiento total de gas húmedo, situación que pone en riesgo la confiabilidad de la información.

Respecto de la coordinación de PTRI con PEP para proponer al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades, la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos señaló que colaboraron en la construcción de los objetivos y estrategias del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2014-2013, de lo cual proporcionó el Programa de Ejecución de la Estrategia 2019, de PTRI, versión validada por la Subdirección de Planeación Estratégica, Análisis Regulatorio y Empresas Filiales de la Dirección Corporativa de Planeación,

Coordinación y Desempeño, mediante el cual la EPS da seguimiento al desarrollo de las estrategias establecidas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023. Al respecto, con la revisión de dichos documentos, se constató que se estableció el objetivo estratégico de “Fortalecer la comercialización y contribuir a garantizar el abasto de productos de manera eficiente y oportuna, así como ofrecer servicios de calidad”, y la estrategia de “Diversificar las fuentes de gas para las actividades industriales”, cuyo cumplimiento es responsabilidad de PTRI, y dentro de los que, el grupo auditor identificó que se establecieron iniciativas, indicadores y metas en materia de gas húmedo, no obstante, la información es confidencial. ^{22/}

Por lo anterior, en el transcurso de la auditoría, PTRI instruyó las acciones de control necesarias mediante la acreditación de estrategias, indicadores y metas en materia de gas húmedo, que le permitirán incrementar la capacidad de las actividades de procesamiento y producción de gas natural seco, así como, elevar la oferta nacional del hidrocarburo, por lo que se solventa lo observado.

En 2018, PTRI no incrementó las actividades de procesamiento de gas natural dado el bajo volumen de este hidrocarburo procesado y por ende la baja producción gas natural seco en dicho año, que fueron causados por falta de materia prima de parte de PEP, lo que limitó la participación de la EPS en el abastecimiento nacional; sin embargo, en el transcurso de la auditoría, PTRI instruyó las acciones de control necesarias mediante la acreditación de estrategias, indicadores y metas en materia de gas húmedo, que le permitirán incrementar la capacidad de las actividades de procesamiento y producción de gas natural seco, así como, elevar la oferta nacional del hidrocarburo.

2018-6-90T9M-07-0478-07-008 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca los mecanismos de control necesarios para que la información remitida, respecto del total de gas húmedo procesado sea consistente, a fin de disponer de parámetros específicos, verificables y oportunos, para evaluar el desempeño de las actividades de procesamiento de gas y que contribuyan al análisis de forma fiable, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y del numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1. "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo primero, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

^{22/} La información proporcionada por PTRI es confidencial, con base en el artículo 113, fracción II, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, con relación al artículo 111, de la Ley de Petróleos Mexicanos. Al respecto, se señala que la información contiene partes confidenciales que hace referencia a secretos comerciales, es decir, acciones, proyectos y estrategias que de darse a conocer pondrían a la empresa en una desventaja competitiva o económica, toda vez que, se encuentra en un mercado abierto.

7. Transformación de petroquímicos

Se verificó que no existió congruencia para 2018 en el establecimiento de las metas de producción de los petroquímicos primarios y secundarios, en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) y el Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), ambos de dicho año, situación que pone en riesgo la confiabilidad de la información.

Con la finalidad de evaluar los resultados de la producción de petroquímicos primarios respecto de las metas establecidas en el PEF 2018 y el POFAT 2018, se revisaron los reportes de la producción proporcionados por PTRI, como se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS PRIMARIOS, 2018
(Miles de barriles diarios)

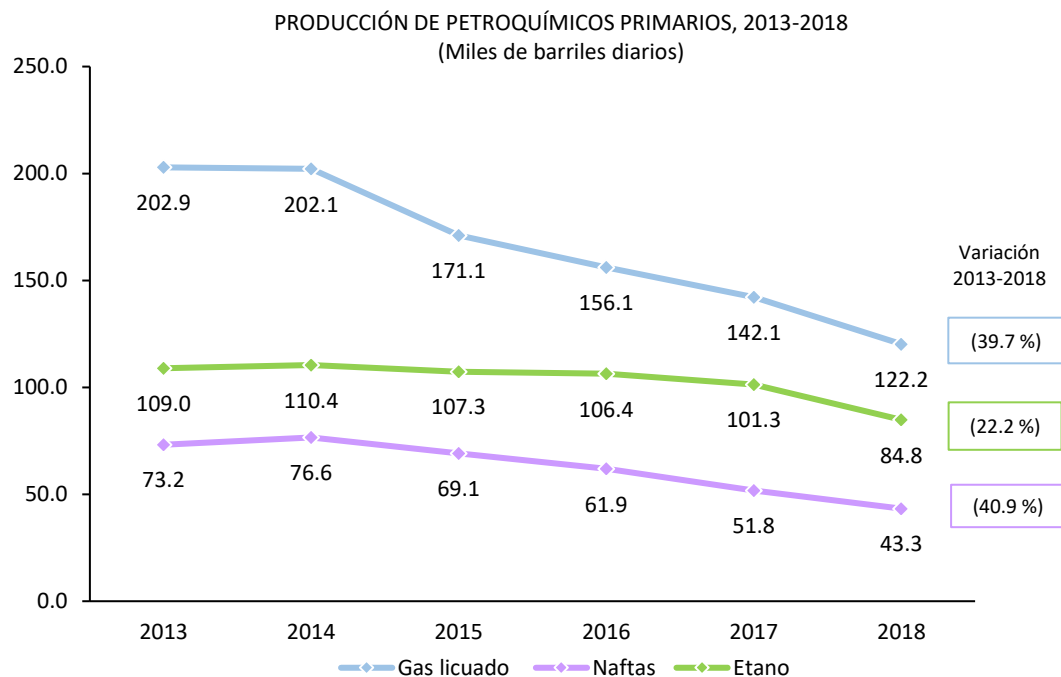
Productos	Meta		Realizado (c)	Cumplimiento PEF (%) (d)=(c)/(a)*100	Variación absoluta PEF (e)=(c)- (a)	Cumplimiento POFAT (%) (f)=(c)/(b)*100	Variación absoluta POFAT (g)=(c)- (b)
	PEF (a)	POFAT (b)					
Miles de barriles diarios (Mbd)							
Gas LP	157.8	187.0	122.2	77.4	(35.6)	65.3	(64.8)
Naftas	65.5	65.5	43.3	66.1	(22.2)	66.1	(22.2)
Etano	108.9	108.9	84.8	77.9	(24.1)	77.9	(24.1)
Total	332.2	361.4	250.3	75.4	(81.9)	69.3	(111.1)
Miles de toneladas (Mt)							
Azufre	849.4	849.4	442.6	52.1	(406.8)	52.1	(406.8)
Total	849.4	849.4	442.6	52.1	(406.8)	52.1	(406.8)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0654/2019, CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 25 y 26 de abril de 2019, y la Estrategia Programática de PTRI en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

En 2018, PTRI produjo 250.3 Miles de barriles diarios (Mbd) de petroquímicos primarios; no obstante, no cumplió con las metas programadas, ya que registró un incumplimiento del 24.6%, respecto del total programado en el PEF de 332.2 Mbd y un incumplimiento del 30.7% con el POFAT en comparación con el total programado de 361.4 Mbd. En cuanto al azufre, PTRI produjo 442.6 Miles de toneladas (Mt), por lo que, se determinó un incumplimiento del 47.9% respecto del total programado en el PEF y POFAT 2018 (849.4 Mt).

Al respecto, PTRI señaló que la causa fue por la reducción en la producción de los líquidos de gas en los complejos procesadores de gas, derivado de una menor disponibilidad de gas húmedo de Pemex Exploración y Producción a PTRI, situación que repercutió en una subutilización de la capacidad instalada en los Complejos Petroquímicos Cangrejera e Independencia de 45.5% y 30.2%, respectivamente, como se detalla en los resultados número 11 "Utilización de la capacidad instalada".

La producción de petroquímicos primarios para el periodo 2013-2018 se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019.

La producción de petroquímicos primarios del periodo 2013-2018, tuvo una tendencia a la baja: el gas licuado disminuyó 39.7 %, al pasar de 202.9 Mbd en 2013 a 122.2 Mbd, en 2018; el etano mostró un decremento de 22.2%, al pasar de 109.0 Mbd en 2013 a 84.8 Mbd en 2018, en naftas disminuyó 40.9%, al pasar de 73.2 Mbd en 2013 a 43.3 Mbd en 2018, situación que repercutió en la estabilización de operaciones eficientes y continuas en los Complejos Petroquímicos.

En cuanto a la producción de petroquímicos secundarios, respecto de las metas establecidas en el PEF 2018 y el POFAT 2018, se revisaron los reportes de la producción proporcionados por PTRI, con el que se verificó lo siguiente:

PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS SECUNDARIOS, 2018

(Miles de toneladas)

Productos	Meta		Realizado	Cumplimiento PEF (%)	Cumplimiento POFAT (%)	Variación absoluta PEF	Variación absoluta POFAT
	PEF	POFAT					
	(a)	(b)					
Metanol	166.8	166.8	148.4	88.9	88.9	(18.4)	(18.4)
Aromáticos derivados y	1,081.1	1,081.3	569.5	52.7	52.7	(511.6)	(511.8)
Aromina 100	n.a	63.9	23.9	n.a	37.4	n.a	(40.0)
Benceno	n.a	56.6	26.8	n.a	47.3	n.a	(29.8)
Hidrocarburo de alto octano ^{1/}	n.a	697.9	379.6	n.a	54.4	n.a	(318.3)
Tolueno	n.a	157.0	84.5	n.a	53.8	n.a	(72.5)
Xilenos	n.a	105.9	54.8	n.a	51.7	n.a	(51.1)
Otros	n.a	712.5	259.4	n.a	36.4	n.a	(453.1)
Especialidades Petroquímicas	n.a	1.8	3.0	n.a	166.7	n.a	1.2
Butanos ^{1/}	n.a	8.4	14.7	n.a	175.0	n.a	6.3
Hexano	n.a	14.6	11.9	n.a	81.5	n.a	(2.7)
Hidrógeno ^{1/}	n.a	124.1	52.1	n.a	42.0	n.a	(72.0)
Pentanos ^{1/}	n.a	243.1	119.5	n.a	49.2	n.a	(123.6)
Líquidos de BTX ^{1/}	n.a	107.7	55.4	n.a	51.4	n.a	(52.3)
Heptano	n.a	n.a	2.8	n.a	n.a	n.a	n.a
Isopentanos ^{1/}	n.a	212.8	0.0	n.a	0.0	n.a	(212.8)
Total	1,247.9	1,960.6	977.3	78.3	49.8	(270.6)	(983.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0654/2019, CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 25 y 26 de abril de 2019; Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

n.a. no aplica.

^{1/} Productos no destinados a ventas, son utilizados al interior de PTRI y otras Empresas Productivas del Estado (EPS) para elaborar otros productos.

Se constató que PTRI en 2018, no cumplió con las metas programadas para los petroquímicos secundarios, ^{23/} ya que produjo 977.3 Mt de estos productos, lo que significó un incumplimiento del 21.7%, respecto del total programado en el PEF de 1,247.9 Mt; ni con lo programado en el POFAT, al obtener un incumplimiento del 50.2%, en comparación con el total programado de 1,960.6 Mt. Al respecto, PTRI indicó que la planta reformadora de nafta (CCR) del Complejo Petroquímico Cangrejera, a partir de su arranque en febrero de 2018 operó de manera intermitente por falla en los equipos, suministro de servicios auxiliares y

^{23/} Principalmente Metanol, aromáticos y derivados, y especialidades petroquímicas.

falta de materia prima, asimismo, el tren de aromáticos funcionó con baja carga por restricciones en el recibo de productos a causa de problemas operativos en la refinería de Minatitlán. Además, PTRI señaló que la producción de otros petroquímicos fue afectada por el bajo nivel de proceso de crudo, por problemas de confiabilidad en las plantas y restricciones en el recibo de insumos.

La producción de petroquímicos secundarios de PTRI para el periodo 2013-2018, disminuyó 58.4%, al pasar de 2,350.0 Mt en 2015 a 977.3 Mt, en 2018. Por lo anterior, en 2018, PTRI no logró optimizar la producción de petroquímicos primarios y secundarios, debido a la falta de materia prima y por problemas de confiabilidad en su infraestructura.

Por lo anterior, se constató que, en 2018, PTRI no incrementó las actividades de transformación de petroquímicos primarios y secundarios, dado el bajo volumen de producción de dichos productos, que fueron causados por falta de materia prima y problemas de confiabilidad como altos índices de paros no programados en los Complejos Petroquímicos que se detallan en los resultados núm. 11 “Utilización de la capacidad instalada”, 13 “Mantenimiento de la infraestructura”. Además, se determinó que, la Dirección General, y la Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos no cumplieron adecuadamente con sus funciones de supervisar el cumplimiento de las metas operativas e impulsar propuestas de mejora, y la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos no coordinó con PTRI la integración de las metas establecidas en el PEF y el POFAT.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos al incumplimiento de metas en la producción de petroquímicos primarios y secundarios, los problemas de confiabilidad en la infraestructura, la tendencia a la baja en la producción de estos productos en el periodo 2013-2018, y las inconsistencias en el establecimiento de las metas de producción de petroquímicos, en el PEF y el POFAT, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-009 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción, proponga al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para disponer de mayor materia prima que le permita a PTRI incrementar la capacidad de las actividades de transformación de petroquímicos primarios y secundarios, cumplir con las metas programadas, e incrementar la eficiencia operativa de los Complejos Procesadores de Petroquímicos, con la finalidad de estabilizar las operaciones y maximizar la rentabilidad de las instalaciones productivas y la generación de valor económico al Estado, a fin de cumplir con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33 fracciones V y XVI; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y la

Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egreso de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-010 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos, establezca los mecanismos de control necesarios para que las metas en la producción de petroquímicos primarios y secundarios en el PEF y POFAT sean consistentes, a fin de disponer de parámetros específicos, verificables y oportunos para evaluar el desempeño de las actividades de refinación y que contribuya al análisis de forma fiable, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 115, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos; 33, fracción XVI; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1. "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo primero, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

8. Comercialización

Con la finalidad de evaluar el volumen comercializado de petrolíferos en el mercado interno, respecto de las metas del POFAT, se realizó el análisis siguiente:

Producto	Meta	Realizado (b)	Cumplimiento POFAT (%) (c)=(b)/(a)*100	Variación absoluta
	POFAT (a)			POFAT (d)=(b)-(a)
Petrolíferos (Mbd)	1,436.1	1,325.8	92.3	(110.3)
Gasolinas	795.4	764.2	96.1	(31.2)
Diésel	412.0	342.4	83.1	(69.6)
Ventas internas	396.0	331.3	83.7	(64.7)
Sector petrolero ^{1/}	16.0	11.1	69.4	(4.9)
Turbosina	85.1	85.6	100.6	0.5
Combustóleo	67.8	105.1	155.0	37.3
Otros petrolíferos ^{2/}	75.8	28.5	37.6	(47.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019.

^{1/} Incluye las ventas a Pemex Exploración, Pemex Logística, Pemex Etileno, Pemex Fertilizantes y Corporativo.

^{2/} Incluye coque, asfaltos, lubricantes básicos, parafinas, citrolina y gasóleos.

n. d no disponible.

n. a no aplica

Se verificó que, en 2018, PTRI comercializó en el mercado interno 1,325.8 Miles de barriles diarios (Mbd) de petrolíferos, lo que significó un cumplimiento del 92.3%, respecto de lo programado en el POFAT (1,436.1 Mbd).

En cuanto a las ventas de gasolinas se obtuvo un cumplimiento del 96.1% al comercializar 764.2 Mbd, respecto de los 795.4 Mbd programados en el POFAT; en diésel, se indicó un incumplimiento del 16.9% (69.6 Mbd), respecto de los 412.0 Mbd programados; en turbosina, se alcanzó la meta de 85.6 Mbd, y en combustóleo se superó la meta en 55.0%; sin embargo, en otros petrolíferos, ^{24/} el incumplimiento fue 62.4% (47.3 Mbd), respecto de los 75.8 Mbd programados.

El cumplimiento de las metas del volumen de comercialización de gas natural en el mercado interno se presenta a continuación:

VOLUMEN DE COMERCIALIZACIÓN GAS NATURAL EN EL MERCADO INTERNO, 2018

(Millones de pies cúbicos diarios)

Producto	Meta	Realizado (c)	Cumplimiento POFAT (%) (e)=(c)/(a)*100	Variación absoluta POFAT (g)=(b)-(a)
	POFAT (b)			
Gas natural (MMpcd)	3,787.8	3,350.6	88.5	(437.2)
Ventas internas	2,121.3	2,064.3	97.3	(57.0)
Sector petrolero ^{1/}	1,666.5	1,286.3	77.2	(380.2)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019.

^{1/} Integra las ventas a Pemex Exploración y Producción, Corporativo, Etileno, Fertilizantes y Logística.

n. d no disponible.

n. a no aplica.

En cuanto al gas natural, PTRI comercializó 3,350.6 Millones de miles de pies cúbicos diarios (MMpcd), lo que significó un incumplimiento del 11.5%, respecto de lo programado en el POFAT (3,787.8 MMpcd). Del total comercializado, se verificó que las ventas internas o nacionales fueron de 2,064.3 MMpcd, cifra inferior en 21.3% (558.7 MMpcd) con relación a 2017. Al respecto, PTRI indicó que la baja en la producción se explicó por problemas de suministro de gas húmedo y por limitaciones para invertir en infraestructura y complementar la oferta interna.

^{24/} Integra coque, asfaltos, lubricantes básicos, parafinas, citrolina y gasóleos.

Por lo que corresponde a petroquímicos, en 2018, PTRI comercializó 166.9 Mbd de gas LP, por lo que alcanzó un cumplimiento un cumplimiento 98.8%, de acuerdo con lo programado en el POFAT (168.9 Mbd); 80.7 Mbd de etano, que significó un incumplimiento de 25.5%, de lo programado en el POFAT (108.3 Mb); 2.3 Mbd de gasolinas naturales, lo que representó un incumplimiento de 28.1%, en cuanto a lo programado en el POFAT (3.2 Mbd); 267.7 Mt de materia prima para negro de humo, lo que indicó un cumplimiento del 94.3%, respecto de lo programado en el POFAT (283.8 Mt); 143.4 Mt de propileno, por lo que incumplió en 63.2%, de lo programado en el POFAT (389.6 Mt); 450.5 Mt de azufre, lo que significó un incumplimiento del 31.4%, conforme con lo programado (657.0 Mt); 106.0 Mt de metanol, por lo que indicó un cumplimiento del 104.8%, respecto de lo programado (101.1 Mt); 101.6 Mt de aromáticos y derivados que representó un incumplimiento de 28.0%, de lo programado en el POFAT (141.2 Mt), y por último, 23.2 Mt de otros petroquímicos, lo que significó un incumplimiento del 40.4%, de acuerdo con lo programado por 38.9 Mt.

PTRI señaló que el descenso de las ventas de algunos productos se debió principalmente a una menor oferta del producto por parte de las refinerías, los complejos procesadores de gas y los complejos petroquímicos, como consecuencia de la reducción de los insumos derivado de una menor disponibilidad de petróleo y gas húmedo de PEP a PTRI. Asimismo, con el análisis de otros resultados de este informe se constató que PTRI presentó problemas en su infraestructura productiva (refinerías, complejos procesadores de gas y petroquímicos), lo que no le permitió optimizar sus actividades de refinación y procesamiento y aumentar la producción nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, lo que incidió en el cumplimiento de metas en algunos de los productos petrolíferos, gas natural y petroquímicos comercializados en 2018 por PTRI.

En 2018, en el mercado externo, en cuanto a exportaciones por parte de PTRI, se reportó lo siguiente: 89.8 Mbd de combustóleo, lo que representó un incumplimiento del 35.9%, respecto de lo programado en el POFAT (140.2 Mbd); 4.0 Mbd en otros petrolíferos, por lo que obtuvo un incumplimiento de 20.0%, en cuanto a lo programado (5.0 Mbd); 1.4 MMpcd de gas natural, del cual, no se programó la meta en el POFAT; 1.2 Mbd en gas licuado, lo que indicó un cumplimiento del 400.0%, respecto de lo programado POFAT (0.3 Mbd); 37.7 Mbd de gasolina natural, 67.9%, conforme a lo programado (55.5 Mbd); no se exportó azufre, lo que significó un incumplimiento, de acuerdo con lo programado (192.4 Mt); en aromáticos obtuvo 5.2 Mt, por lo que incumplió 95.2% de lo programado (108.0 Mt).

En cuanto a las importaciones, en 2018, PTRI reportó lo siguiente: 594.3 Mbd de gasolinas, lo que indicó 43.7% más de lo programado en el POFAT (413.7 Mbd); 238.8 Mbd de diésel, por lo que fue 54.4% más en comparación con lo programado (154.7 Mbd); 81.2 Mbd de otros petrolíferos, lo que significó 85.0% más de acuerdo con lo programado (43.9 Mbd); 1,316.5 MMpcd de gas natural, por lo que alcanzó un cumplimiento de 87.1%, respecto de lo programado en el PEF y POFAT (1,511.6 MMpcd); 61.8 Mbd de gas LP reportando 309.3% más de lo programado (15.1 Mbd); 33.6 Mt de aromáticos; sin embargo, no se programaron metas, por lo que debido a la baja producción en los complejos petroquímicos, se tuvo que importar; y 22.8 MMT de metanol, lo que significó un cumplimiento del 72.4%, de lo programado en el POFAT (31.5Mt).

De 2017 a 2018, se verificó que la importación aumentó en cada producto: 4.2% (594.3 Mbd) respecto de los 570.2 Mbd realizado en 2017 en gasolinas; 0.6% (238.8 Mbd) respecto de 237.5 Mbd realizado en 2017 en diésel; 45.0% (61.8 Mbd) respecto de 42.6 Mbd en 2017 en gas LP. PTRI señaló que el crecimiento de importaciones fue por la menor producción nacional. Asimismo, como se comprobó en otros resultados de este informe, PTRI presentó problemas en su infraestructura productiva (refinerías, complejos procesadores de gas y petroquímicos), lo que limitó optimizar sus actividades de refinación y procesamiento y aumentar la producción nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, y con ello, reducir las importaciones.

En 2018, PTRI obtuvo 1,104,709,651.0 miles de pesos (mdp) por ingresos de comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos, de los cuales: 95.2% (1,051,487,483.0 mdp) fueron ventas nacionales y, el 4.8% (53,222,168.0 mdp) de exportaciones; el costo de comercialización fue de 1,103,192,557.0 mdp, por lo que, el margen de utilidad bruta fue del 0.1% (1,517,094.0 mdp), respecto de los ingresos por comercialización. En cuanto al costo de comercialización éste representó un 99.9% de los ingresos. En el Plan de Negocios 2017-2021 de Petróleos Mexicanos, no se establecieron metas para evaluar en qué medida PTRI cumplió con el propósito de generar eficiencias y reducción de costos, y la EPS careció de un plan de negocios propio en el que estableciera dichas metas, lo que dificultó el cumplimiento del objetivo de maximizar la captura de márgenes comerciales establecida en la Estrategia Programática del PEF.

Se identificó que, en 2018, PTRI obtuvo una oferta de gas por 4,058.0 MMpcd, resultado de la producción de gas de 2,741.5 MMpcd más la importación (1,316.5 MMpcd). Al respecto, PTRI comercializó en el mercado interno (3,350.6 MMpcd) y externo (1.4 MMpcd), un total de 3,352.0 MMpcd (82.6%), por lo que PTRI dejó de comercializar 706.0 MMpcd (17.4%) del total de la oferta, sin que PTRI indicará las causas. PTRI indicó que no tuvo un plan de comercialización, no obstante, las metas de comercialización se establecieron en el POFAT, 2018. Además, se determinó que la producción petrolíferos, gas y petroquímicos fue insuficiente para abastecer el volumen comercializado en el mercado interno, por lo que se tuvo que importar gasolinas, diésel, gas natural, gas LP, metanol y aromáticos y derivados.

Por lo anterior, se constató que, en 2018, PTRI no estableció una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para evaluar su actividad en la comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos y, no cumplió con las metas y el seguimiento a las mismas sobre las importaciones principalmente de petrolíferos y petroquímicos, debido a una menor oferta del producto por parte de las refinerías, los complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos, asimismo, se presentaron problemas en su infraestructura productiva, por lo que no optimizaron las actividades de refinación y procesamiento para aumentar la producción nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, y con ello reducir las importaciones. Además, PTRI careció de un Plan de negocios propio en el que se establecieran metas para evaluar en qué medida PTRI cumplió con el propósito de generar eficiencias y reducción de costos y con ello metas maximizar la captura de márgenes comerciales. Se determinó que el Director General de Pemex Transformación Industrial, y la Subdirección de Comercialización no cumplieron

adecuadamente con sus funciones de establecer una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para evaluar su actividad en la comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer el objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos a la falta de objetivos, metas y prioridades para evaluar su actividad en la comercialización, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-011 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para evaluar su actividad en la comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos, definir metas de los costos de comercialización en sus Refinerías, Complejos Procesadores de Gas y Petroquímicos, cumplir con las metas y dar seguimiento a las mismas sobre las importaciones principalmente de petrolíferos y petroquímicos, a fin de contar con elementos que permitan evaluar en qué medida la EPS genera eficiencias y reduce costos en la línea de negocios de dichos productos, maximizar la captura de márgenes comerciales y generar rentabilidad y valor económico al Estado, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracción V; 38, fracción V, y 63, fracción I, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y de la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

9. Benchmarking^{25/}

Con la finalidad de hacer un comparativo internacional de los principales indicadores del sector Downstream^{26/} al cual pertenecen las actividades de PTRI, se analizaron los resultados de los indicadores de la EPS con el referente internacional, como se muestra a continuación:

^{25/} La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), mediante la *International Benchmarking Network* define el concepto de Benchmarking de la siguiente manera: “Encontrar una organización que sea buena preferiblemente mejor que nuestra organización, estudiar intensamente cómo se hacen las cosas, hacer planes para lograr que el desempeño llegue a este nivel, implementando esos planes y monitoreando sus resultados”. “Benchmarking significa, entonces, basarse en los estándares de desempeño, lograrlo por medio de la comparación de resultados o procesos, identificando la mejor práctica e iniciando procesos de mejoramiento”.

^{26/} Downstream: implica la refinación, comercialización, suministro y venta al por menos de productos refinados del petróleo, (...) para su eventual distribución a clientes industriales, comerciales o al consumidor final. Disponible en: Colomano

Se constató que México se ubicó en el lugar 13 respecto de su capacidad de refinación, ^{27/} en comparación con 16 países, al contar con una capacidad de diseño de 1,627.0 Mbd en 2018; asimismo, se verificó que registró un índice ocupacional ^{28/} de 37.6% (611.9 Mbd) en el mismo año, ubicándose en el lugar 14 respecto de los 16 países, por lo que, se posicionó por debajo de países como India que se ubicó en el cuarto lugar, aun cuando contó con reservas probadas de petróleo inferiores a las de México. Asimismo, el resultado del índice ocupacional de México, fue inferior en 48.1%, respecto al obtenido en 2013 al contar con una ocupación de 72.4% (1,224.1 Mbd). Durante los resultados de este informe, se comprobó que, la disminución de insumos derivada de una menor disponibilidad de petróleo por parte de PEP, así como, los problemas de confiabilidad en las refinerías afectaron la operación óptima de PTRI, por lo que en 2018 el desempeño operativo del SNR fue desfavorable.

Respecto de los resultados de los principales indicadores de la industria petrolera de PTRI en comparación con los estándares internacionales, se detallan en el cuadro siguiente:

INDICADORES DE LA INDUSTRIA PETROLERA CON REFERENTES INTERNACIONALES
(Porcentajes)

Indicador	Referente Internacional (a)	Resultado 2017 (b)	Resultado 2018 (c)	Variación 2017-2018 (d)=(c-b)	Diferencia absoluta ^{1/} (e)=(c-a)
Rendimiento de destilados	76.9	57.4	58.0	0.6	(18.9)
Utilización de la capacidad de destilación equivalente	79.9	43.5	37.6	(5.9)	(42.3)
Índice de paros no programados en las plantas de petrolíferos	1.0	7.6	13.7	6.1	12.7
Índice de paros no programados en las plantas de gas y aromáticos	1.0	4.3	5.0	0.7	4.0
Utilización de la capacidad criogénica	80.0	54.1	49.9	(4.2)	(30.1)

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. EA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019.

^{1/} Se calculó tomando en cuenta el referente internacional y el resultado de 2018.

NOTA: La variación se calcula de la diferencia del resultado de 2018 respecto de 2017.

Alfonso & Colombano Alberto. (2015), Análisis de Empresas de Petróleo y Gas: Upstream, Midstream y Downstream, "Capítulo 1: Introducción", pág. 20.

^{27/} Es la capacidad de diseño efectiva de las refinerías.

^{28/} Capacidad utilizada de una refinería, respecto de la capacidad total.

En cuanto a los resultados de PTRI, se constató que, en 2018, el rendimiento de destilados ^{29/} aumentó 0.6 puntos porcentuales, respecto del año inmediato anterior; sin embargo, fue inferior en 18.9 puntos porcentuales al estándar internacional de 76.9%; referente a la utilización de la capacidad de destilación equivalente, ^{30/} se constató, que se ubicó en 37.6%, cifra inferior en 42.3 puntos porcentuales al referente internacional de 79.9%. Los indicadores de paros no programados ^{31/} en las plantas de petrolíferos y en las plantas de gas y aromáticos, reportaron resultados por encima del estándar internacional de 1.0, en 12.7 y 4.0 puntos porcentuales; además, se verificó que la capacidad utilizada de las plantas criogénicas ^{32/} de los complejos procesadores de gas, fue menor en 30.1 puntos porcentuales respecto del referente internacional de 80.0, ya que, registró una utilización del 49.9% en 2018.

Con base en lo anterior, se identificó que durante 2018, los principales indicadores de la industria petrolera de México fueron menos competitivos en comparación con el contexto internacional, ya que presentó deficiencias que impidieron elevar el procesamiento del petróleo, provocando que la capacidad de refinación y el rendimiento en las refinerías fuera significativamente menor que la de otros países; además, el rendimiento de destilados, la utilización de la capacidad equivalente y la utilización de la capacidad instalada de las plantas criogénicas va en decremento en comparación con otros países, mientras que, los paros no programados han aumentado, al reportar problemas operativos, de mantenimiento y confiabilidad en la infraestructura productiva. Lo anterior, contrario a la adopción de las mejores prácticas corporativas y empresariales. Además, se determinó que, la Dirección General, y las Subdirecciones de Proceso de Gas y Petroquímicos, y Petrolíferos no cumplieron adecuadamente con sus funciones de supervisar el cumplimiento de las metas operativas e impulsar propuestas de mejora, toda vez que, PTRI no resultó competitivo internacionalmente, debido a la disminución de insumos y los problemas de confiabilidad en su infraestructura, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que fueron destinados.

2018-6-90T9M-07-0478-07-012 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades para optimizar la operación de su infraestructura productiva y obtener mejores resultados sobre los principales indicadores del sector Downstream, basándose en estándares de desempeño internacionales, a fin de evaluar y monitorear sus resultados, incrementar su eficiencia y adoptar las buenas prácticas corporativas y empresariales, en los términos de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 11, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 7, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de

^{29/} Rendimiento de los principales productos destilados (gasolina, turbosina y diésel).

^{30/} Es la medida de lo cerca que esta, la capacidad de destilación equivalente de funcionar a plena capacidad.

^{31/} Paros no programados: se refiere a la salida de operación de un equipo, sistema o instalación, cuantificado desde la fecha y hora del paro hasta su entrada en operación bajo condiciones estables.

^{32/} El proceso de recuperación de líquidos o Criogénico, es aquel, mediante el cual se separan del gas húmedo dulce los licuables del gas natural.

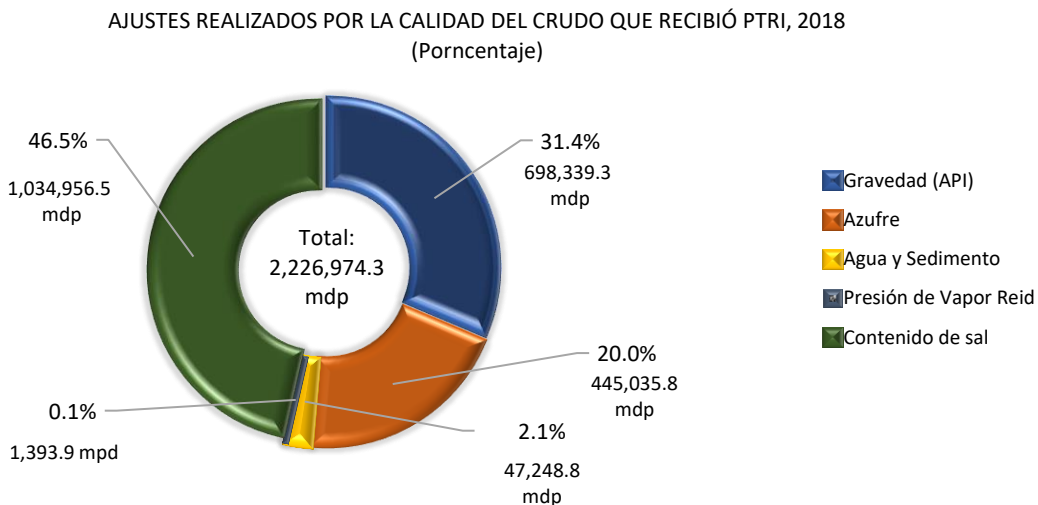
Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial; 33, fracción V; 38, fracción V, 43, fracción IV, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

10. Calidad del petróleo crudo recibido por Pemex Transformación Industrial y de la gasolina y el diésel producidos

Para 2018, se verificó que, en el contrato de compraventa de petróleo crudo celebrado entre Pemex Transformación Industrial (PTRI) y Pemex Exploración y Producción (PEP), se establecieron los parámetros de calidad, por tipo de petróleo crudo, que debió cumplir el crudo entregado al Sistema Nacional de Refinación; asimismo, se constató que, en caso de incumplimiento de PEP, debe resarcir a PTRI por las afectaciones.

Al respecto, se identificó que, en 2018, PEP entregó a PTRI los tipos de crudo siguientes: Istmo, Maya, Xcaanda, Arenque, Matapionche, Pozoleo, Marfo, Horcón, Álamo y Naranjos. En los casos en que PEP incumplió en cuanto a la calidad en los diferentes tipos de crudo recibido, se comprobó que PTRI hizo de su conocimiento los incumplimientos respectivos, en términos del contrato de compraventa suscrito entre ambas empresas, por lo que PEP emitió notas de crédito a favor de PTRI por un monto de 2,226,974.3 miles de pesos (mdp) como compensación.

Respecto de los ajustes realizados a favor de PTRI, por el incumplimiento a los estándares de la calidad en cuanto a gravedad, azufre, agua y sedimento, presión y contenido de sal, se comprobó lo siguiente:



FUENTE: Elaborada por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0812/2019 del 15 de mayo de 2019.

Los incumplimientos de calidad representaron el 46.5% (1,034,956.4 mdp) en cuanto a la cantidad de sal; 31.4% (698,339.4 mdp) de gravedad API; 20.0% (445,035.8 mdp) de contenido de azufre; 2.1% (47,248.8 mdp) al exceso de agua y sedimentos; y 0.1% (1,393.9 mdp) en la presión de vapor Reid. Por lo anterior, se verificó que, PTRI recibió crudo de PEP con una calidad inferior a la solicitada, lo que afectó el procesamiento en el SNR, ya que se corre el riesgo de que se dañe la infraestructura de las refinerías y se provoquen desperfectos que ameriten reparaciones mayores, afectando el procesamiento y por ende la producción de petrolíferos.

En cuanto a la calidad de la gasolina y el diésel producidos por PTRI en el SNR, se identificó que, en 2018, las seis refinerías que comprendieron el SNR cumplieron con los parámetros para petrolíferos establecidos en la NOM-016-CRE-2016 “Especificaciones de calidad de petrolíferos” y el Acuerdo que modifica a la NOM-016-CRE-2016; Salina Cruz, Minatitlán, Cadereyta y Madero contaron con los dictámenes emitidos por la Unidad de Verificación mediante los cuales se acreditaron la calidad de la gasolina regular, la gasolina premium y el diésel automotriz que produjeron durante 2018.

Respecto de las refinerías de Salamanca y Tula, PTRI proporcionó los reportes anuales de los petrolíferos producidos, en donde se registró el cumplimiento de los parámetros de calidad requerida en la NOM-016-CRE-2016. No obstante, PTRI no acreditó disponer de un dictamen realizado por la Unidad de Verificación, en incumplimiento a lo establecido en el Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, por lo que no se acreditó la formalización emitida por una Unidad de Verificación mediante los cuales se acreditaran la calidad de la gasolina regular, la gasolina premium y el diésel automotriz que produjeron dichas refinerías durante 2018, y evaluar si el petróleo crudo de mala calidad recibido por PTRI, afectó la calidad de la producción de gasolinas y diésel.

Por lo anterior, se determinó que las Gerencias de las Refinerías de Salamanca y Tula no cumplieron adecuadamente con la implementación de mecanismos que les permitieran contar con un dictamen de calidad aprobatorio, ya que si bien, cuentan con los reportes de calidad de gasolina y diésel, no se demostró que la misma fuera validada por una Unidad de Verificación, lo que limita su cumplimiento a la normatividad establecida.

En 2018, se verificó que el petróleo crudo entregado por PEP a PTRI careció de la calidad establecida en el contrato de compraventa, por lo que PEP tuvo que emitir notas de crédito a favor de PTRI a fin de que, en caso de causar daño en la infraestructura de las refinerías esté pudiera ser reparado. Asimismo, se constató que, en dicho año, las seis refinerías que comprendieron el SNR cumplieron con los parámetros de calidad establecidos en la norma, no obstante, las refinerías de Salamanca y Tula, no contaron con los dictámenes de calidad realizados por una Unidad de Verificación que acreditaran dicho cumplimiento.

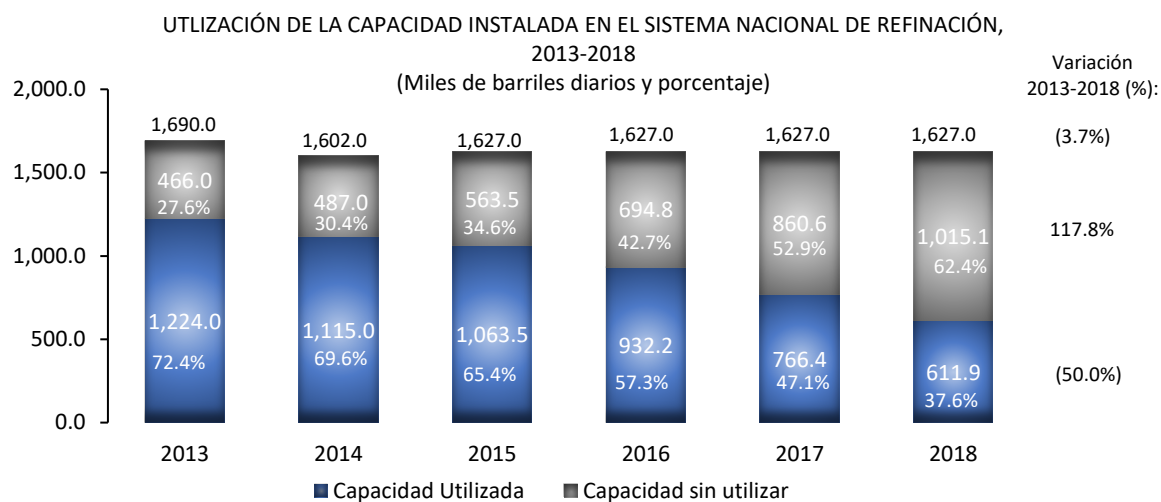
2018-6-90T9M-07-0478-07-013 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial implemente los mecanismos de control necesarios para que en todas sus refinerías cuenten con un dictamen aprobado por una Unidad de Verificación, y con ello cumpla con los estándares de calidad establecidos en la producción de gasolina y diésel, de conformidad con lo señalado en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 44, fracción XIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y en el numeral 8, del Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía Expide la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

11. Utilización de la capacidad instalada

En 2018, el Sistema Nacional de Refinación (SNR) contó con una capacidad instalada para las plantas primarias de 1,627.0 Mbd, la cual registró un índice ocupacional de 37.6%, al refinar 611.9 Mbd, cifra inferior en 26.6 puntos porcentuales respecto de la meta programada en el POFAT de 64.2% (1,044.7 Mbd) de la capacidad proyectada para refinar. Al respecto, PTRI señaló que, la disminución de insumos entregados por parte de PEP a PTRI, así como, las restricciones presupuestales para el mantenimiento de las refinerías afectaron su operación óptima, por lo que, en 2018, el desempeño operativo del SNR fue desfavorable. No obstante, los problemas de confiabilidad presentados en la infraestructura productiva de PTRI, como el aumento en el índice de paros no programados, el cual se ubicó en 13.7%, cifra superior en 12.7 puntos porcentuales, respecto del referente internacional de 1.0, y los retrasos en la modernización y rehabilitación de la infraestructura, también, han perjudicado el aumento de la capacidad instalada del SNR, como se señala en los resultados núm. 12 “Proyectos de infraestructura y modernización” y 13 “Mantenimiento de la infraestructura” de este informe.

El comportamiento de la utilización de la capacidad instalada en las plantas primarias del SNR para el periodo 2013-2018 se muestra en la gráfica siguiente:



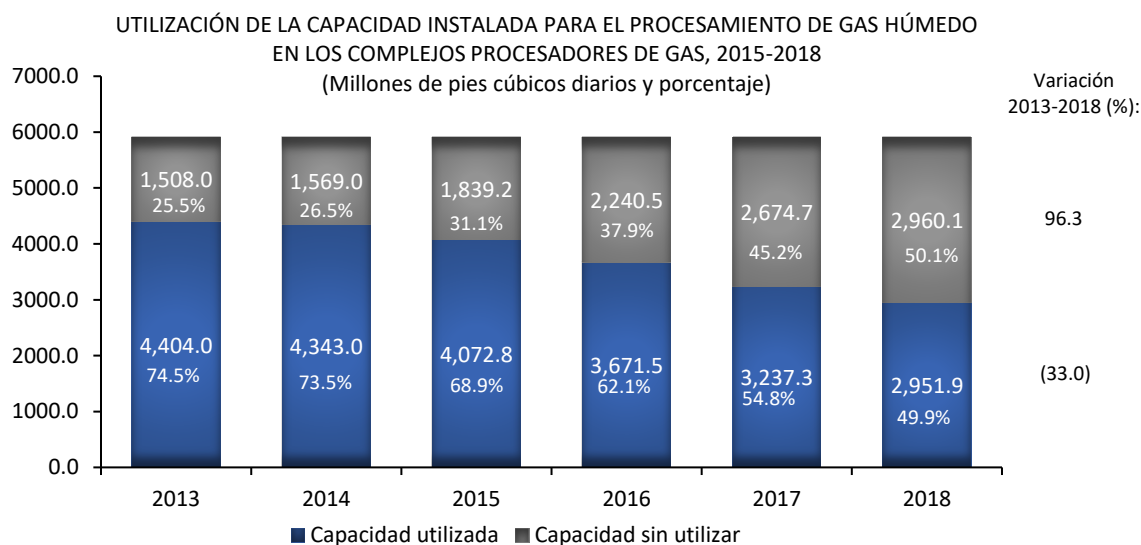
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019.

Respecto de los años 2013 y 2018, se identificó que la utilización de la capacidad instalada en las plantas primarias del SNR disminuyó 50.0% (612.1 Mbd), al pasar de 1,224.0 Mbd en 2013 a 611.9 Mbd en 2018, por lo que la capacidad sin utilizar aumentó 117.8% (549.1 Mbd), al pasar de 466.0 Mbd a 1,015.1 Mbd, en los mismos años. Al respecto, PTRI señaló que la causa principal en la disminución de la utilización de la capacidad instalada se debió a la caída en la confiabilidad de sus activos, por limitaciones presupuestales, misma que se manifestó en fallas recurrentes en las plantas de proceso, así como, en la reducción de insumos derivada de una menor disponibilidad de petróleo crudo de PEP a PTRI. Asimismo, se verificó que, la capacidad instalada en el SNR disminuyó en 3.7% (63.0 Mbd), al pasar de 1,690.0 Mbd en 2013 a 1,627.0 Mbd en 2018. Lo anterior, repercutió en el volumen de petróleo crudo procesado y en la producción de petrolíferos, que disminuyeron en 50.0% y 50.5%, respectivamente, lo que evidenció que PTRI no ha logrado incrementar la eficiencia operativa del SNR, lo que constituye un obstáculo para que las actividades de refinación sean rentables y generen valor económico.

En 2018, PTRI utilizó el 49.9% (2,951.9 MMpcd) de la capacidad instalada para el procesamiento de gas natural, resultado inferior en 6.8 puntos porcentuales, respecto de la capacidad programada a utilizar de 56.7% (3,355.0 MMpcd). Al respecto, PTRI señaló que para el cálculo de la meta POFAT 2018, se consideró la planta criogénica de pajaritos del Complejo Coatzacoalcos; sin embargo, estuvo fuera de operación durante dicho año, situación que repercutió en el objetivo de optimizar la infraestructura productiva. Además, se constató que, el cumplimiento de utilización fue inferior en 30.1 puntos porcentuales, en comparación con el estándar internacional de utilizar el 80.0% de la capacidad, lo que indicó que la EPS no fue competitiva en lo referente a la utilización de la capacidad criogénica, en comparación con las empresas internacionales. Lo anterior, repercutió en el volumen de gas natural húmedo

procesado, así como en la producción de gas natural seco, que disminuyeron en 33.0% y 34.5%, respectivamente, lo que evidenció que PTRI no ha logrado incrementar la eficiencia operativa en los CPG, lo que constituye un obstáculo para que las actividades de procesamiento sean rentables y generen valor económico.

El comportamiento de la utilización de la capacidad instalada en los CPG en cada uno de los años del periodo 2013-2018, se muestra a continuación:



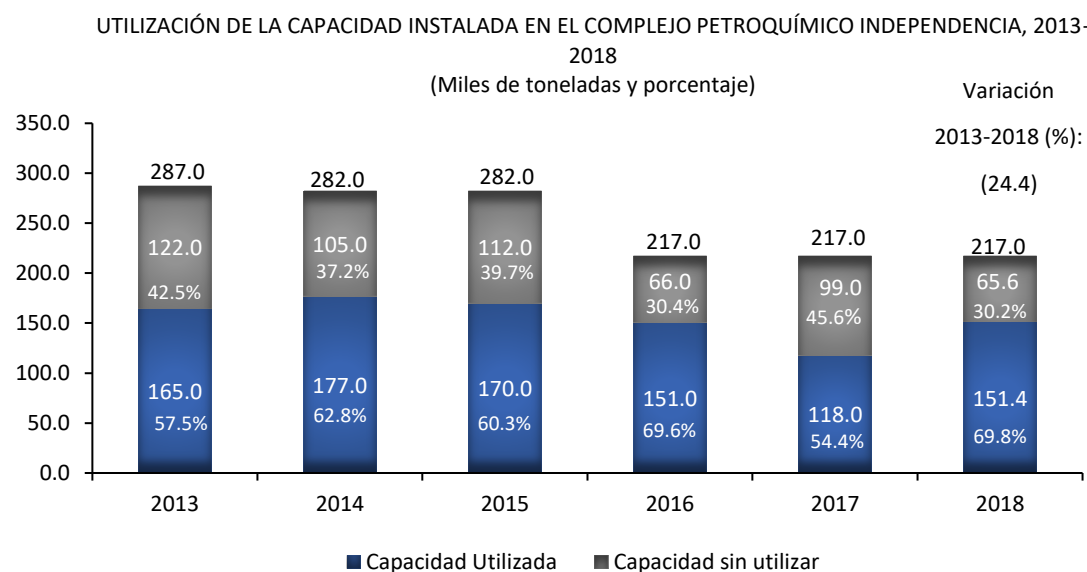
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por PTRI, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0796/2019, del 13 de mayo de 2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1281/2019, del 07 de agosto de 2019.

En 2013-2018, se comprobó que la capacidad instalada de los CPG para el procesamiento de gas natural se mantuvo en 5,912.0 MMpcd; sin embargo, la utilización de dicha capacidad disminuyó 33.0% (1,452.1 MMpcd), al pasar de 4,404.0 MMpcd en 2013 a 2,951.9 MMpcd en 2018; en comparación con 2017, la capacidad utilizada disminuyó 8.8% (285.0 MMpcd). Al respecto, PTRI señaló que la disminución se debió a la menor oferta de gas húmedo amargo del mesozoico y gas húmedo dulce de Burgos proveniente de Pemex Exploración y Producción (PEP), por lo que existe el riesgo de que la disminución en la producción incremente las importaciones del hidrocarburo tanto de PTRI como de los particulares, ocasionando una mayor dependencia energética del país, y disminuyendo aún más la participación de la EPS en el abastecimiento de la demanda de gas natural, limitando la participación en el mercado, como se verificó en el resultado número 15 “Contribución al Abasto” de este informe.

Para el Complejo Petroquímico Independencia se constató que, en 2018, contó con una capacidad instalada de 217.0 Miles de tonelada (Mt); la cual utilizó en 69.8%, resultado

inferior en 7.9 puntos porcentuales, respecto de la meta de utilización de 77.7%, situación que repercutió en el objetivo de optimizar la infraestructura productiva. Al respecto, PTRI señaló que dicho complejo petroquímico estuvo fuera de operación por mantenimiento posterior a la reparación anual programada a solicitud de la Gerencia de Soporte Comercial; sin embargo, la entidad no informó el tiempo que el CPQ estuvo fuera de operación.

Además, durante el periodo 2013-2018, la utilización de la capacidad instalada en el CPQ Independencia tuvo el comportamiento siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información remitida por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019; Anuario Estadístico 2018 de Petróleos Mexicanos.

En el periodo 2013-2018, se identificó que la capacidad instalada del complejo decreció 24.4%, al pasar de 287.0 Mt en 2013, a 217.0 Mt en 2018; en tanto que, en el periodo 2016-2018, la capacidad instalada se mantuvo constante (217.0 Mt); mientras que, el porcentaje de la capacidad utilizada sólo aumentó en 0.2 puntos porcentuales, al pasar de 69.6% a 69.8%.

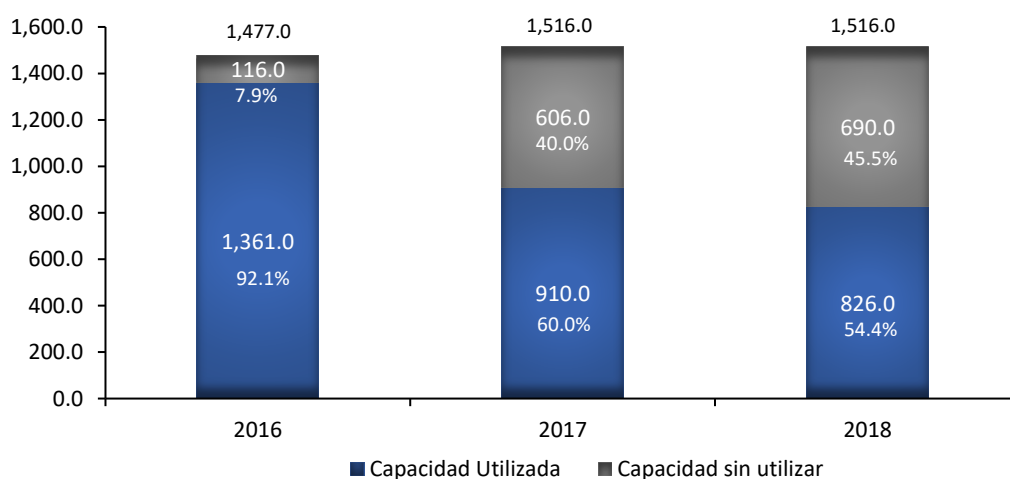
En respuesta a la presentación de resultados finales y observaciones preliminares del 3 de diciembre de 2019, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/2017/2019, del 17 de diciembre de 2019, PTRI señaló que, la cifra de 217.0 Mt como capacidad total instalada en el Complejo de Independencia en 2018 era incorrecta; asimismo, indicó que, la capacidad instalada total real de dicho Complejo fue de 182.5 Mt, integradas por 167.5 Mt de la Planta de Metanol II y 15.0 Mt de la planta de Especialidades Petroquímicas, por lo que, considerando que la producción total de petroquímicos en el complejo fue de 151.4 Mt, el porcentaje de utilización fue de 82.9%; no obstante, cabe destacar que la cifra de 217.0 Mt utilizada en el desarrollo de este resultado como capacidad del complejo petroquímico fue obtenida del Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos 2018. Al respecto, se determinó que,

con dicha información no se solventa lo observado por lo que la observación persiste; asimismo, se comprobó que no existe congruencia en la información remitida por PTRI y la publicada por Pemex, situación que pone en riesgo la confiabilidad de la información.

En tanto que, del Tren de Aromáticos de la Cangrejera, se constató que, en 2018, contó con una capacidad instalada de 1,516.0 Mt; de la cual, sólo utilizó el 54.5%, y el porcentaje de la utilización fue inferior en 16.8 puntos porcentuales, respecto de la meta de utilización de 71.3%.

Para el periodo 2013-2018, el comportamiento de la capacidad instalada en el CPQ Cangrejera fue el siguiente:

UTILIZACIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA EN EL COMPLEJO PETROQUÍMICO CANGREJERA, 2016-2018
(Miles de toneladas y porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019; Anuario Estadístico 2018 de Petróleos Mexicanos.

NOTA: Se consideró únicamente la capacidad instalada del Tren de Aromáticos de la Cangrejera del periodo 2016-2018, debido a que, con la creación de las EPS, el resto de las plantas del complejo pertenecen a Pemex Etileno.

Se constató que, durante el periodo 2016-2018, la capacidad instalada del CPQ Cangrejera aumentó en 39.0 Mt, al pasar de 1,477.0 Mt en 2016 a 1,516.0 Mt en 2017; en tanto que, en 2018 se mantuvo constante. Asimismo, se constató que el porcentaje de la capacidad utilizada disminuyó 37.7 puntos porcentuales al pasar de 92.1% en 2016 a 54.4% en 2018. Al respecto, PTRI señaló que se debió principalmente, a que, el Tren de Aromáticos operó con baja carga debido a las restricciones de materia prima (petroquímicos básicos) por los problemas operativos de la Refinería Minatitlán.

En 2018, la infraestructura productiva de PTRI, registró una subutilización de su capacidad instalada, ya que en el Sistema Nacional de Refinación sólo se utilizó el 37.6%; en los Complejos Procesadores de Gas, el 49.9%, y los Complejos Petroquímicos Independencia y Cangrejera sólo el 69.8% y 54.5%, respectivamente, situación causada por principalmente a

la falta de insumos y a problemas por mantenimiento. Además se constató que la Dirección General y las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos y Proceso de Gas y Petroquímicos no cumplieron adecuadamente con sus funciones de dirigir y supervisar el cumplimiento de sus metas, así como, de impulsar propuestas de mejora que contribuyeran a optimizar la infraestructura productiva de PTRI, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que fueron destinados.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos al incumplimiento de las metas de refinación, procesamiento de gas y producción de petroquímicos, así como los problemas de confiabilidad en la infraestructura, que han ocasionado la subutilización de la capacidad instalada del Sistema Nacional de Refinación, los Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos, y una tendencia a la baja en la utilización de la capacidad instalada de la infraestructura productiva en el periodo 2013-2018, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-014 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos, con base en la problemática referente a la subutilización de la capacidad instalada en las Refinerías, establezca las estrategias necesarias que permitan incrementar la extracción de petróleo crudo, para de aumentar la utilización de la capacidad instalada para el procesamiento del mismo, y que se establezca una estrategia orientada a fijar objetivos, metas y prioridades que eficiente el mantenimiento realizado en las refinerías, con el propósito de disminuir el deterioro en las mismas, y que se incrementen el procesamiento del petróleo que recibe PTRI, a fin de optimizar la capacidad productiva, eficientar y dar continuidad a las operaciones en las refinerías y maximizar la rentabilidad de las mismas, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracciones V y XVI; 38, fracción V, y 43, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial; en los Programas de planeación de mediano plazo, y en la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-015 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con Pemex Exploración y Producción y Petróleos Mexicanos, con base en la problemática referente a la subutilización de la capacidad instalada en los complejos procesadores de gas, establezca las estrategias necesarias que permitan incrementar la extracción del hidrocarburo, con el propósito de

augmentar la utilización de la capacidad instalada para el procesamiento del mismo, y que se establezca una estrategia orientada a fijar objetivos, metas y prioridades que eficiente el mantenimiento realizado en los complejos procesadores de gas, a fin de disminuir el deterioro en los mismos, y que se incremente el procesamiento del gas que recibe PTRI, a fin de optimizar la capacidad productiva, evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, eficientar y dar continuidad a las operaciones en los CPG y maximizar la rentabilidad de los mismos, con objeto de cumplir lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracciones V y XVI; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial; en el Programa Sectorial de Energía, y en la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-016 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, con base en la problemática referente a la subutilización de la capacidad instalada en los complejos procesadores de petroquímicos, establezca una estrategia orientada a fijar objetivos, metas y prioridades que eficiente el mantenimiento realizado en los complejos procesadores de petroquímicos, para disminuir el deterioro en los mismos, y que se incremente la producción de petroquímicos primarios y secundarios, a fin de optimizar la capacidad productiva, eficientar y dar continuidad a las operaciones en los CPQ y maximizar la rentabilidad de los mismos, con el objeto de cumplir con lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracción V; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial; en los Programas de mediano plazo, y en la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-017 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos, establezca los mecanismos de control necesarios para que la información remitida, respecto de la capacidad total instalada en los Complejos Petroquímicos sea consistente, a fin de disponer de parámetros específicos, verificables y oportunos, para evaluar el desempeño de las actividades de procesamiento y que contribuyan al análisis de forma fiable, en cumplimiento los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 115, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos; 33, fracción V; 38, fracción V, y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y del numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1 "Obtención, generación o uso de información relevante

y de calidad para control interno", párrafo primero, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

12. Proyectos de infraestructura y modernización

Para 2018, se verificó que PTRI tuvo vigentes 38 programas y proyectos de inversión relacionados con el programa presupuestario K002 "Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos", de los cuales, sólo se ejerció presupuesto en 25 (65.8%) y en 13 (34.2%) no se ejerció presupuesto.

El monto ejercido para el desarrollo de los 25 programas y proyectos fue de 5,196,536.4 miles de pesos, cifra superior en 29.2%, respecto de los 4,021,779.7 miles de pesos originalmente aprobados. Asimismo, se verificó que estaba previsto que se concluyeran, en diciembre de 2018, seis proyectos: el proyecto "Terminal de Almacenamiento y Reparto Tapachula" presentó un avance físico y financiero de 99.5%; el proyecto "Suministro de vapor a la Refinería de Salamanca, desde un proyecto externo de cogeneración", mostró un avance financiero del 100.0% y 99.9% de avance físico; en tanto que, el proyecto "Calidad de los Combustibles fase diésel Cadereyta" se encuentra suspendido desde 2016, debido a que, se buscan alternativas que le permitan cumplir con la normatividad ambiental, no obstante, en 2018 le fue pagado un presupuesto de 271,168.4 miles de pesos; el proyecto de "Optimización de la Reconfiguración de la Refinería de Francisco I. Madero" presentó un avance físico de 61.3% y un avance financiero 55.9%, en tanto que, en el proyecto de "Adecuaciones de los sistemas de vacío de las plantas Preparadoras de Carga No. 2 y 3 de la Refinería de Minatitlán", se constató un avance financiero de 18.4% y 11.7% de avance físico, y finalmente el proyecto "Mantenimiento de las plantas preparadoras de carga del Complejo Petroquímico Cangrejera" presentó un avance financiero de 29.4% y 28.2% de avance físico.

De los 13 programas y proyectos en los que no se ejercieron recursos durante el 2018, se constató que tres estaban programados para concluirse en ese año los cuales fueron: el proyecto del "Tren Energético de la Refinería de Minatitlán" que presentó un avance físico de 78.3%; sin embargo, de la revisión de la Cartera de Inversión de la SHCP, se constató que la fecha de término se reprogramó para diciembre de 2019, en cumplimiento del artículo 46, fracción VIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial. El "Proyecto integral ambiental Refinería Cadereyta" mostró un avance físico de 32.2%, en tanto que, la "Rehabilitación de turbocompresores de etano y refrigeración de las plantas fraccionadoras I y II del CPG Nuevo Pemex", presentó un avance físico de 50.5%; estos dos últimos proyectos no fueron reprogramados para concluirse.

De acuerdo con lo anterior, en 2018, PTRI no concluyó seis de los proyectos de inversión que tenía previstos, además, no fueron reprogramados para concluirse, lo cual limita el avance y afecta el desempeño de la eficiencia operativa de la empresa, debido a que los recursos ejercidos para la ejecución de los proyectos de infraestructura para el incremento, modernización y reforzamiento de la capacidad de las actividades de refinación,

procesamiento y transformación, no priorizaron a los proyectos programados a terminar en 2018, lo cual repercutió en elevar la eficiencia de la infraestructura de PTRI, ya que, como se comprobó en otros resultados de este informe, no se ha logrado aumentar la producción de petrolíferos, principalmente en gasolina y diésel (productos de mayor valor agregado), gas natural y petroquímicos, en detrimento de la capacidad instalada de la EPS. Asimismo, se verificó que, en 2018, PTRI no contó con estrategias para eficientar los recursos destinados a los proyectos de modernización de la infraestructura, que contribuyera al desarrollo de los mismos en el tiempo programado o bien, reprogramar las etapas de avance.

En tanto que, del aporte patrimonial a la empresa, la Gerencia de Proyectos 4 de PTRI, señaló que, a la fecha, no contaron con proyectos que contribuyan al logro de este objetivo, así como, que se tienen proyectos suspendidos que en caso de reactivarse podrán, en un futuro, incrementar el valor, de Petróleos Mexicanos, no obstante, no señaló cuales fueron esos proyectos, ni cómo contribuirán a elevar el valor patrimonial de la EPS; además, se constató que no se definió el concepto de valor patrimonial.

En 2018, los recursos ejercidos para la ejecución de los proyectos de infraestructura para el incremento, modernización y reforzamiento de la capacidad de las actividades de refinación, procesamiento y transformación no priorizaron a los proyectos programados a terminar en 2018, lo cual repercutió en elevar la eficiencia de la infraestructura de PTRI, ya que no se concluyeron seis de los proyectos de inversión, además, no fueron reprogramados, lo cual limita el avance y afecta el desempeño de la eficiencia operativa de la empresa. Además, no se pudo constatar que las inversiones incrementaron el valor patrimonial de la empresa. Por lo anterior, la Dirección General de PTRI y las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos, de Proceso de Gas y Petrolíferos y de Proyectos Industriales no cumplieron adecuadamente con sus funciones de dirigir y supervisar el cumplimiento de metas, dar seguimiento a los proyectos de modernización y eficiencia de las Refinerías, de los Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos, así como administrar los recursos financieros requeridos para el para el plan de maduración y ejecución de los proyectos desarrollo de los proyectos, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que fueron destinados.

2018-6-90T9M-07-0478-07-018 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en su Consejo de Administración, y en coordinación con el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, establezca una estrategia para priorizar los programas y proyectos de inversión que con base en los recursos disponibles puedan reactivar y culminar para alcanzar los beneficios esperados en dichos proyectos, a fin de optimizar la capacidad productiva, propiciar su modernización para reducir pérdidas operativas y contribuir con objeto de incrementar el valor patrimonial de la EPS, en cumplimiento con lo establecido en los programas de mediano plazo, y los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 102, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 33, fracción XVI; 43, fracción VIII; 48, fracción VIII, y 79, fracción X, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría

Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir las deficiencias.

2018-6-90T9M-07-0478-07-019 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Gerencia de Apoyo Técnico y Normativo de Petróleos Mexicanos, interprete que es valor patrimonial, y reglamente cómo y qué programas y proyectos de inversión incrementaran el valor patrimonial de la empresa, a fin de disponer de elementos para evaluar los resultados en la ampliación y modernización de la infraestructura de la empresa, en cumplimiento con lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 102, de la Ley de Petróleos Mexicanos; 63, fracciones I y II, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, y 33, fracción XVI, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir las deficiencias.

13. Mantenimiento de la infraestructura

Se realizó un análisis del cumplimiento de los mantenimientos predictivos, preventivos y la realización de los correctivos en las Refinerías, los Complejos Procesadores de Gas, y Complejos Petroquímicos, en 2018, como se presenta a continuación:

MANTENIMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA EN COMPLEJOS PROCESADORES DE GAS,
REFÍNERIAS Y COMPLEJOS PETROQUÍMICOS, 2018

Infraestructura	Predictivo		Diferencia		Preventivo		Diferencia		Correctivo ^{4/}
	(a)	(b)	c= b-a	d= (b/a) *100	(e)	(f)	g= f-e	h=(f/e)*1 00	(i)
	Programado	Realizado	Absoluta	Porcentual	Programado	Realizado	Absoluta	Porcentual	Realizado
Total	92,226	90,338	(1,888)	98.0	84,087	81,107	(2,980)	96.5	31,959 ^{5/}
Refinerías ^{1/}	63,824	62,899	(925)	98.6	60,423	57,603	(2,820)	95.3	9,927
Complejos Procesadores de Gas ^{2/}	20,643	19,680	(963)	95.3	20,664	20,514	(150)	99.3	21,313
Complejos Petroquímicos ^{3/}	7,759	7,759	0	100.0	3,000	2,990	(10)	99.7	719

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núm.CA/COMAUD/AI/GEIR/0683/2019 y CA/COMAUD/GEIR/0791/2019, del 29 de abril y 13 de mayo de 2019.

- ^{1/} Comprende las refinerías: Salamanca, Minatitlán, Tula, Salina Cruz, Cadereyta y Madero.
- ^{2/} Incorpora los complejos procesadores de gas: Coatzacoalcos, Arenque, Poza Rica, Cactus, La Venta, Nuevo Pemex, Matapionche, Burgos y Ciudad Pemex.
- ^{3/} Incluye sólo al complejo petroquímico Independencia, toda vez que del complejo cangrejera, PTRI aclaró que éste se conforma a partir del Complejo del área de Coatzacoalcos.
- ^{4/} Este tipo de mantenimientos, por su naturaleza, no pueden planificarse.
- ^{5/} Representa el total de órdenes correctivas realizadas por PTRI en 2018, en los complejos procesadores de gas, refinerías y el complejo petroquímico independencia.

Se verificó que, en 2018, PTRI alcanzó un cumplimiento integral en el mantenimiento predictivo de su infraestructura, conformada por las Refinerías, los Complejos Procesadores de Gas y el Complejo Petroquímico Independencia de 98.0%, ya que realizó 90,338 de las 92,226 órdenes programadas, resultado superior en 3.0 puntos porcentuales al referente internacional "Physical Asset Management Handbook", que señala que éste debe ser mayor que 95.0%; respecto de los reportes de mantenimiento preventivo, PTRI registró un cumplimiento integral en su infraestructura del 96.5%, toda vez que realizó 81,107 órdenes preventivas de las 84,087 programadas, resultado superior en 1.5 puntos porcentuales al referente internacional.

Sin embargo, se corroboró que, de manera integral en la infraestructura de PTRI, en 2018, realizó 31,959 órdenes de mantenimiento correctivo las cuales, por su naturaleza, no son programables, y que indican actividades de mantenimiento, para reestablecer las condiciones normales de operación de la infraestructura que presentó alguna falla.

El número de órdenes de mantenimiento predictivo y preventivo realizado por la EPS a las Refinerías y los Complejos Procesadores de Gas, durante el periodo 2016-2018, se presenta en el cuadro siguiente:

MANTENIMIENTO REALIZADO POR PTRI, 2016-2018
(Órdenes de mantenimiento)

Infraestructura	2016	2017	2018	Variación 2016-2018 (%)	Cumplimiento
Total	195,590.0	136,275.0	170,623.0	(12.8)	↓
Refinerías (subtotal)	161,128.0	95,547.0	130,429.0	(19.1)	↓
Predictivo	83,044.0	42,685.0	62,899.0	(24.3)	↓
Preventivo	67,503.0	39,289.0	57,603.0	(14.7)	↓
Correctivo	10,581.0	13,573.0	9,927.0	(6.2)	↓
Complejos Procesadores de Gas (subtotal)	34,462.0	40,728.0	40,194.0	16.6	↑
Predictivo	16,092.0	19,737.0	19,680.0	22.3	↑
Preventivo	18,370.0	20,991.0	20,514.0	11.7	↑

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0683/2019, CA/COMAUD/GEIR/0791/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1283/2019, del 29 de abril, 13 de mayo de 2019 y 7 de agosto de 2019.

En el periodo 2016-2018, el número de órdenes de mantenimiento disminuyó en 12.8% (24,967.0 órdenes de mantenimiento), al pasar de 195,590 a 170,623 órdenes. Respecto de los mantenimientos preventivos en las refinerías registraron una reducción 14.7%; los predictivos un descenso de 24.3%, en tanto que los correctivos, sólo disminuyeron 6.2%. En cuanto a los mantenimientos predictivos en complejos procesadores de gas (CPG's), presentaron un aumento de 22.3%, los mantenimientos preventivos aumentaron en 14.3%. Al respecto, PTRI no precisó el impacto que tiene en la operación de refinerías la reducción en el número de mantenimientos, ni acreditó disponer de estrategias para mitigar los riesgos, lo que no permitió evaluar si PTRI coordinó el seguimiento y evaluación del cumplimiento de los programas anuales de mantenimiento preventivo y predictivo, y evaluó el mantenimiento correctivo de activos de las refinerías, así como de la identificación del análisis causa raíz de las fallas recurrentes.

En los resultados anteriores de ésta auditoría, se constató que, PTRI no alcanzó las metas establecidas en el proceso de petróleo crudo, y la producción de petrolíferos, situación que fue también debido a los problemas de confiabilidad de su infraestructura.

Respecto del Índice de Paros no Programados (IPNP) en las refinerías, se constató que, en 2018, PTRI sólo cumplió con el IPNP en la Refinería Salamanca, al registrar 3.8%, cifra inferior en 1.6 puntos porcentuales a la meta de referencia de menor o igual a 5.4%; no obstante, dicho resultado fue superior en 2.8 puntos porcentuales al referente internacional del índice de 1.0%; respecto de las refinerías restantes, se identificó que registraron valores porcentuales por encima de la meta, para el caso de Salina Cruz 8.4%, Cadereyta 12.5%, Tula 14.1%, Madero 22.3% y Minatitlán 24.1%, resultados superiores a la meta de 5.4%, en 3, 12.5, 11.1, 9.8 y 13 puntos porcentuales, respectivamente y al referente internacional; no obstante, PTRI no acreditó las medidas para mitigar dichos aumentos.

Por lo que corresponde a los Complejos Procesadores de Gas, se verificó que, en 2018, PTRI cumplió con la meta establecida del IPNP de menor o igual a 2.3% en los CPG's de Burgos, La Venta, Matapionche con el 0.0%, y Coatzacoalcos, Nuevo Pemex y Ciudad Pemex al registrar 1.0%, 2.0% y 2.2%, respectivamente, por debajo del valor de referencia. Sin embargo, en los CPG's de Poza Rica, Cactus y Arenque se identificó que no se cumplió con la meta, al reportar 6.6%, 11.1% y 16.8%, respectivamente, resultados superiores al referente internacional de menor o igual a 1.0 puntos porcentuales. Asimismo, se identificó que el Complejo Petroquímico Independencia reportó un resultado en el IPNP de 2.4%, cifra mayor en 0.1 puntos porcentuales respecto de la meta de referencia de 2.3% y superior en 1.4 puntos porcentuales al referente internacional de menor o igual a 1.0%.

Las metas y resultados del IPNP de la infraestructura a cargo de PTRI, en cuanto a Complejos Refinerías, Procesadores de Gas, y Complejos Petroquímicos, del periodo 2016-2018, se presenta a continuación:

ÍNDICE DE PAROS NO PROGRAMADOS, 2016 - 2018

Infraestructura	2016		2017		2018	
	Meta ≤ 3.5	Resultado (%)	Meta ≤ 6	Resultado (%)	Meta ≤ 5.4	Resultado (%)
Refinerías						
Salamanca	↓	5.1	↓	8.8	↓	3.8
Madero	↓	12.7	↓	12.5	↓	22.3
Cadereyta	↓	7.5	↑	5.2	↓	12.5
Minatitlán	↓	7.8	↓	6.8	↓	24.1
Salina Cruz	↓	5.8	↑	5.5	↓	8.4
Tula	↓	11.3	↓	8.4	↓	14.1
Complejos Procesadores de Gas						
	Meta ≤ 1	Resultado (%)	Meta ≤ 1	Resultado (%)	Meta ≤ 2.3	Resultado (%)
Ciudad Pemex	↓	12.1	↓	18.3	↓	2.2

Infraestructura	2016		2017		2018	
Nuevo Pemex	↑	0.7	↓	1.1	↓	2.0
Cactus	↑	1.0	↓	3.6	↓	11.1
Burgos	↑	0.2	↓	1.6	↑	0.0
Coatzacoalcos	↑	0.1	↓	3.8	↓	1.0
Arenque	↓	1.9	↓	6.0	↓	16.8
Poza Rica	↓	16.5	↑	0.0	↓	6.6
La Venta	↑	0.1	↑	0.0	↑	0.0
Matapionche	↑	0.0	↑	0.0	↑	0.0
Complejo Petroquímico	Meta ≤ 1	Resultado (%)	Meta ≤ 1	Resultado (%)	Meta ≤ 2.3	Resultado (%)
Independencia	↓	1.4	↓	6.0	↓	2.4

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núms. CA/COMAUD/AI/GEIR/0683/2019 y CA/COMAUD/GEIR/0791/2019, del 29 de abril y 13 de mayo de 2019.

En relación con el Índice de Paros no Programados, en el periodo 2016-2018, se verificó que las Refinerías de Salamanca, Madero Cadereyta, Minatitlán, Salina Cruz y Tula presentaron resultados negativos, aun cuando la meta aumentó 1.9 puntos porcentuales al pasar de 3.5% en 2016 a 5.4% en 2018; en los Complejos Procesadores de Gas, se constató que, los CPG's de Cactus y Arenque reportaron resultados por encima del valor de referencia de igual o menor en 3.5% y 3.8%, en tanto que, en se identificó que el Complejo Petroquímico Independencia ha incumplido con la meta del valor de referencia del IPNP, en los últimos tres años, lo cual se considera un riesgo que debe ser atendido por la EPS y determinar por qué los planes y programas de mantenimiento no han sido eficaces en la práctica operacional, así como de establecer las alternativas para mitigar estos riesgos, a fin de fortalecer la confiabilidad en la operación de la infraestructura a cargo de PTRI. Asimismo, PTRI no acreditó las medidas para mitigar dichos el aumento del índice de paros nos programados en su infraestructura productiva.

Se constató que las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos, de Proceso de Gas y Petroquímicos, así como las Gerencias de Confiabilidad de Activos Petrolíferos, de las Refinerías Salamanca, Madero, Cadereyta, Minatitlán, Salina Cruz y Tula, de Confiabilidad de Activos de Gas y Petroquímica, se los Complejos Procesadores de Gas Ciudad Pemex, Nuevo Pemex, Cactus, Burgos y Coatzacoalcos, y de los Complejos Petroquímicos Cangrejera presentaron deficiencias en integrar, implementar, dar seguimiento, analizar y recomendar mejoras en los programas anuales de confiabilidad operacional y mantenimiento, de la infraestructura productiva de PTRI, así como supervisar y evaluar su cumplimiento y coordinar

la evaluación del desempeño, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que fueron destinados.

Con base en lo anterior, se verificó que, si bien PTRI cumplió por encima del 90.0% con los programas de mantenimiento preventivos y predictivos, no se constató el efecto positivo que éstos tuvieron en la disminución de los correctivos, los cuales hacen referencia a un problema en la infraestructura inesperado, lo cual influyó en el incremento del índice de paros no programados, por lo que los planes y programas de mantenimiento no han sido eficaces en la práctica operacional, y PTRI no acreditó el seguimiento y evaluación del cumplimiento de los programas anuales de mantenimiento, así como de la identificación del análisis causa raíz de las fallas recurrentes, ni disponer de estrategias para mitigar los riesgos. Lo anterior, limitó aumentar la eficiencia en el procesamiento del petróleo crudo y gas natural, y, por ende, en la producción de petrolíferos y petroquímicos.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos a las altas órdenes de mantenimiento correctivo y del Índice de Paros no Programados en las Refinerías, Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos, que pueden indicar deficiencias en los mantenimientos preventivos y predictivos, y en el análisis causa raíz de las fallas recurrentes, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-020 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca una estrategia de planeación, programación y supervisión orientada a evaluar los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos, así como los resultados del índice de paros no programados en las refinerías, complejos procesadores de gas y complejos petroquímicos, y con ello, identificar el análisis causa raíz de las fallas recurrentes, a efecto de determinar por qué los planes y programas de mantenimiento no han sido eficaces en la práctica operacional, y se establezcan las alternativas, para mitigar estos riesgos, que permita optimizar la eficiencia de los mantenimientos, elevar el índice de utilización de la capacidad instalada de la infraestructura productiva, disminuir los paros no programados, así como los mantenimientos correctivos, con el objetivo de promover mejoras en la seguridad y confiabilidad de su infraestructura e incrementar el procesamiento de petróleo y gas, así como la producción de petrolíferos y petroquímicos, en cumplimiento de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 43, fracción X; 46, fracciones I y XIII; 47, fracción II; 48, fracción X; 51, fracciones I y XIII; 52, fracción II, y 57, fracción II, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial; el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, y el Programa de Ejecución de la Estrategia de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados de las acciones emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

14. Reconfiguración de las refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán

Pemex estructuró el programa de reconfiguración de refinerías para hacer frente a los cambios que se previeron en la demanda de productos petrolíferos. Los objetivos del programa fueron: modernizar el Sistema Nacional de Refinación (SNR) para modificar la estructura de la producción hacia productos con mayor valor agregado; satisfacer el crecimiento previsto de la demanda; procesar un mayor volumen de crudo; elevar la rentabilidad de las refinerías; modificar la mezcla de los productos, y reforzar la viabilidad de las Refinerías de Cadereyta, Madero y Minatitlán.^{33/}

En el periodo 1997-2011, se realizaron las reconfiguraciones siguientes:

REFINERÍAS RECONFIGURADAS, 1997-2011

Refinería	Año de		Objetivo de las reconfiguraciones
	Inicio	Término	
Cadereyta	1997	2003	Incrementar el petróleo crudo pesado procesado para obtener petrolíferos de mayor valor agregado en las refinerías.
Madero	1999	2003	
Minatitlán	2004	2011	

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Libro Blanco Pemex Refinación-01, Reconfiguración de la Refinería Minatitlán, 2006-2012 y las Memorias de Labores de Pemex, 1999, 2001 y 2004.

Al respecto, la ASF analizó el histórico de petróleo crudo pesado y ligero procesado, así como la producción de petrolíferos de mayor (gasolina, diésel y querosenos)^{34/} y menor valor agregado (combustóleo) en cada una de las refinerías reconfiguradas en el periodo 1993-2018.^{35/}

Los resultados de la Refinería Cadereyta se muestran en la gráfica siguiente:

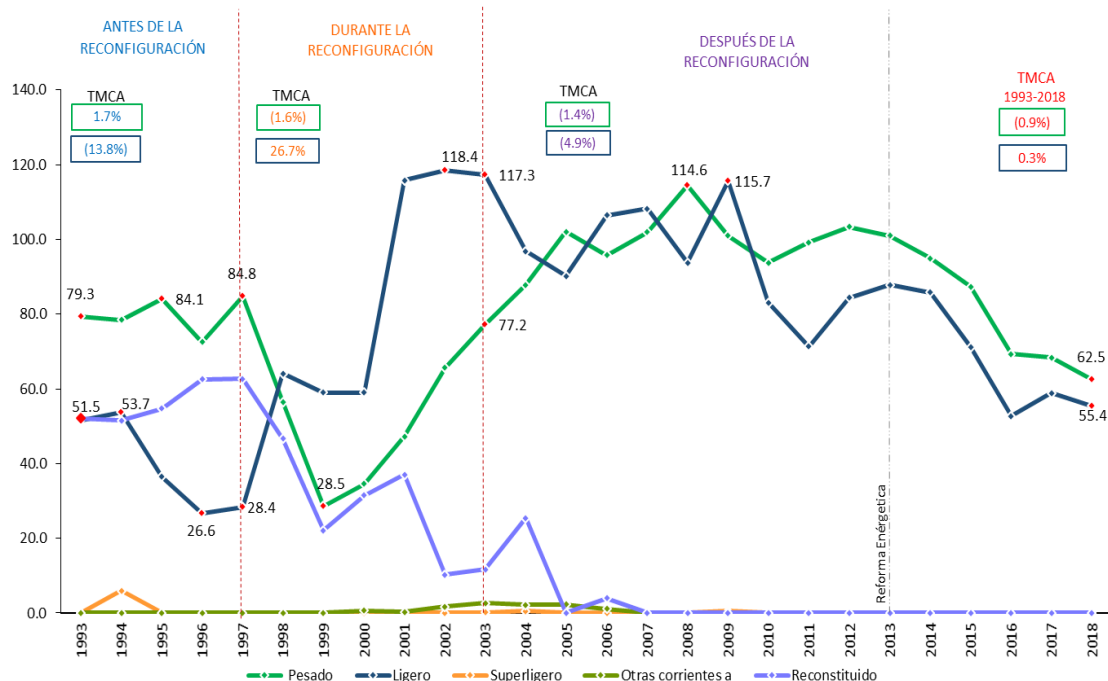
^{33/} Memoria de labores 1999. Pemex Refinación, Pág.74-75.

^{34/} Dentro de los querosenos se encuentra la turbosina.

^{35/} El análisis de la información se realizó con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, y las Memorias de Labores de Pemex, 1999, 2001 y 2004.

PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO DE LA REFINERÍA CADEREYTA, 1993-2018

(Miles de barriles diarios)



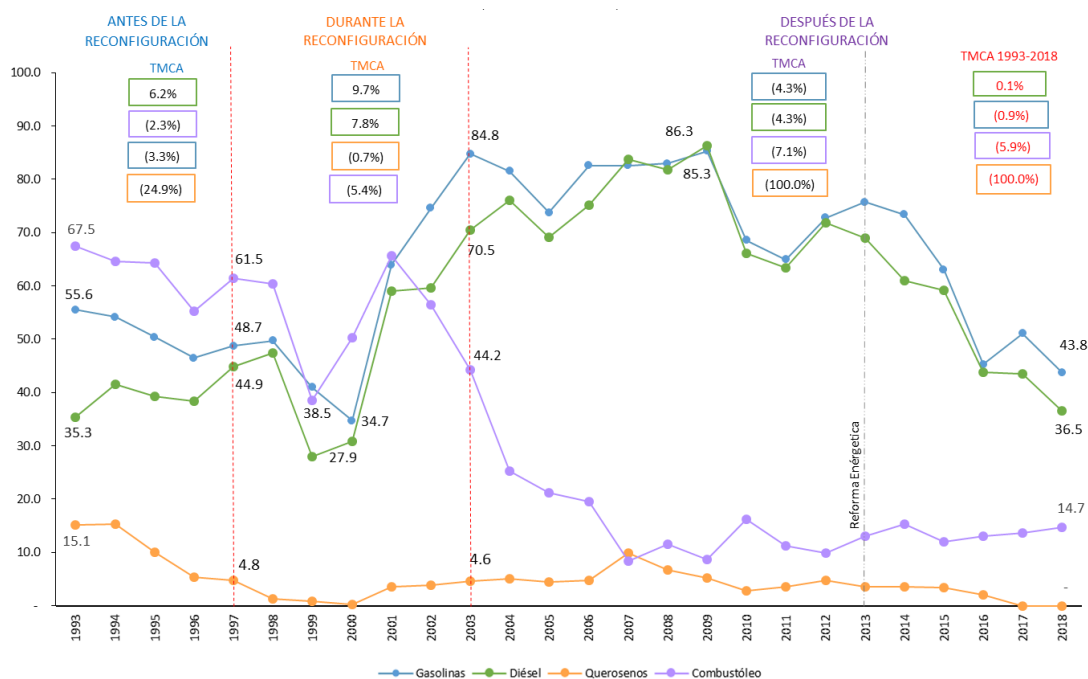
FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

El petróleo crudo pesado procesado en la Refinería Cadereyta para el periodo de 1993-2018, decreció 0.9% en promedio anual, al pasar de 79.3 Mbd en 1993 a 62.5 Mbd en 2018; sin embargo, el petróleo crudo ligero en el mismo periodo, creció 0.3% en promedio anual, ya que pasó de 51.5 Mbd en 1993 a 55.4 Mbd en 2018. Además, durante dicho periodo, el volumen de petróleo crudo pesado más bajo fue en 1999, al procesar 28.5 Mbd y el más alto alcanzó 114.6 Mbd en 2008; y el petróleo crudo ligero más bajo fue en 1996, ya que procesó 26.6 Mbd, y el más alto alcanzó 118.4 Mbd en 2002.

Después de la reconfiguración, etapa que abarcó el periodo de 2003-2018, el proceso de petróleo crudo pesado decreció 1.4% en promedio anual, al pasar de 77.2 Mbd en 2003 a 62.5 Mbd en 2018; mientras que, el petróleo crudo ligero disminuyó 4.9% en promedio anual al pasar de 117.3 Mbd en 2003 a 55.4 Mbd en 2018. Para este periodo, en 2008, el punto máximo de petróleo crudo pesado fue de 114.6 Mbd; sin embargo, en 2018, fue de 62.5 Mbd, asimismo, el punto máximo de petróleo crudo ligero fue 115.7 Mbd en 2009.

La producción de petrolíferos en la Refinería Cadereyta para el periodo 1993-2018 se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, REFINERÍA CADEREYTA, 1993-2018
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

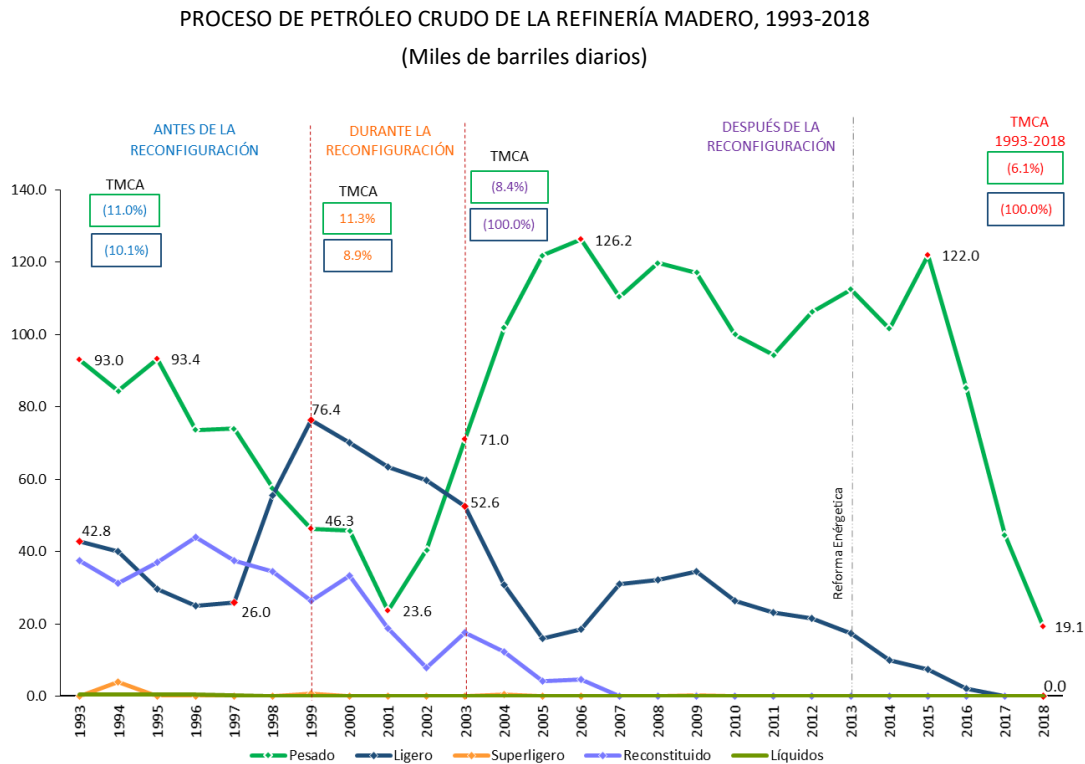
Durante el periodo 1993-2018, en la Refinería Cadereyta, se verificó que, la producción de petrolíferos fue la siguiente: en cuanto a los productos de mayor valor agregado, la gasolina presentó una disminución de 0.9% en promedio anual; el diésel incrementó 0.1% en promedio anual y, en querosenos disminuyó 100.0% en promedio anual; mientras que, el combustóleo producto de menor valor agregado, se redujo 5.9% en promedio anual.

En el periodo 2003-2018, después de la reconfiguración, la producción de petrolíferos en la Refinería Cadereyta fue la siguiente: en productos de mayor valor agregado, la gasolina disminuyó 4.3% en promedio anual, ya que pasó de 84.8 Mbd en 2003 a 43.8 Mbd en 2018; en querosenos se redujo drásticamente en 100.0% en promedio anual, ya que pasó de 4.6 Mbd en 2003 a 0.0 Mbd de producción en 2018; en diésel presentó un decremento de 4.3% en promedio anual, al pasar de 70.5 Mbd en 2003 a 36.5 Mbd en 2018; además, en combustóleo producto de menor valor agregado, decreció 7.1% en promedio anual, al pasar de 44.2 Mbd en 2003 a 14.7 Mbd en 2018.

Se verificó que, la Refinería Cadereyta después de la reconfiguración cumplió durante 5 años con el objetivo de “incrementar la capacidad (...) de las actividades de refinación”, dado que

se mantuvo constante y aumentó el proceso de petróleo crudo pesado, hasta llegar a procesar 114.6 Mbd de petróleo crudo pesado en 2008; sin embargo, a partir de 2009, la tendencia del proceso de petróleo crudo pesado se redujo drásticamente, al procesar tan sólo 62.5 Mbd para 2018; mientras que, en la producción de petrolíferos se cumplió el objetivo de “(...) reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional”, después de la reconfiguración durante 6 años, ya que se mantuvo constante e incrementó la producción de petrolíferos con mayor valor agregado, hasta 2009, y alcanzó en la producción de gasolinas 85.3 Mbd y diésel de 86.3 Mbd; sin embargo, desde el año 2010, la baja en la producción de gasolinas y diésel fue mayor, al obtener 43.8 Mbd de gasolinas y 36.5 Mbd de diésel para 2018.

El proceso de petróleo crudo pesado y ligero para el periodo de 1993-2018 de la Refinería Madero se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

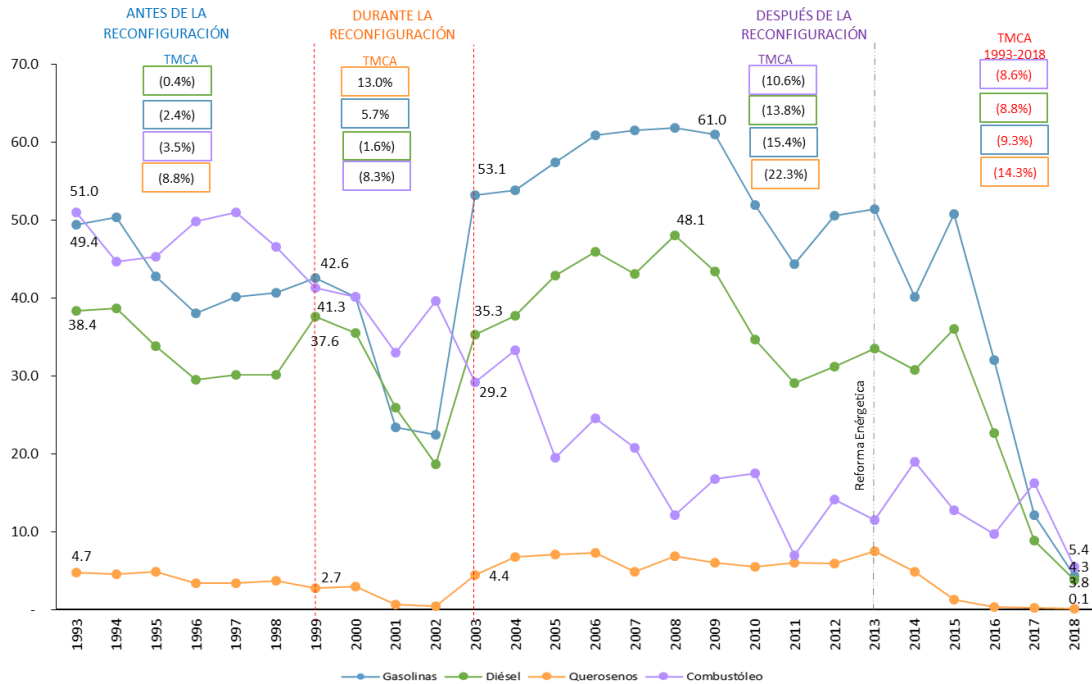
Durante el periodo 1993-2018, el petróleo crudo pesado procesado en la Refinería Madero decreció 6.1% en promedio anual, al pasar de 93.0 Mbd en 1993 a 19.1 Mbd en 2018; sin embargo, el petróleo crudo ligero en el mismo periodo, disminuyó 100.0% en promedio anual,

ya que pasó de 42.8 Mbd en 1993 a 0.0 Mbd en 2018. Además, el volumen de petróleo crudo pesado más bajo fue de 23.6 Mbd en 2001, y el más alto de 126.2 Mbd en 2006, y el petróleo crudo ligero más alto fue en 1999, ya que procesó 76.4 Mbd.

Después de la reconfiguración, fase que abarcó el periodo de 2003-2018, el proceso de petróleo crudo pesado disminuyó 8.4% en promedio anual, al pasar de 71.0 Mbd en 2003 a 19.1 Mbd en 2018; mientras que, el petróleo crudo ligero descendió 100.0% en promedio anual, al pasar de 52.6 en 2003 Mbd a 0.0 Mbd en 2018. En esta fase, en petróleo crudo pesado procesado alcanzó el punto máximo en 2006 con 126.2 Mbd, el segundo punto fue en 2015 con 122.0 Mbd, a partir de este año, el volumen procesado disminuyó hasta 19.1 Mbd en 2018, en el caso del volumen de petróleo crudo ligero, se redujo drásticamente en esta fase hasta no producir petróleo crudo ligero procesado en 2018.

La producción de petrolíferos en la Refinería Madero para el periodo 1993-2018 se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, REFINERÍA MADERO, 1993-2018
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

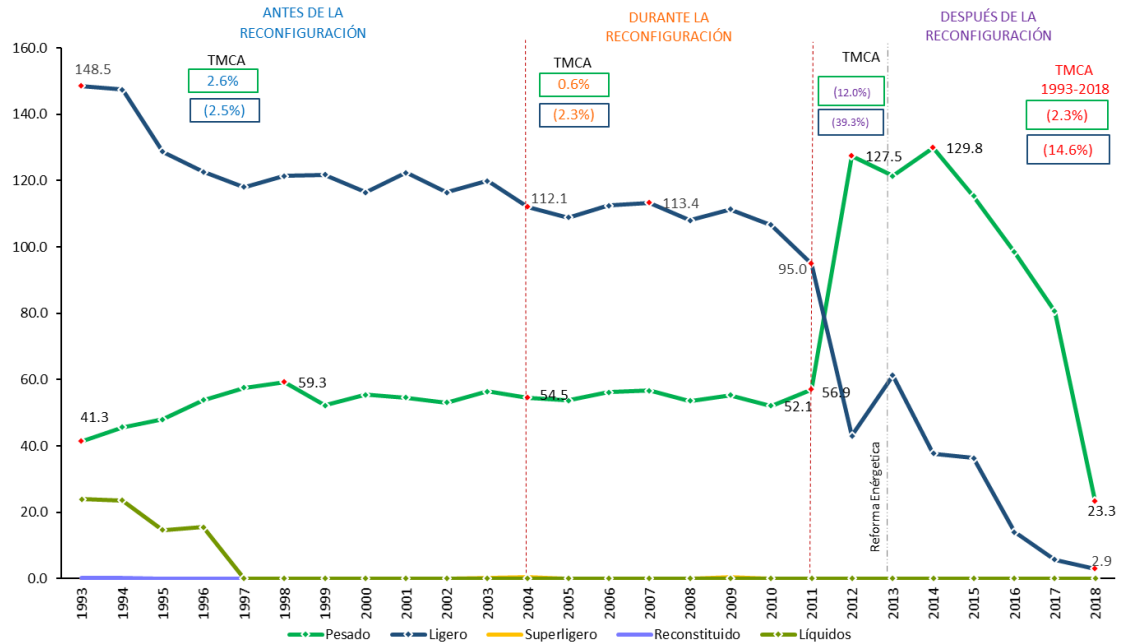
Durante el periodo de 1993-2018, en la Refinería Madero, se constató que la producción de petrolíferos presentó el comportamiento siguiente: en cuanto a los productos de mayor valor agregado, en gasolinas disminuyó en 9.3% en promedio anual, en diésel decreció 8.8% en promedio anual y en querosenos se redujo 14.3% en promedio anual; mientras que, el combustóleo, producto de menor valor agregado, disminuyó 8.6% en promedio anual.

Después de la reconfiguración, durante el periodo 2003-2018, la producción de petrolíferos en la Refinería Madero fue la siguiente: en productos de mayor valor agregado, la gasolina disminuyó 15.4% en promedio anual, ya que pasó de 53.1 Mbd en 2003 a 4.3 Mbd en 2018; en querosenos se redujo 22.3% en promedio anual, al pasar de 4.4 Mbd en 2003 a 0.1 Mbd en 2018; en diésel decreció 13.8% en promedio anual, ya que pasó 35.3 Mbd en 2003 a 3.8 Mbd en 2018; además, en combustóleo, producto de menor valor agregado disminuyó 10.6% en promedio anual, al pasar de 29.2 Mbd en 2003 a 5.4 Mbd en 2018.

Se verificó que, la Refinería Madero después de la reconfiguración cumplió durante 3 años con el objetivo de “incrementar la capacidad (...) de las actividades de refinación”, dado que se mantuvo constante y aumentó el proceso de petróleo crudo pesado, hasta llegar a procesar 126.2 Mbd y 122.0 Mbd de petróleo crudo pesado en 2006 y 2015, respectivamente; sin embargo, a partir de 2016, la tendencia del petróleo crudo pesado se redujo drásticamente, al procesar tan sólo 19.1 Mbd, para 2018; mientras que, la producción de petrolíferos cumplió el objetivo de “reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional” después de la reconfiguración, durante 5 años, ya que, se mantuvo constante e incrementó la producción de petrolíferos con mayor valor agregado hasta 2008, alcanzando en la producción de diésel de 48.1 Mbd, y en 2009, en gasolinas de 61.0 Mbd; sin embargo, desde 2010, la baja en la producción de petrolíferos fue mayor, hasta obtener en 2018: 0.1 Mbd de querosenos, 3.8 Mbd de diésel, 4.3 Mbd de gasolinas.

El proceso de petróleo crudo pesado y ligero para el periodo de 1993-2018 de la Refinería Minatitlán se muestra en la gráfica siguiente:

PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO DE LA REFINERÍA MINATITLÁN, 1993-2018
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

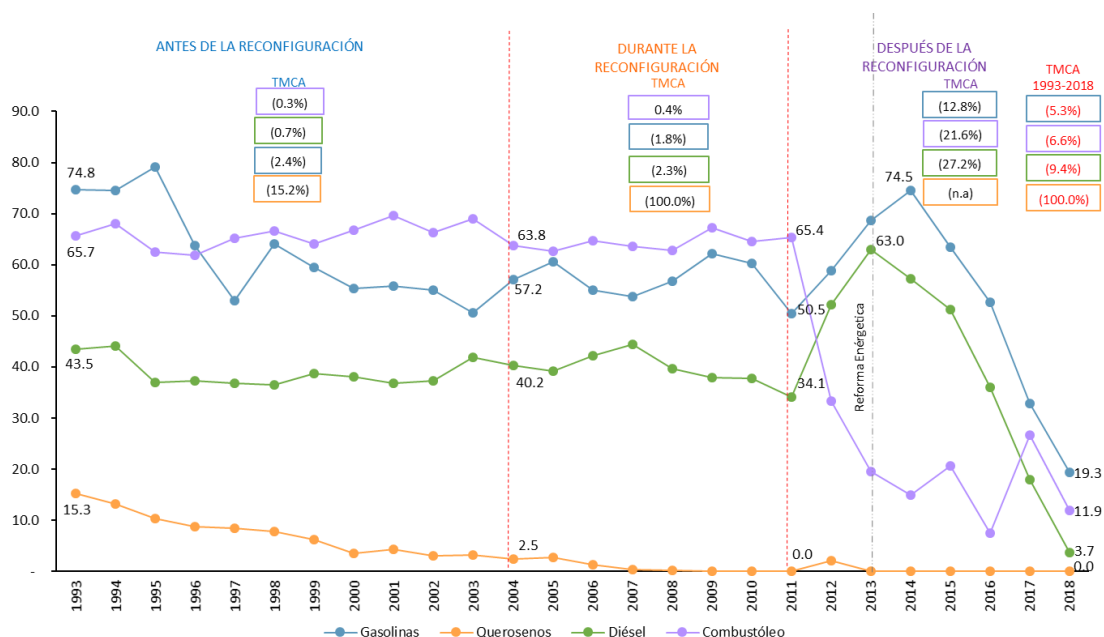
El petróleo crudo pesado procesado en la Refinería Minatitlán para el periodo 1993-2018, decreció 2.3% en promedio anual, al pasar de 41.3 Mbd en 1993 a 23.3 Mbd en 2018; sin embargo, el petróleo crudo ligero en el mismo periodo, disminuyó 14.6% en promedio anual, ya que pasó de 148.5 Mbd en 1993 a 2.9 Mbd en 2018. Asimismo, durante dicho periodo, el volumen procesado más bajo de petróleo crudo fue en 2018, al procesar 23.3 Mbd y el más alto fue de 129.8 Mbd en 2014, y el petróleo crudo ligero durante dicho periodo obtuvo el punto más bajo en 2018, ya que se redujo hasta 2.9 Mbd.

Después de la reconfiguración, que abarcó el periodo 2011-2018, el proceso de petróleo crudo pesado disminuyó 12.0% en promedio anual, al pasar de 56.9 Mbd en 2011 a 23.3 Mbd en 2018; mientras que, el petróleo crudo ligero disminuyó 39.3% en promedio anual, al pasar de 95.0 Mbd en 2011 a 2.9 Mbd en 2018. Asimismo, en los años 2012 y 2014, los volúmenes de petróleo crudo pesado que más se procesó fueron de 127.5 Mbd y 129.8 Mbd, respectivamente. Pemex continuó con la tendencia de procesar menos petróleo crudo ligero hasta 2.9 Mbd en 2018.

La producción de petrolíferos en la Refinería Minatitlán para el periodo 1993-2018 se presenta a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS, REFINERÍA MINATITLÁN, 1993-2018

(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información del Sistema de Información Energética, Secretaría de Energía, del periodo 1993-2018, consultado el 6 de septiembre de 2019.

Durante el periodo de 1993-2018, en la Refinería Minatitlán, la producción de petrolíferos fue la siguiente: en cuanto a los productos de mayor valor agregado, la gasolina disminuyó 5.3% en promedio anual; en diésel tuvo un decremento de 9.4% en promedio anual; y en querosenos la disminución fue de 100.0% en promedio anual; asimismo, en combustóleo, producto de menor valor agregado, decreció 6.6% en promedio anual.

En el periodo 2011-2018, después de la reconfiguración, la producción de petrolíferos en la Refinería Minatitlán fue la siguiente: en productos de mayor valor agregado, la gasolina presentó una disminución de 12.8% en promedio anual, ya que pasó de 50.5 Mbd en 2011 a 19.3 Mbd en 2018; en querosenos dejó de producir; el diésel decreció de 27.2% en promedio anual, al pasar de 34.1 Mbd en 2011 a 3.7 Mbd en 2018; además, en combustóleo, producto de menor valor agregado descendió 21.6% en promedio anual, ya que pasó de 65.4 Mbd en 2011 a 11.9 Mbd en 2018.

Se verificó que, la Refinería Minatitlán después de la reconfiguración cumplió durante 3 años con el objetivo de “incrementar la capacidad (...) de las actividades de refinación”, dado que se mantuvo constante y aumentó el proceso de petróleo crudo pesado, hasta llegar a procesar 129.8 Mbd de petróleo crudo pesado en 2014; sin embargo, a partir de 2015, la tendencia del proceso de petróleo crudo pesado se redujo drásticamente, al procesar tan sólo 23.3 Mbd

para 2018; mientras que, la producción de petrolíferos cumplió el objetivo de “incrementar la capacidad (...) de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional” en cuanto a los productos de mayor valor agregado, después de la reconfiguración durante 2 años, en diésel y 3 años en gasolinas, ya que se mantuvo constante e incrementó la producción de petrolíferos hasta en 2013, alcanzando en la producción de diésel de 63.0 Mbd y en 2014, en gasolina de 74.5 Mbd; sin embargo, desde el año 2014 para el diésel y 2015 para gasolinas, la baja en la producción de petrolíferos fue mayor, al obtener 19.3 Mbd en gasolinas, 3.7 Mbd en diésel, y en querosenos para 2018, no existió producción.

Por lo anterior, se determinó que en las reconfiguraciones realizadas en la Refinerías Cadereyta (1997-2003), Madero (1999-2003), y Minatitlán (2004-2011), no cumplió con el objetivo de “incrementar la capacidad (...) de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional” de la estrategia programática del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018. Cabe señalar que, en 2018, las refinerías que registraron mayor producción fueron las que no han sido reconfiguradas como fueron Salamanca, Tula y Salina Cruz.

Se destaca que, pese a la Reforma Energética de 2013, Pemex obtuvo la caída más drástica en el proceso de petróleo crudo pesado en 2018, por lo que dicha reforma no coadyuvó a incrementar capacidad del proceso de petróleo crudo, ni tampoco a reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional, ya que, en 2018 se obtuvo la caída más drástica en la producción de petrolíferos con mayor valor agregado, debido a los problemas de confiabilidad en la infraestructura de PTRI por mantenimientos predictivos y preventivos pocos eficientes que han aumentado los mantenimientos correctivos y han elevado el Índice de Paros no Programados.

Se determinó que, la Dirección General, y las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos y Proyectos Industriales presentaron deficiencias en sus funciones de supervisar el cumplimiento de las metas operativas, dar seguimiento a los proyectos de modernización y eficiencia de las Refinerías y verificar que se cuente con los recursos presupuestales suficientes para el plan de maduración y ejecución de los proyectos, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, para satisfacer los objetivos a los que fueron destinados.

En 2018, respecto de la reconfiguración de las refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán, aunque su objetivo fue incrementar el petróleo crudo pesado procesado para obtener petrolíferos de mayor valor agregado en las refinerías, en 2018, PTRI obtuvo la caída más drástica en el proceso de petróleo crudo pesado, y de la producción de petrolíferos con mayor valor agregado, por lo que los beneficios de dichas reconfiguraciones no lograron ser constantes y coadyuvar a incrementar la capacidad del proceso de petróleo crudo, ni tampoco a reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio núm. DGADDE/061/2020, del 27 de enero de 2020, de los hallazgos detectados relativos a que las

reconfiguraciones de las Refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán no cumplieron a 2018, con el objetivo de incrementar la capacidad de las actividades de refinación, y reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional, ya que después de su reconfiguración, su eficacia en producción sólo duró cinco, y tres años, respectivamente, y pese a la Reforma Energética de 2013, Pemex obtuvo la caída más drástica en el proceso de petróleo crudo pesado en 2018, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las responsabilidades respectivas.

2018-6-90T9M-07-0478-07-021 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial, en su Consejo de Administración, evalúe el estado de los proyectos de reconfiguración y/o rehabilitación de las Refinerías, y establezca una estrategia para que los recursos disponibles en el corto y mediano plazo prioricen los mantenimientos a las refinerías reconfiguradas que permitan mantener e incrementar el volumen de petróleo crudo y la producción de los principales petrolíferos, a fin de cumplir con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracción V; 43, fracción VIII, y 79, fracción X, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

15. Contribución al Abasto

En 2018, PTRI no dispuso de indicadores con sus respectivos métodos de cálculo, descripciones, formulas y metas para evaluar su contribución en la satisfacción de la demanda nacional de petrolíferos y gas natural, así como de la demanda interna de petroquímicos primarios y secundarios, lo que limitó conocer su desempeño en el porcentaje de participación de su contribución, respecto de los particulares, ante la apertura del mercado. Lo anterior, indicó que PTRI presentó deficiencias en los procesos de planeación y programación.

Para analizar el comportamiento de la oferta y la demanda de los principales petrolíferos (gasolina, turbosina, diésel y combustóleo), se revisaron los resultados del periodo 2015-2018, los cuales se detallan en el cuadro siguiente:

BALANCE OFERTA-DEMANDA DE LOS PRINCIPALES PETROLÍFEROS, 2015-2018
(Miles de barriles diarios y porcentaje)

Concepto	Años				Variación
	2015	2016	2017	2018	2015-2018
Oferta Nacional ^{1/}	1,554.2	1,565.9	1,580.0	1,548.2	(0.4)
Oferta Total de PTRI	1,554.2	1,549.5	1,544.0	1,449.0	(6.8)
Importación de particulares ^{3/}	-	16.4	36.0	99.2	504.9
Demanda Nacional	1,360.0	1,405.0	1,405.0	1,385.0	1.8
Porcentaje cubierto por PTRI	100.0	98.8	98.1	93.7	(6.3) ^{3/}
Producción disponible	69.2	57.8	47.6	39.3	(29.9) ^{3/}
Importaciones	30.8	41.0	50.5	54.4	23.6 ^{3/}
Porcentaje cubierto por importaciones de particulares	0.0	1.2	1.9	6.3	6.3 ^{3/}

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante los oficios núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019; CA/COMAUD/AI/GEIR/0791/2019, del 13 de mayo de 2019; CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019; Sistema de Información Energética, de la Secretaría de Energía, consultado en septiembre de 2019, el Prontuario Estadístico de Petrolíferos, de la Secretaría de Energía, diciembre 2018, y los Informes Anuales de Petróleos Mexicanos, 2016 y 2017.

^{1/} La oferta disponible se integra por la oferta total de PTRI más el total de importaciones de particulares.

^{2/} Se integra por las gasolinas producidas en el SNR, más las transferencias.

^{3/} Se refiere a la resta en puntos porcentuales.

NOTA: Los particulares empezaron a exportar petrolíferos a partir de 2016.

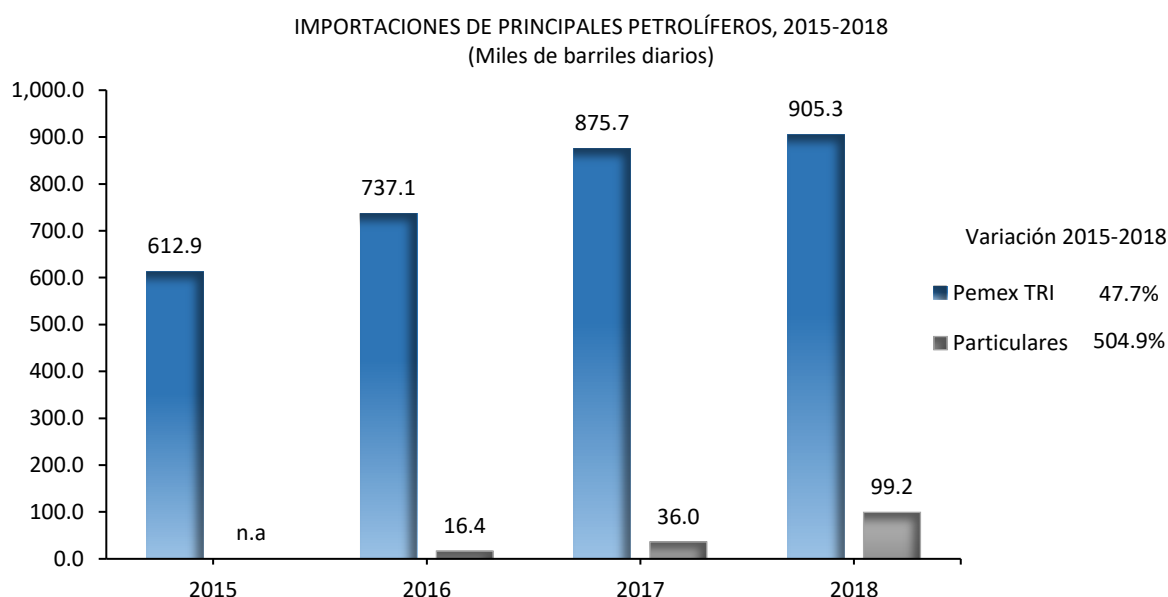
Se constató que, en 2018, la demanda nacional de los principales petrolíferos, fue de 1,385.0 Mbd, de los cuales, PTRI suministró 93.7% (1,297.3 Mbd), con producción propia e importaciones; en tanto que el restante 6.3% (87.7 Mbd) fue cubierto con las importaciones de los particulares que contaron con un permiso para dichos fines.

Con el análisis de los reportes de producción nacional de los principales petrolíferos (gasolinas, diésel y turbosina), de las ventas internas e importaciones, así como la revisión de la Base de Datos Institucional de Pemex, se verificó que, en 2018, de la demanda nacional atendida por PTRI, 39.3% (543.7 Mbd) se integró por la producción de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo de la EPS y 54.4% (753.6 Mbd) con las importaciones que realizó. La producción de los principales petrolíferos fue menor en 401.8 Mbd (42.5%) a lo programado por 945.5 Mbd, lo cual se reflejó en un aumento en las importaciones de 54.1%, al importar 317.9 Mbd mayor al programado (587.4 Mbd). Lo anterior se debió, principalmente, a la reducción en la producción de petróleo crudo de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción (PEP), situación que repercutió en la elaboración de los principales petrolíferos y aumentó la necesidad de realizar importaciones para satisfacer la demanda, así como a los problemas de confiabilidad del SNR que provocaron aumentos en el índice de paros no programados y bajos niveles de utilización de la capacidad instalada y que restó

competitividad a la EPS, como se detalla en los resultados número 11 “Utilización de la capacidad instalada” y 13 “Mantenimiento de la infraestructura”.

En el periodo 2015-2018, la participación de PTRI en el mercado de petrolíferos disminuyó 6.3 puntos porcentuales al pasar de 100.0% en 2015 a 93.7% en 2018. Lo cual derivó, principalmente, de la apertura del mercado a los particulares; en tanto que, el abastecimiento de petrolíferos por parte de los particulares, en el mismo periodo, aumentó 6.3 puntos porcentuales al pasar de 1.2% Mbd en 2016 a 6.3% Mbd en 2018. Asimismo, en el periodo de 2015-2018, las importaciones de petrolíferos de PTRI aumentaron 47.7%, al pasar de 612.9 Mbd en 2015 a 905.3 Mbd en 2018.

El comportamiento de las importaciones de petrolíferos de PTRI y los particulares para el periodo 2015-2018, se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019; Sistema de Información Energética, consultado el 30 de septiembre de 2019.

NOTA: Se tomó en cuenta la importación de gasolina, diésel, turbosina y combustóleo.

n.a No aplica, debido a que fue hasta el año 2016 cuando los particulares comenzaron a importar petrolíferos.

Con la revisión y análisis de la información de PTRI y del Sistema de Información Energética (SIE), se constató que, en el periodo 2015-2018, las importaciones de petrolíferos de PTRI aumentaron 47.7%, al pasar de 612.9 Mbd en 2015 a 905.3 Mbd en 2018; en tanto que las importaciones de petrolíferos de particulares incrementaron 504.9%, al pasar de 16.4 Mbd en 2016 a 99.2 Mbd en 2018.

Respecto del abasto de gas natural, el balance nacional de la oferta y demanda se presenta en el cuadro siguiente:

BALANCE OFERTA-DEMANDA DE GAS NATURAL, 2015-2018
(Millones de pies cúbicos diarios / MMpcd)

Concepto	Años				Variación 2015-2018
	2015	2016	2017	2018	
Oferta Nacional	7,504.1	7,618.7	7,611.9	7,683.2	2.4
Oferta total de PTRI ^{1/}	5,482.6	5,502.0	4,824.2	4,058.0	(26.0)
Oferta disponible ^{2/} (3)	4,066.8	3,568.1	3,058.1	2,741.5	(32.6)
Importaciones (4)	1,415.8	1,933.9	1,766.1	1,316.5	(7.0)
Importaciones de particulares ^{3/}	2,021.5	2,116.7	2,787.7	3,625.2	79.3
Demanda Nacional ^{4/} (7)	7,504.1	7,618.7	7,611.9	7,683.2	2.4
Porcentaje cubierto por PTRI	73.1	72.2	63.4	52.8	(20.3) ^{5/}
Producción disponible (%)	54.2	46.8	40.2	35.7	(18.5) ^{5/}
Importaciones (%)	18.9	25.4	23.2	17.1	(1.8) ^{5/}
Porcentaje cubierta por importaciones de particulares	26.9	27.8	36.6	47.2	20.3 ^{5/}

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019, Prospectiva de Gas Natural 2018-2032, y Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, de la SENER.

- ^{1/} Incluye el gas natural exportado.
- ^{2/} La oferta disponible se integra por: producción de gas seco natural de PTRI, gas directo de campos de PEP y etano inyectado al ducto de gas natural.
- ^{3/} La importación de particulares se calcula al restar la oferta nacional menos la oferta de PTRI.
- ^{4/} Prospectiva de Gas Natural 2018-2032, figura 3.1 "Demanda nacional de gas natural, 2017-2032", págs. 57, y Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, figura 2.1 "Demanda Nacional histórica de gas natural", pág. 37.
- ^{5/} Se refiere a la resta en puntos porcentuales.

Se verificó que, en 2018, la oferta de gas natural fue de 7,683.2 MMpcd, de los cuales, PTRI suministró el 52.8% (4,058.0 MMpcd), con su oferta disponible ^{36/} e importaciones; en tanto que el restante 47.2% (3,625.2 MMpcd) fue cubierto con las importaciones de los particulares que contaron con un permiso para dichos fines.

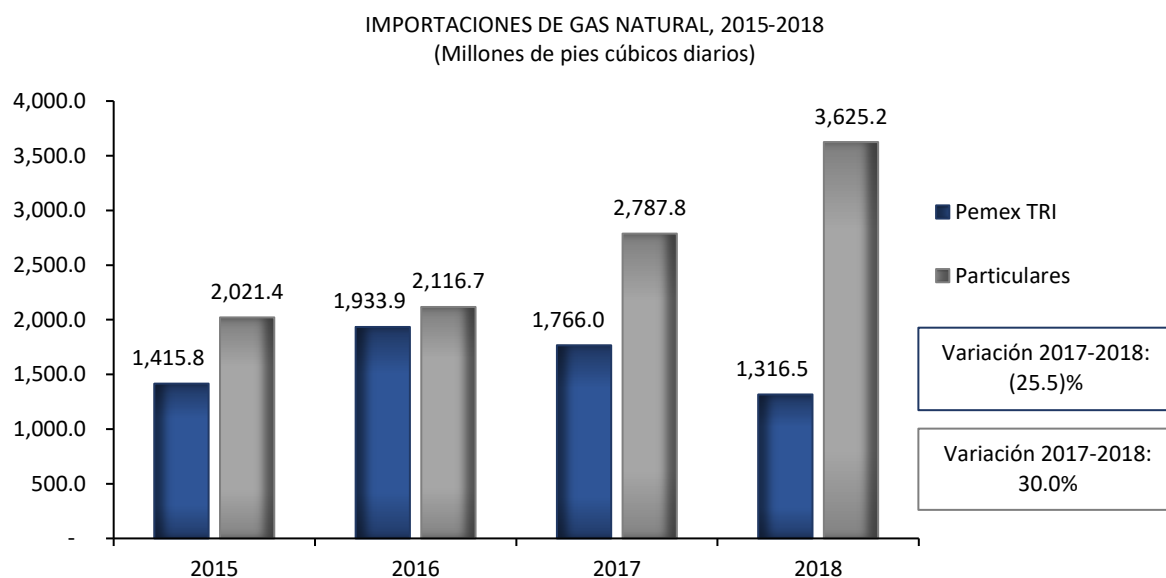
Del 52.8% (4,058.0 MMpcd) de la demanda nacional atendida por PTRI, 35.7% (2,741.5 MMpcd) correspondió a producción propia, incumpliendo en 3,022.7 MMpcd lo programado, y 17.1% (1,316.5 MMpcd) fue de importaciones, situación que demostró que la oferta de PTRI fue insuficiente para satisfacer la demanda nacional de gas natural, y por ello el aumento de las importaciones por parte de los particulares como se señala más adelante.

De acuerdo con PTRI la disminución registrada en la oferta de gas de PTRI se debió, principalmente, a la reducción del gas que PEP extrajo y envió a PTRI para su procesamiento durante 2018, que derivó en una subutilización de la capacidad instalada en los Complejos Procesadores de Gas como se detalla en el resultado núm. 11 "Utilización de la capacidad instalada".

Se verificó que de 2015 a 2018, la participación de PTRI en el mercado de gas natural disminuyó 20.3 puntos porcentuales al pasar de 73.1% en 2015 a 52.8% en 2018; la demanda nacional fue atendida por PTRI mediante la producción de 2,741.5 MMpcd en 2018, cifra inferior en 32.6% a la observada en 2015 (4,066.8 MMpcd), e importaciones por 1,316.5 MMpcd, cifra superior en 7.0% a 2015 (1,415.8 MMpcd). La diferencia fue atendida por importaciones de los particulares, las cuales aumentaron 79.3 %, al pasar de 2,021.5 MMpcd en 2015 a 3,625.2 MMpcd en 2018.

El comportamiento en el volumen de importación de gas natural en el periodo 2015-2018, se presenta a continuación:

^{36/} En 2018, la oferta disponible de gas de PTRI fue de 4,058.0 MMpcd, de los cuales 2,741.5 MMpcd correspondieron a producción de gas natural, gas directo de campos de PEP y etano inyectado, y 1,316.5 MMpcd a importaciones del hidrocarburo.



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0678/2019, del 26 de abril de 2019; Prospectiva de Gas Natural 2018-2032, figura 2.4 "Demanda Nacional Histórica de Gas Natural", pág. 35.

NOTA: La importación de particulares se calcula al restar de la demanda nacional la oferta total de PTRI, la cual incluye sus importaciones.

Con el análisis de la información proporcionada por PTRI y de la Prospectiva de Gas Natural 2018-2032 de la SENER, se constató que en el periodo 2015-2018, la importación de gas natural de PTRI disminuyó en 25.5%, al pasar de 1,415.8 MMpcd en 2015 a 1,316.5 MMpcd en 2018. Respecto de las importaciones de particulares, se verificó que, en dicho periodo, aumentaron 30.0%, al pasar de 2,021.4 MMpcd en 2015 a 3,625.2 MMpcd en 2018, situación que demuestra una mayor contribución de los particulares en la satisfacción de la demanda de gas natural.

En relación con la oferta y demanda de petroquímicos primarios, se constató que, en 2018, se abasteció el 100.0% de la demanda interna (ventas internas, consumo Pemex y exportaciones) de PTRI de Gas LP, la cual ascendió a 168.4 Mbd, de los cuales, PTRI suministró el 72.4%, con su producción (122.0 Mbd), en tanto que el restante 27.6% fue cubierto con importaciones por 61.8 Mbd. En cuanto a la demanda interna de etano (84.8 Mbd), se abasteció al 100.0% con la producción de PTRI. En naftas, la oferta total de la EPS (44.3 Mbd) permitió satisfacer su demanda interna de 43.6 Mbd durante 2018. No obstante, en el caso de azufre, la oferta total de PTRI (442.5 Mt), satisfizo el 98.2% de su demanda interna que fue de 450.0 Mt en 2018, ya que no se registraron importaciones para cumplir con el 100.0% de la demanda.

En lo que se refiere al balance de la oferta y demanda interna de PTRI para petroquímicos secundarios, correspondiente a 2018, de la información remitida por la EPS, se comprobó que

el volumen de producción de los petroquímicos secundarios fue inconsistente con el reporte de la oferta y demanda interna. Además, en la información proporcionada por PTRI, no se señaló el volumen de las importaciones, por lo que la información no fue completa y precisa, y limitó evaluar el abasto de los petroquímicos secundarios.

Por lo anterior, se determinó que, en 2018, PTRI abasteció el 93.7% de la demanda nacional de los principales petrolíferos; sin embargo, tuvo que importar 753.6 Mbd para completar su oferta; en gas natural, la EPS suministró el 52.8%, con su oferta disponible; no obstante, tuvo que importar 1,316.5 MMpcd. Lo anterior debido a la baja producción nacional de petrolíferos y gas natural provocado por falta de materia prima y problemas de infraestructura en el SNR y los CPG, situación que además repercutió en la participación del abasto de gas natural de PTRI en el mercado. Por lo que, la Dirección General de PTRI, la Gerencia de Programación y las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos y Proceso de Gas y Petroquímicos no cumplieron adecuadamente con sus funciones de supervisar el cumplimiento de las metas operativas e impulsar propuestas de mejora, lo que denota que los recursos económicos no fueron administrados con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez para satisfacer el objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

2018-6-90T9M-07-0478-07-022 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas necesarias para diseñar indicadores de desempeño relacionados con el abasto de la demanda nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, a fin de disponer de métricas para evaluar su contribución, y cumplir con sus objetivos estratégicos, en cumplimiento de los objetivos y estrategias del Programa de Ejecución de la Estrategia de Pemex Transformación Industrial y de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 33, fracción V; 40, fracción VII; 63, fracción I, y 74, fracción III, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-023 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas necesarias que le permitan efficientar la producción nacional y maximizar su participación en los mercados, a fin de optimizar el abasto de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, cumplir con los objetivos y estrategias del Programa de Ejecución de la Estrategia de Pemex Transformación Industrial, con las directrices establecidas en el Plan de Negocios, y en la generación de valor económico para el Estado, en cumplimiento de los objetivos y estrategias del Programa de Ejecución de la Estrategia de Pemex Transformación Industrial y de los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 33, fracción V; 38, fracción V; 43, fracción IV; 48, fracción IV, y 63, fracción I, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-024 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial establezca las medidas de control necesarias para disponer de la información completa, correcta, confiable, verificable y oportuna en los reportes de la oferta y demanda interna de petroquímicos secundarios, a fin de disponer de parámetros específicos, verificables y oportunos para evaluar la optimización del abasto de estos productos y permita identificar el cumplimiento de sus objetivos estratégicos, de acuerdo con los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 38, fracción V y 48, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y el numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1 "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo primero, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

16. Rentabilidad-Valor económico de Pemex Transformación Industrial

Para evaluar el desempeño financiero de Pemex Transformación Industrial, la ASF examinó los Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2018 y determinó las razones financieras de inversión,^{37/} actividad^{38/} y ciclo,^{39/} liquidez^{40/} y apalancamiento;^{41/} así como la rentabilidad, la productividad y la generación de valor económico, y el riesgo de quiebra técnica; no obstante, la información contenida en la inversión en subsidiarias y asociadas, así como las utilidades que le correspondieron a PTRI fueron no fueron consolidadas en los Estados Financieros dictaminados, por lo que no se reflejó el desempeño real de éstas y por consiguiente el del rubro de la EPS; por ello, cualquier intervención en la operación o registro de su actividad podría desviar el presente análisis.

Con la revisión de la Cuenta Pública 2017, se identificó que PTRI obtuvo un ROA (Utilidad del ejercicio/Activos Totales) negativo de 7.9%. Comparando este índice con el rendimiento de un instrumento libre de riesgo del Gobierno Federal (CETES a 28 días), que en 2017 fue del 7.2%, se concluye que la empresa no fue rentable. Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio/Capital Contable), en ese año, la EPS tuvo un capital contable negativo, y la utilidad del ejercicio fue negativa. Asimismo, el indicador de Valor Económico Agregado (EVA) de PTRI

^{37/} Evalúan los recursos empleados para adquirir o mejorar los activos fijos tales como el mobiliario o equipo. Se obtiene sumando la depreciación del ejercicio, al saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo, y restando el saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo del ejercicio anterior.

^{38/} Analizan el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

^{39/} Analizan el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

^{40/} Evalúan la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

^{41/} Verifican el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

resultó negativo, por lo que no generó margen de operación para cubrir el rendimiento mínimo esperado por el capital invertido en la empresa (Activo Total – Pasivo Circulante), que en este caso es igual a la tasa social de descuento que aplica la SHCP para proyectos de inversión más el costo promedio ponderado de sus pasivos financieros.

Con el propósito de evaluar si, a cuatro años de haber iniciado operaciones como Empresa Productiva de Subsidiaria (EPS), PTRI avanzó en el cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, la ASF revisó los estados financieros dictaminados de esta empresa.

De la revisión del Plan de Negocios 2017-2021 y el Plan de Negocios 2019-2023 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se verificó que no se incluyeron métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PTRI, su rentabilidad y capacidad de generación de valor económico, además, dichos planes carecieron de estados financieros proforma de las EPS (Balance General, Estado de Resultados y Flujo de Efectivo), los cuales deben proyectar la situación financiera de la empresa, basada en premisas, planes y proyectos futuros, ^{42/} lo cual es una limitación significativa para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa.

Debido a esta situación, y para evaluar el desempeño financiero de PTRI, la ASF examinó lo siguiente:

Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2018

Para la integración de los estados financieros de Pemex Transformación Industrial, con base en los cuales se realiza este análisis, la empresa aplicó la Norma NIIF 9 ^{43/} y la Norma NIIF 15, ^{44/} por lo que se reajustó, en algunas partidas, el resultado de 2017.

A continuación, se presenta un resumen del Estado de Situación Financiera al 31 de diciembre de 2018, con estados financieros dictaminados, de PTRI, mediante el que se evaluó la rentabilidad de la empresa, su capacidad de generar valor económico y la probabilidad de quiebra.

^{42/} En el informe Anual del Director General de PTRI, correspondiente a 2018, se incluyeron las métricas financieras de EBITDA y de EVA (las cuales se calcularon por la ASF, en los apartados de “Rentabilidad” y “Productividad y generación de Valor económico” de este resultado, con base en los estados financieros dictaminados de la EPS; sin embargo, dichas métricas no forman parte del Plan de Negocios 2017-2021 y del Plan de Negocios 2019-2023, ni se establecieron metas para las mismas. Cabe señalar que los cálculos del EBITDA y del EVA pueden diferir de los de PTRI, debido al tratamiento realizado por la ASF.

^{43/} NIIF 9: “Instrumentos financieros”, se emitió en julio de 2014 y reemplaza a la NIC 39 “Instrumentos financieros”, y se relaciona con la clasificación y medición de los instrumentos financieros, deterioro de valor y contabilidad de cobertura.

^{44/} NIIF 15: “Ingresos de contratos con clientes”, reemplaza a la NIC 11 “Contratos de construcción”, NIC 18 “Ingresos” e “interpretaciones relacionadas”, y se aplica, con excepciones limitadas, a todos los ingresos que se originan con contratos con clientes.

Balance General

Los principales elementos que se identificaron en el Balance General de PTRI (activo, pasivo y patrimonio), se presentan en el cuadro siguiente:

BALANCE GENERAL DE PTRI, 2018
(Miles de pesos)

ACTIVO		PASIVO	
Concepto	2018	Concepto	2018
Efectivo y Equivalentes	9,553,794.0	Pasivo Financiero de Corto Plazo	4,692,929.0
Cuentas por Cobrar (terceros) 1/	41,012,398.0	Proveedores	8,995,130.0
Cuentas por Cobrar (partes relacionadas)	70,535,191.0	Partes relacionadas	84,402,654.0
Inventarios	74,295,833.0	Instrumentos derivados con PEMEX	3,204.0
Instrumentos derivados	261.0	Impuestos y derechos por pagar	14,450,551.0
Otras cuentas del activo 2/	43,837,129.0	Otros pasivos 4/	10,253,058.0
Activo Corriente	239,234,606.0	Pasivo de Corto Plazo	122,797,526.0
Inversión en Subsidiarias	7,903,679.0	Pasivo Financiero de Largo Plazo	20,721,115.0
Propiedades, plantas y equipos (A.Fijo)	283,088,156.0	Pasivo laboral	504,438,845.0
Otros activos 3/	515,044.0	Provisiones por créditos a pagar	4,322,184.0
Activo No Corriente	291,506,879.0	Pasivo de Largo Plazo	529,482,144.0
		Pasivo Total	652,279,670.0
		Patrimonio aportado	39,599,980.0
		Resultado del ejercicio	(65,286,929.0)
		Resultados acumulados	(137,251,876.0)
		Resultados acumulados integrales	41,400,640.0
		Capital Contable	(121,538,185.0)
Activo Total	530,741,485.0	Pasivo Total y Capital Contable	530,741,485.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por Pemex Transformación Industrial mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

1/ Saldo de clientes nacionales y extranjeros.

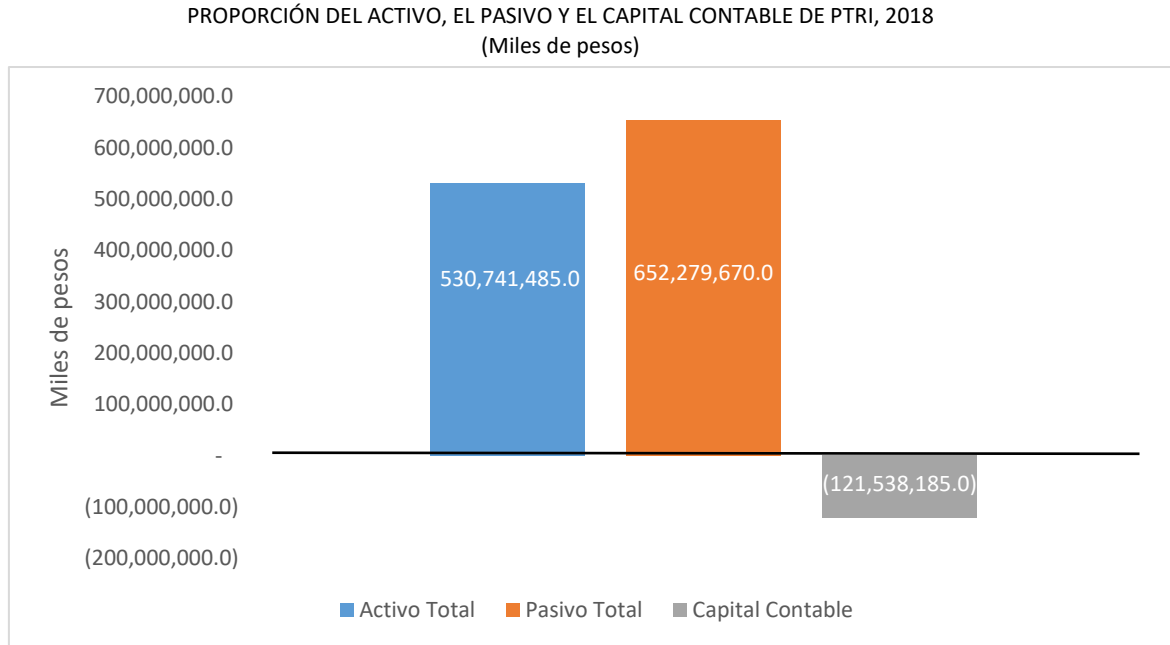
2/ Saldo de deudores diversos, IVA, Funcionarios y Empleados, y otras cuentas por cobrar.

3/ Seguros y fianzas, Depósitos en garantía, y Anticipos a proveedores.

4/ Cuentas y gastos acumulados por pagar.

En 2018, el activo total de la empresa fue de 530,741,485.0 miles de pesos, y estuvo financiada por pasivos, por 652,279,670.0 miles de pesos (122.9% del activo total), y un

Capital Contable negativo por 121,538,185.0 miles de pesos, que resulta de la suma de las pérdidas acumuladas y de la del ejercicio por 202,538,805.0 miles de pesos. El siguiente grafico muestra las proporciones del saldo del activo, pasivo y capital contable.

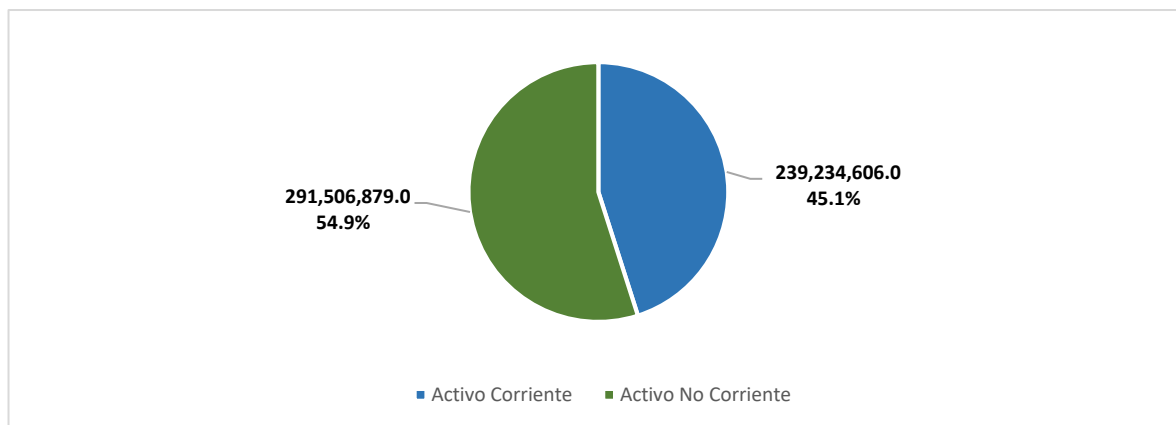


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Pemex Transformación Industrial mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Activo

A su vez, el Activo Total por 530,741,485.0 miles de pesos, se compone de activo corriente por 239,234,606.0 miles de pesos equivalente a 45.1% del activo total y activo no corriente por (291,506,879.0) miles de pesos, como se muestra en el siguiente gráfico.

DISTRIBUCIÓN DEL ACTIVO TOTAL DE PTRI, 2018
(Porcentaje / Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Pemex Transformación Industrial mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Destacan por su importancia respecto del total del activo corriente, las cuentas por cobrar con partes relacionadas, las cuales representaron 29.5% (70,535,191.0 miles de pesos) del activo corriente. El detalle de este rubro se detalla a continuación:

CUENTAS POR COBRAR CON PARTES RELACIONADAS DE PTRI, 2018
(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	Saldo	Porcentaje
Petróleos Mexicanos Corporativo	54,874,418.0	77.80
Pemex Logística	11,371,118.0	16.12
Pemex Etileno	3,690,593.0	5.23
Pemex Fertilizantes	553,878.0	0.79
MGC México, S.A. de C.V.	44,977.0	0.06
Terrenos para Industrias, S.A.	19,083.0	0.03
Mex Gas Internacional, S.L.	207.0	0.00
Deterioro de cuentas incobrables	(19,083.0)	(0.03)
Cuentas por cobrar	70,535,191.00	100.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Pemex Transformación Industrial mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Derivado del análisis, se verificó que, en 2018, PTRI tuvo cuentas por cobrar con 8 empresas entre las que destaca Petróleos Mexicanos Corporativo con 77.8% del saldo, y que se refiere a una cuenta corriente a favor de PTRI, y Pemex Logística con el 16.1% del saldo.

Por su parte, del activo no corriente, estuvo conformado en un 97.1% por propiedades, plantas y equipos.

En 2018, PTRI contrató al despacho KPMG Cárdenas Dosal, S.C. para realizar un estudio de los precios de transferencia de la empresa, correspondientes al periodo 2018.

El estudio consideró 13 análisis económicos de 24 transacciones intercompañías, de los cuales sólo analizó seis operaciones, y concluyó que cumplieron con el principio de valor de mercado, así como con las disposiciones aplicables en materia de precios de transferencia; sin embargo, se constató que respecto a las operaciones “Servicios prestados” y “Compra de producto” presentaron las siguientes situaciones:

En el caso de “Servicios prestados”; el despacho informó que “(...) El rango intercuartil del promedio ponderado del margen de operación sin ajustar para el periodo 2015 – 2017 obtenido por las compañías comparables seleccionadas va de 2.82 por ciento a 5.80 por ciento, con una mediana de 3.66 por ciento. Durante 2018, el margen de operación obtenido por TRI en la prestación de servicios de refinación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos fue -6.41 por ciento.”

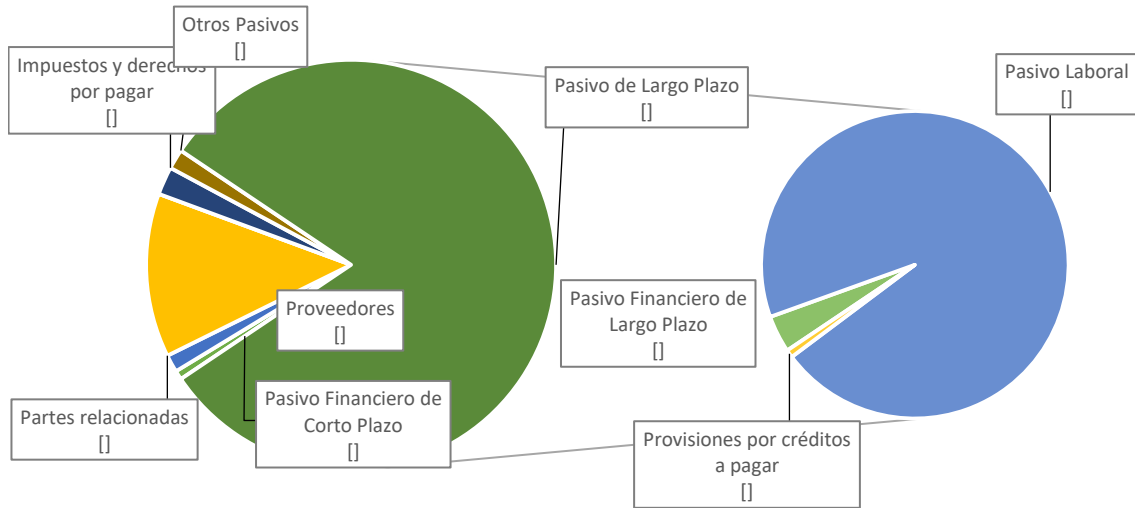
En los conceptos de “Bienes inmuebles recibidos en arrendamiento” el despacho indica que el alcance de su análisis no incluyó verificar si el monto de las rentas pagadas por PTRI a Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S.A. de C.V. eran efectivamente las establecidas por los avalúos. Y en el concepto “Servicios financieros recibidos por Pemex Corporativo”, también señala que su análisis no incluye verificar si el monto de la contraprestación es equivalente a los costos incurridos por la entidad que prestó el servicio al costo ya que dicha información no estuvo disponible para efectos de este análisis.

Cabe señalar que conforme al artículo 34-A del Código Fiscal de la Federación y la regla 2.12.8 de la Resolución Miscelánea Fiscal para el ejercicio 2018, las autoridades fiscales podrán resolver las consultas que formulen los interesados relativas a la metodología utilizada en la determinación de los precios o montos de las contraprestaciones, en operaciones con partes relacionadas, en los términos del artículo 179 de la Ley del Impuesto sobre la Renta, siempre que el contribuyente presente la información, datos y documentación, necesarios para la emisión de la resolución correspondiente. Al respecto, al cierre de la auditoría no se tiene evidencia de que PTRI haya realizado ante el SAT la consulta sobre la metodología utilizada en la determinación de los precios o montos de las contraprestaciones, en operaciones con partes relacionadas.

Pasivo

En 2018, el saldo del pasivo total fue de 652,279,670.0 miles de pesos, cifra superior en 22.9% al activo total (530,741,485.0 miles de pesos). El pasivo estuvo conformado por pasivos de corto plazo con saldo de 122,797,526.0 miles de pesos (18.8% del pasivo total), y pasivos de largo plazo con saldo de 529,482,144.0 miles de pesos (81.2% del pasivo total), como se presenta en la gráfica siguiente:

DISTRIBUCIÓN DEL PASIVO DE PTRI, 2018
(Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

En el pasivo de largo plazo se identificó que el 95.3% (504,438,845.0 miles de pesos) de dicho pasivo correspondió al pasivo laboral, equivalente a 95.0% del activo total; por su parte, en el pasivo de corto plazo, las cuentas por pagar con partes relacionadas representaron el 68.7% (84,402,654.0 miles de pesos), y fueron el principal componente de dicho pasivo. Las cuentas por pagar a partes relacionadas estuvieron integradas por:

CUENTAS POR PAGAR A PARTES RELACIONADAS DE PTRI, 2018
(Miles de pesos)

Concepto	2018	
	Monto	Part. (%)
Cuentas por cobrar	84,402,654.0	100.0
PMI Trading Limited	42,469,547.0	50.3
Pemex Exploración y Producción	32,174,462.0	38.1
PMI Trading México S.A. de C.V.	4,509,822.0	5.3
Mex Gas Supply, S.L.	2,795,044.0	3.3
Mex Gas Trading, S.L.	2,349,492.0	2.8
Compañía Mexicana de Exportación, S.A.	80,687.0	0.1
Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria	23,600.0	0.0

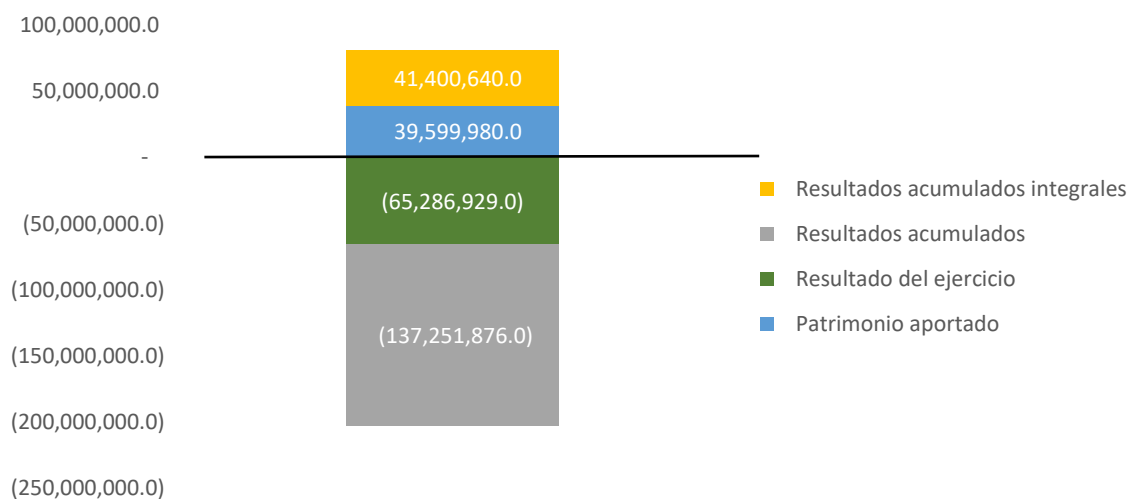
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Como se observa en la tabla anterior, PTRI tuvo cuentas por pagar con siete empresas relacionadas, entre las que destacan PMI Trading Limited con el 50.3%, y Pemex Exploración y Producción con el 38.1% del saldo de cuentas por pagar.

Capital contable

Al cierre de 2018, la empresa registró un capital contable negativo de 121,538,185.0 miles de pesos, resultado de las aportaciones al patrimonio de la empresa por 39,599,980.0 miles de pesos; la pérdida del ejercicio 2018 por 65,286,929.0 miles de pesos; pérdidas acumuladas por 137,251,876.0 miles de pesos, y resultados acumulados integrales por 41,400,640.0 miles de pesos. El siguiente grafico muestra las proporciones antes mencionadas:

DISTRIBUCIÓN DEL PATRIMONIO DE PTRI, 2018
(Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Estado de resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de PTRI, correspondientes al 2018, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS DE PTRI, 2018
(Miles de pesos)

Concepto	2018
Ingresos por ventas	1,105,255,787.0
Costo de lo vendido 1/	1,103,852,167.0
Resultado Bruto	1,403,620.0
Gastos Operativo/Administrativo 2/	77,252,824.0
Resultado de la Operación	(75,849,204.0)
Resultado Financiero, Neto 3/	5,564,844.0
Resultado Cambiario, Neto	(1,707,557.0)
Instrumentos Derivados	(11,303.0)
Resultado Integral de Financiamiento	3,845,984.0
Otros Ingresos (Gastos), Neto 4/	5,050,074.0
Participación en los resultados de subsidiarias / asociadas / afiliadas	1,666,217.0
Resultado Antes de Impuestos	(65,286,929.0)
Impuestos y derechos del Ejercicio	-
Resultado Neto	(65,286,929.0)
Otros resultados integrales	111,525,636.0
Resultado Integral	46,238,707.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

- 1/ El deterioro (reversa) se reclasificó en Otros Ingresos (Gastos).
- 2/ Otros Costos y Gastos de Operación se reclasifican en Otros Ingresos (Gastos).
- 3/ Considera Ingreso Financiero y Gastos Financiero.
- 4/ Se integra por Otros Ingresos, Otros Costos y Gastos, y Deterioros (reversa).

En 2018, PTRI tuvo ingresos por ventas 1,105,255,787.0 miles de pesos, y su costo de ventas fue de 1,103,192,557.0 miles de pesos, equivalente a 99.9% de los ingresos, ello significó que a PTRI le costó 98 centavos generar un peso de ingreso, sin incluir gastos operativos por

77,252,824.0 miles de pesos, con ello la empresa registró una pérdida en su resultado de operación de 75,849,204.0 miles de pesos en el ejercicio.

El Resultado Integral de Financiamiento derivó en ingresos de 3,845,984.0 miles de pesos, derivados principalmente por intereses a favor. En otros ingresos (gastos) se obtuvo un resultado de 5,050,074.0 miles de pesos y, además, por su participación en los resultados de inversiones permanentes de subsidiarias registró ingresos de 1,666,217.0 miles de pesos, por lo que la empresa obtuvo una pérdida antes de impuestos de 65,286,929.0 miles de pesos, lo que se traduce en un margen de pérdida antes de impuestos de 5.9% respecto de los ingresos por ventas. La entidad no causó impuesto a la utilidad en 2018, por lo que la pérdida neta del periodo fue de 65,286,929.0 miles de pesos, lo que representa un margen de pérdida neto de 5.9% de los ingresos por ventas.

En 2018, la entidad obtuvo 111,525,636.0 miles de pesos de ingresos, principalmente por ganancias actuariales por beneficios a empleados, por lo que el Resultado Integral del Periodo fue de 46,238,707.0 miles de pesos. Cabe mencionar que estos ingresos se acumulan en el Capital Contable, en la cuenta de Resultados Acumulados Integrales.

Análisis horizontal y vertical de Estados Financieros 2017-2018

El análisis horizontal de Estados Financieros permite determinar las variaciones ocurridas en las partidas contables entre dos periodos, tomando como base el periodo inmediato anterior. Por su parte, al análisis vertical tiene por objeto determinar la relevancia de cada partida contable respecto del total del activo en el caso del Estado de Situación Financiera, y respecto de los Ingresos por ventas en el caso de las partidas del Estado de Resultados.

El análisis horizontal del Estado de Resultados se presenta a continuación:

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ESTADO DE RESULTADOS DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

	2017	2018	Análisis horizontal
Ingresos por ventas	992,257,198.0	1,105,255,787.0	11.4
Costo de lo vendido	972,764,517.0	1,103,852,167.0	13.5
Resultado Bruto	19,492,681.0	1,403,620.0	(92.8)
Gastos Operativo/Administrativo	62,302,554.0	77,252,824.0	24.0
Resultado de la Operación	(42,809,873.0)	(75,849,204.0)	77.2
Resultado Financiero, Neto	9,029,265.0	5,564,844.0	(38.4)
Resultado Cambiario, Neto	4,924,209.0	(1,707,557.0)	(134.7)
Instrumentos Derivados	5,835.0	(11,303.0)	(293.7)
Resultado Integral de Financiamiento	13,959,309.0	3,845,984.0	(72.4)
Otros Ingresos (Gasto)	(17,179,778.0)	5,050,074.0	(129.4)
Participación en los resultados de subsidiarias	1,430,592.0	1,666,217.0	16.5
Resultado Antes de Impuestos	(44,599,750.0)	(65,286,929.0)	46.4
Impuestos y derechos del Ejercicio	-	-	-
Resultado Neto	(44,599,750.0)	(65,286,929.0)	46.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Del análisis horizontal del Estado de Resultados se constató que, de 2017 a 2018, la EPS registró un incremento de 11.4% en sus ingresos por venta principalmente de gasolinas, diésel, turbosina, gas natural y licuado; sin embargo, su costo de venta tuvo un incremento de 13.5%, por lo que el resultado bruto se vio disminuido en 92.8% respecto de 2017.

El gasto operativo y administrativo tuvo un incrementó en 24.0%, principalmente debido al incremento en los gastos de servicios corporativos (de 6,602,565.0 miles de pesos en 2017, a 18,406,499.0 miles de pesos en 2018), por lo que la pérdida en el resultado de operación tuvo un incremento de 77.2%, ya que pasó de 42,809,873.0 miles de pesos en 2017, a 75,849,204.0 miles de pesos en 2018.

El ingreso proveniente del Resultado Integral de Financiamiento tuvo una disminución de 72.4% respecto del resultado observado en 2017, ya que pasó de un ingreso de 13,959,309.0 miles de pesos en 2017, a un ingreso de 3,845,984.0 miles de pesos. Este cambio provino principalmente de la disminución en los ingresos financieros (intereses a favor), y al registro en 2018 de una pérdida por tipo cambiario de 1,707,557.0 miles de pesos, que en 2017 resultó en una utilidad por tipo cambiario de 4,924,209.0 miles de pesos.

En 2017, PTRI registró Otros Gastos de 17,179,778.0 miles de pesos (principalmente por el deterioro de propiedades, plantas y equipos por 15,952,092.0 miles de pesos); para 2018, la empresa tuvo un cambio favorable en este apartado del 129.4%, ya que obtuvo Otros Ingresos de 5,050,074.0 miles de pesos. Por su parte, su participación en los resultados de

subsidiarias tuvo un incremento de 16.5%, pasando de 1,430,592.0 miles de pesos en 2017, a 1,666,217.0 miles de pesos en 2018.

Finalmente, PTRI no causó impuesto a la utilidad en el ejercicio 2018 (al igual que en 2017), por lo que por los cambios antes descritos es que la pérdida neta del ejercicio 2018 se vio incrementada en 46.4% respecto de la observada en 2017, pasando de 44,599,750.0 miles de pesos en 2017, a 65,286,929.0 miles de pesos en 2018.

El análisis horizontal del Activo Total del Balance General se muestra en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ACTIVO DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

ACTIVO			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal
Efectivo y Equivalentes	10,422,706.0	9,553,794.0	(8.3)
Cuentas por Cobrar (terceros)	46,802,670.0	41,012,398.0	(12.4)
Cuentas por Cobrar (partes relacionadas)	125,357,869.0	70,535,191.0	(43.7)
Inventarios	67,362,311.0	74,295,833.0	10.3
Instrumentos derivados	16,014.0	261.0	(98.4)
Otras cuentas del activo	20,039,519.0	43,837,129.0	118.8
Activo Corriente	270,001,089.0	239,234,606.0	(11.4)
Inversión en Subsidiarias	7,813,492.0	7,903,679.0	1.2
Propiedades, plantas y equipos	286,491,476.0	283,088,156.0	(1.2)
Otros activos	391,686.0	515,044.0	31.5
Activo No Corriente	294,696,654.0	291,506,879.0	(1.1)
Activo Total	564,697,743.0	530,741,485.0	(6.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Del análisis horizontal del Activo se observa que el saldo del activo total disminuyó 6.0% de 2017 a 2018; esta disminución obedeció a disminuciones tanto en el activo corriente (11.4%) como en el activo no corriente (1.1%).

En el activo corriente destacan, por su relevancia, el cambio en el saldo de las cuentas por cobrar a partes relacionadas, las cuales disminuyeron en 43.7%, lo que implica que en 2018 la EPS disminuyó el financiamiento otorgado a empresas del grupo; la disminución de 12.4% en el saldo de las cuentas por cobrar a terceros. Por otro lado, los inventarios tuvieron un incremento de 10.3%, y el saldo de otras cuentas del activo tuvo un incremento de 118.8%.

Con respecto al Activo no Corriente, el principal cambio fue la disminución de 1.2% en el saldo neto de las propiedades, plantas y equipos.

El análisis horizontal del Pasivo Total del Balance General se muestra en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL PASIVO DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

PASIVO			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal
Pasivo Financiero de Corto Plazo	5,008,926.0	4,692,929.0	(6.3)
Proveedores	4,604,329.0	8,995,130.0	95.4
Partes relacionadas	88,019,846.0	84,402,654.0	(4.1)
Instrumentos derivados con PEMEX	6,754.0	3,204.0	(52.6)
Impuestos y derechos por pagar	6,881,760.0	14,450,551.0	110.0
Otros pasivos	10,959,414.0	10,253,058.0	(6.4)
Pasivo de Corto Plazo	115,481,029.0	122,797,526.0	6.3
Pasivo Financiero de Largo Plazo	25,437,147.0	20,721,115.0	(18.5)
Pasivo laboral	588,573,518.0	504,438,845.0	(14.3)
Provisiones por créditos a pagar	3,963,844.0	4,322,184.0	9.0
Pasivo de Largo Plazo	617,974,509.0	529,482,144.0	(14.3)
Pasivo Total	733,455,538.0	652,279,670.0	(11.1)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

De 2017 a 2018, la empresa tuvo una disminución de su pasivo total en 11.1%; esta disminución obedeció principalmente a una disminución en el saldo de los pasivos de largo plazo de 14.3%, la cual fue superior al incremento en el saldo de los pasivos de corto plazo de 6.3%.

Del pasivo de corto plazo, los principales cambios de 2017 a 2018 fueron en el incremento en el saldo de cuentas por pagar a proveedores de 95.4%, pasando de 4,604,329.0 miles de pesos en 2017 a 8,995,130.0 miles de pesos en 2018, lo que implica que la empresa hizo uso de un mayor financiamiento por medio de proveedores; el saldo de los impuestos y derechos por pagar se incrementó en 110.0%, pasando de 6,881,760.0 miles de pesos en 2017 a 14,450,551.0 miles de pesos en 2018; por otra parte, el saldo de cuentas por pagar a partes relacionadas disminuyó 4.1%, pasando de 88,019,846.0 miles de pesos en 2017, a 84,402,654.0 miles de pesos en 2018.

Respecto del pasivo de largo plazo, el principal cambio observado en 2018 fue en el saldo del pasivo laboral de 14.3%, pasando de 588,573,518.0 miles de pesos en 2017, a 504,438,845.0 miles de pesos en 2018. Lo anterior, se debió principalmente al cambio en los supuestos financieros del Plan de Beneficios Definidos, ya que éste tuvo un incremento en la tasa de descuento de 7.89% a 9.29% en 2018.

Por su parte, el análisis horizontal del Capital Contable se muestra a continuación:

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL CAPITAL CONTABLE DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

CAPITAL CONTABLE			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal
Patrimonio aportado	38,831,203.0	39,599,980.0	2.0
Resultado del ejercicio	(44,599,749.0)	(65,286,929.0)	46.4
Resultados acumulados	(92,864,254.0)	(137,251,876.0)	47.8
Otros resultados integrales	(70,124,995.0)	41,400,640.0	(159.0)
Capital Contable	(168,757,795.0)	(121,538,185.0)	(28.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Del análisis horizontal del Capital Contable, se observa una disminución en el saldo negativo del capital contable de 28.0%, esto debido principalmente al cambio en Otros Resultados Integrales en 159.0%, ya que pasó de una pérdida de 70,124,995.0 miles de pesos, a una ganancia de 41,400,640.0 miles de pesos en 2018, esto debido a las ganancias actuariales por beneficios a empleados de 2018 (111,525,636.0 miles de pesos).

En cuanto al Patrimonio aportado, este tuvo un cambio de 2017 a 2018 de 2.0%, debido a diversas transferencias de activos tanto de otras empresas de Petróleos Mexicanos hacia PTRI (principalmente inventarios de parte de Pemex Logística), como de PTRI hacia otras empresas de Petróleos Mexicanos, resultando en un incremento neto de 768,777.0 miles de pesos.

El análisis vertical del Estado de Resultados se presenta a continuación:

ANÁLISIS VERTICAL DEL ESTADO DE RESULTADOS DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	2017		2018	
	Monto	Análisis Vertical	Monto	Análisis Vertical
Ingresos por ventas	992,257,198.0	100.0%	1,105,255,786.0	100.0%
Costo de lo vendido	972,764,517.0	98.0%	1,103,192,557.0	99.9%
Resultado Bruto	19,492,681.0	2.0%	1,403,620.0	0.1%
Gastos de Operativo/Administrativo	62,302,554.0	6.3%	77,252,824.0	7.0%
Resultado de la Operación	(42,809,873.0)	(4.3%)	(75,849,204.0)	(6.9%)
Resultado Financiero, Neto	9,029,265.0	0.9%	5,564,844.0	0.5%
Resultado Cambiario, Neto	4,924,209.0	0.5%	(1,707,557.0)	(0.2%)
Instrumentos Derivados	5,835.0	0.0%	(11,303.0)	0.0%
Resultado Integral de Financiamiento	13,959,309.0	1.4%	3,845,984.0	0.3%
Otros Ingresos (Gastos)	(17,179,778.0)	(1.7%)	5,050,074.0	0.5%
Participación en los resultados de subsidiarias	1,430,592.0	0.1%	1,666,217.0	0.2%
Resultado Antes de Impuestos	(44,599,750.0)	(4.5%)	(66,286,929.0)	(5.9%)
Impuestos y derechos del Ejercicio	-	0.0%	-	0.0%
Resultado Neto	(44,599,750.0)	(4.5%)	(65,286,929.0)	(5.9%)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Con el análisis vertical del Estado de Resultados, se constató que en 2018 los costos de venta representaron el 99.9% los ingresos por ventas, porcentaje similar al observado en 2017 que

fue de 98.0%. Dado los costos de los vendidos, la empresa obtuvo un margen bruto de 0.1% respecto de sus ingresos.

En cuanto al gasto operativo y administrativo, estos fueron equivalentes al 7.0% de los ingresos, por lo que el margen de operación refleja una pérdida de 6.9% del monto de los ingresos.

El “resultado integral de financiamiento” reflejó un ingreso de 0.3% respecto de las ventas, cifra inferior a la observada en 2017 que resultó en un ingreso del 1.4% de las ventas de ese año.

Los Otros ingresos del ejercicio representaron el 0.5% de los ingresos por ventas, y la participación en los resultados de subsidiarias fue el 0.2% de las ventas.

En 2018, la empresa no causó impuestos a la utilidad al igual que en 2017, por lo que la pérdida neta del ejercicio fue del 5.9% respecto los ingresos por ventas.

El análisis vertical del Activo Total se muestra en el cuadro siguiente:

(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	2017	Análisis Vertical	2018	Análisis Vertical
Efectivo y Equivalentes	10,422,706.0	1.8%	9,553,794.0	1.8%
Cuentas por Cobrar (terceros)	46,802,670.0	8.3%	41,012,398.0	7.7%
Cuentas por Cobrar (partes relacionadas)	125,357,869.0	22.2%	70,535,191.0	13.3%
Inventarios	67,362,311.0	11.9%	74,295,833.0	14.0%
Instrumentos derivados	16,014.0	0.0%	261.0	0.0%
Otras cuentas del activo	20,359,519.0	3.5%	43,837,129.0	8.3%
Activo Corriente	270,001,089.0	47.8%	239,234,606.0	45.1%
Inversión en Subsidiarias	7,813,492.0	1.4%	7,903,679.0	1.5%
Propiedades, plantas y equipos	286,491,476.0	50.7%	283,088,156.0	53.3%
Otros activos	391,686.0	0.1%	515,044.0	0.1%
Activo No Corriente	294,696,654.0	52.2%	291,506,879.0	54.9%
Activo Total	564,697,743.0	100.0%	530,741,485.0	100.0%

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Del análisis vertical del activo total del Balance General, se identificó que en 2018 se mantuvieron proporciones similares en los activos corrientes (45.1%) y no corrientes (54.9%), respecto de 2017 (47.8% y 52.2%, respectivamente).

De todo el activo, las cuentas más representativas en cuanto a su proporción de saldo, fueron las Propiedades, Plantas y Equipos con 53.3%, el saldo de inventarios con 14.0%, y el saldo de cuentas por cobrar a partes relacionadas con 13.3%, mismas partidas que en 2017 fueron las más representativas; en su conjunto, estas tres partidas representan el 80.6% del activo total en 2018.

El análisis vertical del Pasivo Total y Capital Contable del Balance General se muestra en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS VERTICAL DEL PASIVO DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	2017	Análisis Vertical	2018	Análisis Vertical
Pasivo Financiero de Corto Plazo	5,008,926.0	0.9%	4,692,929.0	0.9%
Proveedores	4,604,329.0	0.8%	8,995,130.0	1.7%
Partes relacionadas	88,019,846.0	15.6%	84,402,654.0	15.9%
Instrumentos derivados con PEMEX	6,754.0	0.0%	3,204.0	0.0%
Impuestos y derechos por pagar	6,881,760.0	1.2%	14,450,551.0	2.7%
Otros pasivos	10,959,414.0	1.9%	10,253,058.0	1.9%
Pasivo de Corto Plazo	115,481,029.0	20.5%	122,797,526.0	23.1%
Pasivo Financiero de Largo Plazo	25,437,147.0	4.5%	20,721,115.0	3.9%
Pasivo laboral	588,573,518.0	104.2%	504,438,845.0	95.0%
Provisiones por créditos a pagar	3,963,844.0	0.7%	4,322,184.0	0.8%
Pasivo de Largo Plazo	617,974,509.0	109.4%	529,482,144.0	99.8%
Pasivo Total	733,455,538.0	129.9%	652,279,670.0	122.9%

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

En cuanto a los pasivos totales de PTRI, se verificó que estos fueron superiores en 22.9% al total de los activos; lo anterior se debe al capital contable negativo que presentó la empresa.

El pasivo de corto plazo representó el 23.1% de los activos totales, porcentaje superior al observado en 2017 que fue de 20.5%. En cuanto a los pasivos de largo plazo, estos fueron el 99.8% de los activos totales, cifra inferior al 109.4% observado en 2017.

El cambio ocurrido en la proporción de pasivos totales entre 2017, que fueron el 129.9% de los activos totales, y 2018, que fueron de 122.9%, es explicado por el resultado neto del ejercicio 2018, que incrementó la posición patrimonial de la EPS.

En cuanto a la importancia de los pasivos, por su saldo respecto del activo, los más relevantes son el pasivo laboral, que representó el 95.0% de los activos totales; y las cuentas por pagar a partes relacionadas, con 15.9% de los activos totales. En su conjunto, estos dos rubros representan el 110.9% del saldo de los activos totales.

El análisis vertical del Capital Contable se muestra en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS VERTICAL DEL CAPITAL CONTABLE DE PTRI, 2017-2018
(Miles de pesos y porcentajes)

Concepto	2017	Análisis Vertical	2018	Análisis Vertical
Patrimonio aportado	38,831,203.0	6.9%	39,599,980.0	7.5%
Resultado del ejercicio	(44,599,749.0)	(7.9%)	(65,286,929.0)	(12.3%)
Resultados acumulados	(92,864,254.0)	(16.4%)	(137,251,876.0)	(25.9%)
Resultados acumulados integrales	(70,124,995.0)	(12.4%)	41,400,640.0	7.8%
Capital Contable	(168,757,795.0)	(29.9%)	(121,538,185.0)	(22.9%)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

Respecto del Capital Contable, este presentó un saldo negativo de 121,538,185.0 miles de pesos en 2018, lo que representa un déficit de 22.9% con respecto de los activos totales, cifra inferior a la observada en 2017, que fue un déficit de 29.9%.

La disminución en el déficit del capital contable, respecto de los activos totales, se explica principalmente por la utilidad que obtuvo la empresa por los Resultados acumulados integrales al cierre del ejercicio 2018, que fueron de 41,400,640.0 miles de pesos, por lo que esta partida representó el 7.8% de los activos totales. En cuanto a los demás componentes del capital contable, el patrimonio aportado representó 7.5%, la pérdida del ejercicio el 12.3%, y las pérdidas acumuladas el 25.9%.

Razones financieras de inversión, actividad y ciclo, liquidez y apalancamiento 2017-2018

A fin de evaluar la situación financiera de PTRI, se examinaron las razones financieras siguientes: I) inversión; II) actividad y ciclo; III) liquidez, y IV) apalancamiento.

Inversión

Un elemento importante del activo fijo es la inversión que ha realizado la empresa (CAPEX por sus siglas en inglés) ^{45/} en la adquisición, o mejora, de sus activos productivos. En 2018, la empresa obtuvo un CAPEX, calculado por medio del cambio en el saldo neto de los inmuebles, mobiliario y equipo, de 15,780,320.0 miles de pesos, el cual se calculó de la forma siguiente:

CAPEX DE PTRI, 2018 (Miles de pesos)

Concepto	Monto
Saldo neto de bienes muebles e inmuebles (año actual)	283,088,156.0
Depreciación del ejercicio	19,183,640.0
Saldo neto de bienes muebles e inmuebles (año anterior)	286,491,476.0
CAPEX 2018 (d)=(a)+(b)-(c)	15,780,320.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

En el Estado de Flujo de Efectivo, la EPS registró en el apartado de Actividades de Inversión, la adquisición de propiedades, planta y equipo por 16,457,510.0, por lo que el diferencial entre el CAPEX determinado por medio de los saldos, y el flujo en actividades de inversión, se puede explicar por el deterioro aplicados a estos en el año (659,610.0 miles de pesos).

El resultado positivo de inversión en activos productivos, a un ritmo inferior al a la depreciación registrada en el año, pudiera causar en el tiempo una disminución en su capacidad productiva.

^{45/} El CAPEX (Capital Expenditures, por sus siglas en inglés), son erogaciones o inversiones de capital que crean beneficios para la empresa. Los CAPEX son utilizados por las empresas para adquirir o mejorar los activos fijos tales como el mobiliario o equipo. Se obtiene sumando la depreciación del ejercicio, al saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo, y restando el saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo del ejercicio anterior. Universidad de Chile. Propuesta de mejora al proceso de elaboración y gestión de proyectos de inversión (CAPEX). Santiago de Chile. 2013.

Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.^{46/}

El resultado de las razones de actividad de PTRI en el periodo 2017-2018 se muestran en el cuadro siguiente:

ANÁLISIS DE ACTIVIDAD DE PTRI, 2017-2018

Concepto	Resultado		Variación %
	2017	2018	
Promedio en días de la Rotación de Inventarios	25.3	24.6	(2.8)
Promedio en días de las Cuentas por Cobrar	63.3	36.8	(41.8)
Promedio en días de las Cuentas por Pagar	34.8	30.9	(11.1)
Rotación de Activo Fijo (veces)	3.5	3.9	12.7
Rotación de Activo Total (veces)	1.8	2.1	18.5
Intervalo de Defensa (días)	20.2	15.6	(22.6)
Intervalo de Defensa Astringente (días)	3.7	3.0	(19.7)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

NOTA: El porcentaje de variación puede variar respecto de los resultados, debido a que en el soporte de los cálculos se utilizaron todos los decimales.

Rotación de inventarios (promedio en días). En 2018, PTRI tuvo inventarios por 24.6 días antes de venderlos, cifra 2.8% inferior a la observada en 2017, que fue de 25.3 días. Este cambio implica una mejora marginal en la eficiencia del manejo de los inventarios.

Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar. En 2018, PTRI cobró sus cuentas (clientes y partes relacionadas) cada 36.8 días, y pagó sus cuentas (proveedores y partes relacionadas) cada 30.9 días. Dado que el promedio en días de las cuentas por cobrar es superior al de las cuentas por pagar, esto implica que la EPS financió a sus proveedores (partes relacionadas y terceros), ya que efectuó su pago a estos antes de recuperar sus ventas. Ambos indicadores tuvieron disminuciones respecto de 2017 en 41.8% y 11.1%, respectivamente, lo que implica eficiencias en sus tiempos para cobrar y pagar.

^{46/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

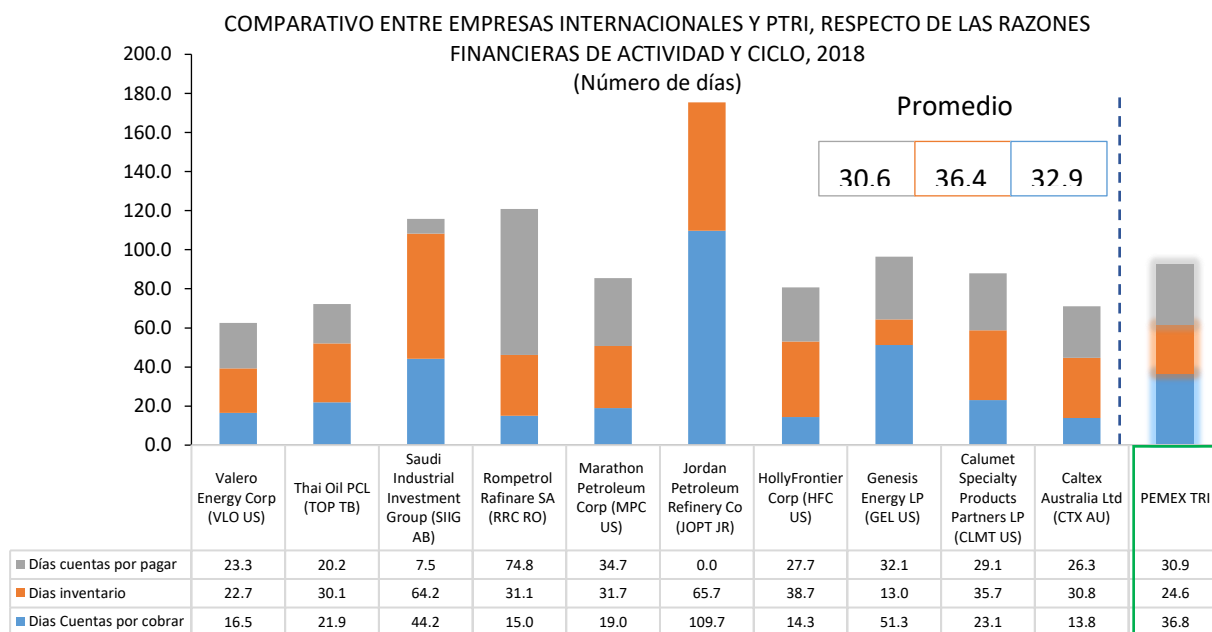
Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y del activo total (Ingreso/Activo total). En 2018, por cada peso invertido en activos fijos (propiedades, plantas y equipo), tuvo una multiplicación en ingresos de 3.9 veces. En cuanto a los activos totales, cada peso de activo total tuvo una multiplicación en ingresos de 2.1 veces. Ambos indicadores tuvieron incrementos respecto de 2017 de 12.7% y 18.5%, respectivamente, lo que se traduce en que hizo un uso más eficiente de sus recursos invertidos en activos.

Intervalo de defensa $((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo})) (365)$. En 2018, con el efectivo y cuentas por cobrar (no incluye partes relacionadas) con los que dispuso la empresa al cierre del ejercicio 2018, si ésta dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 15.6 días. Este indicador disminuyó en 22.6% respecto del observado en 2017, lo que se debe al incremento en el costo de venta y gasto operativo y administrativo, y a la disminución en los saldos de efectivo y equivalentes y cuentas por cobrar.

Intervalo de defensa astringente $((\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))(365))$. Con el solo uso del saldo de efectivo y equivalentes que registró la EPS al término de 2018, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 3.0 días, esto debido al bajo nivel de efectivo y equivalentes que tuvo al fin de año, que fue de 9,553,794.0 miles de pesos, contrastado con el costo de venta y los gastos operativos y administrativos, que sumaron 1,181,104,991.0 miles de pesos, respectivamente. Este indicador disminuyó 19.7% respecto al observado en 2017.

En 2018, la EPS PTRI fue más eficiente al disminuir sus días de cobranza a 36.8 días en 2018, en comparación a los 63.3 días observados en 2017; sin embargo, de igual manera disminuyó su tiempo para pagar a sus proveedores y partes relacionadas de 34.8 días en 2017 a 30.9 días en 2018, tiempo inferior al de la recuperación de los adeudos por ventas, por lo que se constata que financió a sus proveedores. Hizo un uso más eficiente de sus activos, ya que incrementó la generación de ingresos por venta por cada peso invertido en activos fijos y activos totales, a 3.9 y 2.1 respectivamente; sin embargo, tuvo una disminución en su capacidad para continuar su operación con la realización de sus cuentas por cobrar con clientes y el efectivo y equivalentes con los que terminó el año, a 15.6 días, y con el solo uso de su efectivo y equivalentes a 3.0 días.

Se realizó un comparativo entre 10 empresas internacionales de la industria petrolera y PTRI, respecto del resultado de las razones de días de cuentas por cobrar, días de inventarios y días cuentas por pagar, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

Respecto de la gráfica anterior se constató que:

Rotación de cuentas por cobrar. En comparación con el promedio internacional, el tiempo de cobranza de la EPS, se encuentra por debajo de las empresas de naturaleza similar, identificadas por la ASF, ya que PTRI cobró sus cuentas (clientes y partes relacionadas) cada 36.8 días, en tanto que el promedio de las empresas comparadas fue de 32.9 días, lo que implica ineficiencia en sus tiempos de cobranza.

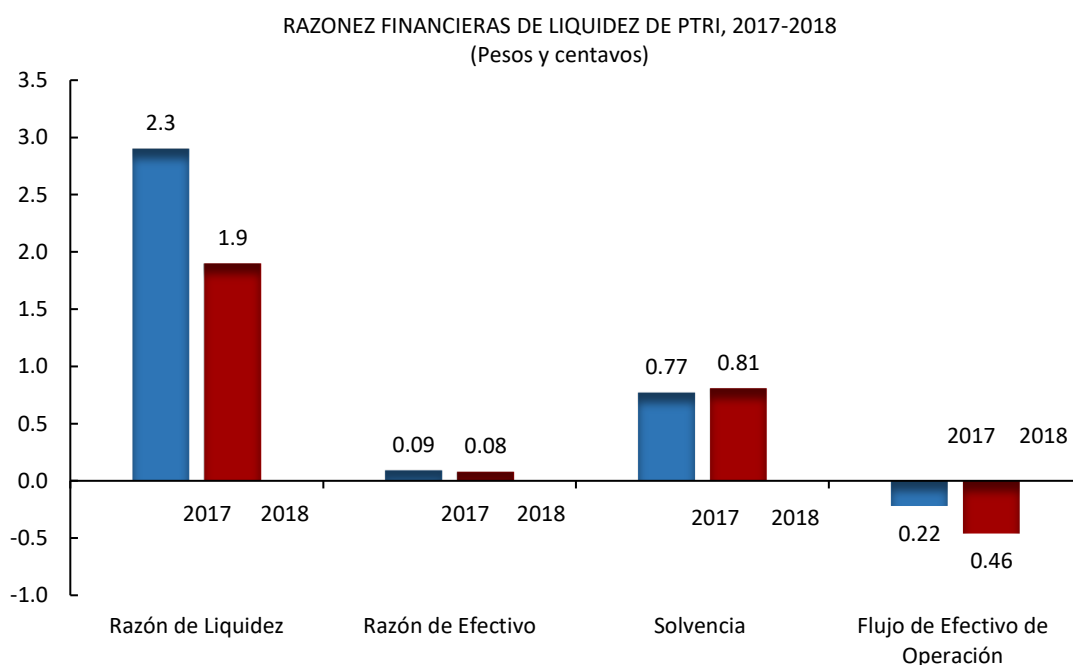
Rotación de inventarios. Respecto al tiempo de rotación de inventarios, el resultado de PTRI fue superior al promedio de las empresas comparadas, debido a que el indicador arroja que el ciclo de inventarios se realiza 24.6 veces al año, mientras que el promedio comparado indica rotación cada 36.4 veces, lo que indica mayor desplazamiento de producto en PTRI.

Rotación de cuentas por pagar. El indicador refleja que el periodo de cuentas por pagar de PTRI, corresponde con las prácticas de las 10 empresas internacionales comparadas, ya que se determinó que en promedio PTRI pagó sus adeudos cada 30.9 días, mientras que las empresas comparadas, cada 30.6 días.

Liquidez

Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo. ^{47/}

El resultado de las razones de liquidez de PTRI se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Razón de liquidez. ^{48/} En 2018, PTRI contó con 1.9 pesos de activos corrientes por cada peso de pasivos de corto plazo. En términos generales de prácticas de mercado, se comprueba que la empresa fue líquida, ya que contó con los recursos para hacer frente al de sus pasivos de corto plazo, y tendría un excedente para continuar su operación. A pesar de lo anterior, este indicador disminuyó en 16.7% respecto al observado para 2017, el cual fue de 2.3 pesos.

^{47/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

^{48/} Razón de liquidez = Activos corriente / Pasivos de corto plazo.

Razón de efectivo. ^{49/} Si se considera únicamente el saldo de efectivo y equivalentes con los que dispuso la empresa al cierre de 2018, esta contó con 8 centavos por cada peso de pasivo de corto plazo. De acuerdo con las prácticas generales de mercado, se constata que la empresa no dispuso de recursos monetarios suficientes en proporción a sus pasivos de corto plazo. Este indicador disminuyó en 13.8% respecto del observado en 2017.

Razón de solvencia. ^{50/} Considerando la totalidad de activos de la empresa para solventar la totalidad de los pasivos, en 2018 la empresa contó 81 centavos por cada peso de pasivo total. Con base en las prácticas generales del mercado, se verificó que PTRI no fue solvente, dado que su estructura no alcanzaría para solventar sus obligaciones. Sin embargo, este indicador mejoró 5.7% respecto del observado para 2017.

Flujo de efectivo de operación. ^{51/} El flujo de efectivo obtenido en la operación (EBITDA por sus siglas en inglés), fue negativo en 56,665,564.0 miles de pesos, derivado de la pérdida en el resultado operativo que obtuvo. Por lo anterior, el resultado de este indicador fue negativo en 0.46, lo que se traduce en que por cada peso de pasivos de corto plazo que tuvo la empresa, esta obtuvo una pérdida de flujo de operación de 46 centavos, lo que le imposibilita para cumplir con el pago de sus obligaciones exigibles en un máximo de un año. Este indicador incrementó su situación negativa en 114.2% respecto del observado para 2017.

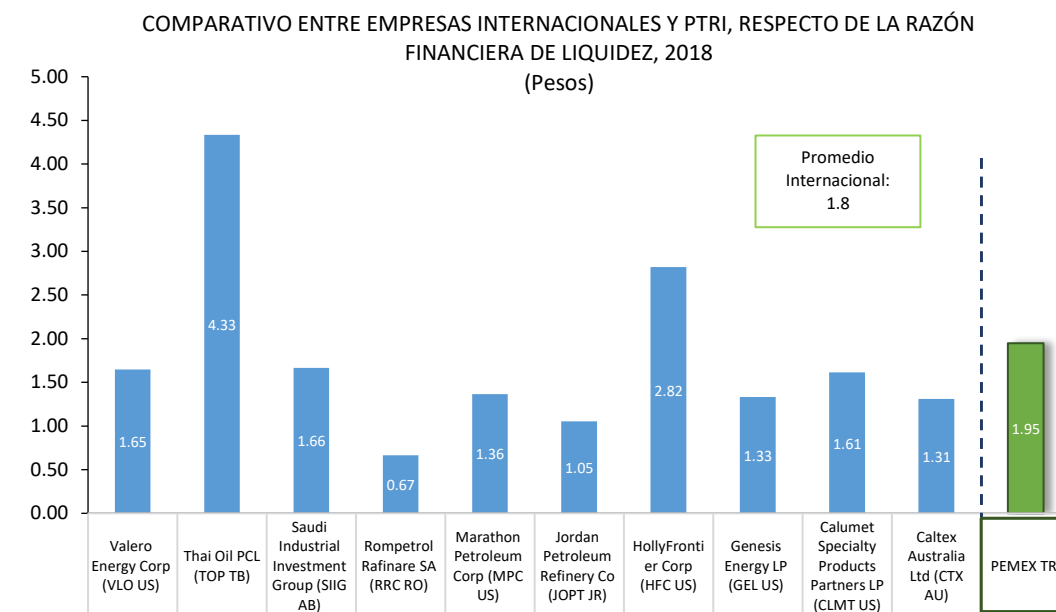
Con base en estos elementos, se constata que, en 2018, la empresa fue líquida, pero no contó con recursos monetarios en niveles considerados como prudenciales; no fue solvente, y no generó recursos en su operación para el cumplimiento de sus obligaciones con horizonte de pago de un año o menos.

Respecto de la razón de liquidez, el comparativo de los resultados de empresas internacionales y PTRI, se presenta a continuación:

^{49/} Razón de efectivo = Efectivo y equivalentes / Pasivos de corto plazo.

^{50/} Razón de solvencia = Activos totales / Pasivos totales

^{51/} Razón de flujo de efectivo en operación = EBITDA / Pasivo de corto plazo

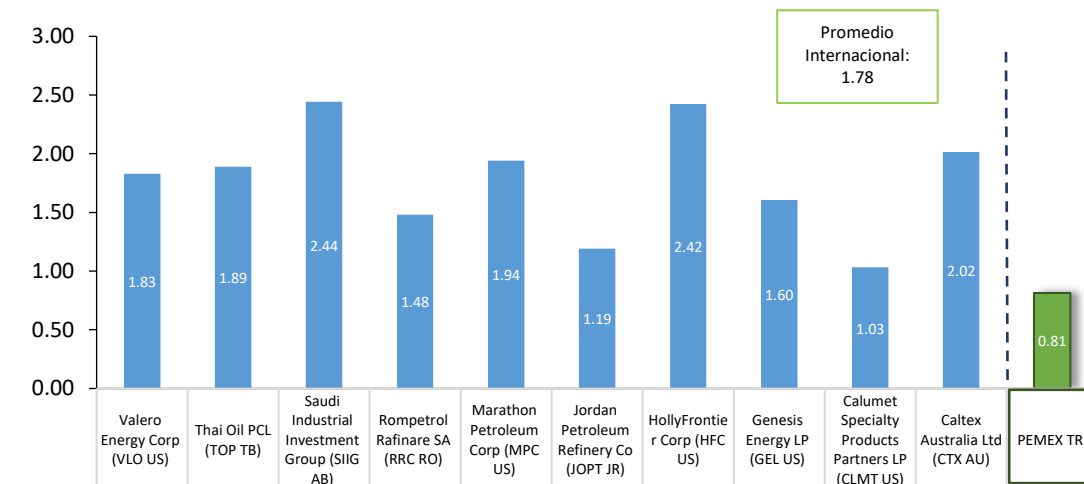


FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, PTRI contó con 1.9 pesos de activos corrientes por cada peso de pasivos de corto plazo, el cual está por encima del promedio de las empresas comparadas, que arrojaron en promedio un resultado de 1.8 pesos. Por lo tanto, se observa que PTRI contó con los recursos necesarios para hacer frente a sus pasivos de corto plazo.

Respecto de la razón de solvencia, el comparativo de los resultados de empresas internacionales y PTRI, se presenta a continuación:

COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DE LA RAZÓN FINANCIERA DE SOLVENCIA, 2018
(Pesos y centavos)



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, PTRI contó con un resultado de 0.81 centavos para solventar la totalidad de los pasivos en relación con el promedio internacional que fue de 1.78 pesos.

Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad para satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión. ^{52/}

El resultado de las razones de apalancamiento de PTRI, se muestran en el cuadro siguiente:

^{52/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO DE PTRI, 2017-2018

Concepto	Resultado		Variación (%)
	2017	2018	
Deuda / Apalancamiento			
Pasivo Financiera / Capital Contable (veces)	(0.18)	(0.21)	15.9
Pasivo Financiera / Activos Totales (veces)	0.05	0.05	(11.2)
Apalancamiento (veces)	(4.3)	(5.4)	23.5
Endeudamiento (%)	129.9	122.9	(5.4)
Deuda Fin. a EBITDA (años)	(1.2)	(0.4)	(63.4)
Deuda Fin. Neta a EBITDA (años)	(0.8)	(0.3)	(65.2)
Cobertura de Intereses			
EBIT/Gastos Financieros (veces)	(17.8)	(41.1)	130.4
EBITDA/Gastos Financieros y Pasivos financieros de CP (veces)	(3.4)	(8.7)	158.1

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

NOTA: El porcentaje de variación puede variar respecto de los resultados, debido a que en el soporte de los cálculos se utilizaron todos los decimales.

Pasivo Financiero / Capital Contable. El pasivo financiero de corto y largo plazo de PTRI fue equivalente a 0.21 veces el capital contable negativo de la empresa; este indicador, que representa en este caso el déficit de capital contable con respecto a los pasivos financieros, se incrementó 15.9% respecto al observado en 2017.

Pasivo Financiero / Activos Totales. En 2018, el saldo de pasivo financiero de corto y largo plazo de la empresa fue equivalente a 0.05 veces el activo total. Lo anterior indica que de cada peso invertido en la empresa, 5 centavos provinieron de deuda financiera de corto y largo plazo. Este indicador tuvo una disminución de 11.2% respecto del observado en 2017, aunque por las unidades que representó el cambio, este no es observable en el resultado indicado en la tabla anterior.

Apalancamiento (pasivo total / capital). Dado la situación negativa del capital contable en 2018, los pasivos totales fueron equivalentes a 5.4 veces el déficit de capital. Este indicador tuvo un incremento de 23.5% respecto al observado en 2017, que fue de (4.3) veces.

Endeudamiento (pasivo total / activo total). En 2018, los pasivos totales de PTRI representaron 122.9% los activos totales de la EPS; lo anterior se debe a que el capital contable de la empresa fue negativo en 121,538,185.0 miles de pesos. Este indicador disminuyó en 5.4% respecto del observado en 2017.

Deuda financiera a EBITDA (Pasivo financiero / EBITDA). En 2018, dado que el flujo de efectivo (EBITDA) que generó en su operación la empresa fue negativo en 56,665,564.0 miles de pesos, esta no está en posibilidades de pagar su pasivo financiero (corto y largo plazo) de continuar con las pérdidas en su operación, interpretación que se le da al resultado de este indicador que es negativo en 0.4 años.

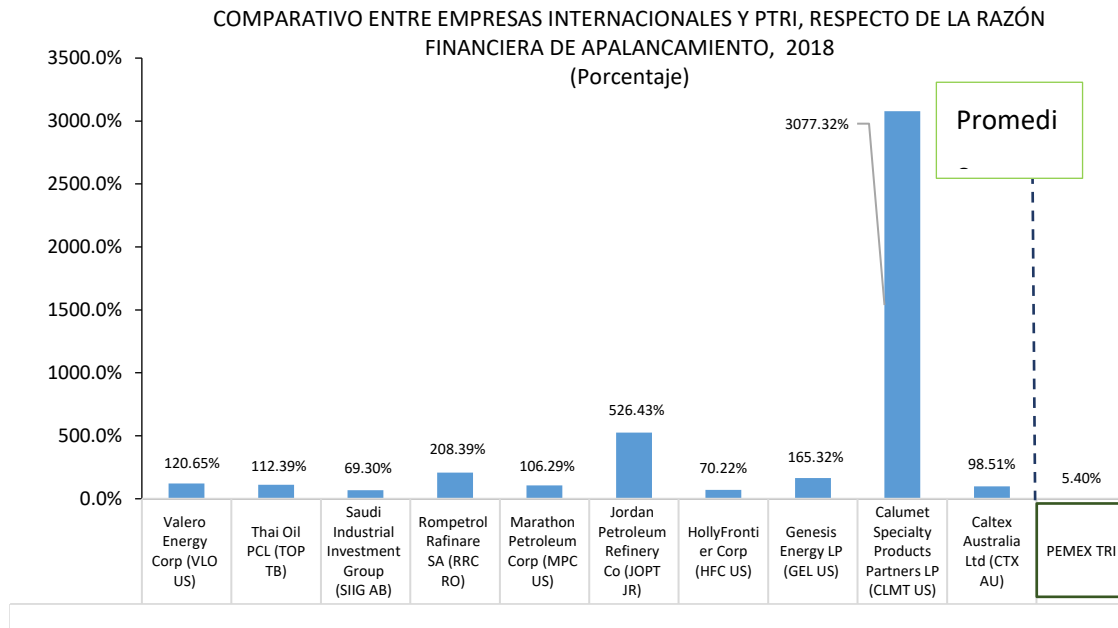
Deuda financiera neta a EBITDA ((pasivo financiero – efectivo y equivalentes) / EBITDA). Dado que el flujo de efectivo (EBITDA) que generó en su operación la empresa fue negativo en 56,665,564.0 miles de pesos, y a que el saldo de efectivo y equivalentes es muy bajo en comparación al saldo del pasivo financiero, la EPS no está en posibilidades de pagar su pasivo financiero de persistir esta situación, interpretación que se le da al resultado negativo de 0.3 años de este indicador.

Cobertura de intereses (EBIT/Gastos Financieros). La empresa obtuvo una pérdida en su resultado operativo de 75,849,204.0 miles de pesos, la cual fue equivalente a 41.1 veces los gastos financieros del año (intereses pagados de 1,844,345.0 miles de pesos).

Cobertura de intereses (EBITDA/Gastos Financieros y Pasivos financieros de Corto Plazo). El flujo generado en la operación (EBITDA) del año, fue negativo en 56,665,564.0 miles de pesos, este representó 8.7 veces el gasto financiero (1,844,345.0 miles de pesos) más los pasivos financieros de corto plazo (4,692,929.0 miles de pesos).

Con base en lo anterior, en 2018 la empresa vio disminuidos marginalmente su endeudamiento, el cual fue de 122.9% del saldo de la inversión total en los activos, lo anterior por el efecto que tiene el capital contable negativo que tuvo de 121,538,185.0 miles de pesos. El resultado de la operación, y el flujo de efectivo generado en la operación, fueron negativos (pérdidas) en 75,849,204.0 miles de pesos y 56,665,564.0 miles de pesos, respectivamente, por lo que la EPS no generó recursos en su operación para cumplir con sus obligaciones financieras.

Respecto de la razón de apalancamiento, el comparativo de los resultados de empresas internacionales y PTRI, se presenta a continuación:

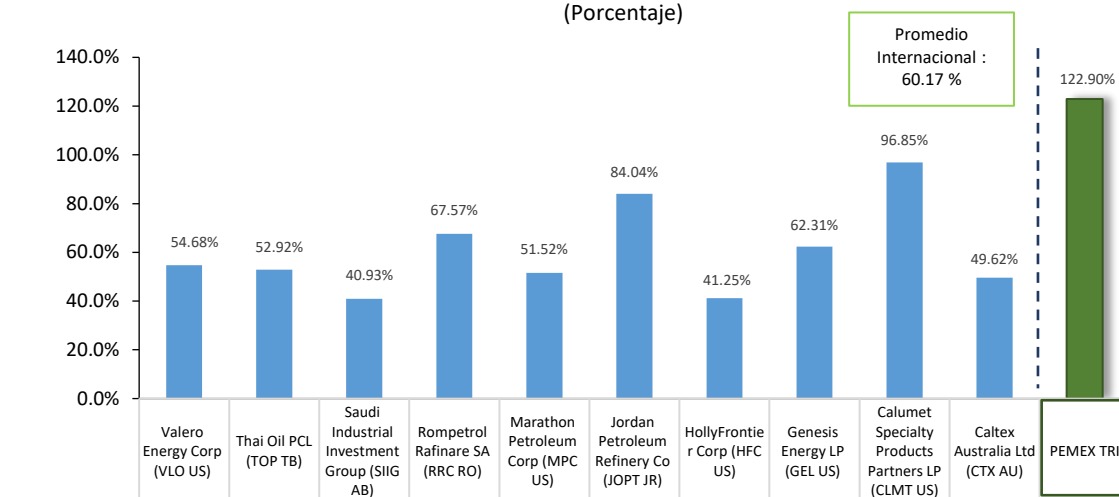


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, este indicador para PTRI se encontró por debajo del promedio de las entidades internacionales, ya que obtuvo 5.40% con respecto de 455.5% en las empresas del comparativo internacional, por lo que la EPS se encuentra dentro del margen para satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

Respecto de la razón de endeudamiento, el comparativo de los resultados de empresas internacionales y PTRI, se presenta a continuación:

COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DE LA RAZÓN FINANCIERA DE ENDEUDAMIENTO, 2018
(Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, PTRI tuvo un indicador de 122.9%, el cual fue superior al promedio de las entidades internacionales que fue de 60.17%, lo que implica que su actividad se encontró financiada únicamente por deuda, a diferencia de las compañías internacionales comparadas, las cuales presentaron financiamiento de actividad mediante dos fuentes que son, capital y deuda.

Rentabilidad

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la empresa para generar utilidades o incremento en sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la empresa, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos.^{53/}

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de PTRI, se utilizaron las razones siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA),^{54/} Rendimiento sobre capital (ROE)^{55/} y Retorno sobre capital empleado (ROCE). La definición y las fórmulas de los indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

^{53/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros, México, 2014.

^{54/} Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.

^{55/} Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable.

RAZONES DE RENDIMIENTO

Definición del indicador	Fórmula del indicador ^{56/}
<p>Rendimiento sobre activos (ROA)</p> <p>Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.</p>	$\frac{(UN)}{(AT)}$ <p>donde:</p> <p><i>UN = utilidad neta</i> <i>AT = activos totales</i></p>
<p>Rendimiento sobre capital (ROE)</p> <p>Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable.</p>	$\frac{(UN)}{(CC)}$ <p>donde:</p> <p><i>UN = utilidad neta</i> <i>CC = capital contable</i></p>
<p>Retorno sobre capital empleado (ROCE)</p> <p>Es una medida de rentabilidad del capital total empleado de una empresa, y se calcula como el cociente del resultado operativo (acumulado 12 meses) entre la diferencia de los Activos Totales y los Pasivos de Corto Plazo.</p>	$\frac{(RO)}{(CE)}$ <p>donde:</p> <p>RO= resultado operativo CE= capital empleado</p>

FUENTE: CNBV, información Estadística y Financiera del Sector de Banca Múltiple, Comisión Nacional Bancaria y de Valores, 2018.

Los resultados de los indicadores, se presentan en el cuadro siguiente:

^{56/} La utilidad neta es el valor residual de los ingresos de una entidad lucrativa, después de haber disminuido sus costos y gastos relativos reconocidos en el estado de resultados, siempre que estos últimos sean menores a dichos ingresos, durante un periodo contable. En caso contrario, es decir, cuando los costos y gastos sean superiores a los ingresos, la resultante es una pérdida neta. Los activos totales son recursos controlados por una entidad de los que se esperan beneficios económicos futuros, derivados de operaciones ocurridas en el pasado, que han afectado económicamente a dicha entidad. El capital contable es el valor residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos sus pasivos. Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-5, Elementos básicos de los estados financieros México, 2006.

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA), RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL (ROE)
Y RETORNO DE CAPITAL EMPLEADO (ROCE), 2017-2018
(Porcentaje)

Concepto	Resultado		Variación %
	2017	2018	
ROA	(7.9)	(12.3)	55.7
ROE	No representativo	No representativo	No aplica
ROCE	(9.5)	(18.6)	95.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

NOTA: El porcentaje de variación puede variar respecto de los resultados, debido a que en el soporte de los cálculos se utilizaron todos los decimales.

ROA (utilidad del ejercicio / activos totales). En 2018, la empresa obtuvo una pérdida neta de 65,286,929.0 miles de pesos, por lo que la inversión total en activos de la empresa (530,741,485.0 miles de pesos) tuvieron una rentabilidad negativa de 12.3%, la cual se vio incrementada a la observada en 2017 en 55.7%.

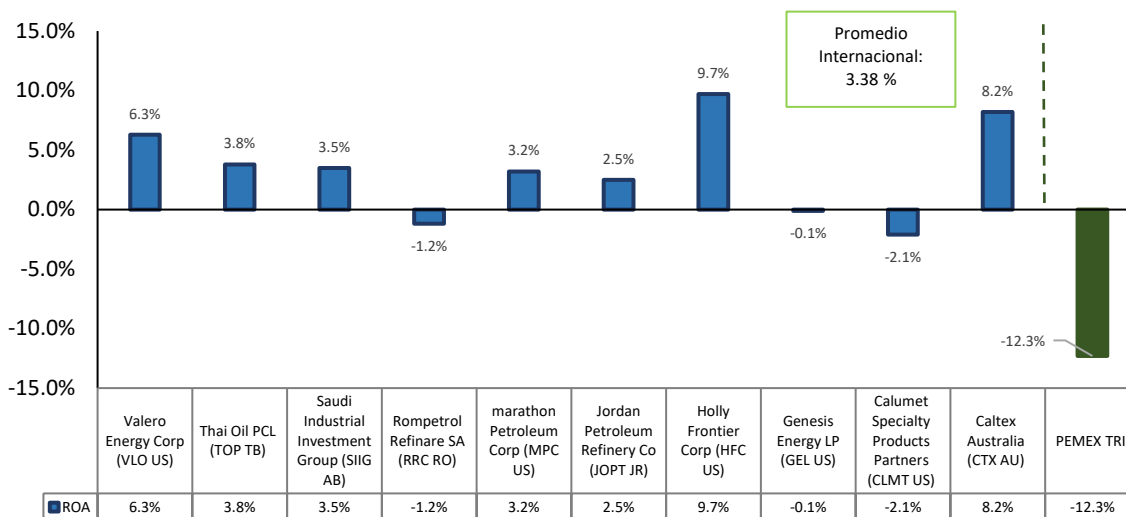
ROE (utilidad del ejercicio / capital contable): En 2018, dado que la empresa tuvo una pérdida en el ejercicio de 65,286,929.0 miles de pesos, y el capital contable fue negativo en 121,538,185.0 miles de pesos, el ROE calculado para el ejercicio 2018 no es representativo de la situación antes descrita.

ROCE (resultado operativo / capital empleado). En 2018, el capital empleado (invertido) en PTRI tuvo un rendimiento negativo de 18.6%, lo anterior debido a que la empresa registró una pérdida operativa de 75,849,204.0 miles de pesos.

Dados los resultados anteriores, se observa que los indicadores de rentabilidad de la EPS indican que no fue rentable en 2018. Si se considera que un Certificado de la Tesorería de la Federación (CETE) a 28 días, tuvo un rendimiento anual de 8.17% al cierre de 2018, y que la SHCP requiere de un retorno mínimo en los proyectos de inversión del 10.0% (tasa social de descuento), el retorno de la inversión en activos tuvo una rentabilidad negativa de 12.3%, el retorno del capital contable de la empresa no fue representativo, y el retorno del capital empleado fue negativo en 18.6%.

Se realizó un comparativo entre 10 empresas internacionales de la industria petrolera y PTRI, respecto del resultado del ROA, como se muestra a continuación:

COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DEL ROA, 2018
(Porcentaje)

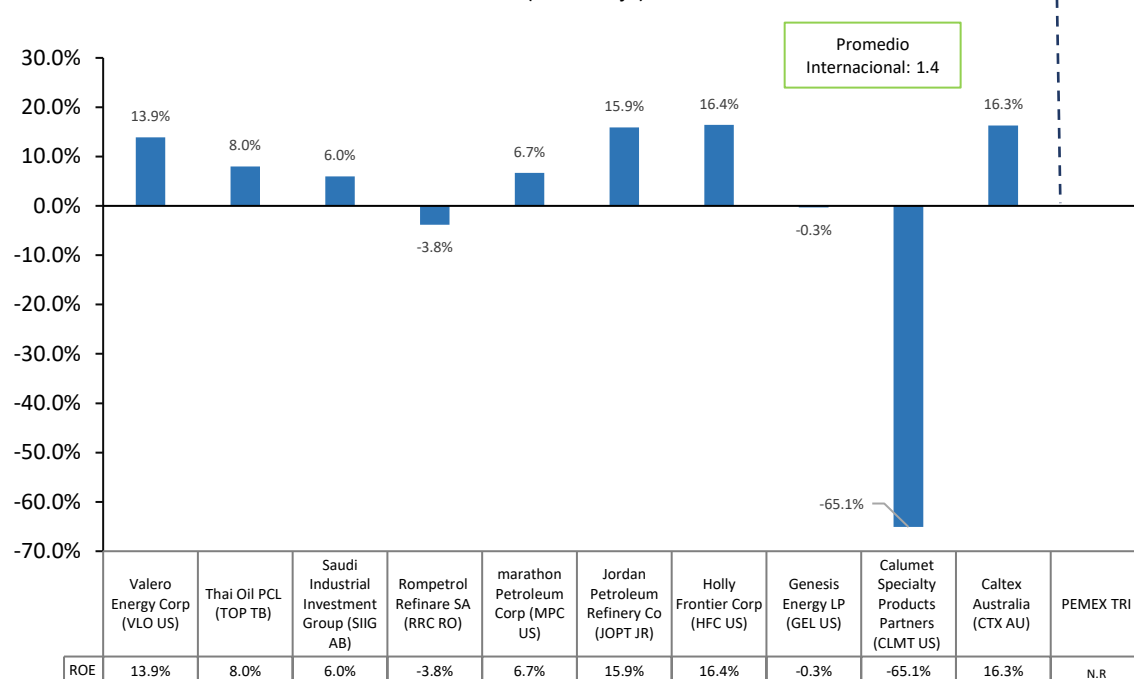


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

PTRI obtuvo un resultado negativo de 12.3% en relación con el promedio de las empresas internacionales comparadas que obtuvieron un resultado positivo de 3.38%, por lo que el uso de sus activos es menos eficiente que el que hace el mercado, y de los recursos invertidos en el total de activo, no se obtuvieron utilidades.

Respecto del ROE, el comparativo de los resultados de empresas internacionales y PTRI, se presenta a continuación:

COMPARATIVO ENTRE LAS EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DEL ROE, 2018
(Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, el cálculo de la rentabilidad sobre el patrimonio neto no fue representativo para PTRI debido a que presentó un patrimonio neto negativo; lo que indica que se encuentra por debajo de las empresas analizadas que en promedio obtuvieron un ROE de 1.4%, por lo que la EPS no generó utilidades sobre el capital invertido e incluso presentó resultado negativo, en virtud de las pérdidas acumuladas.

Productividad y generación de valor económico

La productividad se puede definir como la medida de hacer algo por unidad del factor utilizado (capital, trabajador, costos, tiempo, etc.).

El “Valor Económico Agregado” (EVA por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo su costo de capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica. Con base en lo anterior, se crea valor cuando la empresa tiene un

rendimiento superior al capital invertido más los costos asociados a su operación, incluyendo el costo de oportunidad.^{57/}

Las métricas utilizadas en este resultado para medir la generación de valor se detallan a continuación:

MÉTRICAS PARA MEDIR LA PRODUCTIVIDAD Y LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO

Métrica	Definición del indicador	Fórmula del indicador
EBITDA (Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones)	Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos. ^{58/}	EBITDA = Ingresos netos – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos + depreciación y amortización
Eficiencia en ventas	Divide el EBITDA por los ingresos de explotación, indicando cuántos pesos de resultados antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización e ítems extraordinarios fue posible que la empresa generara por cada peso de ventas realizado.	Margen de EBITDA = EBITDA / Ingresos_por_ventas
Productividad del Activo	Es una medida de productividad en el empleo de recursos, ya que mide la generación de efectivo una vez cubierto los costos y gastos de la operación por cada peso de activo.	Prod. del Activo = EBITDA / Activos_Totales
Productividad de la plantilla laboral	Esta medida de productividad cuantifica la generación de ingresos por ventas por trabajador.	Prod. de la plantilla = Ingresos_por_ventas/plantilla

^{57/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

^{58/} Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

Métrica	Definición del indicador	Fórmula del indicador
Productividad del gasto en personal	Esta medida de productividad cuantifica la generación de ingresos por ventas por cada peso del gasto efectuado en la plantilla laboral.	$\text{Prod. de la nómina} = \frac{\text{Ingresos_por_ventas}}{\text{Gto. _en_Personal}}$
Valor económico agregado (EVA)	<p>Es una medida de beneficio económico, se calcula como la diferencia entre el Beneficio Operativo Neto después de Impuestos (NOPAT) y el costo de oportunidad del Capital invertido. Esta oportunidad se determina multiplicando el costo promedio ponderado de la deuda y el capital social y la cantidad de capital empleado.</p> <p>Bajo este enfoque, una empresa crea valor cuando el rendimiento de su capital es mayor a su costo de oportunidad o tasa de rendimiento que los accionistas podrían ganar en otro negocio de similar riesgo.</p> <p>Una empresa tiene EVA o genera valor si la utilidad después de impuestos sobrepasa los costos y el rendimiento solicitado por las accionistas y acreedores de largo plazo.</p>	$\text{EVA} = \text{NOPAT} - \text{WACC} \times \text{Capital invertido}$ <p>Dónde:</p> $\text{Capital invertido} = \text{Activos totales} - \text{Pasivo circulante o de corto plazo}$ $\text{WACC} = \text{costo promedio ponderado del capital}$ $\text{EVA} = \text{valor económico agregado}$ $\text{NOPAT} = \text{ganancia operativa neta después de impuestos}$

FUENTE: Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012 y otros.

Los resultados de las métricas de generación de valor, se muestran a continuación:

MÉTRICAS PARA MEDIR LA PRODUCTIVIDAD Y LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO
DE PTRI, 2017-2018

Concepto	2017	2018	Variación (%)
EBITDA (miles de pesos)	(24,874,760.0)	(56,665,564.0)	127.8
Eficiencia en Ventas (%)	(2.5)	(5.1)	104.5
Productividad del Activo (%)	(4.4)	(10.7)	142.4
Productividad de la plantilla	12,822.7	14,449.1	12.7
Productividad del gasto en personal	23.3	24.5	4.9
Valor Económico Agregado (EVA)	(87,731,544.4)	(116,643,599.9)	33.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

Nota: El cálculo del EVA se realizó con base en la tasa efectiva del periodo.

1/: El costo de capital promedio ponderado combina las tasas de rendimiento requeridas por los titulares de la deuda los titulares de la deuda y los accionistas.

EBITDA. En 2018, el flujo de efectivo generado en la operación (EBITDA) de la empresa fue negativo por 56,665,564.0 miles de pesos, lo cual es consecuencia de que la empresa no alcanzó a generar suficientes ingresos que al menos cubrieran sus costos y gastos de operación. La pérdida reflejada por medio de este indicador tuvo un incremento de 127.8% respecto del calculado para el ejercicio 2017, que fue negativo en 24,874,760.0 miles de pesos.

Eficiencia en ventas (o Margen de EBITDA).^{59/} En 2018, la empresa fue ineficiente en su generación de EBITDA por medio de los ingresos por venta, ya que el EBITDA del ejercicio fue negativo, y este representó en términos negativos el 5.1% de los ingresos por venta. De manera comparativa, este indicador empeoró en 104.5% respecto del calculado para 2017, que fue negativo en 2.5%.

Productividad del activo:^{60/} En 2018, la inversión en los activos de la empresa tuvieron una productividad negativa de 10.7%, respecto del EBITDA obtenido en el año. Este indicador empeoró respecto del calculado para 2017 en 142.4%.

Productividad de la plantilla. En 2018, la empresa contó con una plantilla laboral de 76,493 personas (considerando personal sindicalizado y de confianza). Dados los ingresos por ventas en ese año, cada trabajador aportó 14,449.1 miles de pesos de ingresos. Este indicador aumentó en 12.7% respecto del calculado para 2017.

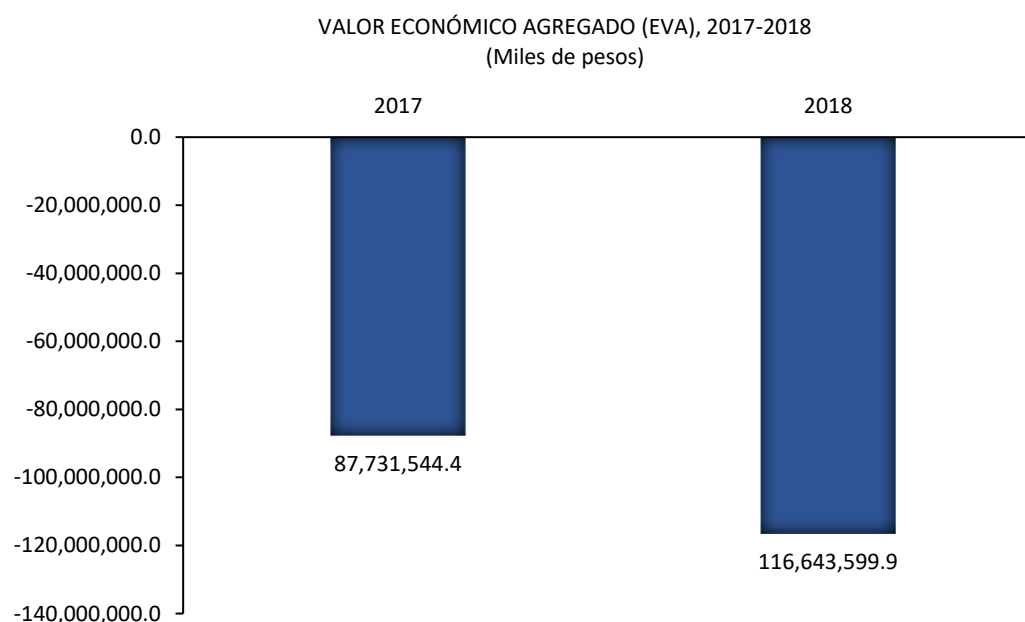
^{59/} Eficiencia en ventas = EBITDA / Ingresos

^{60/} Productividad del activo = EBITDA / Activo total

Productividad del gasto en personal. En 2018, la empresa erogó un total de 45,144,982.0 miles de pesos por concepto servicios personales. Por lo anterior, por cada 1.0 pesos erogados en servicios personales, la empresa obtuvo 24.5 pesos de ingresos por ventas. De manera comparativa, este resultado mejoró respecto del calculado para 2017 en 4.9%.

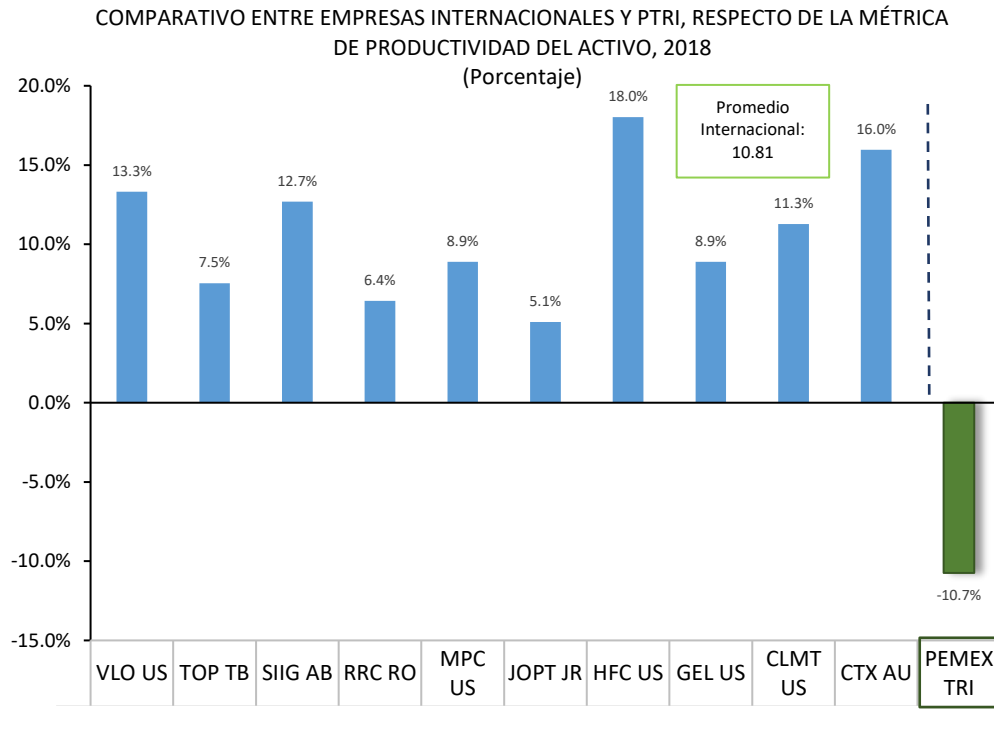
Valor Económico Agregado (EVA). En 2018, la empresa registró un resultado de generación de riqueza residual negativo de 116,643,599.9 miles de pesos; lo anterior se explica porque la empresa tuvo una pérdida en su operación de 75,849,204.0 miles de pesos, por lo que no generó recursos para cubrir el rendimiento mínimo requerido de los accionistas patrimoniales de acreedores de largo plazo de 10.0% (tasa social de descuento). Respecto de 2017, este indicador tuvo un incremento en la destrucción de valor económico de 33.0% con respecto al observado para 2017, año para el que obtuvo una destrucción de valor de 87,731,544.4 miles de pesos.

Gráficamente los resultados de este indicador para 2017 y 2018 se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

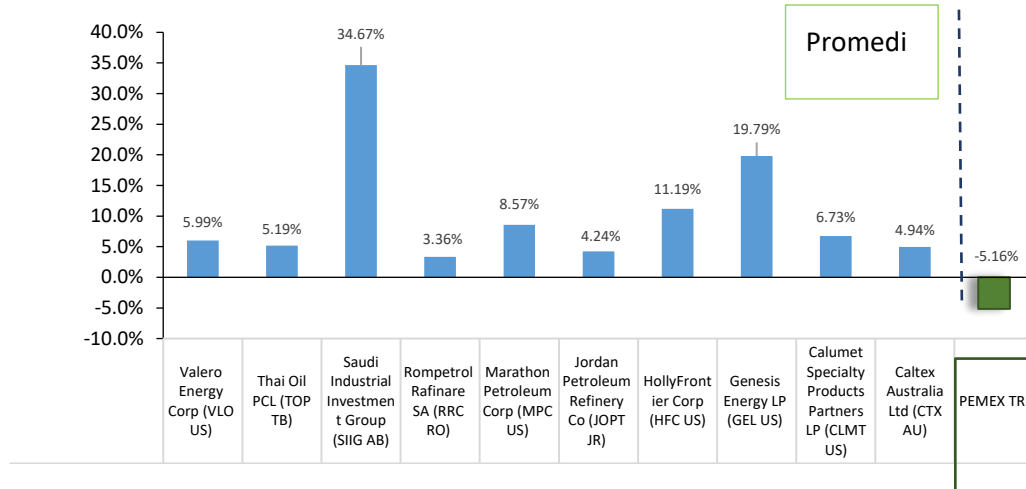
Se realizó un comparativo entre 10 empresas internacionales de la industria petrolera y PTRI, respecto del resultado de métricas de productividad del activo y eficiencia en ventas, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, PTRI obtuvo un resultado negativo de 10.74% en la productividad en el empleo de sus recursos, con respecto al promedio de las 10 compañías analizadas, que fue un resultado positivo de 10.81%, lo cual indica que su productividad estuvo por debajo del promedio internacional.

COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DE LA MÉTRICA DE EFICIENCIA EN VENTAS, 2018 (Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

En 2018, PTRI obtuvo un margen de EBITDA negativo de 5.1%, el cual fue inferior que el promedio internacional que fue resultado positivo de 10.47%, lo anterior refleja ineficiencia para generar recursos, antes de la disminución de los gastos financieros y administrativos.

Riesgo de quiebra técnica

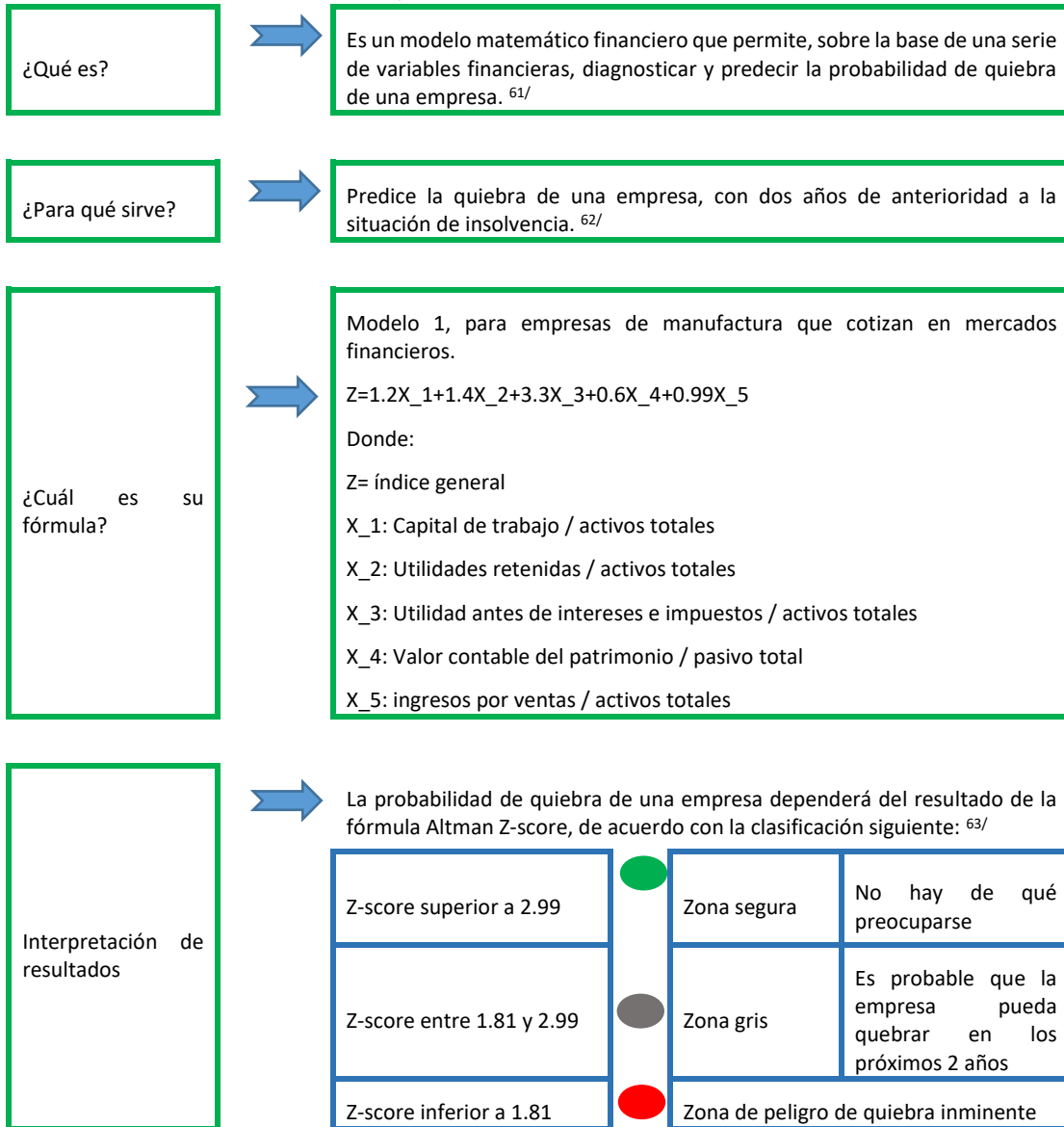
Se puede definir al riesgo de quiebra como la probabilidad que enfrenta una empresa de que no pueda hacer frente a sus obligaciones, y por consecuencia, no pueda continuar con sus operaciones de manera normal.

Para el análisis de la ASF de la probabilidad de quiebra, se emplearon dos modelos matemático-financieros que miden la probabilidad de insolvencia de una entidad, empleados distintos ratios financieras.

Modelo Altman o Z-score

Los principales elementos del modelo Altman o Z-Score, son los siguientes:

MODELO ALTMAN DE PREDICCIÓN DE QUIEBRA



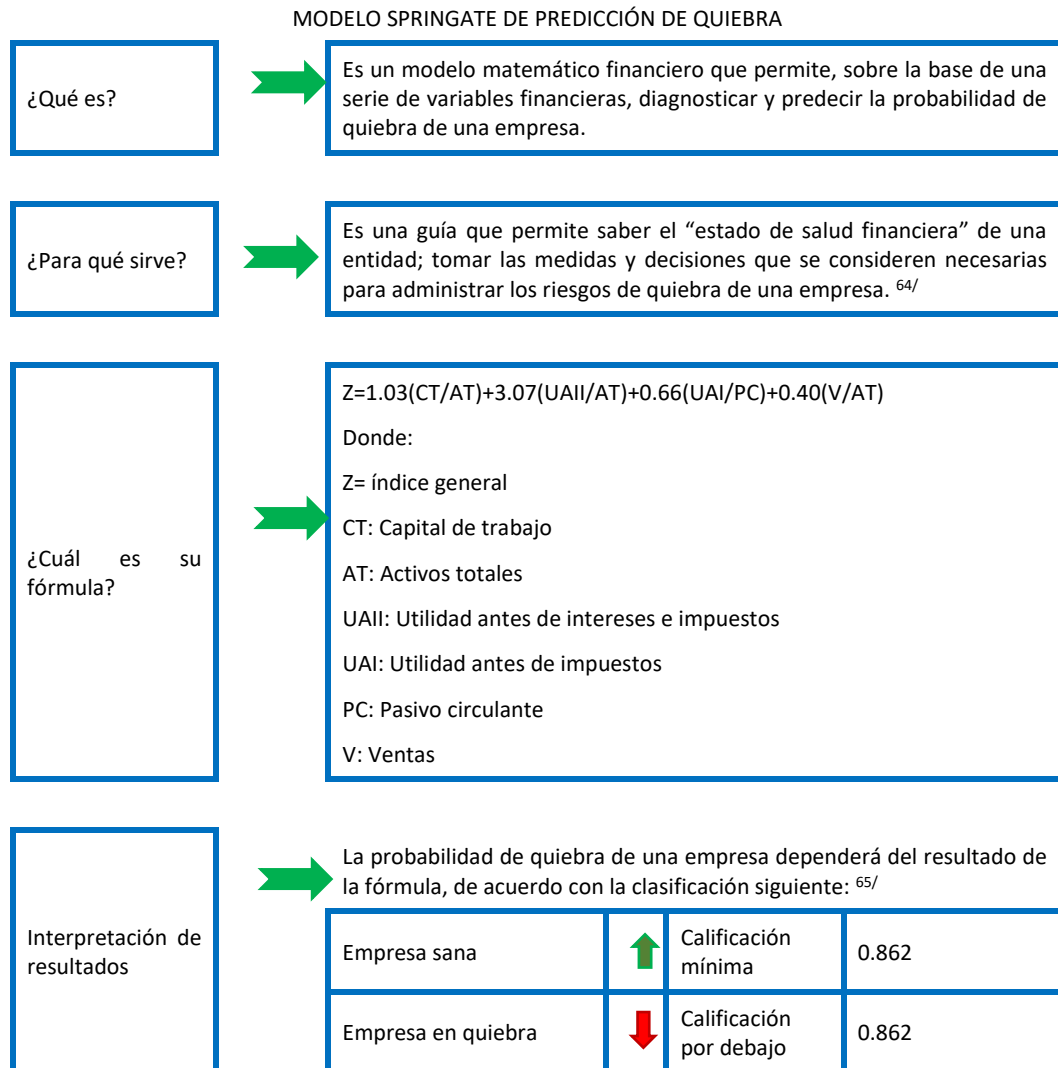
^{61/} Macías Molina, et. al., El modelo Z2 Score de Altman como base para la discriminación del fracaso de los franquiciadores. España, 2017.

^{62/} Instituto Mexicano de Contadores Públicos, Finanzas Corporativas. México, 2017.

^{63/} Ibíd.

Modelo Springate

Los principales aspectos del modelo Springate se muestran a continuación:



Los resultados de la probabilidad de quiebra se muestran a continuación:

^{64/} Lagunas Miranda, Ramón, “¿Cómo saber si la empresa está en riesgo de quebrar o de insolvencia?”, Colegio de Contadores Públicos de México. México, 2018.

^{65/} Ibíd.

Modelo	2017	2018	Variación %
Altman Z-Score modelo	1.34	1.21	(9.8)
Springate original	0.50	0.27	(45.8)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019.

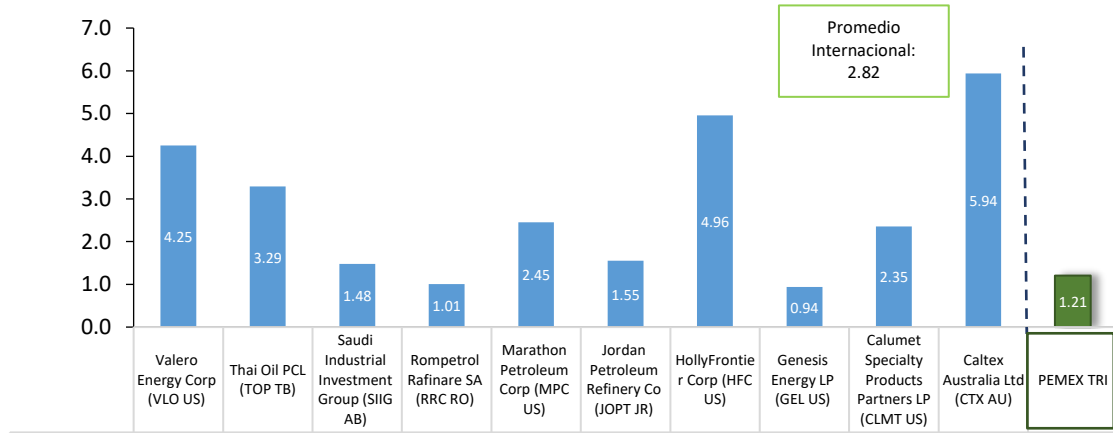
Altman Z Score modelo para una empresa de manufactura que cotiza en mercados financieros. Bajo este modelo, para 2018, el resultado obtenido por la empresa fue de 1.21, es decir, dado que el indicador de éste modelo está por debajo de 1.81 implica que la empresa tiene una alta probabilidad de tener problemas financieros en el corto plazo, por lo cual necesita llevar a cabo acciones correctivas que mejoren sus indicadores, y revertir el deterioro de su situación financiera. Con respecto a 2017, este indicador disminuyó en 9.8% al observado en dicho año.

Springate. En 2018, bajo el modelo de predicción de quiebra de Springate, el cual es aplicable a cualquier tipo de empresa, PTRI reportó un valor de 0.27 para dicho indicador, por lo cual, la empresa se encuentra en una situación de alta probabilidad de ser insolvente, ya que obtener resultado inferior a 0.862 denotan problemas financieros que pueden derivar en una situación de insolvencia en el corto plazo. Con respecto a 2017, es indicador se vio disminuido en 45.8%.

Bajo los dos modelos de probabilidad de quiebra se observa que los resultados financieros de PTRI no son los óptimos para considerarse una empresa con solidez financiera, por lo que requiere llevar a cabo esfuerzos que busquen mejorar su situación.

Se realizó un comparativo entre 10 empresas internacionales de la industria petrolera y PTRI, respecto del resultado del modelo Altman's Z-Score, como se muestra a continuación:

COMPARATIVO ENTRE EMPRESAS INTERNACIONALES Y PTRI, RESPECTO DEL MODELO ALTMAN Z-SCORE, 2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por PTRI mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0784/2019, del 10 de mayo de 2019, y de la revisión de la plataforma de software financiero Bloomberg.

El análisis de las 10 empresas comparadas, refleja un promedio de 2.82 puntos, que es indicativo de una zona de precaución respecto a la decisión de invertir en las compañías. Por lo anterior, PTRI presentó una situación de alerta de quiebra en el corto plazo (2 años), mientras que el resto de las compañías comparadas también presentaron dicha situación.

En este resultado, se obtuvo lo siguiente:

Estados financieros. Del análisis de los Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2018, se constató que, en el Balance General, el activo total de la empresa fue de 530,741,485.0 miles de pesos, y estuvo financiado por pasivos de 652,279,670.0 miles de pesos, que representan el 122.9% del activo total, y un Capital Contable negativo por 121,538,185.0 miles de pesos

En 2018, PTRI contrató al despacho KPMG Cárdenas Dosal, S.C. para realizar un estudio de los precios de transferencia de la empresa, correspondiente a dicho año. El despacho concluyó que las seis operaciones analizadas cumplieron con el principio de valor de mercado, así como con las disposiciones aplicables en materia de precios de transferencia; sin embargo, se comprobó que respecto a las operaciones “Servicios prestados” el rango intercuartil del promedio ponderado del margen de operación sin ajustar para el periodo 2015 – 2017 obtenido por las compañías comparables seleccionadas va de 2.82 por ciento a 5.80 por ciento, con una mediana de 3.66 por ciento. Durante 2018, el margen de operación obtenido por TRI en la prestación de servicios de refinación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos fue -6.41 por ciento, y para la operación, por lo que

no se ajustó a lo establecido en los artículos 76, fracciones IX y XII, y 180, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

En cuanto al Estado de Resultados, la EPS generó ingresos por ventas por 1,105,255,787.0 miles de pesos, y tuvo costos de venta de 1,103,192,557.0 miles de pesos, , equivalente a 99.8% de los ingresos, ello significó que a PTRI le costó 98 centavos generar un peso de ingreso, sin incluir gastos operativos por 77,252,824.0 miles de pesos, con ello la empresa registró una pérdida en su resultado de operación de 75,849,204.0 miles de pesos en el ejercicio.

PTRI sufrió una pérdida neta 65,286,929.0 miles de pesos en 2018, lo que representó un margen de pérdida neto de 5.9% de los ingresos por ventas.

Razones financieras. En la auditoría, se verificó que, en 2018, PTRI, mediante la producción, distribución y comercialización de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, tuvo un comportamiento similar al año anterior, ya que se constató que la empresa fue liquida, pero no contó con recursos monetarios en niveles considerados como prudenciales; no fue solvente, y no generó recursos en su operación para el cumplimiento de sus obligaciones con horizonte de pago de un año o menos.

Rentabilidad. En 2018, la empresa obtuvo una pérdida neta de 65,286,929.0 miles de pesos, por lo que la inversión total en activos de la empresa ROA (530,741,485.0 miles de pesos) tuvieron una rentabilidad negativa de 12.3%, la cual se vio incrementada a la observada en 2017 en 55.7%. Asimismo, el promedio de las empresas internacionales comparadas presentó un resultado positivo de 3.38%, por lo que el uso de los activos de PTRI fue menos eficiente que el que hace el mercado, y de los recursos invertidos en el total de activo, no se obtuvieron utilidades.

Dado que la empresa tuvo una pérdida en el ejercicio de 65,286,929.0 miles de pesos, y el capital contable fue negativo en 121,538,185.0 miles de pesos, el ROE calculado para el ejercicio 2018 no es representativo de la situación antes descrita, situación contraria al promedio del ROE de las empresas internacionales, el cual se ubicó en 1.40%. El capital empleado ROCE (invertido) en PTRI tuvo un rendimiento negativo de 18.6%, lo anterior debido a que la empresa registró una pérdida operativa de 75,849,204.0 miles de pesos. Dados los resultados anteriores, la EPS no fue rentable en 2018, dado sus pérdidas del año.

Productividad y generación de valor económico. Para 2017, el EVA registró un resultado de generación de riqueza residual negativo de 87,731,544.4 miles de pesos, lo que implicó, financieramente, que la empresa destruyera valor económico en su operación en dicho año. Esta situación continuó en 2018, ya que la empresa registró nuevamente un resultado de generación de riqueza residual negativo de 116,643,599.9 miles de pesos; tuvo una pérdida en su operación de 75,849,204.0 miles de pesos, por lo que no generó recursos para cubrir el rendimiento mínimo requerido de los accionistas patrimoniales y acreedores de largo plazo de 10.0% (tasa social de descuento)

Riesgo de quiebra técnica. Se emplearon dos modelos matemático-financieros que miden la probabilidad de insolvencia de una entidad, empleados distintos ratios financieros, con lo que se concluyó que los resultados financieros de PTRI no son los óptimos para considerarse una empresa con solidez financiera, por lo que requiere llevar a cabo esfuerzos que busquen mejorar su situación.

2018-6-90T9M-07-0478-07-025 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial implemente una estrategia de planeación orientada a fijar objetivos, metas y prioridades que le permitan fortalecer su estructura financiera y, con ello, continuar avanzando para lograr su estabilidad financiera en el corto plazo, mediante el saneamiento financiero y la reestructuración de los pasivos de la empresa, con objeto de que la EPS esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano en el largo plazo y cumplir con lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 1, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial, 33, fracción V, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, y la Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-026 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos, implemente las estrategias necesarias para revisar y validar los precios de transferencia relacionados con las operaciones de "Servicios prestados" con el propósito de que el margen de operación obtenido por PTRI en la prestación de servicios de refinación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos sea acorde con el rango intercuartil del promedio ponderado del margen de operación obtenido por las compañías comparables seleccionadas, considerando los precios y montos de contraprestaciones que utilicen partes independientes en operaciones comparables, de acuerdo con lo establecido en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 92, fracción V, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos; 33, fracción V, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial; 76, fracciones IX y XII, y 180, de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2018-6-90T9M-07-0478-07-027 Recomendación

Para que Pemex Transformación Industrial, en coordinación con la Gerencia de Contabilidad Central de Petróleos Mexicanos, elabore estados financieros proforma, específicamente del balance general, estado de resultados y del flujo de efectivo, que le permitan proyectar y evaluar los avances en su estabilidad financiera, así como la forma y el plazo de tiempo en

que podrán alcanzar rentabilidad y capacidad de generación de valor económico para el Estado, y se ajuste a lo dispuesto en los artículos 134, primero y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 1, del Acuerdo de Creación de la empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial, y el artículo 97, fracción III, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

17. Análisis presupuestal-Ejercicio de los recursos

Se identificó que el presupuesto ejercido por Pemex Transformación Industrial durante 2018, fue de 552,949,666.8 miles de pesos (mdp), lo que significó una disminución de 5.1% (29,593,799.4 mdp), respecto del presupuesto aprobado de 582,543,466.2 mdp; del presupuesto ejercido, 92.2% (509,731,763.2 mdp) fue para gasto corriente, ^{66/} 4.7% (26,191,865.9 mdp) se destinó para Pensiones y Jubilaciones y 3.1% (17,026,037.7 mdp) restante para gasto de inversión. ^{67/}

En el capítulo de gasto 1000 "Servicios Personales", se identificó que PTRI ejerció 44,443,517.2 mdp, lo que representó el 8.7% del gasto corriente y el 8.0% del presupuesto total ejercido; asimismo, se constató que, en la partida de gasto 1300 "Remuneraciones adicionales y especiales", ejerció 39.7% (17,651,513.9 mdp) del presupuesto ejercido en el capítulo 1000. Además, se constató que, la partida de gasto 1600 "Previsiones" tuvo una reducción de presupuesto de 100.0%, ya que se aprobaron 660,322.0 mdp, los cuales que no se ejercieron.

Por lo que se refiere a gastos de operación se ejercieron 470,887,284.6 mdp, lo que representó el 92.4% del gasto corriente y el 85.2% del presupuesto total ejercido. Se identificó que, el 83.1% (391,356,084.1 mdp) del presupuesto total de gastos de operación fue para el capítulo 2000 "Materiales y suministros", y se ejerció el 99.8% (390,511.606.9 mdp) en la partida de gasto 2300 "Materias primas y materiales de producción y comercialización".

En lo correspondiente al capítulo de gasto 3000 "Servicios generales", se reportó un monto ejercido de 79,531,200.5 mdp, lo que representó el 16.9% del presupuesto de gastos de operación y 14.4% del presupuesto total, y fue superior en 193.3% respecto del presupuesto aprobado de 27,115,296.5. mdp. Al respecto, se constató que, el 90.0% (71,598,245.1 mdp) del presupuesto del capítulo y el 12.9% del presupuesto ejercido total fue ejercido mediante la partida de gasto 3900, siendo la partida específica 39907 "Servicios prestados entre Organismos de una Entidad Paraestatal" a la que se designó mayor presupuesto 55,248,706.5 mdp, 77.1% de la partida de gasto 3900 y el 9.9% del presupuesto ejercido total.

^{66/} Comprende las partidas de gasto de servicios personales, gastos de operación, servicios generales, transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas.

^{67/} Comprende las partidas de gasto de inversión física e inversión pública.

Respecto del concepto "Otros de Corriente", se verificó que, para el capítulo 9000 "Deuda Pública", se destinaron 5,599,676.2 mdp cifra superior en 4,950.4% respecto del monto aprobado como subejercicio de 110,876.5 mdp.

En tanto que, del monto ejercido en pensiones y jubilaciones fue de 26,191,865.9 mdp cifra inferior en 6.2% (1,734,901.3 mdp) respecto del presupuesto aprobado de 27,926,767.3 mdp.

En tanto que, el presupuesto ejercido para gastos de inversión disminuyó 20.3%, al pasar de un presupuesto aprobado de 21,369,000.0 mdp a un ejercido de 17,026,037.7 mdp, ejercido en el capítulo de gasto 5000 "Bienes muebles, inmuebles e intangibles", en el que se verificó que el 40.6% del presupuesto del capítulo fue ejercido mediante la partida 5300 "Equipo e instrumental médico y de laboratorio".

En lo referente al capítulo de gasto 6000 "Inversión Pública", se constató que 16,088,182.2 mdp se ejercieron por medio de la partida de gasto 6200 "Obra Pública en bienes propios", la cual disminuyó 18.3%, respecto del monto aprobado de 19,687,404.9 mdp.

Por lo que corresponde al cumplimiento de las metas establecidas en la Estrategia Programática del Presupuesto, con relación al ejercicio del gasto en 2018, PTRI no administró los recursos económicos con eficacia, eficiencia y economía, ya que, se verificó que cumplió 90.7% de la meta programada (2,418.2 MMpcd) de gas seco, 57.2% de la meta de petrolíferos (618.4 Mbd) y, 66.1%, 77.9% y 52.1% de la meta de petroquímicos (43.3 Mbd de naftas, 84.8 Mbd de etano y 442.6 Mt de azufre, respectivamente). Por lo cual, PTRI ejerció un presupuesto de 552,949,666.8 miles de pesos (mdp), dejando de ejercer 29,593,799.4 mdp, lo que significó una disminución del 5.1%, respecto del presupuesto aprobado (582,543,466.2 mdp). Además, en la partida de gasto 1300 se ejercieron, 3,433,902.4 mdp más del presupuesto asignado (14,217,611.5), lo que representó un incremento de 24.2% de recursos económicos. Por otro lado, en la partida de gasto 1600 contó con un presupuesto aprobado; sin embargo, no se ejerció, en tanto que las partidas de gasto 2100, 2200, 2400, 2500, 2700, 2900, 3100, 3300, 3500, 3700, 3800 y 4400 no contaron con presupuesto aprobado; sin embargo, ejercieron recursos.

Por lo anterior, las gerencias de PTRI no cumplieron adecuadamente su función de revisar la eficacia, eficiencia y economía en el uso y aprovechamiento de los recursos, así como los mecanismos para alcanzar los objetivos y metas institucionales.

2018-6-90T9M-07-0478-07-028 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial en su proceso de planeación, asigne recursos, de acuerdo con los objetivos, metas, estrategias y prioridades, y que las adecuaciones al mismo se realicen siempre que permitan un mejor cumplimiento de los objetivos de sus programas, a fin de que las actividades de la EPS permitan cumplir con los principios de eficiencia, eficacia y economía, y fortalecer su actuación sobre los asuntos inherentes a la Empresa Productiva Subsidiaria, tanto financieros, de gestión, operativos y administrativos, que coadyuve al cumplimiento de objetivos y metas de la EPS, en cumplimiento de los artículos 134, de la

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo segundo; 2, fracción XI; 5, fracción II, inciso b; 24, fracción I, y 45, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, y 179, fracción IX, del Estatuto Orgánico de Pemex, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

18. Costos de producción e importación

De acuerdo con la información de PTRI, el costo de producción e importación de la gasolina y el diésel, durante 2018, se presenta en el cuadro siguiente:

COSTOS PROMEDIO DE PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GASOLINA Y DIÉSEL, 2018
(Pesos por barril)

Producto	Costo Unitario		Variación	
	Producción	Importación	(%)	Absoluta
	(a)	(b)	$(c)=((a/b)-1)*100$	$d=(a-b)$
Gasolinas	1,742.2 ^{1/}	1,647.7	5.7	94.5
Diésel	1,667.6	1,710.6	(2.5)	-43.0

FUENTE: elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1295/2019, del 08 de agosto de 2019, y el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía.

^{1/}: Se incluyen los costos de producción de las siguientes gasolinas: Pemex magna, Pemex premium, Pemex premium ZMVM, Pemex premium ZMG, Pemex magna UBA ZMVM, Pemex magna UBA ZMM, Pemex magna UBA ZMG, Pemex premium ZMM.

En 2018, el costo promedio de producción de gasolinas, fue de 1,742.2 pesos por barril, mayor en 5.7% (94.5 pesos por barril) que el costo de importación de 1,647.7 pesos por barril, lo que da cuenta que, los costos de producción de PTRI no son competitivos, al ser mayores que los de importación. Respecto de esto, se constató que el descenso en la confiabilidad de los activos de PTRI por limitaciones presupuestales, repercutió de manera directa y negativa en los costos de producción, puesto que, en ese año fue más rentable para la EPS importar gasolina que producirla, por lo que es necesario eficientar la capacidad productiva de PTRI, a fin de reducir los costos de producción.

Respecto de los costos de producción de diésel, se constató que fueron competitivos para la EPS, puesto que, durante 2018, producir diésel costo 1,667.6 pesos por barril cifra inferior en 2.5% (43.0 pesos por barril) en relación con el costo de importación que fue de 1,710.6 pesos por barril. Si bien, en ese año, resultó más barato producir el diésel que importarlo, la producción va a la baja, puesto que, durante el periodo 2013-2018, disminuyó en promedio anual 17.9%, al pasar de 313.4 Mbd en 2013 a 116.8 Mbd en 2018. Eso da cuenta, de la necesidad de optimizar la capacidad, ya que las actividades de refinación se vieron limitadas y no se logró aumentar la producción de petrolíferos, lo que dificulta la posibilidad de

eficientar los costos de producción. Además, con la revisión de la información proporcionada por la PTRI, se constató que, en los reportes de costos de producción sólo se especifica el valor del costo unitario por producto, sin que la entidad dentro de la información remitida señalara el desglose por concepto de gasto, lo que repercutió en conocer la variable con mayor participación en el total del costo de producción.

En cuanto al gas natural, el análisis del costo promedio de producción e importación de gas para 2018 se presenta en la tabla siguiente:

COSTO PROMEDIO DE PRODUCCIÓN E IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL, 2018
(Pesos por millón de pie cúbico)

Costo promedio total de producción (a)	Costo de promedio total de importación (b)	Variación	
		Absoluta (c)=(a)-(b)	(%)
60,887.8	81,635.5 ^{1/}	(20,747.7)	(25.4)

FUENTE: elaborado por la ASF, con base en la información proporcionada por PTRI, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1326/2019, del 14 de agosto de 2019; y el Sistema de Información Energética, SENER, 2018.

^{1/}: Incluye el costo por transporte.

El costo promedio de producción de gas natural fue de 60,887.8 pesos por millón de pie cúbico (MMpc), resultado inferior en 20,747.7 pesos (25.4%) por MMpcd, en comparación con el costo promedio de importación, el cual fue de 81,635.5 pesos por MMpcd. Por lo que, si bien en dicho año resultó más barato procesar el gas que importarlo, la tendencia a la baja en el procesamiento de gas, debido a la menor disponibilidad de la materia por parte de PEP, dificulta la posibilidad de aprovechar el contexto para disminuir las importaciones de gas.

PTRI indicó que los CPG Coatzacoalcos y Arenque, en 2018, no reportaron costos de producción porque no operaron. No obstante, se verificó que del CPG Arenque, la EPS si reportó volumen de gas procesado de 19.3 MMpcd, tal como se indicó en el resultado número 4 "Procesamiento del gas natural", por lo que la información de PTRI sobre costos de producción no fue completa, correcta y precisa.

Asimismo, con la revisión de la información proporcionada por PTRI, se constató que, en 2018, el costo de producción de los petroquímicos que integran los aromáticos fue de 20.0 miles de pesos por tonelada; para el metanol fue de 5.3 miles de pesos por tonelada, y por especialidades petroquímicas de 2,011.7 miles de pesos por tonelada. No obstante, la entidad, dentro de la información remitida, no acreditó disponer de la información sobre los costos de importación de dichos petroquímicos, por lo que no se verificó el costo de importación por tonelada para determinar si fue más barato producir o importar petroquímicos.

Por lo anterior, se determinó que, en 2018, la Subdirección de Evaluación y Cumplimiento Regulatorio, no cumplió adecuadamente con su función de coordinar con la Dirección Corporativa de Finanzas de Pemex la revisión de los costos de producción y de detección de oportunidades de mejora, ya que, los costos de producción de gasolina no fueron competitivos, al ser mayores que los de importación.

En 2018, el costo promedio de producción de las gasolinas no fue competitivo, toda vez que, fue más caro producir gasolina que importar, debido al descenso en la confiabilidad de los activos de PTRI por limitaciones de materia prima y problemas de mantenimiento; sin embargo, los costos de producción de diésel y gas natural si fueron competitivos en relación con los costos de importación, no obstante, la producción va a la baja, lo que da cuenta de la necesidad de optimizar la capacidad operativa de la EPS, como se detalla en los resultados núm. 5 “Refinación de petrolíferos”, 11 “Utilización de la capacidad instalada”, 13 “Mantenimiento de la infraestructura” y 14 “Reconfiguración de las Refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán” de esta auditoría.

2018-6-90T9M-07-0478-07-029 **Recomendación**

Para que Pemex Transformación Industrial defina métricas y metas sobre los costos de producción de gas natural, petrolíferos y petroquímicos, y cuente con la información completa, correcta y precisa sobre los costos de producción de petrolíferos y gas natural desagregada por concepto de gasto, en todas las refinerías y los CPG, así como, con los costos de importación de los petroquímicos para contar con elementos que permitan evaluar en qué medida la EPS genera eficiencias, detecta oportunidades de mejora y reduce los costos en la línea de procesamiento, refinación y transformación, con objeto de cumplir con lo establecido en los artículos 134, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 38, fracción V, y 58, fracción XVI, del Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023, y numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1, "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo 1, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

Consecuencias Sociales

La situación actual de la infraestructura productiva de Pemex Transformación Industrial muestra que no se ha avanzado en su optimización ni reconfiguración, situación que limita la capacidad de la EPS para incrementar la producción de los principales petrolíferos, gas natural y petroquímicos de manera rentable, y puede poner en riesgo su contribución al abastecimiento de estos combustibles para la producción y transporte de bienes y de servicios, así como para satisfacer las necesidades de movilidad de la población en el país, y obstaculizan que cumpla su misión de generar valor económico; lo cual repercutiría negativamente en la participación de la empresa en las estrategias nacionales para impulsar el crecimiento económico, las actividades industriales y de transporte.

Buen Gobierno

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

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 18 resultados, de los cuales, 18 generaron:

29 Recomendaciones al Desempeño.

Dictamen

El presente se emite el 17 de diciembre de 2019, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. 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 el desempeño de Pemex Transformación Industrial en la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la refinación, procesamiento, transformación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de estos productos que demandan los consumidores. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios para verificar el cumplimiento de objetivos y metas; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

De acuerdo con el Plan Nacional de Desarrollo y Programa Sectorial de Energía 2013-2018, en México la capacidad de producción y refinación de petrolíferos, gas natural y petroquímicos ha disminuido en los últimos años, en contraste, la demanda nacional de dichos productos ha aumentado. Por lo que se ha creado un déficit en el abasto de energéticos, el cual ha sido cubierto con crecientes importaciones. En este contexto, en 2013 se promulgó la Reforma Energética, con el objetivo, entre otros, de abrir el sector de hidrocarburos al sector privado, para transformar al sector energético en un motor de desarrollo económico para el país, por medio del fomento a la inversión, el desarrollo tecnológico y la formación de las cadenas de valor y crear un entorno de competencia en los procesos económicos de refinación, procesamiento y transformación de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos. De acuerdo con la Ley de Petróleos Mexicanos y el Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, corresponde a la empresa realizar las actividades de refinación, transformación, procesamiento y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos, con la finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, y contribuir al abastecimiento de dichos productos en el país.

Con la auditoría se verificó que, en 2018, Pemex Transformación Industrial (PTRI), en su cuarto año de operación, registró los resultados siguientes:

Respecto del gobierno corporativo, se verificó que PTRI presentó deficiencias en cuanto al establecimiento de una estructura y organización corporativa conforme a las mejores prácticas internacionales en la materia, puesto que: se identificaron deficiencias normativas

como la falta de justificación del Estado para ser propietario de la EPS, en materia de refinación de petróleo, procesamiento de gas y producción de petroquímicos, del objeto del consejo de administración en la empresa, así como que, se detectó una inadecuada implementación de las mejores prácticas de gobierno corporativo, principalmente en la publicidad de la información, en la selección de los consejeros y en la supervisión de estos; la gestión del Consejo de Administración de PTRI no fue adecuada, ya que se observó una falta de interés por parte de los miembros para asistir y tratar los principales problemas de la EPS; careció de sistemas adecuados de control y vigilancia, que examinaran de manera constante y periódica el cumplimiento de los estándares de integridad en toda la organización, así como de procesos eficaces para prevenir, detectar, atender, mitigar, dar seguimiento y sancionar riesgos de corrupción; no dispuso de un Plan de Negocios propio en el que definiera sus objetivos, estrategias, métricas operativas y financieras orientadas al cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, lo cual implicó una limitación no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PTRI definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera.

Por lo que PTRI no condujo sus operaciones con base en las mejores prácticas de gobierno corporativo, lo que limitó la adecuada toma de decisiones en aspectos fundamentales, la ejecución de éstas y su seguimiento, para alcanzar el fin de generar valor económico y rentabilidad para el Estado, como se muestra en los resultados operativos y financieros.

Para evaluar el desempeño operativo y la optimización del uso de la infraestructura, se fiscalizaron las tres actividades principales de Pemex Transformación Industrial llevadas a cabo en: el Sistema Nacional de Refinación (SNR), los Complejos Procesadores de Gas (CPG) y los Complejos Petroquímicos (CPQ).

En el Sistema Nacional de Refinación, se constató que, en 2018, la programación ineficaz de las metas, los problemas en la infraestructura por las fallas continuas y la falta de materia prima contribuyeron al incumplimiento del proceso de petróleo crudo y la producción de petrolíferos en 41.4% y 42.8%, respectivamente, al procesar 611.9 Mbd, respecto de los 1,044.7 Mbd programados y producir 618.4 Mbd de petrolíferos de los 1,081.3 Mbd previstos, por lo que la infraestructura estuvo subutilizada, ya que sólo se ocupó 37.6% y, en consecuencia, la producción fue insuficiente para cubrir la demanda de los clientes con producción nacional, por ello, se importaron 753.6 Mbd de los principales petrolíferos (gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo). Dicha situación se debió a que las plantas no se encontraron en óptimas condiciones de operación, ya que, en 2018, aun cuando se realizó el 98.6% y 95.3%, de los mantenimientos predictivos y preventivos, respectivamente, en el SNR, se verificó que se realizaron 9,927 órdenes de mantenimiento correctivo, las cuales por su naturaleza, no son programables e indican actividades de mantenimiento para reestablecer las condiciones normales de operación de la infraestructura que presentó alguna falla, lo cual indicó que dichos mantenimientos no han sido eficaces en la práctica operacional. Lo anterior, contribuyó a que el Índice de Paros No Programados (IPNP) en el SNR, fuera en promedio de 14.2%, cifra superior en 13.2 puntos porcentuales, respecto del referente internacional de 1.0 y en 6.4 puntos porcentuales, en comparación con 2017 (7.8%), destacándose el índice de las

Refinerías de Minatitlán y Madero, las cuales tuvieron índices de 24.1% y 22.3%, respectivamente.

En los CPG, se constató que, en 2018, la programación ineficaz de las metas de producción, los problemas en la infraestructura por las fallas continuas y la falta de materia prima contribuyeron al incumplimiento del proceso de gas húmedo y la producción de gas natural seco en 10.8% y 9.2%, respectivamente, al procesar 2,951.9 MMpcd, respecto de los 3,308.4 MMpcd programados y producir 2,418.2 MMpcd de gas natural seco de los 2,664.1 MMpcd previstos, por lo que la infraestructura estuvo subutilizada, ya que sólo se ocupó 49.9% y, en consecuencia, la producción fue insuficiente para cubrir la demanda de los clientes con producción nacional, por lo que, se importaron 1,316.5 MMpcd de gas natural. Dicha situación se debió a que las plantas no estaban en óptimas condiciones de operación, ya que, en 2018, aun cuando se realizó el 95.3% y 99.3%, de los mantenimientos predictivos y preventivos, respectivamente, en los CPG, se verificó que se realizaron 21,313 órdenes de mantenimiento correctivo, las cuales por su naturaleza, no son programables e indican actividades de mantenimiento para reestablecer las condiciones normales de operación de la infraestructura que presentó alguna falla, por lo que, dichos mantenimientos no han sido eficaces en la práctica operacional. Lo anterior, contribuyó a que el IPNP en los CPG, fuera en promedio de 4.4%, resultado mayor en 2.1 puntos porcentuales a la meta de menor o igual de 2.3%, y mayor en 3.4 puntos porcentuales al referente internacional de 1.0%, ocasionado principalmente por el índice de los CPG de Cactus y Arenque, los cuales tuvieron índices de 11.1% y 16.8%, respectivamente.

Respecto de los CPQ Independencia y Cangrejera ^{68/}, se constató que, en 2018, la programación ineficaz de las metas de producción, los problemas en la infraestructura por las fallas continuas y la falta de materia prima contribuyeron al incumplimiento en la producción de petroquímicos primarios y secundarios en 30.7% y 50.2%, respectivamente, al producir 250.3 Mbd de petroquímicos primarios, respecto de los 361.4 Mbd programados, y producir 977.3 Mt de petroquímicos secundarios de los 1,960.6 Mt previstas, por lo que la infraestructura estuvo subutilizada, ya que para el Complejo Petroquímico Independencia sólo se utilizó el 69.8%, en tanto que, del Tren de Aromáticos de la Cangrejera, sólo se ocupó el 54.5%. Dicha situación se debió a que las plantas no estaban en óptimas condiciones de operación, ya que, en 2018, aun cuando se realizó el 100.0% y 99.7%, de los mantenimientos predictivos y preventivos, respectivamente, en el CPQ Independencia, se verificó que se realizaron 719 órdenes de mantenimiento correctivo, las cuales por su naturaleza, no son programables, y que indican actividades de mantenimiento para reestablecer las condiciones normales de operación de la infraestructura que presentó alguna falla, por lo que, dichos mantenimientos no han sido eficaces en la práctica operacional. Lo anterior, contribuyó a que el IPNP en dicho CPQ, fuera de 2.4%, cifra mayor en 0.1%, respecto de la meta de referencia de 2.3% y resultado superior al referente internacional de menor o igual a 1.0 puntos porcentuales.

^{68/} Se conformó a partir del CPG Coatzacoalcos, en su área petroquímica Cangrejera, de los cuales, en 2018, PTRI sólo ocupó la planta del tren de aromáticos.

Respecto de la reconfiguración de las Refinerías Cadereyta, Madero y Minatitlán, aun cuando su objetivo fue incrementar el procesamiento de petróleo crudo pesado para obtener petrolíferos de mayor valor agregado en las refinerías, en 2018, PTRI obtuvo la caída más drástica en el proceso de petróleo crudo pesado, y de la producción de petrolíferos con mayor valor agregado, por lo que los beneficios de dichas reconfiguraciones no lograron ser constantes y coadyuvar a incrementar la capacidad del proceso de petróleo crudo, ni tampoco a reforzar la infraestructura para el suministro de petrolíferos en el mercado nacional.

Además, se verificó que, en 2018, se ejercieron 5,196,536.4 miles de pesos para la ejecución de los proyectos de infraestructura para el incremento, modernización y reforzamiento de la capacidad de las actividades de refinación, procesamiento y transformación; sin embargo, no se priorizaron los proyectos programados a terminar en 2018, lo cual repercutió en el objetivo de elevar la eficiencia de la infraestructura de PTRI, ya que no se concluyeron seis de los proyectos de inversión; además, no fueron reprogramados, lo cual limitó el avance y afectó el desempeño de la eficiencia operativa de la empresa. Además, la EPS no acreditó como las inversiones incrementaron el valor patrimonial de la empresa.

En materia de contribución al abasto, en 2018, la demanda nacional de los principales petrolíferos (gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo) ascendió a 1,385.0 Mbd, de los cuales PTRI suministró 93.7% (1,297.3 Mbd), con su producción, la cual representó el 39.3% (543.7 Mbd) del total de su oferta, mientras que, 54.4% (753.6 Mbd) fue con las importaciones que realizó. El restante 6.3% de la demanda se satisfizo con las importaciones de particulares. No obstante, la producción de los principales petrolíferos de PTRI fue menor en 401.8 Mbd (42.5%) a lo programado por 945.5 Mbd, lo cual se reflejó en un aumento en las importaciones en el periodo 2015-2018 de 47.7%, al pasar de 612.9 Mbd en 2015 a 905.3 Mbd en 2018.

Respecto del abasto de gas natural, se verificó que, en 2018, la demanda de gas natural fue de 7,683.2 MMpcd, de los cuales, PTRI suministró 52.8% (4,058.0 MMpcd), con su oferta disponible e importaciones; en tanto que el restante 47.2% (3,625.2 MMpcd) fue cubierto con las importaciones de los particulares. Del 52.8% (4,058.0 MMpcd) de la demanda nacional atendida por PTRI, 35.7% (2,741.5 MMpcd) correspondió a producción propia, incumpliendo en 3,022.7 MMpcd con lo programado, y 17.1% (1,316.5 MMpcd) fue de importaciones. De 2015 a 2018, la participación de PTRI en el mercado de gas natural disminuyó 20.3 puntos porcentuales, al pasar de 73.1% en 2015 a 52.8% en 2018. De esta forma, la disminución de la oferta de gas natural, aunada al aumento de la demanda, ha conducido al incremento de las importaciones por parte de los particulares, dando lugar a una mayor dependencia energética, respecto de los mercados internacionales, y reduciendo la participación de PTRI en el abastecimiento del mercado.

En cuanto al desempeño financiero de Pemex Transformación Industrial, se verificó que, en 2018, la EPS no fue financieramente sólida, ni rentable y destruyó valor económico en su operación, ya que obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 12.3%, al registrar pérdidas netas por 65,286,929.0 miles de pesos. Respecto de la capacidad de generación de valor económico, la EPS presentó un resultado de generación de riqueza residual negativo de 116,643,599.9 miles de pesos, lo que implicó, financieramente, que destruyera valor

económico en su operación. Asimismo, registró un patrimonio total negativo de 121,538,185.0 miles de pesos; PTRI tuvo ingresos por ventas 1,105,255,787.0 miles de pesos, y su costo de ventas fue de 1,103,192,557.0 miles de pesos, equivalente a 99.8% de los ingresos, ello significó que a PTRI le costó 98 centavos generar un peso de ingreso, sin incluir gastos operativos por 77,252,824.0 miles de pesos, con ello la empresa registró una pérdida en su resultado de operación de 75,849,204.0 miles de pesos en el ejercicio. Asimismo, el pasivo laboral, en 2018, fue de 504,438,845.0 miles de pesos, equivalente al 95.3% del pasivo de largo plazo de PTRI. Asimismo, dicho pasivo laboral representó el 95.0% del activo total de la EPS, y el 45.6% del total de sus ingresos por ventas.

Respecto del riesgo de quiebra técnica, el cual se puede definir como la probabilidad que enfrenta una empresa de no poder hacer frente a sus obligaciones y, por consecuencia, no continuar con sus operaciones de manera normal; en 2018, bajo los dos modelos de probabilidad de quiebra, se observó que los resultados financieros de Pemex Transformación Industrial no fueron los óptimos para considerarse una empresa con solidez financiera, puesto que la empresa reporta cada año pérdidas.

En 2018, el costo promedio de producción de gasolinas fue de 1,742.2 pesos por barril, mayor en 5.7% (94.5 pesos por barril) que el costo de importación de 1,647.7 pesos por barril, lo que da cuenta que, los costos de producción de PTRI no fueron competitivos, al ser mayores que los de importación. Respecto de esto, se observó que el descenso en la confiabilidad de los activos de PTRI, repercutió de manera directa y negativa en los costos de producción, puesto que, en ese año, fue más rentable para la EPS importar gasolina que producirla.

En cuanto al gas natural, el costo promedio de producción fue de 60,887.8 pesos por millón de pie cúbico (MMpcd), resultado inferior en 20,747.7 pesos (25.4%) por MMpcd, en comparación con el costo promedio de importación, el cual fue de 81,635.5 pesos por MMpcd. Por lo que, si bien en dicho año resultó más barato procesar el gas que importarlo, la tendencia a la baja en el procesamiento de gas húmedo, dificultó la posibilidad de aprovechar el contexto para disminuir las importaciones de gas natural.

En relación con el uso de recursos, se constató que, en 2018, PTRI ejerció 552,949,666.8 miles de pesos; sin embargo, por lo que corresponde al cumplimiento de las metas establecidas en la Estrategia Programática de PTRI en el PEF 2018, PTRI no administró los recursos económicos con eficacia, eficiencia y economía, ya que, se verificó que cumplió 90.7% de la meta programada (2,418.2 MMpcd) de gas seco, 57.2% de la meta de petrolíferos (618.4 Mbd) y, 66.1%, 77.9% y 52.1% de la meta de petroquímicos (43.3 Mbd de naftas, 84.8 Mbd de etano y 442.6 Mt de azufre, respectivamente). Además, persisten las deficiencias en la infraestructura, por lo que no se ha logrado la óptima operación de la infraestructura que permita generar ingresos, lo que denota que los recursos no se administraron con eficiencia, eficacia y economía, y destruyó valor económico.

En opinión de la ASF, a 2018, en su cuarto año de operación, Pemex Transformación Industrial no logró establecer una estructura y organización corporativa conforme a las mejores prácticas internacionales, debido a que careció de sistemas y procesos eficaces para prevenir,

detectar, atender, mitigar, dar seguimiento y sancionar riesgos de corrupción; operó con opacidad y sin contar con una planeación y visión estratégica; además, se observó una falta de interés por parte de los miembros del Consejo de Administración para asistir y tratar los principales problemas de la EPS, lo anterior limitó la adecuada toma de decisiones en aspectos fundamentales, la ejecución de éstas y su seguimiento, lo que se reflejó en el desempeño operativo y financiero de la empresa, toda vez que, la EPS no fue rentable y no generó valor económico para el Estado, lo cual fue provocado, entre otros factores, porque registró pérdidas netas, debido a que su resultado de operación fue negativo, ya que el costo de ventas y los gastos administrativos fueron superiores a los ingresos por venta; el pasivo laboral representó el 95.0% del activo total de la EPS, y el 45.6% del total de sus ingresos por ventas. Además, PTRI continuó careciendo de un plan de negocios propio orientado al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, lo cual es una limitación significativa para evaluar su desempeño financiero, operativo y gerencial; asimismo, no logró revertir el decremento en el volumen de petróleo crudo refinado y gas procesado, lo que provocó una disminución en la producción nacional de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, situación que condujo al aumento de las importaciones para abastecer la oferta. Dichos resultados se debieron, principalmente, a la falta de suministro de crudo y gas natural por parte de PEP y a los problemas de confiabilidad y subutilización de la capacidad instalada en la infraestructura de PTRI que repercutieron en el aumento de mantenimientos correctivos y de los paros no programados, que provocaron la utilización de sólo 37.6% de la capacidad instalada en refinerías, 49.9% en los centros procesadores de gas, y el 69.8% en el complejo petroquímico Independencia, así como de los retrasos en la modernización de la infraestructura.

La atención de las recomendaciones emitidas por la ASF se orientan a que Pemex Transformación Industrial conduzca sus operaciones con base en las mejores prácticas de gobierno corporativo; que los miembros del Consejo de Administración asuman su responsabilidad y asistan a las reuniones y retomen los asuntos inherentes a la empresa; establezca sistemas adecuados y eficaces de control y vigilancia para prevenir, reducir y mitigar actos de robo, fraude y corrupción; perfeccione su planeación estratégica, a fin de tener un documento de planeación estratégica; diseñar e implementar las estrategias necesarias, de naturaleza financiera y productiva, para elevar el procesamiento de petróleo crudo y gas natural; eficientar la producción de petrolíferos, gas natural y petroquímicos y, con ello, evitar una mayor importación en los mercados internacionales; maximizar su participación en el mercado; fortalecer su planeación estratégica, al contar con objetivos para medir y evaluar su desempeño financiero; se continúen los trabajos de modernización de la infraestructura existente de PTRI, para aumentar la capacidad de procesamiento de petróleo crudo y gas; elevar el rendimientos de los productos más rentables; se diagnostiquen las razones de los altos índices de paros no programados y mantenimientos correctivos, para que se tomen las decisiones conducentes para reducirlos, a fin de coadyuvar que la empresa esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano y pueda ser competitiva en el contexto de mercado abierto.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

C. Gabriel Linares Trujillo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

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. Se verificó en qué medida Pemex Transformación Industrial adoptó las mejores prácticas de Gobierno Corporativo de los países que conforman la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).
2. Se revisó la integración del Consejo de Administración de Pemex Transformación Industrial, en 2018, y los asuntos relevantes tratados por el Consejo de Administración mediante la revisión y el análisis de las actas y los acuerdos de las sesiones para el periodo 2015-2019.
3. Se evaluó la efectividad de los mecanismos de control adoptados por Pemex Transformación Industrial para prevenir, reducir, controlar y sancionar los riesgos de corrupción, en 2018.
4. Se revisó si Pemex Transformación Industrial contó, en 2018, con un Plan de Negocios propio y si el contenido de ese documento cumplió con lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley de Petróleos Mexicanos; además, se analizó si los objetivos e indicadores dispuestos en ese documento se establecieron bajo criterios SMART.

5. Se verificó el objetivo de incrementar la eficiencia operativa respecto de la producción de petrolíferos derivados del volumen de petróleo crudo refinado en el SNR, durante 2018.
6. Se evaluó el cumplimiento del objetivo de incrementar la eficiencia operativa, respecto del volumen de gas natural procesado, en 2018.
7. Se analizó el cumplimiento del objetivo de incrementar la eficiencia operativa, respecto de la producción de petroquímicos, durante 2018.
8. Se verificó el cumplimiento del objetivo de PTRI de incrementar la comercialización de petrolíferos, gas y petroquímicos, en 2018, así como la rentabilidad en estas líneas de negocios de PTRI.
9. Se evaluó en qué posición se ubicó PTRI, en 2018, respecto del contexto internacional, en cuanto a los procesos de refinación, procesamiento, transformación y comercialización de hidrocarburos, petrolíferos, gas natural y petroquímicos.
10. Se analizó la calidad del petróleo crudo recibido en el SNR y la calidad de la gasolina y el diésel obtenidos de su refinación, durante 2018.
11. Se evaluó en qué medida, en 2018, PTRI optimizó su infraestructura para aumentar sus niveles de productividad por medio de la utilización de la capacidad instalada en las Refinerías, Complejos Procesadores de Gas y Complejos Petroquímicos.
12. Se revisó el cumplimiento de optimizar la infraestructura para incrementar la productividad en las Refinerías, los Complejos Procesadores de Gas y los Complejos Petroquímicos mediante la inversión de proyectos de infraestructura, y la modernización de la infraestructura productiva, durante 2018.
13. Se verificó el cumplimiento de optimizar la infraestructura para incrementar la productividad en las Refinerías, los Complejos Procesadores de Gas y los Complejos Petroquímicos mediante el mantenimiento y el índice de paros no programados, en 2018.
14. Se evaluó el cumplimiento del objetivo de optimizar la infraestructura para incrementar la productividad en el SNR mediante su reconfiguración, a fin de elevar el rendimiento de los principales productos y disminuir la producción de combustóleo, durante 2018.
15. Se evaluó en qué medida, en 2018, PTRI contribuyó a satisfacer la demanda de petrolíferos, gas natural y petroquímicos por medio de la producción nacional e importación de los mismos.
16. Se revisó el desempeño financiero de PTRI correspondiente a 2018, con base en el análisis de sus estados financieros dictaminados, para determinar en qué medida cumplió el objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado.

17. Se analizó el ejercicio del gasto de los recursos económicos, con base en el análisis presupuestal de los programas presupuestarios de PTRI, para determinar en qué medida cumplió con la eficacia, eficiencia y economía en la administración de los recursos, durante 2018.
18. Se evaluaron los costos de producción, y de importación de petrolíferos, gas natural y petroquímicos, a fin de determinar la competitividad de la producción nacional respecto de las importaciones y la optimización de costos, en 2018.

Áreas Revisadas

La Dirección General de Pemex Transformación Industrial; la Dirección Operativa de Producción; las Subdirecciones de Producción de Petrolíferos; de Proceso de Gas y Petroquímicos; de Comercialización de Productos y Combustibles Industriales; de Confiabilidad y Mantenimiento; de Proyectos Industriales; de Abasto de Combustibles, y de Análisis Estratégico; las Gerencias de Administración de la Producción; de Refinería Salamanca; de Refinería Madero; de Refinería Cadereyta; de Refinería Minatitlán; de Refinería Salina Cruz; de Refinería Tula; de Complejo Procesador de Gas Ciudad Pemex; de Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex; de Complejo Procesador de Gas Cactus; de Complejo Procesador de Gas Burgos; de Proceso de Gas y Petroquímicos Coatzacoalcos; de Confiabilidad de Activos Petrolíferos; de Confiabilidad de Activos de Gas y Petroquímica; de Gestión del Mantenimiento y Paros de Planta; de Proyectos 1; de Proyectos 2; de Proyectos 3; de Proyectos 4, y de Programación, Seguimiento y Control de Proyectos.

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. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículo 134, primero y segundo párrafo.
2. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, artículos 1, párrafo segundo; 2, fracción XI; 5, fracción II, inciso b; 24, fracción I, y 45.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley General de Responsabilidades Administrativas, artículo 7, fracciones I y VI, y 25, fracciones II, III, IV, V y VI; Ley de Petróleos Mexicanos, artículos 11; 14; 31, fracción I; 70 y 102; Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, artículos, 63, fracciones I y II; 92, fracción V; 97, fracción III; 115, fracción VIII; 179, fracción IX; Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Transformación Industrial, artículos 1; 7; 11; 12, fracción III; Estatuto Orgánico de Pemex Transformación Industrial, artículos 4, fracción XXXIV; 33, fracciones V y XVI; 38, fracción V; 40, fracción VII; 43, fracciones IV, VIII, y X; 44, fracción XIII; 46, fracciones I,

y XIII; 47, fracción II; 48, fracciones IV, VIII, y X; 51, fracciones I y XIII; 58, fracción XVI; 79, fracción X; 52, fracción II; 57, fracción II; 63, fracción I; 74, fracción III, y 79, fracción X; Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas, directriz II, subdirectriz F, responsabilidad 3; Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, apartado VI.2 Administración de Riesgos, párrafo segundo, y numeral VI.4. "Información y Comunicación", subnumeral VI.4.1. "Obtención, generación o uso de información relevante y de calidad para control interno", párrafo primero; Estrategia Programática de Pemex Transformación Industrial del Presupuesto de Egresos de la Federación; Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía Expide la Norma Oficial Mexicana NOM-016-CRE-2016, numeral 8; Programas de mediano plazo; Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023; Programa de Ejecución de la estrategia de Pemex Transformación Industrial; Ley del Impuesto Sobre la Renta, Artículos 76, fracciones IX y XII, y 180.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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

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

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