

Pemex Exploración y Producción

Producción de Gas Natural

Auditoría de Desempeño: 2017-6-90T9G-07-0484-2018

484-DE

Criterios de Selección

Se consideran tres aspectos:

- El impacto positivo que se espera de la fiscalización al desempeño.
- El análisis del diseño normativo de la política pública, el programático-presupuestal y sobre la rendición de cuentas.
- La importancia, pertinencia y factibilidad de la antepropuesta.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, mediante la exploración y producción de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo 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 tres vertientes: a) la adopción de las mejores prácticas de gobierno corporativo, por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), tomando como referencia las directrices internacionales emitidas por la Organización para la Cooperación y

el Desarrollo Económicos (OCDE); b) el desempeño financiero de la empresa productiva subsidiaria (EPS) para evaluar si ésta fue rentable y generó valor económico al Estado, así como para analizar los costos de producción, y de descubrimiento y desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos, y c) el desempeño operativo de PEP, en términos de la producción de gas natural y la incorporación de reservas de este hidrocarburo.

En el desarrollo de la auditoría se tuvieron limitantes para aplicar algunos procedimientos establecidos para evaluar el desempeño financiero, debido a que no en todos los casos los datos proporcionados por Pemex Exploración y Producción fueron suficientes, de calidad, confiables, consistentes y transparentes, ya que la EPS careció de un plan de negocios con estados financieros proforma, lo cual es una limitación significativa para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, por lo que no fue posible evaluar los resultados alcanzados en relación con los programados. Esta situación se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas relativos a la exploración y producción de gas natural.

Con la auditoría 484-DE “Producción de gas natural”, realizada a PEP; la auditoría 507-DE “Procesamiento de gas”, practicada a Pemex Transformación Industrial (PTRI), y la auditoría 456-DE “Operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural”, realizada al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), la ASF emite un pronunciamiento integral sobre la cadena productiva de gas natural.^{1/}

Antecedentes

En 1992, se creó el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos denominado Pemex Exploración y Producción (PEP), el cual, originalmente, tenía la atribución exclusiva de desarrollar las actividades estratégicas de exploración y extracción de todo el gas natural del territorio nacional, para su posterior procesamiento.

En el periodo 2003-2012, las reservas de gas natural disminuyeron 1.2%, al pasar de 63,982.8 a 63,229.3 millones de pies cúbicos (MMPC); sin embargo, la extracción aumentó en 42.3%, al pasar de 1,641.9 a 2,336.8 MMPC, lo que implicó que se redujera la duración de las reservas de este hidrocarburo, ya que en 2003, las reservas totales de gas natural (probadas, probables y posibles) alcanzaban para 39.0 años, mientras que, en 2012, para 27.1 años.

En el Programa Sectorial de Energía 2013-2018, el Gobierno Federal diagnosticó que, de 2003 a 2008, la producción de gas natural aumentó en 53.8%; sin embargo, después disminuyó 9.2% entre 2009 y 2012, debido a que la inversión se orientó a la exploración y producción de petróleo crudo, porque este hidrocarburo representó un mayor beneficio económico en comparación con los proyectos para explotar gas natural.

^{1/} En la revisión de la Cuenta Pública 2017 estas auditorías se centraron en analizar la cadena productiva del gas natural, ya que en la revisión de la Cuenta Pública 2016 se analizó la cadena productiva del petróleo crudo.

En 2013, se promulgó la Reforma Energética, la cual modificó el papel de Pemex en la cadena de valor del gas natural, ya que bajo el nuevo régimen de hidrocarburos, tanto PEP como los particulares pueden realizar actividades de exploración y producción de gas natural en las áreas contractuales que les sean asignadas, por medio de las rondas de licitación.

Como resultado de la reforma, en 2014 se llevó a cabo la Ronda Cero, proceso mediante el cual la Secretaría de Energía (SENER) le asignó a PEP el 83.0% del total de las reservas probadas y probables, existentes en ese momento, para que desarrollara sus actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En 2015, con la publicación de su acuerdo de creación, PEP se transformó en una empresa productiva subsidiaria de Petróleos Mexicanos que debe generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

La EPS tiene por objeto llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos (que incluye al gas natural), en la zona económica exclusiva del país. Cabe destacar que los procesos de exploración y producción de hidrocarburos se mantuvieron como estratégicos para el Estado,^{2/} lo que da cuenta de la importancia de PEP en la política pública de hidrocarburos, ya que éstos son los únicos de toda la cadena de valor que el Estado pretende conservar, independientemente de la participación de empresas privadas.

Las principales actividades realizadas por PEP, desde su transformación en empresa productiva subsidiaria, se enuncian a continuación:

- En 2016, en su segundo año como EPS, PEP concretó la primera migración con socio^{3/} en su historia para el proyecto Trion, un bloque en aguas profundas licitado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), en el que resultó ganadora la empresa BHP Billiton. En 2017, se suscribió el contrato entre la empresa productiva subsidiaria y BHP Billiton por 35 años, en el cual se programó producir petróleo crudo ligero y gas natural.^{4/}
- Además, en 2016, PEP compitió por primera vez en rondas de licitación de bloques. En consorcio con las empresas Chevron Energía de México e Inpex Corporation, la empresa productiva participó en la cuarta licitación de la Ronda Uno de bloques exploratorios en aguas profundas y resultó ganadora del Área Contractual 3 Cinturón Plegado Perdido. El

^{2/} El artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos les dio el carácter de actividades estratégicas.

^{3/} PEP tiene varias oportunidades de negocio para asociarse y proveer de múltiples servicios: farm outs, contratos de servicios, farm in y rondas licitatorias del estado. La migración con socio consiste en el cambio de una asignación de exploración y extracción de hidrocarburos a un contrato que permite tener una asociación con el consorcio que resulte ganador del proceso de licitación que realizará la Comisión Nacional de Hidrocarburos. Cfr. Petróleos Mexicanos, Visión estratégica de negocio en PEP, México, 2017, p. 33.

^{4/} En el contrato no se estableció una fecha estimada para la exploración y producción del hidrocarburo, sólo se indicó que el periodo inicial de exploración tendrá una duración de hasta cuatro años, a partir de la aprobación del plan de exploración, este último documento debió publicarse el 30 de agosto de 2017 y la CNH tiene un plazo de 120 días naturales para emitir un pronunciamiento al respecto. Cfr. Comisión Nacional de Hidrocarburos. Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de licencia (aguas profundas), México, 2017, p. 20-24.

28 de febrero de 2017, se firmó un contrato por 35 años y se estimó explorar y producir sólo petróleo crudo ligero.^{5/}

- En 2017, PEP participó en la Ronda Dos de la CNH, en la que resultó ganadora de dos bloques. El primero, bajo la modalidad de producción compartida del Área Contractual 2 Tampico-Misantla, con la empresa alemana Deutsche Erdoel México, cuyo contrato se suscribió el 25 de septiembre de 2017, y se estimó producir petróleo crudo y gas natural.

El segundo bloque fue en la modalidad de producción compartida en aguas someras en el Área Contractual 8 Cuencas del Sureste, con la empresa ECP Hidrocarburos México, cuyo contrato se formalizó el 25 de septiembre de 2017, en el cual se pronosticó producir sólo petróleo crudo.

- Asimismo, en 2017 se concretaron dos asociaciones más para los bloques Cárdenas Mora y Ogarrio, con las empresas Chevron Holdings Limited y Deutsche Erdoel, respectivamente, cuyos contratos se firmaron en 2018 y en los dos se pronosticó producir sólo petróleo crudo ligero.
- Por último, se acordó otro contrato bajo la modalidad de producción compartida con la empresa Petrofac, del Bloque Santuario y El Golpe, en el cual se estima producir tanto petróleo crudo ligero como gas natural.

De esta forma, en el bienio 2016-2017, de los siete contratos de asociación que formalizó PEP con empresas privadas para la exploración y producción de hidrocarburos, en tres se estimó producir gas natural en el mediano plazo.

En 2017, se llevaron a cabo las rondas 2.2 y 2.3, en las que se licitaron contratos de licencia en campos terrestres, donde el 80.0% de los recursos prospectivos son de gas natural; sin embargo, en ninguno participó PEP.^{6/}

Cabe destacar que los contratos que resultaron de las rondas 2.2 y 2.3, estiman un periodo inicial de exploración de hasta cuatro años, sin considerar el periodo de desarrollo de las reservas, por lo que, aproximadamente, los resultados de las empresas privadas en la exploración y producción de gas natural se obtendrían en el periodo 2021-2022.

En síntesis, en el primer trienio de PEP como EPS:

- a) Fue el único operador que produjo gas natural en el territorio nacional, ya que las actividades de las empresas privadas y ganadoras de licitaciones, así como los contratos

^{5/} En los contratos sólo se establece que el periodo inicial de exploración tendrá una duración de hasta cuatro años, a partir de la aprobación del plan de exploración.

^{6/} Cfr. la Bóveda Digital de Contratos de la CNH, disponible en <https://www.gob.mx/cnh/acciones-y-programas/boveda-digital-de-contratos>.

de asociación que suscribió con otras empresas, se encuentran en la fase inicial de exploración y explotación.

- b) En el marco de la Reforma Energética, un aspecto a considerar es que PEP seguirá siendo el principal productor de gas natural en el país, al menos durante los primeros años que dure la fase inicial de exploración y desarrollo de las áreas licitadas (2018-2022).

En la Estrategia Programática del PEF 2017 se establecieron como objetivos estratégicos los siguientes: incrementar las reservas y las tasas de restitución de hidrocarburos, y elevar la obtención de gas natural.

Con la auditoría se evaluaron los resultados alcanzados por PEP, en 2017, en tres vertientes: en materia de gobierno corporativo, se analizó la instauración de prácticas de gobierno corporativo de acuerdo con las mejores prácticas internacionales emitidas por la OCDE. Respecto del desempeño financiero, se evaluó si la empresa fue rentable y generó valor económico para el Estado mexicano, con base en la revisión de sus estados financieros dictaminados, y se analizaron los costos de producción, descubrimiento y desarrollo de los yacimientos de hidrocarburos. En relación con el desempeño operativo, se revisó el comportamiento de la producción y de las reservas de gas natural en el periodo 2013-2017.

En 2017, el Programa de Energía del Colegio de México (COLMEX) presentó el documento de investigación “Las perspectivas de Pemex después de la Reforma Energética: el Desempeño Operativo y Financiero de Pemex y Pemex Exploración y Producción”, en el que concluyó que las metas planeadas para la implementación de la Reforma Energética no se alcanzaron en los proyectos de exploración y producción, ni en las tasas de restitución de reservas de hidrocarburos, por el contrario, PEP sufrió un mayor deterioro financiero ocasionado, entre otros factores, por lo siguiente:

- La caída de los precios internacionales del petróleo y de la mezcla mexicana: el precio del barril de crudo se encontró, entre 2011 y 2012, en un promedio máximo, por arriba de los \$101 usd/bp; en 2014 el precio era de \$92.41 usd/bp, y en 2015 se derrumbó a más de la mitad de su valor, cotizándose en \$44.84 usd/bp.
- El recorte a sus presupuestos anuales: en el periodo 2014-2016, el recorte para las actividades de exploración fue de 13.4%.

Resultados

1. Gobierno corporativo

El gobierno corporativo consiste en los medios internos con los que son operadas y controladas las entidades,^{2/} para facilitar la creación de un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas, a fin de favorecer las inversiones

^{2/} OCDE, 1998, “Principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

de largo plazo y la estabilidad financiera y, con ello, la integridad en los negocios.^{8/} Asimismo, el gobierno corporativo proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear los objetivos y las metas de las entidades.^{9/}

Para verificar que PEP contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales y que estableció una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, este resultado se dividió en los tres apartados siguientes:

- a) Organización y estructura de gobierno corporativo de PEP conforme a las buenas prácticas internacionales.
- b) Plan de Negocios propio de la empresa productiva subsidiaria.
- c) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021.

El análisis de cada uno de los aspectos mencionados, se presenta a continuación:

- a) Organización y estructura de gobierno corporativo de PEP conforme a las buenas prácticas internacionales

Debido a que PEP es una empresa productiva subsidiaria de reciente creación, ya que 2017 fue su tercer año de operación, este resultado se enfoca en analizar el avance en la adopción de una estructura y organización de gobierno corporativo, con base en las mejores prácticas internacionales. Para ello, se tomaron como referencia los documentos “Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas” y “Gobierno Corporativo de las Empresas de Propiedad Estatal” del Banco Mundial, en los cuales se establecen medidas orientadas a garantizar que las empresas públicas operen con eficiencia, eficacia y transparencia.

Se verificó que, en términos generales, la estructura de gobierno corporativo de PEP se conformó por un Director General, un Consejo de Administración, un Comité de Auditoría y un Enlace de Transparencia.

Respecto del avance en el establecimiento de una estructura de gobierno corporativo acorde con las mejores prácticas internacionales de la OCDE, se verificó lo siguiente:

- I.- Razones que justifican la propiedad pública. En 2017, el Estado justificó la propiedad pública argumentando que la exploración y producción de hidrocarburos son áreas estratégicas y prioritarias para el desarrollo de la nación. Tras la Reforma Energética de 2013, PEP fue la única empresa productiva subsidiaria cuyas actividades se mantuvieron como estratégicas para el Estado en el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, lo que da cuenta de la importancia que se les otorga en la política

^{8/} OCDE, 2011, “Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE y del G20”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, Francia, p. 7.

^{9/} World Bank Group, 2014, “Corporate Governance of State-Owned Enterprises”. Estados Unidos, p. 12.

pública, al ser las únicas de toda la cadena de valor de hidrocarburos que el Estado pretende mantener, independientemente de lo que ocurra con el mercado.

Asimismo, PEP contó con un estatuto orgánico y un manual de organización, documentos en los que se estableció su estructura y organización básica, los cuales fueron vigentes en 2017 y contienen la desagregación de las áreas que integran la empresa, así como la delegación de funciones de cada una de ellas.

II.- El papel del Estado como propietario. El corporativo de Pemex, como área responsable de la conducción y dirección de PEP, estableció, en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias 2017-2021, las prioridades a las que se debe orientar la operación de la empresa.

Se verificó que, en 2017, la operación de PEP se sujetó a la Política y los Procedimientos de Confiabilidad Operacional y Mantenimiento de Petróleos Mexicanos, y que la EPS elaboró su Programa Operativo y Financiero Anual de Trabajo (POFAT), correspondiente a ese año.

III.- Las empresas públicas en el mercado. En 2017, PEP utilizó el “Modelo de Competencias y los Mecanismos de Evaluación de Competencias Técnicas”, el cual forma parte de la “Metodología del Proceso de Administración de Planes de Carrera de PEP”, con la finalidad de evaluar al personal técnico y seleccionarlo de acuerdo con sus capacidades, por lo que la empresa acreditó contar con mecanismos para operar con la máxima eficiencia posible en el ejercicio de sus funciones.

Sin embargo, la EPS careció de un plan de negocios propio en el que definiera objetivos, estrategias y métricas orientadas al cumplimiento de su mandato, aun cuando debería tenerlo de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, como se detalla en el inciso b de este resultado.

IV.- Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores. En 2017, PEP no contó con socios, debido a que es una empresa con capital propio otorgado por el Gobierno Federal, por lo que no se emitió un pronunciamiento sobre esta directriz.

V.- Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial. Se verificó que en el código de ética y de conducta de Petróleos Mexicanos se establecieron los principios, directrices y medidas disciplinarias en la materia aplicables a la EPS.

VI.- Publicidad y transparencia. En 2017, PEP elaboró el análisis de riesgos de la empresa y su plan de mitigación, el cual contiene estrategias para la administración de riesgos, las matrices de roles y responsabilidades (RASCI) y los indicadores sugeridos para mitigar dichos riesgos. Como hechos posteriores, en febrero de 2018, se emitieron las “Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias”, y en ese año, PEP publicó sus estados financieros dictaminados, así como las actas y los acuerdos de su Consejo de Administración. Asimismo, el corporativo de Petróleos Mexicanos contó con el área de Auditoría Interna

para fiscalizar las operaciones de PEP. No obstante, como ya se señaló, la empresa careció de un plan de negocios propio en el que se establecieran objetivos y metas orientadas al cumplimiento de su mandato.

VII.-Las responsabilidades de los consejos de administración de las empresas públicas. Se verificó que se instrumentaron mecanismos a fin de evitar situaciones que generen conflictos de interés en los miembros del Consejo de Administración. Además, se constató que en el estatuto orgánico de PEP se establecieron las funciones y la conformación de dicho consejo.

b) Plan de Negocios propio de la empresa productiva subsidiaria

La ASF verificó, en el transcurso de la auditoría, que PEP no contó con un plan de negocios propio, lo cual representó una seria limitante para medir su desempeño como empresa productiva subsidiaria, por lo que se procedió a revisar las mejores prácticas en la materia.

Al respecto, 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.
- Las estrategias claras permiten a los administradores tomar decisiones alineadas a la dirección general de la empresa, y proporcionan una base para medir su desempeño.^{10/}

Al respecto, se identificó que la Ley de Petróleos Mexicanos dispone que las EPS deben alinearse al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos; no obstante, dicha normativa no precisa el mecanismo o documento en el que se deben establecer las actividades a realizar por dichas empresas para alcanzar los objetivos del plan; asimismo, la ley no especifica que cada una de las empresas productivas subsidiarias de Pemex debe de contar con un plan de negocios propio;^{11/} sin embargo, tomando como referencia las mejores prácticas del Banco Mundial antes expuestas, la ASF considera necesario lo siguiente:

- Que en la Ley de Petróleos Mexicanos se precise que las EPS de Pemex deben establecer planes de negocios, con un horizonte de mediano plazo, para orientar su operación al cumplimiento del mandato de ser rentables y de generar valor económico para el Estado.
- Que PEP diseñe un plan de negocios específico en el que defina sus objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras orientadas al cumplimiento del mandato

^{10/} World Bank, Corporate Governance of State-Owned Enterprises, A toolkit. Estados Unidos, 2014.

^{11/} Al respecto, en el artículo 46, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos se establece que el Director General de la empresa productiva del Estado debe formular el plan de negocios de Pemex, y en el artículo 13, fracción III, se dispone que el Consejo de Administración de la empresa debe aprobar, revisar y, en su caso, actualizar dicho plan.

de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, a fin de que la operación de esta empresa sea conducida mediante dicho plan, el cual tendría que estar alineado al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos.

Estas medidas contribuirán a fortalecer la planeación estratégica institucional de Petróleos Mexicanos, entendida como el conjunto de actividades y mecanismos encaminados a definir el rumbo y la dirección estratégica de Pemex y sus empresas productivas subsidiarias, reflejados en objetivos, estrategias, metas de desempeño e inversiones.^{12/}

c) Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021

Debido a que PEP careció de un plan de negocios propio, en este apartado se analizó el diseño del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos.^{13/}

Con la revisión del contenido del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, se constató que:

- Únicamente se establecieron indicadores sobre el desempeño operativo de PEP, relacionados con la producción de hidrocarburos y la incorporación de reservas totales (probables, probadas y posibles); los cuales cumplieron con los criterios SMART de la OCDE. 14/
- Asimismo, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 careció de indicadores y de definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PEP. Debido a que los indicadores del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos fueron insuficientes para evaluar el desempeño de PEP, el grupo auditor recurrió a utilizar los presentados en el Programa de Indicadores de Evaluación del Desempeño (PIED) de Pemex Exploración y Producción.^{15/}
- Se identificó que en el plan no se establecieron las principales estrategias comerciales y financieras relacionadas con las actividades de exploración y producción; además, no se incluyeron los estados financieros proforma de PEP con las proyecciones financieras de su balance general, su estado de resultados y su flujo de efectivo.

^{12/} Diario Oficial de la Federación, Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, artículo 4, fracción XXVII. México, 2015.

^{13/} En dicho artículo se establece que el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos debe contener: a) sus objetivos, líneas 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.

^{14/} De acuerdo con la OCDE, los indicadores deben ser “SMART”: Specific (específicos), Measurable (mensurables), Achievable (alcanzables), Relevante (relevantes), y Time-bound (referidos a un plazo concreto).

^{15/} Estos indicadores fueron los siguientes: costo de producción de petróleo crudo equivalente; costo de producción de gas no asociado, costo de descubrimiento y desarrollo, y producción de gas.

- Se observó que en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 no se realizó un diagnóstico sobre la situación operativa y financiera de PEP.
- Se constató que no se estableció un apartado relacionado con los riesgos estratégicos y comerciales de PEP.

Conclusión

En términos generales, en 2017, PEP avanzó en el establecimiento de una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales, en términos de la instauración de su Consejo de Administración, la designación de su director general, y la implementación de mecanismos que contribuyeron a transparentar su operación. Asimismo, el corporativo de Petróleos Mexicanos contó con el área de Auditoría Interna para fiscalizar las operaciones de PEP. Sin embargo, PEP careció de una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado, ya que no contó con un plan de negocios propio, alineado al plan de negocios de Petróleos Mexicanos, en el que se definieran sus estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento de dicho objetivo, lo cual es una limitación significativa no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa,^{16/} sino para que PEP defina escenarios que le permitan avanzar en su estabilidad financiera.

En el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021, se identificaron las deficiencias siguientes: para PEP, únicamente se establecieron dos indicadores en materia de desempeño operativo, los cuales cumplieron con todos los criterios SMART; sin embargo, resultaron insuficientes para evaluar, de manera integral, el desempeño de la empresa; dicho plan careció de indicadores y de definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y la capacidad de generación de valor económico de PEP; no se establecieron las principales estrategias comerciales y financieras relacionadas con las actividades de exploración y producción; no se presentaron los estados financieros proforma del balance general, el estado de resultados y el flujo de efectivo de la EPS; no se incluyó un diagnóstico específico sobre la problemática operativa y financiera que enfrenta la EPS, ni se estableció un apartado relacionado con los principales escenarios de riesgos estratégicos de la empresa.

2017-6-90T9G-07-0484-07-001 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca un plan de negocios propio, en el que se definan medidas preventivas y correctivas, de carácter urgente, orientadas a elevar la producción de gas natural y operar de manera más eficaz, eficiente y económica su infraestructura productiva, el cual incluya: a) sus objetivos, líneas de acción y oportunidades de negocio; b) sus principales estrategias comerciales,

^{16/} Al respecto, se formuló una sugerencia a la Cámara de Diputados, con la finalidad de promover las modificaciones legislativas necesarias con el propósito de establecer, en la Ley de Petróleos Mexicanos, que PEP, como Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos debe contar con su propio Plan de Negocios, a fin de contribuir a fortalecer la planeación estratégica institucional de Petróleos Mexicanos. La sugerencia a la Cámara de Diputados se incluyó en el Informe de la auditoría núm. 507 "Procesamiento de gas" realizada a Pemex Transformación Industrial (PTRI).

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 contribuir a fortalecer su planeación estratégica, en términos de lo dispuesto en los artículos 14 y 70 de la Ley de Petróleos Mexicanos, y del artículo 4, fracción XXVIII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2. Generación de valor económico y rentabilidad

Con el propósito de evaluar si, a tres años de haber iniciado operaciones como empresa productiva subsidiaria, PEP avanzó en el cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, la ASF revisó los estados financieros de esta empresa, los cuales fueron dictaminados por la firma consultora Castillo Miranda y Compañía, S.C. (BDO México), y se presentaron en la Cuenta Pública 2017.

Cabe señalar que la normativa que regula el sector hidrocarburos, derivada de la Reforma Energética, en particular la Ley de Petróleos Mexicanos, no establece una definición sobre qué es ser rentable y qué es generar valor económico. Si bien, en el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, publicado en el DOF el 28 de abril de 2015, se incluyó la definición de “administración basada en la generación de valor económico”, ésta se eliminó con la modificación realizada al estatuto orgánico el 5 de diciembre de 2017.^{17/}

Asimismo, en el Plan de Negocios 2017-2021 de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias no se incluyeron métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PEP, su rentabilidad y capacidad de generación de valor económico,^{18/} y dicho plan careció de estados financieros proforma de la 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,^{19/} lo que representa una limitación significativa para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, por

^{17/} En el artículo 3, fracción I, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, de 2015, se establecía que “la administración basada en la generación de valor económico” consiste en: “El sistema de gestión institucional que orienta la actuación y la toma de decisiones a la generación de valor económico, mediante la maximización de la utilidad; la optimización de los costos, gastos e inversiones, y la implementación de procesos productivos eficientes”.

^{18/} En respuesta a la presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0045/2019 del 11 de enero de 2019, la EPS acreditó contar con métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PEP, a partir del año 2018.

^{19/} En el informe Anual del Director General de PEP, correspondiente a 2017, se incluyeron las métricas financieras de EBITDA y de EVA (las cuales se calcularon por la ASF, en los apartados de “Rentabilidad” y “Generación de Valor Económico Agregado” 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. Cabe señalar que los cálculos del EBITDA y del EVA pueden diferir de los de PEP, debido al tratamiento realizado por la ASF.

lo que no fue posible medir el logro de metas financieras y operativas respecto de las programadas.

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

- a) Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2017.
- b) Razones financieras de actividad y ciclo; liquidez, y apalancamiento.
- c) Rentabilidad.
- d) Generación de Valor Económico Agregado.
- e) Operaciones con partes relacionadas.

El análisis de los puntos anteriores, se presenta a continuación:

- a) Estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2017

A continuación, se presenta un resumen de la información financiera reportada por PEP en su balance general y su estado de resultados. Dicha información fue utilizada por la ASF para calcular y analizar las razones financieras de actividad y ciclo, ²⁰ / liquidez, ²¹ / y apalancamiento, ²² así como para evaluar la rentabilidad de la empresa y su capacidad de generación de valor económico.

- Balance General

Los principales elementos del Balance General de PEP (activo, pasivo y patrimonio), correspondientes a 2017, se presentan en el cuadro siguiente:

²⁰/ 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.

²¹/ 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.

²²/ 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 de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

BALANCE GENERAL DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017

(Miles de pesos)

Activo	Monto	Pasivo	Monto
Efectivo y Equivalentes	8,327,100.0	Pasivos Financieros Corto Plazo ^{3/}	110,007,967.0
Cuentas por Cobrar con Partes Relacionadas ^{1/}	980,516,679.0	Cuentas por Pagar a Proveedores ^{4/}	71,729,473.0
Inventarios	9,665,520.0	Cuentas por Pagar a Partes Relacionadas	49,114,411.0
Instrumentos Financieros Derivados	25,299,044.0	Impuestos y Derechos por Pagar	44,437,557.0
Otras Cuentas por Cobrar	15,135,803.0	Instrumentos Financieros Derivados	9,366,651.0
Activo Corriente	1,038,944,146.0	Otros Pasivos Circulantes	4,057,075.0
Inversión en Asociadas	738,084.0	Pasivo de Corto Plazo	288,713,134.0
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	968,901,142.0	Pasivos Financieros Largo Plazo ^{3/}	1,806,121,652.0
Impuestos Diferidos	64,866,195.0	Pasivo Laboral	372,032,959.0
Otros Activos No Circulantes ^{2/}	11,104,468.0	Provisión para Créditos Diversos	82,823,037.0
Activo no Corriente	1,045,609,889.0	Otros Pasivos de Largo Plazo ^{5/}	20,721,617.0
		Pasivo de Largo Plazo	2,281,699,265.0
		Pasivo Total	2,570,412,399.0
		Capital Contable	Monto
		Patrimonio ^{6/}	202,312,110.0
		Resultado del Ejercicio	(150,388,699.0)
		Resultados Acumulados	(475,940,313.0)
		Otros Resultados Integrales del Ejercicio	(752,688.0)
		Otros Resultados Integrales Acumulados	(61,088,774.0)
		Capital Contable	(485,858,364.0)
Activo Total	2,084,554,035.0	Pasivo Total y Capital Contable	2,084,554,035.0

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los estados financieros dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

- ^{1/} Dos empresas son partes relacionadas si una de ellas participa directamente en la dirección, control o el capital de la otra, o si ambas empresas están sometidas a un control común.
- ^{2/} En la cuenta de "Otros activos" se contabilizó la partida de "Efectivo restringido" registrada por la empresa.
- ^{3/} En la cuenta de "Pasivos Financieros" de corto y largo plazo, se contabiliza para el corto plazo, las partidas "Porción circulante de la deuda a largo plazo con Pemex" y "Porción circulante de la deuda a largo plazo de FPSO y COPF"; y en el caso de largo plazo, las partidas de "Deuda a largo plazo con Pemex y otros documentos por pagar, excluyendo vencimientos circulantes" y "Deuda a largo plazo de FPSO y COPF".
- ^{4/} En la cuenta "Cuentas por pagar a proveedores" se contabilizan las partidas "Proveedores" y "Cuentas y gastos acumulados por pagar".
- ^{5/} En la cuenta "Otros pasivos de largo plazo" se contabilizan las partidas "Otros financiamientos" y "Otros pasivos".
- ^{6/} En la cuenta "Patrimonio" se contabilizan las partidas "Certificados de aportación" y "Aportaciones del Gobierno Federal".

En 2017, el activo total de la empresa fue de 2,084,554,035.0 miles de pesos; su pasivo total ascendió a 2,570,412,399.0 miles de pesos, y su patrimonio fue negativo por 485,858,364.0 miles de pesos.

El análisis detallado del activo, pasivo y patrimonio de la EPS se presenta a continuación:

Activo

En cuanto a la estructura del Activo Total (2,084,554,035.0 miles de pesos),^{23/} el activo circulante (1,038,944,146.0 miles de pesos) representó el 49.8% del activo total, donde destacaron las cuentas por cobrar con partes relacionadas, que equivalieron al 94.4% del activo circulante. En cuanto al activo no corriente (1,045,609,889.0 miles de pesos), éste equivalió a 50.2% del activo total, donde destacó la partida de inmuebles, mobiliario y equipo (neto) de 968,901,142.0 miles de pesos, que representó 92.7% del activo no corriente. Este último saldo neto (968,901,142.0 miles de pesos) es el resultado de la diferencia entre el valor registrado en inmuebles, mobiliario y equipo por 2,424,905,556.0 miles de pesos, menos su depreciación acumulada por 1,456,004,414.0 miles de pesos, lo que implicó una depreciación de activos de 60.0%.

Un elemento importante del activo fijo es la inversión que ha realizado la empresa (CAPEX por sus siglas en inglés)^{24/} en la adquisición o mejora de sus activos productivos. En 2017, la empresa obtuvo un CAPEX negativo de 88,821,002.0 miles de pesos, el cual se calculó de la forma siguiente:

INVERSIÓN EN LA ADQUISICIÓN O MEJORA DE ACTIVOS PRODUCTIVOS, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2017 (Neto) (a)	968,901,142.0
Depreciación del ejercicio 2017 (b)	140,920,377.0
Subtotal (c)= (a+b)	1,109,821,519.0
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2016 (Neto) (d)	1,198,642,521.0
CAPEX ejercicio 2017 (e)= (c-d)	(88,821,002.0)

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

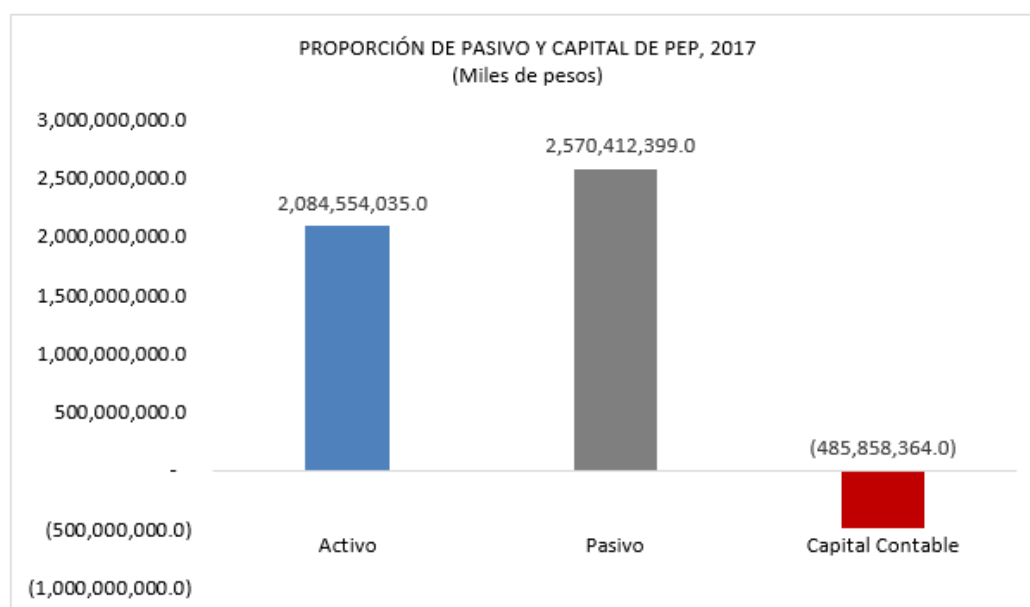
^{23/} Al respecto, la Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos informó que el Activo Total fue menor en 6.5%, respecto de 2016, debido, principalmente, al incremento en el saldo de cuenta corriente con Petróleos Mexicanos; mayores inversiones en acciones y el menor activo fijo derivado de la transferencia de los activos de la Terminal Marítima Dos Bocas a Pemex Logística (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1174/2018 del 21 de noviembre de 2018).

^{24/} 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.

Este resultado negativo implica una desinversión en activos productivos, derivada de la reasignación de activos utilizados en las actividades de perforación, transporte y salvaguarda estratégica hacia Pemex Logística, Pemex Perforación y Servicios y, para la Subdirección de Salvaguarda Estratégica de Pemex, así como el reconocimiento contable del deterioro de pozos petroleros, ductos, inmuebles y equipo por 129,350,315.0 miles de pesos del ejercicio 2017.^{25/}

Pasivo

En 2017, el pasivo total de la empresa ascendió a 2,570,412,399.0 miles de pesos, cifra que representó el 123.3% del activo total (2,084,554,035.0 miles de pesos), como se muestra en la gráfica siguiente:

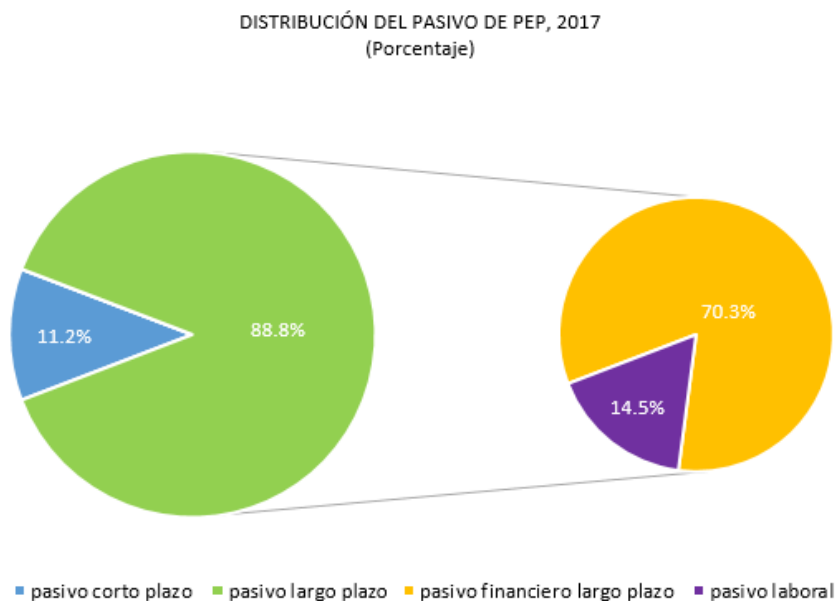


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

Como se observa en la gráfica anterior, los pasivos totales de la EPS (2,570,412,399.0 miles de pesos) fueron mayores que sus activos totales (2,084,554,035.0 miles de pesos), por lo que, si la EPS fuera totalmente autónoma e independiente, estaría en situación de “quiebra técnica”.

La distribución del pasivo total se muestra en la gráfica siguiente:

^{25/} Pemex Exploración y Producción (PEP), Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017. México, 2018, p.p. 8, 35.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

En cuanto al pasivo de corto plazo y de largo plazo, éstos representaron 11.2% y 88.8% del pasivo total, respectivamente, en tanto que el pasivo laboral (contabilizado dentro del pasivo de largo plazo), equivalió 14.5% del pasivo total, y como proporción del activo total representó 17.8% de éste.

El desglose del pasivo de corto y largo plazo de PEP en 2017, se muestra a continuación:

PASIVO A CORTO Y LARGO PLAZO, 2017

(Miles de pesos)

Partida	Monto	Porcentaje respecto del Pasivo Total
Pasivo Total	2,570,412,399.0	100.0
Pasivo de Corto Plazo	288,713,134.0	11.2
Pasivo Financiero de Corto Plazo	110,007,967.0	4.3
Cuentas por Pagar a Proveedores	71,729,473.0	2.8
Cuentas por Pagar a Partes Relacionadas	49,114,411.0	1.9
Impuestos por pagar	44,437,557.0	1.7
Instrumentos financieros derivados	9,366,651.0	0.4
Otros pasivos circulantes	4,057,075.0	0.2
Pasivo de Largo Plazo	2,281,699,265.0	88.8
Pasivos Financieros de Largo Plazo	1,806,121,652.0	70.3
Pasivo laboral	372,032,959.0	14.5
Provisión para créditos diversos	82,823,037.0	3.2
Otros pasivos de largo plazo	20,721,617.0	0.8

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados de PEP, 2017.

Del pasivo de corto plazo destaca el pasivo financiero que ascendió a 110,007,967.0 miles de pesos y representó 38.1% del pasivo de corto plazo y 4.3% del pasivo total. Respecto del pasivo de largo plazo, el pasivo financiero de largo plazo equivalió 79.2% de este rubro y 70.3% del pasivo total.

En 2017, el pasivo laboral de PEP (372,032,959.0 miles de pesos) representó 17.8% del activo total de la EPS, así como 48.8% del total de sus ingresos por ventas.

Con base en los estados financieros consolidados dictaminados de Petróleos Mexicanos, se determinó que el pasivo laboral de PEP representó 17.4% de los activos totales de Petróleos Mexicanos (2,132,002,114.0 miles de pesos); 26.6% de los ingresos de esta Empresa Productiva del Estado (1,397,029,719.0 miles de pesos) y 29.6% de su pasivo laboral, que fue de 1,258,436,122.0 miles de pesos.

Patrimonio

Al cierre de 2017, la empresa registró un capital contable negativo de 485,858,364.0 miles de pesos, resultante de las aportaciones al patrimonio de la empresa por 202,312,110.0 miles de pesos, las pérdidas de ejercicios anteriores por 475,940,313.0 miles de pesos y los resultados integrales acumulados deficitarios de 61,088,774.0 miles de pesos.^{26/} Las aportaciones patrimoniales de capital representaron el 41.6% del Capital Contable, siendo las partidas de resultados y resultados acumulados el 141.6% del total del Capital Contable.

Cabe señalar que en 2015 y 2016 hubo una disminución del patrimonio por 20,920,329.0 miles de pesos y 10,031,231.0 miles de pesos, respectivamente, debido a la reasignación a Petróleos Mexicanos de activos utilizados en las actividades de perforación, de transporte y de salvaguarda estratégica para su posterior aportación a las empresas productivas subsidiarias Pemex Logística, Pemex Perforación y Servicios, y para la Subdirección de Salvaguarda Estratégica de Petróleos Mexicanos.^{27/}

Evolución del patrimonio

El comportamiento del capital contable de PEP, en el periodo 2015-2017, se presenta a continuación:

CAPITAL CONTABLE DE PEP, 2015-2017

(Miles de pesos corrientes)

Concepto	Años		
	2015	2016	2017
Capital contable	(263,246,691.0)	(301,254,795.0)	(485,858,364.0)
Certificados de aportación	173,324,599.0	152,404,270.0	118,621,474.0
Aportaciones del Gobierno Federal	83,690,636.0	83,690,636.0	83,690,636.0
Ganancias y (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	(88,069,999.0)	(61,088,774.0)	(61,841,462.0)
Rendimientos de ejercicios anteriores	231,527,193.0	(432,191,927.0)	(475,940,313.0)
Déficit neto del ejercicio	(663,719,120.0)	(44,069,000.0)	(150,388,699.0)

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los estados financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción de los años 2015-2016 y 2016-2017.

^{26/} La Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos precisó que la empresa registró una disminución en su patrimonio de 61.3%, respecto de 2016, como resultado de la mayor pérdida acumulada de ejercicios anteriores y el menor capital contribuido, originado por la desincorporación de bienes de PEP que fueron destinados a Pemex Logística (ductos de transporte de petróleo crudo y gas natural) y la pérdida alcanzada en el ejercicio 2017. (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1170/2018 del 21 de noviembre de 2018).

^{27/} La Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos informó que la creación de la empresa productiva subsidiaria Pemex Perforación y Servicios (PPS) implicó una reducción de los activos fijos de PEP, debido a la transferencia de equipos de perforación para que pudiera operar PPS; dicha transferencia provocó que disminuyera el patrimonio de PEP. (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1170/2018 del 21 de noviembre de 2018).

En 2015, la EPS registró utilidades acumuladas por 231,527,193.0 miles de pesos; sin embargo, en ese año tuvo un déficit neto de 663,719,120.0 miles de pesos, ya que, de acuerdo con la política corporativa aprobada por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, la Gerencia de Contabilidad de Petróleos Mexicanos instruyó a las empresas productivas subsidiarias la transferencia de sus resultados negativos acumulados a PEP.

En el periodo 2015-2017, el capital contable registró cifras negativas. Una de las causas de esta situación fue la reasignación que Petróleos Mexicanos realizó sobre los activos utilizados en las actividades de perforación, transporte de hidrocarburos y de salvaguarda estratégica de PEP a las empresas productivas subsidiarias Pemex Logística; Pemex Perforación y Servicios, y para la Subdirección de Salvaguarda Estratégica de Petróleos Mexicanos.

De esta forma, la política implementada por Petróleos Mexicanos para la reasignación tanto de los activos como de los resultados negativos, que fue instrumentada con objeto de llevar a cabo la reorganización de esta empresa productiva del Estado, condujo a que el patrimonio negativo de PEP se incrementara en 84.6% en el periodo 2015-2017, al pasar de 263,246,691.0 miles de pesos en 2015 a 485,858,364.0 miles de pesos en 2017, lo que implica que, si PEP fuese una empresa completamente autónoma e independiente, se encontraría en situación de “quiebra técnica”.

Estado de Resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de PEP, correspondientes a 2017, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 (Miles de pesos)

Partida	Monto
Ingresos por ventas	762,637,362.0
Costo de lo vendido	390,137,766.0
Resultado Bruto	372,499,596.0
Gastos Operativos/Administrativos	58,539,119.0
Resultado de Operación	313,960,477.0
Resultado Financiero, Neto	(15,084,934.0)
Resultado Cambiario, Neto	10,043,316.0
Instrumentos Derivados	(1,613,874.0)
Resultado Integral de Financiamiento	(6,655,492.0)
Otros Productos / Gastos, Neto ^{1/}	(119,373,664.0)
Resultado Antes de Impuestos	187,931,321.0
Impuestos y Derechos del Ejercicio	337,941,781.0
Resultados de subsidiarias / asociadas / afiliadas	(378,239.0)
Resultado Neto	(150,388,699.0)
Otros resultados integrales ^{2/}	(752,688.0)
Resultado Integral	(151,141,387.0)

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017. 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/} Otros productos y gastos (neto), se integra por recuperación de siniestros, costo por baja de activos y el registro de deterioros en diversos activos.

^{2/} Otros resultados integrales se conforma por las pérdidas actuariales por beneficios a empleados.

En 2017, la empresa obtuvo ingresos por ventas^{28/} de 762,637,362.0 miles de pesos,^{29/} y sus costos y gastos al cierre del ejercicio ascendieron a 448,676,885.0 miles de pesos, por lo que PEP registró una ganancia en la operación de 313,960,477.0 miles de pesos, lo que representó un margen operativo respecto de los ingresos por ventas de 41.2%.

El resultado integral de financiamiento de la empresa y las partidas de otros productos o gastos del ejercicio sumaron erogaciones netas de 126,029,156.0 miles de pesos, por lo que PEP obtuvo una utilidad antes de impuestos de 187,931,321.0 miles de pesos, que representó un margen antes de impuestos, respecto de los ingresos por ventas, de 24.6%.

Para el cierre del ejercicio 2017, la empresa efectuó el pago de derechos e impuestos^{30/} por un monto de 337,941,781.0 miles de pesos, cifra que equivalió al 44.3% de los ingresos por ventas que obtuvo en el año. Los conceptos que la EPS pagó en el ejercicio 2017 se detallan a continuación:

DERECHOS E IMPUESTOS PAGADOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Derecho de utilidad compartida	374,998,058.0
Impuesto sobre la renta	158,347.0
Beneficio por derecho por la utilidad compartida	(37,214,624.0)
Total	337,941,781.0

FUENTE: elaborado por la ASF con base en las notas de los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

La ASF identificó que el régimen fiscal de la EPS tuvo las implicaciones siguientes:

- En 2017, las contribuciones fiscales representaron el 44.3% del total de las ventas netas de hidrocarburos de PEP.
- En 2017, PEP registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de las contribuciones fiscales, registró pérdidas de 150,388,699.0 miles de pesos.

^{28/} Recursos obtenidos por la venta de petróleo crudo y gas natural.

^{29/} Al respecto, la Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos informó que los ingresos por ventas de hidrocarburos en el periodo 2016-2017 aumentaron en 23.7%, debido, principalmente, a la recuperación en el precio por barril de petróleo crudo, que pasó de 35.66 dólares por barril en 2016 a 47.26 dólares por barriles en 2017. (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1174/2018 del 21 de noviembre de 2018).

^{30/} Los derechos e impuestos a cargo de PEP son: Derecho por utilidad compartida (DUC); Derecho de extracción de hidrocarburos (DEXTH); Derecho de exploración de hidrocarburos (DEXPH); Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos (IAEEH), e Impuesto sobre la Renta (ISR).

- Debido a los resultados negativos de los ejercicios 2016 y 2017, el Gobierno Federal otorgó beneficios fiscales a PEP para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción.
- Los impuestos y derechos pagados de 377,941,781.0 miles de pesos son una de las principales fuentes de ingresos del Gobierno Federal, ya que representaron el 6.8% de los ingresos presupuestarios del sector público en ese año.^{31/}

Cabe mencionar que al cierre del ejercicio 2017, la empresa registró, en su Pasivo de Corto Plazo, impuestos y derechos por pagar por 44,437,557.0 miles de pesos (equivalentes al 5.8% de los ingresos por ventas del ejercicio). Esta cifra corresponde a los conceptos siguientes:

DERECHOS E IMPUESTOS POR PAGAR AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Derechos sobre extracción de crudo y gas	42,681,500.0
Impuesto sobre la Renta	158,347.0
Impuestos retenidos por pagar	1,468,910.0
Otras contribuciones por pagar	128,800.0
Total	44,437,557.0

FUENTE: elaborado por la ASF con base en las notas de los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

En el ejercicio 2017, las empresas subsidiarias, asociadas o afiliadas de PEP obtuvieron, en su conjunto, una pérdida de 378,237.0 miles de pesos (0.05% de los ingresos por ventas), por lo que el resultado neto de PEP después de impuestos y derechos, y de las pérdidas de empresas subsidiarias, asociadas o afiliadas fue negativo en 150,388,699.0 miles de pesos, que representó un margen negativo neto, respecto de los ingresos por ventas, de 19.7%.

Finalmente, la empresa obtuvo pérdidas actuariales por beneficios a empleados (registrado en la partida del Estado de Resultados "Otros resultados integrales") de 752,688.0 miles de pesos. Con ello, el resultado neto negativo de la EPS disminuyó a 151,141,387.0 miles de pesos. Cabe señalar que la partida de pérdidas actuariales por beneficios a empleados se acumuló en el Capital Contable de la empresa, dentro de la partida pérdidas actuariales por beneficios a empleados.^{32/}

^{31/} El régimen fiscal de la EPS se analiza a detalle en el resultado de "Implicaciones del régimen fiscal de PEP en el cumplimiento de su mandato" de este informe.

^{32/} Conforme a la NIC 19, "las ganancias y pérdidas actuariales comprenden:

b) Razones financieras de actividad y ciclo; liquidez, y apalancamiento.

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

I) 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.

El resultado de las razones de actividad de PEP, se muestra en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD, 2017

Análisis de Actividad	Valor
Promedio en Días de la Rotación de Inventarios	9.0
Promedio en Días de las Cuentas por Cobrar	469.3
Promedio en Días de las Cuentas por Pagar	113.1
Rotación de Activo Fijo (veces)	0.79
Rotación de Activo Total (veces)	0.37
Intervalo de Defensa (días)	6.8
Intervalo de Defensa Astringente (días)	6.8

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. Rotación de inventarios: en 2017, la empresa mantuvo en promedio sus productos terminados en inventarios por 9.0 días antes de comercializarlos.
- ii. Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar.^{33/} La empresa cobró sus cuentas, integradas exclusivamente con partes relacionadas, cada 469.3 días, y pagó sus cuentas cada 113.1 días, de las cuales el 59.3% son con partes relacionadas. Lo anterior, implica que la EPS financió a sus partes relacionadas, al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representa un coste de oportunidad para la empresa. La ASF calculó

a) Los ajustes por experiencia (los efectos de las diferencias entre las suposiciones actuariales previas y los sucesos efectivamente ocurridos en el plan).

b) Los efectos de los cambios en las suposiciones actuariales.”

^{33/} Rotación cuentas por cobrar = $365 / (\text{ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar con terceros y partes relacionadas})$; rotación cuentas por pagar = $365 / (\text{costo directo} / \text{cuentas por pagar con terceros y partes relacionadas})$.

que dicho coste de oportunidad sería por 83,015,072.0 miles de pesos en intereses, el cual la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.^{34/}

El hecho de que la empresa haya cobrado sus cuentas cada 469.3 días, lo que equivale a 1.3 años, indica la existencia de “subsidiados cruzados” entre PEP y sus partes relacionadas,^{35/} entendido esto como aquella operación en la que las ganancias de una entidad subsidiaria se utilizan para compensar las pérdidas de otras entidades subsidiarias^{36/} (como es el caso de PTRI, que en 2017 registró una pérdida neta de 44,599,749.5 miles de pesos), lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidios cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia.^{37/} Esta situación repercutió en que la EPS no contara con recursos suficientes para la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos.

Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PEP.

El cálculo de estas razones incluyó las cuentas por cobrar con partes relacionadas^{38/} por 980,516,679.0 miles de pesos,^{39/} y las cuentas por pagar con partes relacionadas por 49,114,411.0 miles de pesos.^{40/}

^{34/} El cálculo del costo de oportunidad derivado de la política de cobro de PEP se realizó de la forma siguiente: se aplicó una tasa libre de riesgo de Cetes a 28 días, a la diferencia entre el saldo de la cuenta por cobrar de 980,516,679.0 miles de pesos y la cuenta por pagar de 120,843,884.0 miles de pesos, por lo tanto, el costo de oportunidad fue de 83,015,072.0 miles de pesos.

^{35/} Las partes relacionadas de PEP son: Petróleos Mexicanos; PMI Comercio Internacional; Pemex Transformación Industrial; Pemex Logística; Compañía Mexicana de Exploraciones; Pemex Fertilizantes; Pemex Etileno, y Pemex Perforación y Servicios.

^{36/} Cambridge Dictionary, “cross-subsidization”, Cambridge University Press. Reino Unido, 2019; OCDE, Glossary of statistical terms, “cross-subsidization”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2013.

^{37/} OCDE, Competitive Neutrality, A Compendium of OECD Recommendations, Guidelines and Best Practices, “Methods for measuring the cost of public service obligations”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2012, p.34.

^{38/} Las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar con partes relacionadas fueron las únicas cuentas que presentó en 2017.

^{39/} El total de las cuentas por cobrar se distribuyó de la forma siguiente: el 86.7% con Petróleos Mexicanos; el 4.7% con PMI Comercio Internacional; 3.6% con Pemex Transformación Industrial; 1.0% con Pemex Logística; 1.0% con la Compañía Mexicana de Exploraciones; 1.0% con Pemex Fertilizantes; 1.0% con Pemex Etileno, y 1.0% con Pemex Perforación y Servicios.

^{40/} El total de las cuentas por pagar se conformó de la forma siguiente: el 61.5% con Petróleos Mexicanos; el 20.1% con Pemex Logística; el 10.2% con Pemex Transformación Industrial; el 7.4% con Pemex Perforación y Servicios; el 0.5% con Compañía Mexicana de Exploraciones; el 0.2% con PMI Norte América; el 0.07% con I.I.I. Servicios; el 0.02% con Pemex Cogeneración, y el 0.01% con Pemex Etileno.

- iii. Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y del activo total (Ingreso/Activo total): por cada peso de activo fijo, la empresa generó 0.79 veces sus ingresos. Por otra parte, por cada peso de activo total, la empresa generó 0.37 veces sus ingresos. La diferencia entre ambos indicadores se explica por la naturaleza comercial de la empresa (producción de petróleo y gas natural), cuya inversión neta de depreciación en inmuebles, mobiliario y equipo ascendió a 46.5% de sus Activos Totales.
- iv. Intervalo de defensa.^{41/} Con el efectivo y las cuentas por cobrar con las que dispuso la empresa al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 6.8 días. Cabe mencionar que para el cálculo de esta razón se consideraron únicamente las cuentas por cobrar con partes relacionadas, ya que para 2017 no se contabilizaron cuentas por cobrar con terceros.
- v. Intervalo de defensa astringente.^{42/} Con el efectivo con el que dispuso la empresa al cierre del ejercicio, si dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 6.8 días.

En 2017, el monto total de las cuentas por cobrar de PEP ascendió a 980,516,679.0 miles de pesos, las cuales corresponden a documentos y cuentas por cobrar a Petróleos Mexicanos, empresas productivas subsidiarias y compañías subsidiarias, mientras que sus cuentas por pagar ascendieron a 120,843,884.0 miles de pesos, entre partes relacionadas y terceros. Por lo anterior, es recomendable que PEP mejore sus tiempos de cobranza con sus partes relacionadas, ya que su coste de oportunidad del diferencial de días de cobrar y por pagar ascendió a 83,015,072.0 miles de pesos cada 469.3 días, que es el tiempo de las cuentas por cobrar.

II) Liquidez

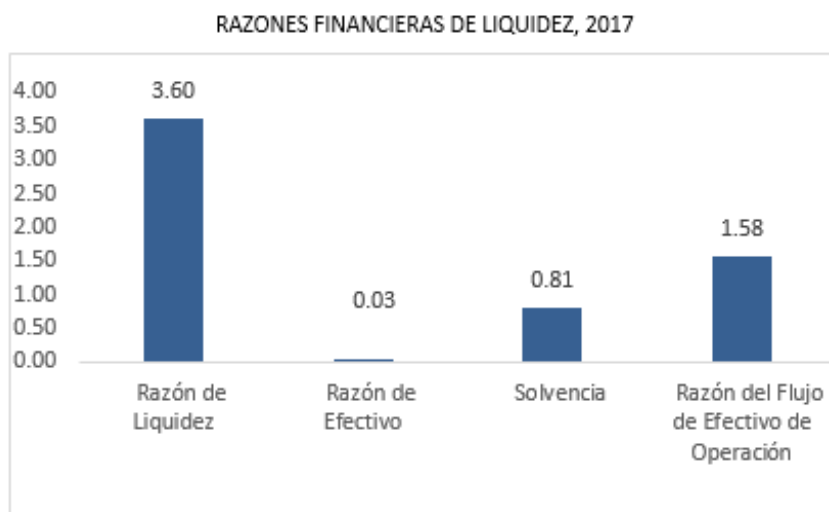
Estas razones financieras permiten analizar si la empresa contó con fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.^{43/}

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

^{41/} $365 * ((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar a terceros}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{42/} $365 * (\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{43/} 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.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. Razón de liquidez: la empresa contó con 3.60 pesos de activos circulantes por cada peso de pasivos circulantes. En términos generales de prácticas de mercado, se considera que la EPS es líquida, ya que cuenta con suficientes activos de pronta realización (principalmente cuentas por cobrar) para hacer frente a sus pasivos de corto plazo, aunque por la holgura en este indicador, también es muestra de que presenta activos circulantes en exceso que, en este caso, son cuentas por cobrar. Al respecto, el 94.4% de los activos circulantes fueron cuentas por cobrar, por lo que PEP presentó un riesgo de liquidez al tener tan alta concentración de recursos en cuentas por recuperar.

Cabe señalar que, con base en un análisis comparativo con 25 empresas internacionales, la ASF identificó que la razón de liquidez de PEP en 2017 fue de 3.6, cifra superior en 35.8% al promedio de 2.65 de las empresas analizadas de naturaleza similar a la empresa productiva subsidiaria.^{44/}

- ii. Razón de efectivo: considerando el efectivo y equivalentes con el que dispuso la EPS al cierre de 2017 (8,327,100.0 miles de pesos), ésta contó con 3 centavos por cada peso de pasivo circulante (288,713,134.0 miles de pesos). De acuerdo con las

^{44/} El cálculo se realizó con información de las 25 empresas comparables siguientes: 1) Cabot Oil & Gas; 2) Carrizo Oil; 3) Cimarex Energy; 4) Continental Resources; 5) Energi Mega Persada; 6) Granite Oil Corp; 7) Inpex Corp US; 8) Isramco Negev; 9) JKK Oil & Gas PLC; 10) Kosmos Energy Ltd; 11) Misen Energy; 12) Newfield Exploration Co; 13) Pakistan Petroleum; 14) Parex Resources Inc; 15) PDC Energy Inc; 16) Petron Malaysia Refining; 17) Peyto Exploration; 18) QGEP Participacoes; 19) Raging River Exploration Inc (RRX CN); 20) Selan Exploration Technology Ltd (SXT IN); 21) SEPLAT Petroleum Development Co Plc (SEPLAT NL); 22) Soco International PLC (SIA LN); 23) Tethys Oil AB (TETY SS); 24) Varyegannett OAO (VARNP RR), y 25) Woodside Petroleum Ltd (WPL AU).

prácticas generales de mercado, la empresa no dispuso de efectivo para hacer frente a sus pasivos circulantes, lo que se relaciona de forma indirecta con los plazos tan largos que tiene para recuperar sus cuentas por cobrar, que son superiores a un año.

- iii. Solvencia: la EPS contó con 81 centavos de activos totales por cada peso de pasivo total. Con base en las prácticas generales de mercado, y dada la proporción que guarda el activo total respecto del pasivo total (123.3% de los activos totales), la empresa no fue solvente. Respecto de las 25 empresas internacionales comparables con PEP, el resultado obtenido por la EPS de 0.81, la posiciona 72.8% por debajo del promedio del mercado, que fue de 2.98.
- iv. Flujo de efectivo de operación (EBITDA / Pasivo circulante): al comparar el EBITDA generado por PEP, con su pasivo circulante, se obtiene un resultado de 1.58 pesos. Lo anterior implica que la empresa genera suficiente flujo de efectivo para cubrir sus costos directos y gastos operativos o administrativos, y alcanza a cubrir su pasivo circulante 1.58 veces, por lo que se podría considerar que le sobran 58 centavos por cada peso de pasivo circulante para hacer frente a otras obligaciones de mayor plazo, o reinvertir en su planta productiva.

Con base en estos elementos, se considera que la empresa es líquida, pero requiere acelerar la recuperación de sus cuentas por cobrar para incrementar su efectivo disponible (ya que prácticamente no cuenta con él), a fin de mitigar su riesgo de liquidez, y no fue solvente, dado que su estructura financiera total no le alcanzaría para cubrir la totalidad de sus obligaciones de corto y largo plazo en un evento de liquidación. Cabe señalar que la EPS generó suficiente flujo de efectivo en su operación (EBITDA), que le permitiría cubrir al menos sus pasivos de corto plazo.

III) Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Asimismo, examinan la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la empresa de satisfacer sus compromisos de largo plazo y sus obligaciones de inversión.^{45/}

El resultado de las razones de apalancamiento de PEP, se muestra en el cuadro siguiente:

^{45/} 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 PEP, 2017

Deuda / Apalancamiento	Valor
Pasivo financiero / Capital Contable (veces)	(3.9)
Pasivo financiero / Activos Totales (veces)	0.92
Apalancamiento (veces)	(5.3)
Endeudamiento (%)	123.3%
Deuda Fin. a EBITDA (años)	4.2
Deuda Fin. Neta a EBITDA (años)	4.2
Cobertura de Intereses	Valor
EBITDA / Gastos Financieros	3.3
EBITDA / Gastos Financieros y Deuda Fin. CP	1.8

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. Pasivo Financiero / Capital Contable: el pasivo financiero (financiamientos de corto y largo plazo), representó 3.9 veces el capital contable negativo de la empresa; este último fue negativo debido a las pérdidas acumuladas y a la pérdida del ejercicio que tuvo la EPS.^{46/}
- ii. Pasivo Financiero / Activos Totales: la deuda financiera de corto y largo plazo de PEP representó 0.92 veces el activo total. Expresado de otra manera: la empresa contó con 92 centavos de pasivos financieros por cada peso de activo total. Al respecto, la Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos informó que este resultado representa un riesgo para PEP ya que no podría cubrir su endeudamiento.
- iii. Apalancamiento (Pasivo total / capital): como resultado del capital contable negativo de la empresa de 485,585,364.0 miles de pesos, ésta estuvo apalancada en 5.3 veces negativo, lo que refleja la pérdida de valor del capital, respecto del nivel de pasivos que la EPS registró. En comparación con las 25 empresas analizadas, el valor negativo de 5.3 veces obtenido por PEP refleja una variación de 1,809.7% respecto del promedio de las empresas analizadas que fue de 0.31 veces.
- iv. Endeudamiento (Pasivo total / activo total). Los pasivos totales de la empresa representaron 129.9% de los activos totales, integrados principalmente por su deuda a largo plazo con Petróleos Mexicanos, que equivalió al 86.6 % de sus activos totales. Lo anterior representa un riesgo para PEP al no contar con suficientes activos que pudieran cubrir, en un evento de liquidación de la empresa, el total de las obligaciones contraídas. Este resultado de 129.9% significa un endeudamiento 68.5

^{46/} Sobre esta situación, la Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos informó que el resultado de este indicador indica que PEP tiene mayor deuda a largo plazo que su capital invertido, lo que representa un riesgo para la continuidad operativa (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1174/2018 del 21 de noviembre de 2018).

puntos porcentuales superior al promedio de las 25 empresas analizadas, que fue de 61.38%.

- v. Deuda a EBITDA (Pasivo Financiero / EBITDA). Con el flujo de efectivo (EBITDA) que generó en 2017 la empresa, si se aplicará este flujo exclusivamente al pago de su deuda financiera de corto y largo plazo, la EPS tardaría en pagar 4.2 años sus obligaciones financieras. Este resultado denota que la empresa tiene capacidad para cubrir el capital adeudado con la utilidad operativa del negocio.^{47/}
- vi. Deuda Neta a EBITDA ((pasivo financiero – efectivo y equivalentes) / EBITDA). De manera análoga al resultado anterior, si se aplicara el efectivo y equivalentes con los que cerró PEP en 2017, más el flujo de efectivo (EBITDA) que generó en 2017, la empresa tardaría en pagar el total de estas obligaciones en 4.2 años. Comparando este resultado con el obtenido en Deuda Neta a EBITDA, resalta que se obtiene el mismo tiempo para el repago de la deuda financiera, reforzando la falta de efectivo y equivalentes de la empresa.
- vii. Cobertura de intereses (EBITDA / Gastos Financieros). El EBITDA generado en la operación de la empresa, al cierre de 2017, puede cubrir hasta 3.3 veces los intereses pagados en el mismo periodo. Este resultado denota la capacidad que tuvo PEP para cubrir con sus ingresos operativos los intereses ordinarios de la deuda de corto y largo plazo.
- viii. Cobertura de intereses (EBITDA / Gastos Financieros y Pasivos financiero de corto plazo): de manera análoga al resultado anterior, el EBITDA generado en la operación de la empresa, al cierre de 2017, fue equivalente a 1.8 veces los intereses que pagó la empresa, más su pasivo financiero de corto plazo al cierre del año, lo que denota la capacidad de PEP para repagar intereses de la deuda de corto y largo plazo más el capital de la deuda de corto plazo.

Con base en los indicadores anteriores, se determinó que PEP mantuvo un endeudamiento por encima de sus activos, ya que el pasivo total fue superior en 23.3% respecto de su activo total, lo que implica que se encontraría en situación de “quiebra técnica”, si fuera totalmente autónoma e independiente; además de que el capital de la EPS fue negativo como consecuencia del resultado negativo del ejercicio y de las pérdidas acumuladas que tiene, lo que podría ocasionar problemas en su estabilidad financiera.

Sin embargo, se considera que la empresa generó un flujo de efectivo (EBITDA) suficiente para cubrir sus costos financieros y hacer frente a sus obligaciones financieras de corto plazo.

^{47/} Información proporcionada por la Gerencia de Operación y Control Financiero de Petróleos Mexicanos de Petróleos Mexicanos (Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1174/2018 del 21 de noviembre de 2018).

c) Rentabilidad

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la entidad para generar utilidades o incremento en sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la entidad, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos.^{48/}

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de PEP, se utilizaron las dos razones financieras siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre capital contable (ROE).

- Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre capital contable (ROE)

La definición y las fórmulas de los indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL CONTABLE (ROE), 2017	
Definición del indicador	Fórmula del indicador ^{49/}
Rendimiento sobre activos (ROA)	
Es una medida que determina la utilidad neta generada por los activos de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.	$\frac{(UN)}{(AT)}$ donde: UN = utilidad neta AT = activos totales
Rendimiento sobre capital contable (ROE)	
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.	$\frac{(UN)}{(CC)}$ donde: UN = utilidad neta CC = capital contable

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

^{48/} 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.

^{49/} 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.

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

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTOS SOBRE CAPITAL (ROE)

Rendimiento sobre activos y rendimientos sobre capital	
Rendimiento sobre activos (ROA)	(7.2%)
Rendimiento sobre capital contable (ROE)	No representativo.

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

- i. ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales): en 2017, PEP no fue rentable ya que registró un ROA negativo de 7.2%, al presentar pérdidas netas por un monto de 150,388,699.0 miles de pesos, y activos totales por 2,084,554,035.0 miles de pesos.
- ii. ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable): durante 2017, PEP tuvo un capital contable negativo, resultado de las pérdidas del ejercicio y las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, y la utilidad del ejercicio fue negativa, por lo que no fue rentable.

Comparando los márgenes de rentabilidad sobre activos (ROA) y de rendimiento sobre capital (ROE) de las 25 empresas internacionales del segmento, identificadas por la ASF, los resultados obtenidos posicionan a la empresa productiva subsidiaria de la manera siguiente: 1) para el caso del ROA, 145.2 puntos porcentuales por debajo del promedio registrado en ese mercado, que fue de 138.0%; y 2) para el indicador ROE, las empresas internacionales registraron un promedio negativo de 36.6%, en tanto que PEP no fue rentable, ya que tuvo un capital contable negativo y la utilidad del ejercicio que registró fue negativa.

d) Generación de Valor Económico Agregado

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 el 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.^{50/}

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

^{50/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

MÉTRICAS PARA MEDIR LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO

Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	
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. ^{51/}	EBITDA = Ingresos netos – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos + depreciación y amortización
Margen de EBITDA	
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 / Ventas o ingresos
Valor económico agregado (EVA)	
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 (WACC) y la cantidad de capital empleado. ^{52/} 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. Una empresa tiene EVA o genera valor si la utilidad después de impuestos sobrepasa los costos y el rendimiento solicitado por los accionistas y acreedores de largo plazo.	EVA = NOPAT – WACC * Capital Invertido Dónde: Capital invertido = Activos totales – Pasivo circulante o de corto plazo WACC = costo promedio ponderado del capital EVA = valor económico agregado NOPAT = 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 DE CREACIÓN DE VALOR DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017

Concepto	Valor
EBITDA	454,880,854.0 miles de pesos
Productividad del Activo	21.8%
Eficiencia en Ventas	59.6%
Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC) ^{53/}	10.0%
Valor Económico Agregado (EVA)	40,188,244.0 miles de pesos

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

^{51/} Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

^{52/} Op. Cit.

^{53/} El costo de capital promedio ponderado (WACC) combina las tasas de rendimiento requeridas por los titulares de la deuda los titulares de la deuda y los accionistas.

EBITDA (Beneficio operativo antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones): en 2017, PEP obtuvo un EBITDA de 454,880,854.0 miles de pesos, lo que significa que la EPS tuvo la capacidad de generar beneficios operativos, considerando únicamente su actividad productiva; no obstante, este resultado se redujo en 24.3% respecto de 2016 (600,900,622.0 miles de pesos).^{54/}

Productividad del activo (EBITDA / Activo total): la empresa generó flujo en su operación (EBITDA) equivalente a 21.8% de sus activos. En comparación con el promedio internacional,^{55/} significa una diferencia superior en 47.4 puntos porcentuales, respecto del resultado negativo de 25.2% registrado en las 25 empresas analizadas por la ASF.

Eficiencia en ventas (EBITDA / Ingresos): respecto de los ingresos percibidos en el año, el flujo generado en la operación (EBITDA) de la empresa, después de cubrir costos y gastos, fue equivalente al 59.6% del total de sus ingresos por ventas. En comparación con las 25 empresas internacionales,^{56/} el resultado obtenido arroja una diferencia, en términos absolutos, superior en 38.3 puntos porcentuales, respecto del 21.3% registrado por las mismas.

Costo Promedio Ponderado del Capital (CPPC) (WACC por sus siglas en inglés): la ASF utilizó como costo promedio ponderado del capital, a la tasa de descuento social^{57/} determinada por SHCP. Para el cierre de 2017, el CPPC fue de 10%.^{58/}

Valor Económico Agregado (EVA): en este indicador, la EPS registró una generación de riqueza residual de 40,188,244.0 miles de pesos, en 2017, lo que financieramente implica que la empresa generó valor económico en su operación. Este resultado se debió a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0%) fueron positivos, y una vez aplicada la tasa impositiva, el margen ajustado por impuesto

^{54/} 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.

^{55/} El cálculo se realizó con información de las 25 empresas comparables siguientes: 1) Cabot Oil & Gas; 2) Carrizo Oil; 3) Cimarex Energy; 4) Continental Resources; 5) Energi Mega Persada; 6) Granite Oil Corp; 7) Inpex Corp US; 8) Isramco Negev; 9) JKN Oil & Gas PLC; 10) Kosmos Energy Ltd; 11) Misen Energy; 12) Newfield Exploration Co; 13) Pakistan Petroleum; 14) Parex Resources Inc; 15) PDC Energy Inc; 16) Petron Malaysia Refining; 17) Peyto Exploration; 18) QGEP Participacoes; 19) Raging River Exploration Inc (RRX CN); 20) Selan Exploration Technology Ltd (SXT IN); 21) SEPLAT Petroleum Development Co Plc (SEPLAT NL); 22) Soco International PLC (SIA LN); 23) Tethys Oil AB (TETY SS); 24) Varyegannet OAO (VARNP RR), y 25) Woodside Petroleum Ltd (WPL AU).

^{56/} ibíd.

^{57/} La tasa de descuento social es el “coste de oportunidad” que la sociedad atribuye a los recursos invertidos en un proyecto, en relación a sus posibles usos alternativos. Banco Interamericano de Desarrollo, Tasa de Descuento Social y Evaluación de Proyectos. 2016.

^{58/} El valor del CPPC de 10% es el mismo que PEP utilizó para el cálculo del Valor Económico Agregado (EVA). Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción. Informe Ejecutivo del Director General de Pemex Exploración y Producción. México. 2018.

(NOPAT, por sus siglas en inglés)^{59/} que resultó fue de 28.8% de los ingresos por ventas. El NOPAT fue suficiente para cubrir el rendimiento requerido por los accionistas patrimoniales y acreedores de largo plazo, que en este caso equivale a la tasa social de descuento determinada por la SHCP (10.0%), aplicada al capital que mantienen invertido en la empresa (Activos Totales – Pasivos de Corto Plazo), obteniendo un remanente positivo, por lo que se consideró que PEP generó valor económico.

Si bien la EPS registró un EVA positivo en 2017, este se redujo en 72.1%, respecto de 2016, año en el que fue de 144,237,032.6 miles de pesos.

e) Operaciones con partes relacionadas

En 2017, PEP registró, en sus estados financieros dictaminados, un total de 980,516,679.0 miles de pesos de cuentas por cobrar con partes relacionadas; mientras que sus cuentas por pagar ascendieron a 49,114,411.0 miles de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES RELACIONADAS DE PEP, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Cuentas por cobrar	
Pemex	894,760,561.0
P.M.I Comercio Internacional, S.A. de C.V.	45,231,161.0
Pemex Transformación Industrial	36,235,276.0
Pemex Logística	3,854,876.0
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.	421,543.0
Pemex Fertilizantes	9,007.0
Pemex Etileno	3,023.0
Pemex Perforación y Servicios	1,232
Total de cuentas por cobrar	980,516,679.0
Cuentas por pagar	
Pemex	30,184,803.0
Pemex Logística	9,895,337.0
Pemex Transformación Industrial	4,996,202.0
Pemex Perforación y Servicios	3,636,376.0
Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A.	223,064.0
PMI Norte América	115,876.0
I.I.I Servicios	35,221.0
Pemex Cogeneración	27,234.0
Pemex Etileno	298.0
Total de cuentas por pagar	49,114,411.0

FUENTE: elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de PEP, correspondientes al ejercicio fiscal 2017.

^{59/} El NOPAT (Net Operating Profit After Taxes) es el beneficio operativo neto después de impuestos. Esta cifra muestra los beneficios antes de obtener el costo de interés y después de cubrir el impuesto sobre la renta. Association of Chartered Certified Accountants, Economic value added versus profit-based measures of performance. 2011.

Un factor adicional que podría afectar los resultados financieros de PEP son los precios de transferencia con partes relacionadas. Al respecto, la empresa contrató a la firma de consultoría PricewaterhouseCoopers (PwC) para realizar un estudio de los precios de transferencia de la empresa, correspondientes a 2017, al que está obligada conforme a los artículos 90, 179 y 180 de la Ley del Impuesto sobre la Renta. En dicho estudio se concluyó que sus transacciones con partes relacionadas se ajustaron al “principio de valor de mercado”, el cual se refiere a que las operaciones con partes relacionadas se realicen considerando los precios y montos de contraprestaciones similares que se hubieran llevado a cabo con empresas independientes en operaciones comparables.

Sin embargo, se considera necesario profundizar en el análisis de las transacciones de esta EPS con sus partes relacionadas, ya que PEP cobró sus cuentas cada 469.3 días, y pagó sus cuentas cada 113.1 días. Lo anterior implica que la EPS financió a sus partes relacionadas al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representa un coste de oportunidad para la empresa, estimado por la ASF en 83,015,072.0 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.

Conclusión

En 2017, PEP careció de un plan de negocios orientado al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado; en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2017-2021 no se incluyeron métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PEP, su rentabilidad y capacidad de generación de valor económico,^{50/} y la EPS careció de estados financieros proforma (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. Ésto representó una seria limitante para medir su desempeño como Empresa Productiva Subsidiaria.

Ante esta situación, y con el propósito de evaluar el desempeño financiero de PEP, la ASF revisó los estados financieros dictaminados de la empresa, correspondientes a 2017, con los cuales calculó razones financieras y métricas de rentabilidad y de generación de valor económico.

Con base en el análisis realizado por la ASF se determinó que la EPS obtuvo los recursos suficientes para ser rentable, antes de impuestos y derechos, y generó valor económico para el Estado; sin embargo, si PEP fuera totalmente autónoma e independiente, esta EPS se encontraría en situación de “quiebra técnica”, entendida como aquella en la que los pasivos totales de la empresa exceden sus activos totales, y existe el riesgo de que sea incapaz de cumplir con sus obligaciones al momento que éstas se venzan, ya que, en 2017, los pasivos de la EPS (2,570,412,399.0 miles de pesos) fueron mayores que sus activos (2,084,554,035.0

^{50/} En respuesta a la presentación de resultados finales, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0045/2019 del 11 de enero de 2019, la EPS acreditó contar con métricas financieras para evaluar el desempeño financiero de PEP, a partir del año 2018.

miles de pesos). Al respecto, se identificó que, la política de reorganización de la empresa productiva del Estado condujo a que el patrimonio negativo de PEP se incrementara en 84.6% en el periodo 2015-2017, al pasar de 263,246,691.0 miles de pesos en 2015 a 485,858,364.0 miles de pesos en 2017, ya que se transfirieron activos de PEP a otras subsidiarias, y la EPS reconoció los resultados negativos de Petróleos Mexicanos en su conjunto.

Asimismo, en 2017, la empresa obtuvo un CAPEX negativo de 88,821,002.0 miles de pesos, este resultado implica una desinversión en activos fijos, explicada por la reasignación de activos utilizados en las actividades de perforación, de transporte y de salvaguarda estratégica para su aportación a Pemex Logística; Pemex Perforación y Servicios, y para la Subdirección de Salvaguarda Estratégica de Pemex, así como el reconocimiento contable del deterioro de pozos, ductos, inmuebles y equipo por 129,350,315.0 miles de pesos del ejercicio 2017.

El resultado neto de PEP después de impuestos y derechos, y de las pérdidas de empresas subsidiarias, asociadas o afiliadas, fue negativo en 150,388,699.0 miles de pesos, lo que representó un margen negativo neto, respecto de los ingresos por ventas, de 19.7%.

En lo que se refiere a su estabilidad financiera: la empresa no fue eficiente en la cobranza de sus cuentas, lo que afectó la entrada de flujo de efectivo, ya que recaudó sus cuentas por cobrar cada 469.3 días y pagó sus cuentas cada 113.1 días. Lo anterior implica que la EPS financió a sus partes relacionadas, al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representa un coste de oportunidad, estimado por la ASF en 83,015,072.0 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo.

El hecho de que la empresa haya cobrado sus cuentas cada 469.3 días, lo que equivale a 1.3 años, indica la existencia de “subsídios cruzados” entre PEP y sus partes relacionadas, lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidios cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia. Esta situación repercutió en que la EPS no contara con recursos suficientes para la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos. Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PEP.

La EPS tuvo liquidez, debido a que contó con 3.60 pesos de activos circulantes por cada peso de pasivos circulantes, pero requiere realizar sus cuentas por cobrar para evitar un riesgo de liquidez, ya que su efectivo es escaso. No fue solvente, porque sólo contó con 81 centavos de activos totales por cada peso de pasivo total, dado que su estructura financiera total no le alcanzaría para cubrir la totalidad de sus obligaciones de corto y largo plazo en un evento de liquidación.

Si bien, en 2017, PEP tuvo capacidad de generar un EBITDA de 454,880,854.0 miles de pesos, suficiente para cubrir sus costos y gastos y hacer frente a sus obligaciones financieras de corto plazo, éste se redujo en 24.3% respecto de 2016 (600,900,622.0 miles de pesos).^{61/}

En cuanto a su rentabilidad, PEP registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de las contribuciones fiscales registró pérdidas por 150,388,699.0 miles de pesos. Como resultado de esta situación, PEP obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 7.2%, ya que registró pérdidas netas por 150,388,699.0 miles de pesos, y sus activos totales ascendieron a 2,084,554,035.0 miles de pesos, por lo que la EPS no fue rentable, después del pago de impuestos y derechos.^{62/}

Por lo que se refiere a la generación de valor económico, en 2017, la EPS tuvo un EVA^{63/} de 40,188,244.0 miles de pesos, lo que implica que la empresa generó valor económico agregado en su operación. Este resultado se debió a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa fueron equivalentes a 41.2% de los ingresos por ventas, y una vez aplicada la tasa impositiva, el margen ajustado por impuesto (NOPAT) que resulta es de 28.8%. El NOPAT fue suficiente para cubrir el rendimiento mínimo requerido por la SHCP para la inversión en proyectos, que en este caso equivale a la tasa social de descuento determinada de 10.0%, obteniendo un remanente positivo.

Si bien la EPS registró un EVA positivo en 2017, este se redujo en 72.1%, respecto de 2016, año en el que fue de 144,237,032.6 miles de pesos.

Entre los factores que afectaron la situación financiera de PEP en 2017, se encuentran los siguientes:

- ~ Pasivo total: los pasivos totales de la empresa (2,570,412,399.0 miles de pesos) fueron superiores en 23.3% a los activos totales (2,084,554,035.0 miles de pesos). En cuanto al pasivo de corto y largo plazo, éstos representaron el 11.2% y 88.8% del pasivo total, respectivamente. El pasivo laboral equivalió a 17.4% del activo total de Petróleos Mexicanos, a 26.6% del total de los ingresos de dicha EPE, y a 29.6% de su pasivo laboral.
- ~ Cuentas por cobrar: la EPS financió a sus partes relacionadas al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representó un coste de oportunidad para la empresa.
- ~ Reducción en las reservas de hidrocarburos: en el periodo 2013-2017, la relación reservas-producción de gas natural disminuyó en 11.3 años, ya que, en 2013, las reservas

^{61/} 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.

^{62/} Respecto del Rendimiento sobre Capital (ROE), la empresa presentó un capital contable negativo, y su utilidad del ejercicio fue negativa, por lo que no fue rentable.

^{63/} El EVA mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo el costo de capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica.

totales alcanzaban para 25.7 años, pero se estimó que en 2017 éstas sólo durarían 14.4 años más.

- ~ Reducción en la extracción de gas natural: en el periodo 2013-2017, la producción de gas natural se redujo en 20.4%, al pasar de 6,370.3 mmpcd a 5,068.0 mmpcd, lo que implicó que la EPS recibiera menores ingresos por concepto de la venta de este hidrocarburo, y repercutió en una mayor dependencia energética, respecto de los mercados internacionales.
- ~ Régimen fiscal: la empresa efectuó el pago de derechos e impuestos por un monto de 337,941,781.0 miles de pesos, cifra que equivalió al 44.3% de los ingresos por ventas. Antes del pago de impuestos y derechos, la empresa obtuvo una utilidad bruta de 187,931,321.0 miles de pesos, que representó un margen antes de impuestos, respecto de los ingresos por ventas, de 24.6%; sin embargo, después del pago de impuestos se registró una utilidad negativa de 150,388,699.0 miles de pesos, que representó un margen negativo neto de 19.7%.^{64/}

Con base en los elementos anteriores, la ASF concluyó que, en 2017, correspondiente al tercer año de operación de PEP como empresa productiva subsidiaria, ésta obtuvo los recursos suficientes para ser rentable, antes de impuestos y derechos, y generó valor económico para el Estado; no obstante, si PEP fuera totalmente autónoma e independiente, esta EPS se encontraría en situación de “quiebra técnica”, provocada, entre otros factores, porque: sus pasivos sobrepasaron a sus activos; contó con un elevado pasivo laboral; financió a sus proveedores, al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, y su régimen fiscal repercutió en sus utilidades. Además, desde el punto de vista productivo, PEP no logró disminuir el deterioro en las reservas de gas natural ni en la extracción del hidrocarburo, situación que aumentó la dependencia energética del país.

2017-0-18100-07-0484-07-001 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca los términos para la estricta separación operativa y financiera de Pemex Exploración y Producción, a fin de que esta empresa esté en condiciones de operar de forma eficaz, eficiente, económica y transparente, y avance en su estabilidad financiera, con objeto de cumplir con lo establecido en el artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y el artículo 1, párrafo segundo, y 2, párrafo primero, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

^{64/} Esta situación se analiza en el resultado 3 “Implicaciones del régimen fiscal de PEP en el cumplimiento de su mandato” de este informe.

2017-6-90T9G-07-0484-07-002 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción en coordinación con Petróleos Mexicanos, redefina su planeación estratégica, con el propósito de avanzar en su estabilidad financiera en el corto y mediano plazos, mediante: a) el saneamiento financiero y la reestructuración de los pasivos de la empresa, para que ésta deje de estar en situación de quiebra técnica; b) el aumento de la inversión en su planta productiva de exploración y producción para elevar la exploración y extracción de gas natural, c) una mayor eficiencia en la cobranza de sus cuentas, para incrementar la entrada de flujo de efectivo y que la empresa sea solvente, a fin de lograr su objetivo de generar rentabilidad para el Estado mexicano en el largo plazo y evitar una mayor dependencia energética en materia de gas natural, con objeto de cumplir con lo establecido en el artículo 1, párrafo segundo, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción y la Estrategia Programática de Pemex Exploración y Producción, correspondiente al Presupuesto de Egresos de la Federación, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9G-07-0484-07-003 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción con base en las problemáticas financieras de la empresa, el deterioro de las reservas y la disminución en la producción del gas natural, presente a su Consejo de Administración las estrategias necesarias, de naturaleza financiera, productiva, tecnológica, organizativa y de capital humano, para elevar la exploración y extracción del gas natural, incluido el shale gas, e incrementar la utilización de su capacidad instalada de manera eficaz, eficiente y económica y, con ello, evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, con objeto de cumplir con el artículo 2, párrafo primero, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, y el artículo 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2017-6-90T9G-07-0484-07-004 Recomendación

Para que Pemex Exploración y Producción en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezca los mecanismos necesarios para elaborar un plan de negocios que incluya estados financieros proforma, que le permitan medir y evaluar su desempeño financiero en el cumplimiento del objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, con el objeto de cumplir con el artículo 89, fracción V, del Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

3. Implicaciones del régimen fiscal de PEP en el cumplimiento de su mandato^{65/}

PEP, como empresa productiva subsidiaria a cargo de la exploración y extracción de hidrocarburos, debe cumplir con dos mandatos:

- a) En el artículo primero, párrafo segundo, del Acuerdo de creación de la empresa productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, se establece que la empresa tiene como finalidad generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.
- b) En el artículo 2, fracción II, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos se dispone que el Estado mexicano percibirá ingresos por las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos de los asignatarios de áreas de exploración y extracción (Pemex Exploración y Producción).^{66/}

Para analizar las repercusiones del régimen fiscal de PEP en el cumplimiento de su mandato de generar rentabilidad y valor económico para el Estado, este resultado se dividió en dos apartados: a) Contribuciones fiscales a cargo de PEP por la exploración y extracción de hidrocarburos, y b) Implicaciones del régimen fiscal en el cumplimiento del mandato de generar rentabilidad y valor económico para el Estado mexicano.

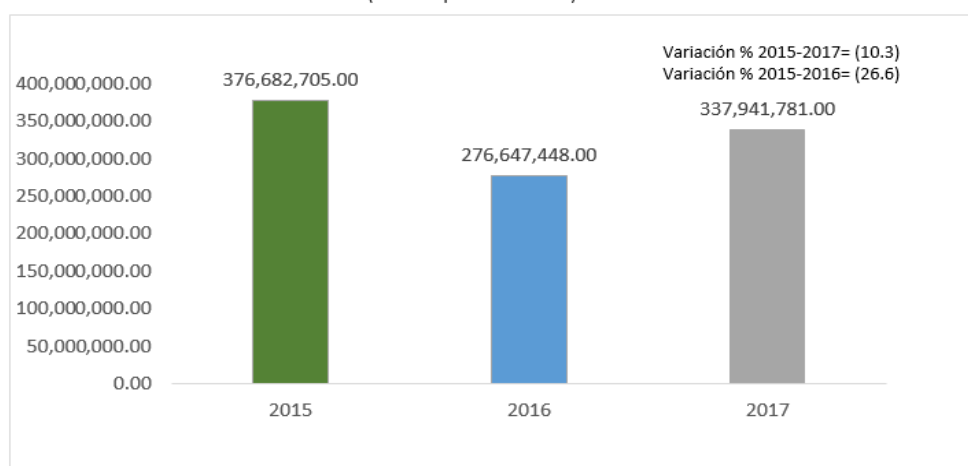
- a) Contribuciones fiscales a cargo de PEP por la exploración y extracción de hidrocarburos
 - Pago de derechos e impuestos

Para analizar el monto de los impuestos y derechos pagados por PEP como empresa productiva subsidiaria, la ASF revisó los estados financieros dictaminados de la empresa, correspondientes al periodo 2015-2017. Los derechos e impuestos pagados en dicho periodo se muestran a continuación:

^{65/} En este resultado no se formularon recomendaciones a PEP; sin embargo, sí se formuló una sugerencia a la Cámara de Diputados, la cual se encuentra al final de este informe.

^{66/} Los derechos e impuestos que debe pagar son: Derecho por utilidad compartida (DUC); Derecho de extracción de hidrocarburos (DEXTH), Derecho de exploración de hidrocarburos (DEXPH); Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos (IAEEH), e Impuesto sobre la Renta (ISR).

IMPUESTOS Y DERECHOS PAGADOS POR PEP PARA LA EXPLORACIÓN
Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS, 2017
(Miles de pesos corrientes)



FUENTE: PEP, Estados Financieros Dictaminados correspondientes al periodo 2015-2017.

En 2016 y 2017 el pago de impuestos y derechos se redujo, respecto de 2015, en 26.6% y 10.3%, respectivamente, debido a que, a partir de 2016, la EPS comenzó a recibir beneficios fiscales.

➤ Beneficios fiscales otorgados a PEP

En 2016 y 2017, PEP recibió dos beneficios fiscales por parte del Gobierno Federal,^{67/} como se detalla a continuación:

^{67/} En el artículo 39, fracción III, del Código Fiscal de la Federación se indica que, los “beneficios fiscales” son las deducciones o estímulos que se otorgan, por medio de decreto presidencial, a un determinado contribuyente.

EFECTOS DE LOS BENEFICIOS FISCALES EN LA SITUACIÓN FINANCIERA DE PEP, 2016-2017

(Miles de pesos corrientes)

Concepto	Años	
	2016	2017
Total de beneficios fiscales (a) =(b+c)	67,560,819.0	7,770,000.0
Primer beneficio (b)	40,213,913.0	7,770,000.0
Segundo beneficio (c)	27,346,906.0	n.a.
Pérdida neta de PEP con beneficios fiscales (d)	44,069,000.0	150,388,699.0
Pérdida neta de PEP sin beneficios fiscales (e)=(d+a)	111,629,819.0	158,158,699.0

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los estados financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción, 2013-2016.

n.a. No aplicable.

Los efectos de estos beneficios fiscales en la situación financiera de la EPS fueron los siguientes:

- En 2016, por decreto presidencial, se otorgaron dos beneficios fiscales a la empresa con la finalidad de garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos,^{68/} que ascendieron a 67,560,819.0 miles de pesos.
- El 18 de agosto de 2017, se publicó en el Diario Oficial de la Federación un decreto presidencial por medio del cual se otorgó un estímulo fiscal a PEP, con la finalidad de: “(...) evitar una pérdida de ingresos que afectaría a las entidades federativas, municipios y demarcaciones territoriales de la Ciudad de México, el Estado debe implementar mecanismos para garantizar la continuidad de las actividades de extracción de hidrocarburos”.^{69/} El beneficio que se obtuvo por la aplicación de este decreto fue de 7,770,000.0 miles de pesos. De acuerdo con los estados financieros de 2017, PEP espera continuar obteniendo dicho beneficio durante al menos los tres años siguientes.
- Sin los beneficios fiscales otorgados a PEP en 2016 (67,560,819.0 miles de pesos) la pérdida observada en ese año, de 44,069,000.0 miles de pesos, habría sido de 111,629,819.0 miles de pesos. Asimismo, sin los beneficios fiscales de 2017, que ascendieron a 7,770,000.0 miles de pesos, la pérdida neta de la empresa de 150,388,699.0 miles de pesos, habría sido de 158,158,699.0 miles de pesos.

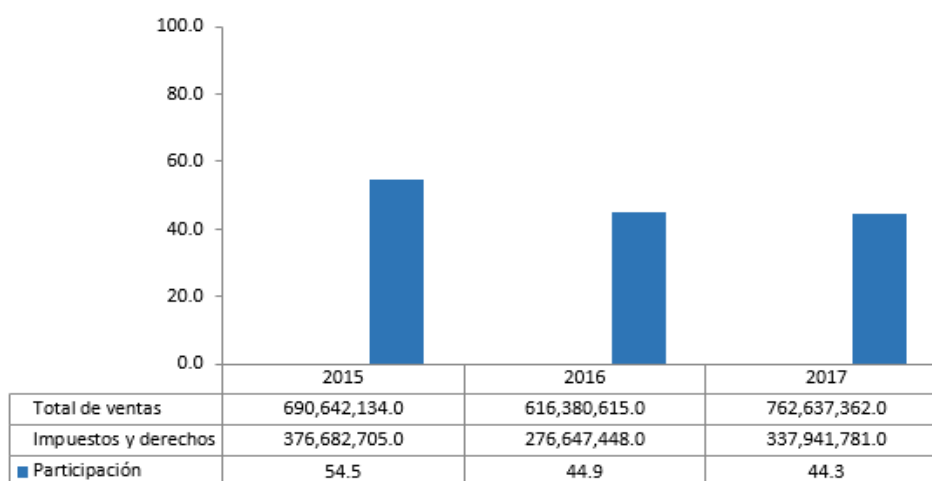
^{68/} Diario Oficial de la Federación, Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican. México, 2017.

^{69/} Petróleo crudo y gas natural.

- Porcentaje que representaron los impuestos y derechos pagados, respecto de las ventas netas de la EPS

El porcentaje que representaron las contribuciones fiscales a cargo de PEP, respecto de sus ventas totales de hidrocarburos, fue el siguiente:

PORCENTAJE QUE REPRESENTARON LOS IMPUESTOS Y DERECHOS, RESPECTO DE LAS VENTAS TOTALES DE HIDROCARBUROS, 2013-2017
(Miles de pesos corrientes)



FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los Estados Financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción, 2015-2017.

En 2017, las contribuciones fiscales representaron el 44.3% del total de las ventas netas de hidrocarburos, cifra que disminuyó en 10.2% puntos porcentuales, respecto de 2015, al pasar de 54.5% a 44.3%; sin embargo, el total de ventas en dicho periodo aumentó en 10.4%.

- Participación de los impuestos y derechos de PEP en los ingresos del Gobierno Federal

Las contribuciones fiscales que PEP aporta son una de las principales fuentes de ingresos del Gobierno Federal. En 2017, los impuestos y derechos sobre exploración y extracción de hidrocarburos que PEP pagó al Estado representaron el 6.8% de los ingresos presupuestarios del sector público federal en ese año, que ascendieron a 4,947,160,200.0 miles de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

INGRESOS DEL GOBIERNO FEDERAL, 2017

Millones de pesos corrientes

Concepto	Años		
	2015	2016	2017
Ingresos del Gobierno Federal	4,264,550.7	4,840,902.6	4,947,160.2
Tributarios	2,366,425.5	2,716,180.5	2,849,271.5
No tributarios	813,576.8	850,054.3	988,313.1
Ingresos de organismos y empresas	1,084,548.4	1,274,667.8	1,109,575.5
PEMEX	427,093.1	481,456.1	389,912.8
CFE	343,768.5	464,310.7	357,774.6
IMSS	269,339.4	282,854.1	312,638.2
ISSSTE	44,347.4	46,046.9	49,249.9
PEP impuestos y derechos	376,682.7	276,647.4	337,941.8
Participación (%)			
PEP/Ingresos del Gobierno Federal	8.8	5.7	6.8
PEP/ PEMEX	88.2	57.5	86.7
PEP/Ingresos de organismos y empresas	34.7	21.7	30.5

FUENTE: elaborado por la ASF con base los informes sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, 2015-2017.

Los impuestos y derechos que pagó PEP por la exploración y extracción de hidrocarburos en 2017 representaron el 86.7% del total de las contribuciones que registró Petróleos Mexicanos y el 30.5% de los ingresos del Gobierno Federal provenientes de otros organismos y empresas.

- b) Implicaciones del régimen fiscal en el cumplimiento del mandato de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

➤ Utilidad de PEP antes y después de impuestos y derechos

Como resultado del régimen fiscal de PEP, derivado de la Reforma Energética de 2013, la empresa registró pérdidas en sus resultados netos en el periodo 2015-2017, como se muestra a continuación:

REPERCUSIÓN DE LOS IMPUESTOS Y DERECHOS EN EL RESULTADO NETO DEL EJERCICIO, 2015-2017

(Miles de pesos corrientes)

Concepto	Años		
	2015	2016	2017
Utilidad antes de impuestos y derechos (a)	(287,036,415.0)	232,578,448.0	187,553,082.0
Impuestos y derechos (b)	376,682,705.0	276,647,448.0	337,941,781.0
Resultado neto del ejercicio c=(a –b)	(663,719,120.0)	(44,069,000.0)	(150,388,699.0)

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en los estados financieros dictaminados de Pemex Exploración y Producción, 2015-2017.

En el periodo 2016-2017, PEP registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de las contribuciones fiscales registró pérdidas de 663,719,120.0 miles de pesos en 2015, de 44,069,000.0 miles de pesos en 2016 y de 150,388,699.0 miles de pesos en 2017, por lo que la EPS no fue rentable para el Estado mexicano, lo que se reflejó en la situación financiera de la empresa.^{70/}

La ASF estimó que si PEP sólo pagara al Estado el Impuesto Sobre la Renta (ISR), que, en 2017, habría sido de 56,265,924.6 miles de pesos, la empresa habría registrado una utilidad neta de 131,287,157.4 miles de pesos.

- Repercusiones de los impuestos y derechos de PEP en la generación de rentabilidad y valor económico para el Estado

En el Capítulo I, inciso A, párrafo segundo, de las Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las empresas públicas se establece que: “Cuando las empresas públicas participan en actividades económicas en régimen de competencia, la forma en que mejor pueden servir a los ciudadanos es maximizando el valor a largo plazo y generando un flujo de ingresos adecuado para el Tesoro Público”.

Al respecto, se identificó que uno de los factores que influye en que PEP no esté en condiciones de generar rentabilidad para el Estado es el régimen fiscal al que está obligada la EPS, como se detalla a continuación:

- En 2017, las contribuciones fiscales representaron el 44.3% del total de las ventas netas de hidrocarburos de PEP.
- En 2017, PEP registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de las contribuciones fiscales registró pérdidas de 150,388,699.0 miles de pesos.
- Debido a los resultados negativos de los ejercicios 2016 y 2017, el Gobierno Federal otorgó beneficios fiscales a PEP para garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción.

^{70/} El detalle de la situación financiera se encuentra en el resultado de “Generación de valor y rentabilidad” de este informe.

- Los impuestos y derechos pagados de 377,941,781.0 miles de pesos son una de las principales fuentes de ingresos del Gobierno Federal, ya que representaron el 6.8% de los ingresos presupuestarios del sector público en ese año.

Con base en estos elementos, la ASF considera que se requieren modificaciones legislativas para que el régimen fiscal al que está sujeta la empresa productiva subsidiaria le permita cumplir con el mandato de generar rentabilidad para el Estado y, al mismo tiempo, provea de ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación.

Lo anterior le permitiría a la EPS:

- Realizar mayores inversiones en la exploración de hidrocarburos, lo cual podría reflejarse en un aumento en la incorporación de reservas, la tasa de restitución de reservas y en la relación reservas-producción de hidrocarburos, así como en un aumento de la producción de éstos.
- Mejorar los indicadores de costo de producción y costo de descubrimiento y desarrollo, y estar en condiciones de no recibir los beneficios fiscales que le fueron otorgados en 2016 y 2017.

4. Costo de producción de hidrocarburos

Este resultado se dividió en tres apartados: a) Costo de producción de petróleo crudo equivalente en 2017; b) Costo de producción de gas no asociado en 2018, y c) Costos de producción en comparación con empresas internacionales.

- a) Costos de producción de petróleo crudo equivalente
 - Costos de producción de petróleo crudo equivalente en 2017

En 2017, PEP realizó el cálculo del indicador “Costo de producción”,^{71/} de acuerdo con la práctica internacional de registrar el costo en términos de la mezcla de petróleo crudo y gas asociado, debido a las condiciones naturales en que se presentan ambos hidrocarburos, y lo reportó en barriles de petróleo crudo equivalente.^{72/}

En 2017, el costo de producción de hidrocarburos fue de 10.8 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (dls/bpce), resultado que fue superior en 1.0 dls/bpce (10.2%) a lo programado de 9.8 dls/bpce. Al respecto, PEP informó que se rebasó el límite del costo de

^{71/} El indicador permite conocer cuánto cuesta a la empresa extraer cada barril de petróleo crudo equivalente (el cual agrupa petróleo crudo, gas natural y líquidos del gas).

^{72/} El petróleo crudo equivalente es una unidad de medida utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de petróleo crudo, líquidos de planta y gas natural. Esta unidad de medida es utilizada por las compañías de petróleo y gas para el balance de sus estados financieros como una forma de combinar reservas de petróleo y gas natural, bajo una sola unidad de medida. Sobre este aspecto, la OCDE señala que: “a menudo se dan situaciones en las que operaciones se encuentran tan estrechamente ligadas entre sí, o su continuidad está tan marcada, que no pueden valorarse adecuadamente por separado”. OCDE, 2010, “Directrices de la OCDE aplicables en materia de precios de transferencia a empresas multinacionales y administraciones tributarias”, Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 132.

producción establecido inicialmente por el incremento de 22.2% en los derechos e impuestos por la exploración y extracción de hidrocarburos, que pasaron de 276,647,448.0 miles de pesos en 2016 a 337,941,781.0 miles de pesos en 2017;^{23/} así como por el aumento en el gasto destinado al mantenimiento de equipos e instalaciones y el costo de administración del corporativo.

- Costos de producción de petróleo crudo equivalente desglosados por región en 2017

En 2017, se rebasó el costo de producción programado en tres de las cuatro regiones productivas de PEP (Aguas Someras AS01 y AS02, así como en el Bloque Norte). El mayor costo de producción de petróleo crudo equivalente se presentó en la región del Bloque Norte, con 18.9 dls/bpce, y la producción registrada de esta zona fue la más baja de las cuatro regiones con 109.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). Al respecto, la empresa señaló que lo anterior se debió a un aumento en los gastos destinados al mantenimiento de equipos e instalaciones, así como al incremento de 22.2% en los derechos de exploración y extracción de hidrocarburos en el periodo 2016-2017, al pasar de 276,647,448.0 miles de pesos, en 2016, a 337,941,781.0 miles de pesos, en 2017.

Ante el incumplimiento de las metas del costo de producción, y como hechos posteriores, PEP acreditó haber diseñado e instrumentado la “Estrategia de Atención del Programa 2018”, con la finalidad de mejorar los resultados del indicador de costo de producción, en cada una de las cuatro regiones analizadas (Aguas Someras AS01, Aguas Someras AS02, Bloque Sur y Bloque Norte), en la que se evalúan los resultados de este indicador a 2017 y se establece un Plan Táctico de Producción Sostenible, con el que se busca, por medio de cinco objetivos específicos y doce estrategias, desarrollar la explotación de hidrocarburos para la comercialización, manteniendo un costo de producción competitivo; administrando integralmente los yacimientos; aplicando buenas prácticas y tecnologías; conteniendo la declinación de las reservas y de la producción de hidrocarburos; incorporando producción en las cuatro regiones productivas (Aguas Someras AS01, Aguas Someras AS02, Bloque Sur y Bloque Norte); fomentando las asociaciones estratégicas de explotación, y mejorando la rentabilidad de las asignaciones. Para la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF practicará la auditoría de desempeño 455-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”, en la que revisará los avances en esta materia.

- Costos de producción de petróleo crudo equivalente en el periodo 2013-2017

En el periodo 2013-2017, el gasto total erogado en la producción de petróleo crudo equivalente aumentó en 3.3%; sin embargo, la producción disminuyó 25.4%, al pasar de 1,339.7 mmbpce a 999.3 mmbpce, lo que provocó que el costo de producción fuera mayor 36.7% en 2017, respecto de 2013.

En el periodo de 2016 a 2017, los rubros que incrementaron los gastos de producción de hidrocarburos fueron, principalmente, el pago de derechos de extracción de hidrocarburos y del impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, los cuales

^{23/} Pemex Exploración y Producción (PEP), Estados Financieros al 31 de diciembre de 2017 y 2016. México, 2018, p.6.

ascendieron a 14,412.6 millones de pesos, así como los servicios varios contratados que se incrementaron en 10,148.9 millones de pesos.

b) Costo de producción de gas no asociado en 2018

Pemex Exploración y Producción informó que, si bien en 2017 no contó con un indicador específico para medir el costo de producción de gas no asociado,^{74/} como hechos posteriores, para el ejercicio fiscal 2018, se diseñó dicho indicador.

La EPS precisó que el indicador de costo de producción de gas no asociado no es considerado una práctica internacional, ya que el costo de producción se reporta en términos de petróleo crudo equivalente (la mezcla de petróleo crudo y gas asociado); sin embargo, como práctica interna exclusiva de PEP, la empresa se enfocó en determinar un indicador que permitiera medir el costo de producción de gas no asociado en campos donde sólo se produce gas natural.

Al primer trimestre de 2018, el costo de producción fue de 2.0 dólares por millar de pies cúbicos de gas no asociado (dls/mpc), resultado superior en 11.1% (0.2 dls/mpc) a la meta límite de 1.8 dls/mpc. Debido a que este indicador se creó de manera específica para el uso de PEP, no existe una referencia internacional, por lo que no es posible realizar una evaluación comparativa, respecto de otras empresas internacionales.

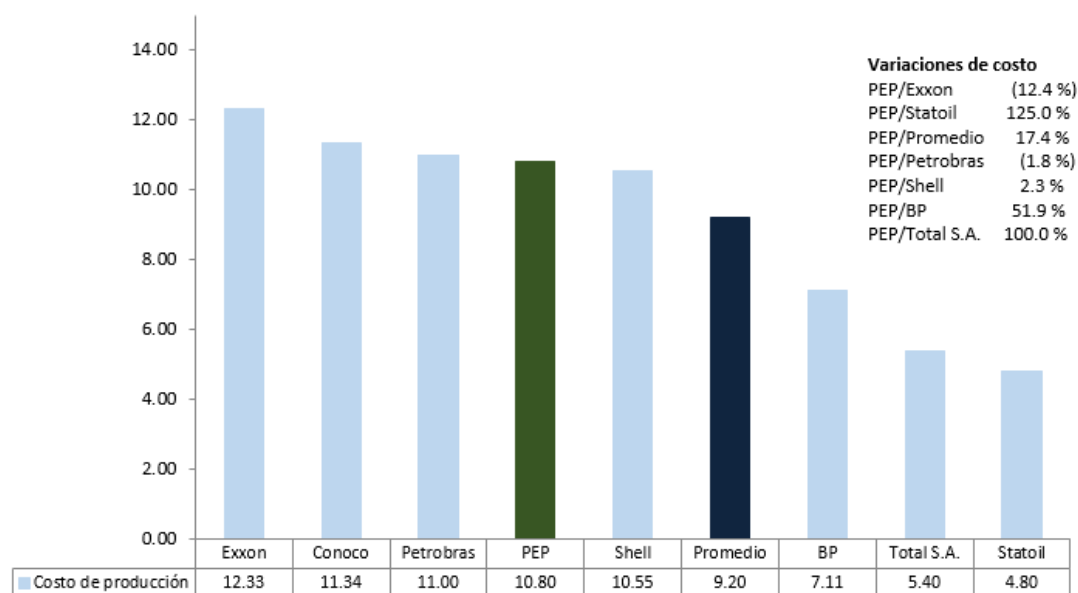
c) Costos de producción en comparación con empresas internacionales

El benchmarking de los costos de producción se realizó con base en el formato 20F-2017 de la Security and Exchange Commission (SEC),^{75/} el cual se publica cada año y compara los principales resultados de las empresas petroleras registradas en esa institución. El comparativo internacional de los costos de producción se presenta a continuación:

^{74/} El gas no asociado es el que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

^{75/} La SEC es una institución independiente del gobierno de los Estados Unidos encargada de vigilar el cumplimiento de las Leyes Federales del Mercado de Valores, la regulación de las bolsas de valores y el mercado de opciones de Estados Unidos. Pemex está registrado en esta institución y, para mantener su registro, tiene la obligación de presentar varios formularios. Este registro permite que los valores de Pemex sean comparados por cualquier persona u organización en los mercados.

**COSTO DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO EQUIVALENTE EN COMPARACIÓN
CON OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES, 2017
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)**



Fuente: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/308/2018 del 13 de abril de 2018; el Informe Anual 2016 de Petróleos Mexicanos y los reportes anuales 2017 de las empresas Conoco, Shell, Petrobras, Exxon, BP, Total S.A. y Statoil.

El comparativo del costo de producción de hidrocarburos de las empresas registradas en la SEC se integró por ocho compañías. En 2017, el costo de PEP fue superior en 17.4% al costo promedio de 9.2 dls/bpce, y mayor que el de cuatro empresas petroleras: Shell en 2.3%; BP en 51.9%, Total S.A. en 100.0% y Statoil en 125.0%; esta última fue la que registró el costo más bajo de producción, con 4.8 dls/bpce. No obstante, el costo de producción de PEP fue inferior en 12.4% a lo registrado por Exxon, la empresa con el costo de producción más alto (12.33 dls/bpce).

5. Costo de descubrimiento y desarrollo de yacimientos de hidrocarburos

Este resultado se dividió en dos apartados: a) Meta y resultado del costo de descubrimiento y desarrollo en el periodo 2015-2017 y b) Inversión en descubrimiento y desarrollo en el periodo 2013-2017.

a) Meta y resultado del costo de descubrimiento y desarrollo en el periodo 2015-2017

El indicador de costo de descubrimiento y desarrollo^{76/} se calcula en periodos móviles de tres años, con la finalidad de minimizar la volatilidad que presenta el indicador anual. PEP realiza

^{76/} El indicador permite conocer la eficiencia de las inversiones de la empresa para contar con reservas probadas desarrolladas.

el cálculo del indicador de acuerdo con la práctica internacional de registrar íntegramente tanto el costo de descubrimiento y desarrollo de la mezcla de petróleo crudo y gas asociado, como el costo de gas no asociado, debido a las condiciones naturales en que se presentan ambos hidrocarburos y lo reporta en barriles de petróleo crudo equivalente.^{27/} Debido a las razones expuestas, no es posible realizar un análisis específico sobre los costos de descubrimiento y desarrollo exclusivos del gas natural.

Con la revisión de la información proporcionada por la empresa, se constató que para el periodo móvil 2015-2017, no se estableció una meta, ni se reportó un resultado sobre este indicador. Al respecto, PEP explicó que el cálculo de este indicador sólo se realiza con valores positivos, y la variación neta de las reservas probadas fue negativa en dicho periodo, como se muestra a continuación:

COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2015-2017

(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)

Concepto	Meta			Real			Meta	Real	Variación absoluta		Variación %	
	2015	2016	2017	2015	2016	2017	2015-2017		2017	2015-2017	2017	2015-2017
Costo de descubrimiento y desarrollo (dls a 2017/bpce) (c)=(a/b)	(40.9)	(448.1)	45.7	(40.9)	(448.1)	31.3	(115.1)	(151.3)	(14.4)	n.a.	(31.5)	n.a.
Inversión en descubrimiento y desarrollo (millones de dls) (a)	15,709.2	8,514.2	6,311.1	15,709.2	8,514.2	6,304.5	30,534.6	30,527.9	(6.6)	(6.7)	(0.1)	(0.02)
Variación neta de reservas probadas desarrolladas (millones de bpce) (b)	(384.3)	(19.0)	138.0	(384.3)	(19.0)	201.5	(265.3)	(201.8)	63.5	n.a.	46.0	n.a.

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada mediante los oficios núms. CA/COMAUD/GAFLTIEIR/EIR/052/2018 del 25 de enero de 2018, CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/308/2018 del 13 de abril de 2018 y DGADDE/185/2018 del 05 de julio de 2018.

Dls/bpce: dólares por barril de petróleo crudo equivalente.

n.a. No aplica.

La ASF calculó el costo de descubrimiento y desarrollo de los años 2015, 2016 y 2017, dividiendo la inversión en descubrimiento y desarrollo entre la variación neta de reservas probadas desarrolladas; el resultado negativo obtenido para los años 2015 y 2016 se debió a que no se incorporaron nuevos yacimientos, por lo que los resultados fueron “no representativos”.

^{27/} El petróleo crudo equivalente es una unidad de medida utilizada a nivel internacional para reportar el inventario total de hidrocarburos. Su valor resulta de adicionar los volúmenes de petróleo crudo, líquidos de planta y gas natural.

Por ello, se determinó que, en el periodo 2015-2017, el indicador establecido no permitió medir el costo de descubrimiento y desarrollo de petróleo crudo equivalente, a fin de comparar los resultados contra lo programado; no obstante, la Gerencia de Seguimiento y Mejora Continua de Costos informó y documentó que, en 2017, el indicador fue útil para medir el costo de descubrimiento y desarrollo, ya que las reservas probadas desarrolladas aumentaron, por lo que para ese año se estableció una meta de 45.7 dólares de barril de petróleo crudo equivalente, y se registró un resultado de 31.3 dólares por barril de petróleo crudo equivalente,^{78/} 31.5% menos que el costo programado.

Dado que el indicador no permitió calcular el costo de descubrimiento y desarrollo obtenido en el periodo móvil 2015-2017, no fue posible emitir un pronunciamiento, respecto de su posición en comparación con empresas internacionales porque, como práctica internacional, el indicador se mide de forma trianual, por lo que los costos de las empresas petroleras se reportaron como un promedio del periodo 2015-2017; en tanto que, en el caso de PEP, la empresa únicamente contó con información correspondiente al resultado obtenido en 2017.

b) Inversión en descubrimiento y desarrollo en el periodo 2013-2017

En el periodo 2013-2017, la inversión en descubrimiento y desarrollo disminuyó en 69.6%, al pasar de 20,716.4 a 6,304.5 millones de dólares. Al respecto, PEP proporcionó el Acta de la sesión 924 del 19 de diciembre de 2017, en la cual la EPS presentó al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos la “Estrategia de Incorporación de Reservas de Hidrocarburos a 2021 e indicadores de eficiencia”, con el propósito de incrementar las reservas de hidrocarburos. En dicho documento, se propusieron tres iniciativas para asegurar la incorporación de reservas 3P ^{79/} por 1,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año, las cuales se presentan a continuación:

- Fortalecer el portafolio de exploración, obteniendo certeza de la continuidad de las áreas asignadas en la ronda cero en las que se requería más tiempo para maximizar su valor.
- Acelerar la actividad en yacimientos no convencionales.

^{78/} Al respecto, en 2017, el precio promedio del barril de petróleo crudo, en el mercado internacional, fue de 60.0 dólares por barril. U.S. Energy Information Administration (EIA). Crude Oil prices increased in 2017, and Brent-WTI spread widened. Estados Unidos, 2018.

^{79/} Las reservas 3P, son la suma de las reservas probadas, probables y posibles. Las reservas probadas, son cantidades estimadas de hidrocarburo con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica con una probabilidad de 90.0%; las reservas probables, son los volúmenes más factibles de ser comercialmente recuperables, ya que existe una probabilidad de al menos 50.0%, y las reservas posibles se definen como aquellas donde la recuperación comercial de volúmenes es menos factible, con una probabilidad de 10.0%.

- Continuar con la migración con socios en las áreas en las que Pemex requiere complementar capacidades y compartir riesgos, así como acceder a nuevas áreas.

Para lograr lo anterior, PEP señala que requiere llevar a cabo inversiones por 69,300,000,000.0 miles de pesos, con lo que se lograría la meta de incorporar reservas por 1,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en el periodo 2021-2022. Como hechos posteriores, PEP acreditó que, en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2018, el monto destinado a la actividad institucional 229 “Exploraciones para descubrir yacimientos de hidrocarburos” presentó un incremento de 68.9%, respecto de 2016, al pasar de 14,749,194.6 miles de pesos a 24,914,104.8 miles de pesos, a fin de incorporar de reservas, lo cual contribuirá a cumplir con las metas del indicador de costos de descubrimiento y desarrollo. Para la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF practicará la auditoría de desempeño 455-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”, en la que revisará los avances en esta materia.

6. Producción de gas natural

Este resultado se dividió en tres apartados: a) Producción de gas natural por bloque y activo en 2017, b) Producción de gas natural por bloque y activo^{80/} en el periodo 2013-2017, y c) Producción de shale gas.

a) Producción de gas natural por bloque y activo en 2017

En 2017, PEP obtuvo una producción total de 5,068.0 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural, de los cuales el 80.1% (4,057.2 mmpcd) fue de gas asociado y el 19.9% (1,010.8 mmpcd) de gas no asociado, con una extracción de 339.0 mmpcd mayor a la programada (4,729.0 mmpcd), lo que representó un cumplimiento de 107.2%. Al respecto, la empresa señaló que se superó la meta de producción debido a que realizó una conificación de gas^{81/} en los pozos productores, lo que ocasionó una reducción de la producción de petróleo crudo y un aumento de producción de gas asociado; además, se comenzó el desarrollo de los campos Ixtoc y Kambesah.

Del total de la producción de gas natural obtenido (5,068.0 mmpcd), se aprovechó el 93.0%, y el gas enviado a la atmosfera representó el 7.0% (355.8 mmpcd) de la producción total del hidrocarburo.

^{80/} Los bloques de producción son una división regional interna de PEP con el objetivo de explorar y producir hidrocarburos, los cuales se encuentra divididos en activos de producción. Los activos son las subdivisiones de los bloques para descubrir nuevos yacimientos de petróleo y administrar los campos petroleros. Los bloques de producción de PEP en 2017 fueron los siguientes: a) Aguas Someras AS01, comprendió los activos de Cantarell y Ku-Maloob-Zaap; b) Aguas Someras AS02, incluyó los activos de Abkatún-Pol-Chuc y el Litoral de Tabasco; c) la región Bloque Sur que comprendió los activos Macuspana-Muspac, Samaria-Luna, Bellota-Jujo y Cinco Presidentes, y d) el bloque Norte, que incluyó los activos de Burgos, Veracruz, Aceite Terciario del Golfo y Poza Rica-Altamira.

^{81/} La conificación de gas es el cambio producido en el contacto gas/petróleo como resultado de las caídas de presión durante la producción.

- Gas enviado a los Complejos Procesadores de Gas en 2017

En 2017, PEP programó enviar a los Complejos Procesadores de Gas 3,686.4 mmpcd, de los cuales entregó el 98.6% (3,635.6 mmpcd), lo que representó el 71.7% del total de la producción de ese año.^{82/} Al respecto, la empresa explicó que no entregó 50.8 mmpcd del gas natural programado a PTRI porque se registraron fallas de equipos; problemas operativos que impidieron el cumplimiento de los parámetros de operación en la entrega de los hidrocarburos, en lo que se refiere a su volumen, flujo, presión y calidad, y se registró el cierre de pozos y la libranza operativa,^{83/} lo que implicó dejar fuera de operación instalaciones o ductos, con la finalidad de restituir la integridad y características de su diseño, para dar continuidad operativa y seguridad.

b) Producción de gas natural por bloque y activo en el periodo 2013-2017

Si bien en 2017, la producción fue mayor que la programada, en el periodo 2013-2017, la producción de gas natural se redujo en 20.4%, al pasar de 6,370.3 mmpcd en 2013 a 5,068.0 mmpcd en 2017, debido a la disminución de la producción de gas asociado y no asociado de 11.9% y 42.7%, respectivamente.

Además, en el mismo periodo, las metas de producción de gas natural disminuyeron en 23.5% al pasar de 6,181.3 mmpcd a 4,729.0 mmpcd, y se espera que esta tendencia decreciente continúe, ya que en la Prospectiva de Gas Natural 2017-2031, documento de planeación emitido por la SENER, se estima que la producción de gas natural, proveniente de los campos asignados a PEP con la Ronda Cero, disminuya en 23.0% en 2031, respecto de 2017, debido a que la inversión en los campos de extracción será menor. Al respecto, PEP señaló que las actividades de exploración y producción de gas natural son menos rentables que las de petróleo crudo. Con el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/052/2018 del 25 de enero de 2018 la empresa productiva precisó que, a raíz de la caída de los precios de hidrocarburos en el ámbito internacional, la exploración de recursos prospectivos se ha enfocado en áreas propensas de contener hidrocarburos líquidos, reduciendo las actividades realizadas para los recursos prospectivos de gas.

La empresa indicó que la rentabilidad de las oportunidades del portafolio de exploración y extracción de hidrocarburos se determina por medio del valor monetario esperado(VME).^{84/}

^{82/} El 28.3% de la producción restante de gas natural se integró de la forma siguiente: el 7.0% del gas que se envió a la atmósfera y el 21.3% fue usado, como autoconsumo, en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

^{83/} La libranza operativa es el procedimiento que se realiza por medio de la calibración y ultrasonido de las tuberías existentes para instalar interconexiones, con la finalidad de reforzar la operación óptima de los ductos y garantizar el transporte de los hidrocarburos de manera segura. Subsecretaría de Hidrocarburos, "Glosario de Términos Petroleros", Secretaría de Energía. México, 2015.

^{84/} El valor monetario esperado es una métrica económica utilizada para cuantificar el valor de un proyecto de inversión que se ve influenciado por un determinado conjunto de riesgos, lo cual permite comparar metodológicamente una o más alternativas de inversión bajo escenarios de incertidumbre.

Los resultados de la composición del portafolio de oportunidades exploratorias por tipo de hidrocarburo en 2017, se muestran en el cuadro siguiente:

COMPOSICIÓN DEL PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES DE EXPLORACIÓN
POR TIPO DE HIDROCARBURO, 2013-2017

Año	Número de oportunidades			Número de oportunidades con VME positivo (mayor a 0)			Número de oportunidades con VME negativo (menor a 0)		
	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total	Petróleo	Gas	Total
2013	2,014	762	2,776	1,410	194	1,604	604	568	1,172
2014	541	225	766	431	11	442	110	214	324
2015	518	207	725	264	0	264	254	207	461
2016	472	207	679	281	1	282	191	206	397
2017	467	205	672	298	2	300	169	203	372
Variación % 2013-2017	(76.8)	(73.1)	(75.8)	(78.9)	(99.0)	(81.3)	(72.0)	(64.3)	(68.3)

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada mediante oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0515/2018 del 30 de julio de 2018.

Para 2017, las oportunidades exploratorias de gas fueron de 205 áreas, pero 203 áreas tuvieron un valor monetario esperado negativo (99.0%), mientras que, en el caso del petróleo crudo, se reportaron 467 áreas, de las cuales 298 registraron un VME positivo (63.8%).

Durante el periodo 2013-2017, se observó que las oportunidades de gas con valor monetario esperado positivo disminuyeron en 99.0%, al pasar de 194 en 2013 a 2 en 2017, mientras que las de petróleo crudo disminuyeron en 78.9%, al pasar de 1,410 a 298 oportunidades.

Si bien, de 2013 a 2017, PEP redujo su producción de gas natural y se estima que esta tendencia decreciente continuará para el periodo 2017-2031, debido a que, actualmente, la EPS considera menos rentable esta línea de negocio, en comparación con la de petróleo crudo, el gas natural sigue siendo un insumo estratégico para los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, y se prevé que su demanda aumente en 26.8% en 2031,^{85/} por lo que la disminución en su producción podría limitar la contribución de la empresa en el abasto del hidrocarburo en el mediano plazo, en un entorno en el que PEP se mantendrá como la principal empresa que extraiga este hidrocarburo en el periodo 2018-2022;^{86/} por lo que existe el riesgo de que la disminución en la producción incremente aún más las importaciones del hidrocarburo y ocasione una mayor dependencia respecto del mercado internacional.

^{85/} Secretaría de Energía (SENER), Prospectiva de gas natural 2017-2031. México, 2017, pp. 35-36.

^{86/} Los contratos que resultaron de las rondas 2.2 y 2.3, estiman un periodo inicial de exploración con una duración de hasta cuatro años, sin considerar el periodo de desarrollo de las reservas, por lo que, aproximadamente, los resultados de las empresas privadas en la exploración y producción de gas natural se obtendrían en el periodo 2021-2022.

Además, en el periodo 2013-2017, el gas natural enviado por PEP para su procesamiento en los CPG disminuyó en 30.0%, al pasar de 5,192.3 a 3,635.6 mmpcd, debido, principalmente, a que la producción de este hidrocarburo se redujo en 20.4%, en el periodo de análisis, por la declinación de los campos de hidrocarburos y porque la extracción del gas natural ha sido menos rentable que la del petróleo crudo.

c) Producción de shale gas

En 2017, la producción de gas proveniente de yacimientos shale^{87/} de PEP fue de 2.0 mmpcd, lo que representó únicamente el 0.0395% de la producción total de gas natural de la empresa (5,068.0 mmpcd).

En el periodo 2013- 2017, la producción de gas proveniente de yacimientos shale fue la siguiente:

PRODUCCIÓN DE GAS PROVENIENTE DE YACIMIENTOS SHALE, 2013-2017 (Millones de pies cúbicos diarios)							
Concepto	Organismo Subsidiario		Empresa productiva subsidiaria			Variación %	
	2013	2014	2015	2016	2017	2013-2017	2015-2017
Producción total de gas natural ^{1/}	6,370.3	6,531.9	6,401.0	5,792.5	5,068.0	(20.4)	(20.8)
Producción de shale gas	3.8	4.5	2.8	1.9	2.0	(47.4)	(28.6)
Participación en la producción	0.0597	0.0689	0.0437	0.0328	0.0395	(0.0202) p.p.	(0.0043) p.p.

FUENTE: elaborado por la Auditoría Superior de la Federación mediante los oficios núms. CA/COMAUD/GAFLTIEIR/EIR/073/2018 del 2 de febrero de 2018 y CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/343/2018 del 19 de abril de 2018.

Nota: Los campos de producción Emergente, Habáno y Percutor pertenecen al Activo Integral de Producción Bloque N01 (Burgos), el cual se encuentra en el Bloque Norte.

^{1/} La producción total incluye nitrógeno.

P.p. Puntos porcentuales.

En el periodo 2013-2017, la producción de gas proveniente de yacimientos shale disminuyó en 47.4%, al pasar de 3.8 mmpcd a 2.0 mmpcd; asimismo, se observó que su participación, respecto de la producción de gas natural se redujo en 0.0202 puntos porcentuales, al pasar de 0.0597% a 0.0395%.

^{87/} El "shale gas" o "gas de lutitas" es el hidrocarburo que se encuentra atrapado en un sistema de rocas sedimentarias de baja permeabilidad, por lo que no permite el paso fluido de gas natural en ellas. Este tipo de gas es un recurso no convencional que se encuentra en profundidades de mil a cinco mil metros y que requiere de tecnología y personal capacitado para su explotación.

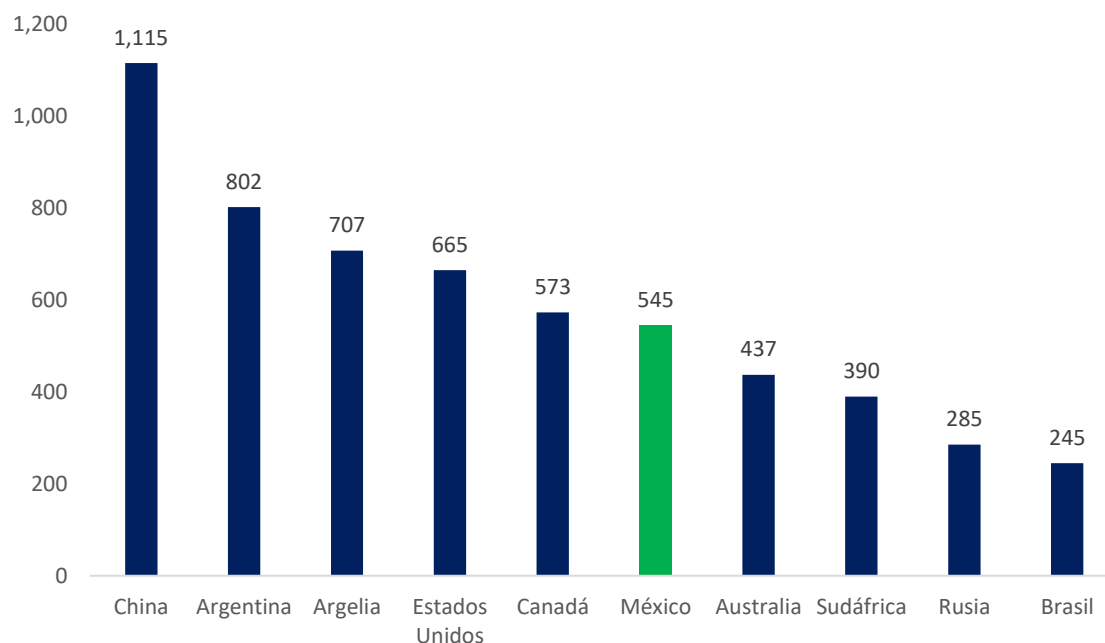
Asimismo, en el periodo 2015-2017, correspondiente a los tres primeros años de PEP como EPS, la producción de shale gas disminuyó en 28.6%, al pasar de 2.8 mmpcd a 2.0 mmpcd. Al respecto, PEP señaló que esta reducción se debió, principalmente, a la declinación de los campos productores Emergente 1, así como Habáno 1, 2, 21 y 71, estos últimos pertenecientes al yacimiento Eagle Ford.

De esta forma, en el periodo 2013-2017, PEP tuvo una participación mínima en la extracción de shale gas y ésta se redujo en dicho periodo, lo que indica que la empresa no ha explotado el potencial de reservas de este tipo de hidrocarburo con las que cuenta actualmente el país.

Al respecto, en 2013, la U.S. Energy Information Administration (EIA) publicó el estudio “Recursos de shale oil y shale gas técnicamente recuperables: una evaluación de 137 formaciones en 41 países más allá de los Estados Unidos”, en el que estimó que, a nivel mundial, México es el sexto país con el mayor volumen de reservas de shale gas técnicamente recuperables, con 545 trillones de pies cúbicos,^{88/} como se muestra a continuación:

^{88/} EIA, “Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States”, Independent Statistics & Analysis, U.S. Energy Information Administration. Washington, DC, 2013.

PRINCIPALES RECURSOS MUNDIALES DE SHALE GAS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES, 2013
(Trillones de pies cúbicos)



FUENTE: EIA, "Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States", Independent Statistics & Analysis, U.S. Energy Information Administration. Washington, DC, 2013.

Asimismo, en dicho documento, la EIA señaló que México cuenta con grandes recursos prospectivos de shale oil y shale gas en la parte noreste del país (en la Cuenca del Golfo de México), y que a la fecha en que se realizó el estudio, Pemex sólo había perforado seis pozos exploratorios de shale con resultados modestos.

Por ello, un área de oportunidad con amplio potencial para ser aprovechado por PEP, dada la cantidad de recursos técnicamente recuperables, es la exploración y extracción de shale gas. Sobre este tema, la firma de consultoría PricewaterhouseCoopers (PwC), elaboró el documento "Shale: una oportunidad para avanzar en la producción de gas natural. México tiene la oportunidad de abrirse a nuevas opciones tecnológicas", en el que se reconoce que la explotación de este tipo de hidrocarburo requerirá, entre otros aspectos, de avances tecnológicos, intercambio de experiencias y seguridad jurídica.^{89/}

^{89/} PwC, "Shale: An opportunity to escalate natural gas production", Mexico has the opportunity to open to new technological options, PriceWaterhouseCoopers. México, 2017.

2017-6-90T9G-07-0484-07-005 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción con base en el deterioro de las reservas de gas natural y la caída en la plataforma de producción del hidrocarburo, presente a su Consejo de Administración las estrategias necesarias para elevar la producción del gas natural, incluido el shale gas, en un contexto en el que se prevé que la demanda de este hidrocarburo aumente, a fin incrementar su disponibilidad para su procesamiento en los complejos procesadores de gas y, con ello contribuir a asegurar su suministro a los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte y evitar una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales, en congruencia con la línea de acción del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, con la estrategia 1.5, y las líneas de acción 1.6.2 y 1.6.3 del Programa Sectorial de Energía 2013-2018, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

7. Reservas de gas natural

Este resultado comprende el periodo 2013-2017 y se dividió en tres apartados: a) incorporación de las reservas de gas natural; b) tasa de restitución de las reservas, y c) relación reservas-producción.^{90/}

Cabe señalar que para la incorporación, restitución y relación reservas-producción de gas natural no se establecieron metas, porque de acuerdo con la práctica internacional, éstas sólo se programan para el petróleo crudo equivalente (el cual incluye al petróleo crudo, gas y condensados). Por ello, no se realizó un análisis comparativo entre metas y resultados.

Los resultados del análisis se presentan a continuación:

a) Incorporación de reservas de gas natural

En 2017, PEP incorporó 2,671.8 MMMpc de reservas totales de gas natural por nuevos descubrimientos, de las cuales el 44.9% fueron probables (1,198.4 MMMpc), lo que indica que existe el 50.0% de probabilidad de que sean recuperadas; 33.5% fueron posibles (894.9 MMMpc), ya que tienen una probabilidad del 10.0% de ser recuperadas, y el 21.7% fueron probadas (578.5 MMMpc), las cuales tienen 90.0% de probabilidad de recuperarse.^{91/}

En el periodo 2015-2017, se incorporaron 4,241.2 MMMpc de reservas totales de gas natural, 18.8% menos que las reservas totales incorporadas en el periodo 2013-2014, en las cuales se

^{90/} Cabe señalar que, hasta 2014, los registros de incorporación, restitución y relación reservas-producción que reportó PEP constituyeron el 100.0% de las reservas del país, ya que era el único organismo que podía llevar a cabo la exploración de hidrocarburos. A partir de 2015, PEP sólo reportó las reservas de los campos que le fueron asignados con la Ronda Cero. Sin embargo, en el mediano plazo PEP seguirá siendo la principal empresa que realice actividades de exploración en el país, al menos durante los primeros cuatro años que dure la fase inicial de exploración de las áreas licitadas.

^{91/} Las reservas probadas son cantidades estimadas de gas natural con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica con una probabilidad del 90%. Las reservas probables tienen una probabilidad de ser recuperadas de al menos 50%. Las reservas posibles tienen una probabilidad del 10%.

descubrieron 5,224.1 MMMpc. No obstante, de 2015 a 2017 las reservas totales aumentaron en 517.0%, al pasar de 433.0 a 2,671.8 MMMpc. La causa de este incremento se debió al descubrimiento de 11 nuevos campos que contribuyeron a una mayor incorporación de reservas.

Asimismo, en el periodo 2013-2017, las reservas probadas aumentaron en 262.9%, al pasar de 159.4 a 578.5 MMMpc; y en 2017 la incorporación de reservas probadas fue la más alta del periodo analizado.

b) Tasa de restitución de reservas de gas natural

En 2017, PEP restituyó el 189.3% (1.8 veces) de las reservas totales extraídas y el 72.8% de las reservas probadas. En el periodo de 2013-2017, la tasa de restitución de reservas totales aumentó en 242.6 puntos porcentuales, debido, principalmente, a que en 2017 se restituyó una reserva reclasificada positiva, mientras que la tasa de restitución de reservas probadas disminuyó 4.5 puntos porcentuales, debido a que se reclasificaron 25.4% menos reservas y se extrajo 20.8% menos de gas natural.

En el periodo 2015-2017, las reservas totales aumentaron 577.4 puntos porcentuales, debido a que se reclasificó el 138.5% de las reservas y se extrajo 21.1% menos de gas natural. Respecto de la tasa de restitución de reservas probadas, ésta aumentó 84.5 puntos porcentuales, ya que se extrajo una menor cantidad de gas natural.

c) Relación reservas-producción de gas natural

En el periodo 2013-2017, la relación reservas totales-producción de gas natural^{92/} disminuyó en 11.3 años, ya que, en 2013, las reservas totales alcanzaban para 25.7 años, pero se estimó que en 2017 éstas sólo durarían 14.4 años más, si es que no se incorpora un mayor volumen de reservas. Al respecto, PEP señaló que la menor incorporación de reservas fue debida a que, en el periodo 2015-2017, la inversión disminuyó y ello se vio reflejado en el decrecimiento de la relación reservas-producción en dicho periodo. Al respecto, PEP desarrolló y presentó al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos la “Estrategia de Incorporación de Reservas de Hidrocarburos a 2021 e indicadores de eficiencia”, la cual tiene como finalidad incrementar las reservas de hidrocarburos. En dicho documento, se propusieron tres iniciativas para asegurar una incorporación de reservas 3P de 1,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente por año, como se muestra a continuación:

- Fortalecer el portafolio de exploración, obteniendo certeza de la continuidad de las áreas asignadas en la ronda cero en las que se requería más tiempo para maximizar la captura de su valor.
- Acelerar la actividad en yacimientos no convencionales.

^{92/} Las reservas totales corresponden a las reservas probadas, probables y posibles de gas natural.

- Continuar con la migración con socios en las áreas en las que Pemex requiere complementar capacidades y compartir riesgos, así como acceder a nuevas áreas.

Para lograr lo anterior, PEP requiere una inversión por un total de 69,300,000,000.0 miles de pesos, con lo que se contribuirá a lograr la meta de incorporar reservas por 1,500 millones de barriles de petróleo crudo equivalente para el periodo 2021-2022. PEP acreditó, como hechos posteriores, que en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 2018, la actividad institucional 229 “Exploraciones para descubrir yacimientos de hidrocarburos” presentó un incremento de 68.9% respecto de 2016, al pasar de 14,749,194.6 miles de pesos a 24,914,104.8 miles de pesos, a fin de aumentar la inversión y, en consecuencia, la incorporación de reservas y la relación reservas-producción de hidrocarburos, las cuales incluyen gas natural. Para la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF practicará la auditoría de desempeño 455-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción”, en la que revisará los avances en esta materia.

Consecuencias Sociales

Si bien en 2013 se promulgó la Reforma Energética con el objetivo de transformar a PEP en la empresa productiva subsidiaria responsable de la exploración y la extracción del gas natural, en el periodo 2013-2017, la producción del hidrocarburo disminuyó en 23.5%, al pasar de 6,370.3 mmpcd a 5,068.0 mmpcd, por lo que de continuar con esta tendencia decreciente se corre el riesgo de que se incrementen las importaciones de este insumo, lo que conduciría a una mayor dependencia respecto del mercado internacional, en perjuicio de la soberanía energética del país, debido a que el gas natural continuará siendo un insumo estratégico para los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, ya que se prevé que la demanda del combustible aumente en 26.8% para 2031.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 6 observaciones, las cuales 3 fueron solventadas por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. Las 3 restantes generaron: 6 Recomendaciones al Desempeño.

Además, se generó 1 Sugerencia a la Cámara de Diputados.

Dictamen

El presente se emite el 11 de enero 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 cumplimiento del objetivo de Pemex Exploración y Producción de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, mediante la exploración y producción de gas natural, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de este hidrocarburo que demandan los consumidores. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

En el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 se diagnosticó que, al ritmo de extracción, las reservas probadas de gas natural sólo alcanzarían para 7.3 años, y que, en el periodo 2009-2012, la producción del hidrocarburo se redujo en 9.2%, en un contexto en el que la demanda de este insumo se había incrementado de manera sostenida, lo cual conduciría a una mayor dependencia energética respecto de los mercados internacionales.

Para atender dicha problemática, en 2013 el Gobierno Federal promulgó la Reforma Energética, con la que se permitió la participación de particulares en la exploración y extracción de gas natural, actividades que eran exclusivas de Pemex Exploración y Producción (PEP), el cual en 2015, tras la reforma, se transformó de organismo subsidiario a la empresa productiva subsidiaria que tiene por objeto explorar y extraer el hidrocarburo, con el propósito de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

Los resultados de la fiscalización muestran que PEP careció, en 2017, de un plan de negocios propio en el que definiera su estrategia para afrontar sus retos operativos y financieros; presentó limitaciones financieras que condujeron a que la empresa se encontrara en situación de “quiebra técnica”, si ésta fuera totalmente autónoma e independiente, lo que afectó el cumplimiento del mandato de generar rentabilidad para el Estado, y se redujo la producción de gas natural, lo que provocó una mayor dependencia del mercado internacional, como se detalla a continuación:

En materia de gobierno corporativo, PEP avanzó en el establecimiento de una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales; sin embargo, la EPS careció de una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, ya que no contó con un plan de negocios propio en el que definiera objetivos, estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento de su mandato, lo cual representó una seria limitante para medir su desempeño como empresa productiva subsidiaria.

En cuanto al desempeño financiero de la empresa, la ASF determinó que la EPS obtuvo los recursos suficientes para ser rentable, antes de impuestos y derechos, y generó valor económico para el Estado; sin embargo, si PEP fuera totalmente autónoma e independiente, esta EPS se encontraría en situación de “quiebra técnica”, debido a las razones siguientes:

-Activos, pasivos y patrimonio de la EPS: en 2017, los pasivos de PEP (2,570,412,399.0 miles de pesos) fueron mayores que sus activos (2,084,554,035.0 miles de pesos).

-Registró utilidades antes de impuestos y derechos; sin embargo, después del pago de las contribuciones fiscales registró pérdidas por 150,388,699.0 miles de pesos. Como resultado de esta situación, PEP obtuvo un rendimiento sobre activos (ROA) negativo de 7.2%, ya que registró pérdidas netas por 150,388,699.0 miles de pesos, y sus activos totales ascendieron a 2,084,554,035.0 miles de pesos, por lo que la EPS no fue rentable después del pago de impuestos y derechos.

Asimismo, en 2017, PEP registró un EBITDA positivo de 454,880,854.0 miles de pesos, lo que significa que la EPS tuvo la capacidad de generar beneficios, considerando únicamente su actividad productiva; sin embargo, el EBITDA se redujo en 24.3% respecto de 2016 (600,900,622.0 miles de pesos).

-Generación de valor económico agregado: la EPS presentó un resultado de generación de riqueza residual de 40,188,244.0 miles de pesos, lo que financieramente implica que la empresa generó valor económico en su operación. Este resultado se debió a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa fueron equivalentes a 41.2% de los ingresos por ventas y, una vez aplicada la tasa impositiva, el margen ajustado por impuesto (NOPAT) que resultó fue de 28.8%. El NOPAT fue suficiente para cubrir el rendimiento requerido por los accionistas patrimoniales y acreedores de largo plazo, que en este caso equivale a la tasa social de descuento determinada por la SHCP (10.0%), y obtuvo un remanente positivo, por lo que se consideró que PEP generó valor económico agregado. Si bien la EPS registró un EVA positivo en 2017, este se redujo en 72.1%, respecto de 2016, año en el que fue de 144,237,032.6 miles de pesos.

-Estabilidad financiera: la empresa no fue eficiente en la cobranza de sus cuentas, lo que afectó la entrada de flujo de efectivo, ya que recaudó sus cuentas por cobrar cada 469.3 días y pagó sus cuentas cada 113.1 días. Lo anterior implica que la EPS financió a sus partes relacionadas, al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, lo que representa un coste de oportunidad, estimado por la ASF en 83,015,072.0 miles de pesos en intereses, los cuales la EPS hubiera podido utilizar para invertir o darle otro uso productivo. El hecho de que PEP haya cobrado sus cuentas cada 469.3 días, lo que equivale a 1.3 años, indica la existencia de “subsidiados cruzados” entre PEP y sus partes relacionadas, lo cual no es acorde con las mejores prácticas internacionales reconocidas por la OCDE, quien advierte que los subsidiados cruzados no promueven la transparencia y pueden tener efectos negativos en la competencia. Esta situación repercutió en que la EPS no contara con recursos suficientes para la ampliación, modernización y mantenimiento de su infraestructura de exploración y producción de hidrocarburos. Lo anterior evidencia que no existe una real separación operativa y financiera entre las empresas productivas subsidiarias y el corporativo de Pemex, debido a que se carece de una normativa que establezca los términos de dicha separación, a efecto de mejorar la eficacia, eficiencia, la economía, la transparencia, la rendición de cuentas y la toma de decisiones para las empresas, en particular para PEP.

-Régimen fiscal de PEP: en 2017, la EPS pagó 337,941,781.0 miles de pesos por concepto de impuestos y derechos, los cuales representaron el 44.3% del total de las ventas netas de hidrocarburos. En el periodo 2016-2017, PEP registró rendimientos antes de impuestos y derechos; sin embargo, con el pago de las contribuciones fiscales registró pérdidas de 663,719,120.0 miles de pesos en 2015, de 44,069,000.0 miles de pesos en 2016 y de 150,388,699.0 miles de pesos en 2017, lo que incidió en el cumplimiento del mandato de ser rentable. Ante esta situación, en 2016 y 2017, la EPS comenzó a recibir beneficios fiscales, con la finalidad de garantizar la continuidad de las actividades estratégicas de exploración y extracción de hidrocarburos, dichos beneficios en 2016 fueron de 67,560,819.0 miles de pesos y en 2017 de 7,770,000.0 miles de pesos.

-Costos: el costo de producción fue de 10.8 dls/bpce, cifra superior en 10.2% a la meta establecida de 9.8 dls/bpce. Además, la inversión en descubrimiento y desarrollo de PEP disminuyó en 69.6%, en el periodo 2013-2017, al pasar de 20,716.4 a 6,304.5 millones de dólares, lo cual repercutió en una reducción de las reservas probadas desarrolladas en 75.1%.

En materia de desempeño operativo los resultados fueron los siguientes:

-Producción: PEP obtuvo una producción total de 5,068.0 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) de gas natural, con una extracción de 339.0 mmpcd mayor que la programada (4,729.0 mmpcd), lo que representó un cumplimiento de 107.2%. Sin embargo, en el periodo 2013-2017, la producción de gas natural se redujo en 20.4%, al pasar de 6,370.3 mmpcd en 2013 a 5,068.0 mmpcd en 2017, lo que limitó la contribución de PEP en el abasto de este hidrocarburo a los Complejos Procesadores de Gas, en un contexto en que el gas natural continua siendo un insumo estratégico para los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, y se prevé que su demanda aumente en 26.8% en 2031, por lo que la disminución en la producción podría limitar la contribución de la empresa en el abasto del hidrocarburo en el mediano plazo, en un entorno en el que PEP se mantendrá como la principal empresa que extraiga el hidrocarburo en el periodo 2018-2022;^{93/} además, se corre el riesgo de que la reducción en la producción incremente aún más las importaciones del hidrocarburo y ocasione una mayor dependencia del mercado internacional.

-En relación con la exploración de gas natural, en 2017, PEP incorporó 2,671.8 MMMpc de reservas totales de gas natural por nuevos descubrimientos; restituyó el 189.3% de las reservas totales de gas extraídas y el 72.8% de las reservas probadas; no obstante, en el periodo 2013-2017, la relación reservas-producción disminuyó en 11.3 años, ya que, en 2013 las reservas totales alcanzaban para 25.7 años, pero se estimó que en 2017 sólo durarían 14.4 años, si es que no se incorporan más reservas, por lo que, de continuar con esta tendencia decreciente en la exploración y extracción de gas natural, se podría poner en riesgo el suministro de este insumo en el mediano plazo para los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte.

En opinión de la ASF, en el tercer año de PEP como empresa productiva subsidiaria, se detectaron deficiencias en su operación que repercutieron en su situación financiera: en materia de gobierno corporativo, PEP careció de una planeación estratégica orientada al logro de su objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado, ya que no contó con un plan de negocios propio, alineado al plan de negocios de Pemex Corporativo, en el que definiera sus objetivos, estrategias e indicadores operativos y financieros que le permitieran cumplir con su mandato, lo cual es una limitación significativa no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PEP avance en su estabilidad financiera.

^{93/} Los contratos que resultaron de las rondas 2.2 y 2.3, estiman un periodo inicial de exploración con una duración de hasta cuatro años, sin considerar el periodo de desarrollo de las reservas, por lo que, aproximadamente, los resultados de las empresas privadas en la exploración y producción de gas natural se obtendrían en el periodo 2021-2022.

En relación con el desempeño financiero, en 2017, esta EPS obtuvo los recursos suficientes para ser rentable, antes de impuestos y derechos, y generó valor económico para el Estado; no obstante, si PEP fuera totalmente autónoma e independiente, esta EPS se encontraría en situación de “quiebra técnica”, provocada, entre otros factores, porque: sus pasivos superaron a sus activos; contó con un elevado pasivo laboral; financió a sus proveedores, al pagarles antes de realizar la cobranza de sus cuentas, y su régimen fiscal repercutió en sus utilidades.

Respecto de su desempeño operativo, la contribución de PEP en la atención de la demanda de gas natural presentó limitantes, debido a que, al ritmo de la exploración y extracción actual, las reservas totales sólo alcanzarán para 14.4 años, y durante el periodo 2013-2017, la producción de gas natural se redujo en 20.4%, lo que provocó que la disponibilidad del hidrocarburo para su procesamiento en los Complejos Procesadores de Gas de Pemex Transformación Industrial disminuyera en 30.0%, en un contexto en el que PEP seguirá siendo el principal productor, y en el que se estima que, a 2031, la demanda de este combustible, de los sectores eléctrico, industrial, residencial y de transporte, se incremente en 26.8%, por lo que existe el riesgo de que la disminución en la producción incremente aún más las importaciones del hidrocarburo y ocasione una mayor dependencia respecto del mercado internacional, en perjuicio de la soberanía energética del país.

En el marco de la reestructuración institucional instrumentada con la Reforma Energética, y con el fin de fortalecer el desempeño de PEP, la ASF encontró deficiencias en materia de desempeño financiero y operativo, por lo que emitió 6 recomendaciones al desempeño a PEP y una sugerencia a la Cámara de Diputados, cuya atención coadyuvará a fortalecer su planeación estratégica a fin de: a) sanear sus finanzas y reestructurar las deudas de la empresa, para que ésta deje de estar en situación de quiebra técnica; b) aumentar la exploración y producción de hidrocarburos; c) lograr una mayor eficiencia en la cobranza de sus cuentas, para incrementar el flujo de efectivo y que la empresa sea solvente, y d) diseñar e implementar las estrategias necesarias de naturaleza financiera, productiva, tecnológica, organizativa y de capital humano, para elevar la producción del gas natural, de manera eficaz, eficiente y económica, con el propósito de lograr su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado mexicano en el largo plazo y coadyuvar a reducir la dependencia energética respecto del mercado internacional.

Además, la sugerencia a la Cámara de Diputados tiene como finalidad promover las modificaciones legislativas necesarias para que el régimen fiscal al que está sujeto la empresa productiva subsidiaria, le permita cumplir con el mandato de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, y proveer de ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

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.

Resultado Núm. 1 Con Observaciones y Acciones

Gobierno Corporativo

“Pemex Exploración y Producción no puede elaborar un plan de negocios propio por las razones siguientes:

- La Ley de Petróleos Mexicanos (LPM) regula la actuación de la Empresa Productiva Subsidiaria (EPS). Al respecto, en el artículo 11 de este ordenamiento, se señala que Pemex “contará con la organización y estructura corporativa que mejor le convenga para la realización de su objeto, conforme lo determine su Consejo de Administración (...)”. Al respecto, para la conducción central y la dirección estratégica de Pemex, la LPM le confiere esta atribución al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos (CAPEMEX) en su artículo 13, por lo que el análisis realizado por la ASF referente a que cada EPS cuente con un plan de negocios propio de acuerdo con las mejores prácticas del Banco Mundial y la OCDE, son prácticas referenciales que pudieran emplearse, siempre y cuando Pemex no tuviera ya una definición en este tema establecida por su Consejo de Administración.

El órgano supremo de administración es su CAPEMEX, y dentro de sus atribuciones se señala la de aprobar, revisar o actualizar, en su caso, anualmente el Plan de Negocios, por lo que no existe posibilidad de elaborar planes de negocios para cada EPS y, por ende, se considera la imposibilidad de que cada EPS realice su propio plan de negocios, siendo el CAPEMEX quien tiene a su cargo la conducción central y la dirección estratégica de las actividades empresariales, económicas e industriales de Pemex y sus EPS. En ese sentido, la elaboración de un plan de negocios para cada EPS contravendría lo dispuesto en la LPM, así como lo ordenado por el CAPEMEX.

Además, las empresas petroleras internacionales, utilizan un modelo de planeación estratégica centralizado en donde el corporativo coordina la elaboración de un plan de negocios integral que maximiza el valor y optimiza las operaciones, esto derivado de la complejidad de las operaciones y de la diversidad de los mercados en los que participa, por lo que las subsidiarias que integran dichas empresas participan entregando información, estrategias y metas.”

Sugerencias a la Cámara de Diputados

2017-0-01100-07-0484-13-001

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de que el régimen fiscal al que está sujeta la empresa productiva subsidiaria Pemex Exploración y Producción, integrado por el Derecho por utilidad compartida (DUC); el Derecho de extracción de hidrocarburos (DEXTH), el Derecho de exploración de hidrocarburos (DEXPH); el Impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos (IAEEH), y el Impuesto sobre la Renta (ISR), le permita mantener su estabilidad financiera, para cumplir con el mandato de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano en el largo plazo, al mismo tiempo que provea de ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la nación. [Resultado 3]

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar que, en 2017, PEP contó con una estructura y organización corporativa, acorde con las buenas prácticas definidas por la OCDE, y que el diseño del plan de negocios cumplió con los requisitos mínimos establecidos en la normativa.
2. Evaluar el desempeño financiero de PEP correspondiente a 2017, con base en el análisis de sus estados financieros dictaminados, para determinar en qué medida esta empresa fue rentable y generó valor económico para el Estado.
3. Analizar las implicaciones del régimen fiscal de PEP en el cumplimiento del mandato de generar rentabilidad y valor económico para el Estado en 2017.
4. Verificar el cumplimiento del objetivo de PEP de optimizar los costos de producción de hidrocarburos, en 2017.
5. Verificar el cumplimiento del objetivo de PEP de optimizar los costos de descubrimiento y desarrollo de hidrocarburos en 2017.
6. Evaluar el cumplimiento del objetivo de PEP de elevar la obtención de gas natural en 2017.

7. Verificar el cumplimiento del objetivo de PEP de incrementar las reservas y la tasa de restitución de reservas de gas natural en 2017.

Áreas Revisadas

Las subdirecciones de Producción Bloques Aguas Someras AS01; de Producción Bloques Aguas Someras AS02; de Producción Bloques Sur; de Producción Bloques Norte; de Coordinación Operativa y Comercial, y de Administración del Portafolio de Exploración y Producción.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

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

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: artículo 134, párrafo primero.
2. Presupuesto de Egresos de la Federación: Estrategia Programática de Pemex Exploración y Producción.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, artículo 1, párrafo segundo y artículo 2, párrafo primero.

Ley de Petróleos Mexicanos, artículos 14 y 70.

Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, artículo 4, fracción XXVIII.

Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, artículo 89, fracción V.

Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, estrategia 1.5.

Programa Sectorial de Energía 2013-2018, líneas de acción 1.6.2 y 1.6.3.

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.