

## **Pemex Exploración y Producción**

### **Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria Pemex Exploración y Producción**

Auditoría de Desempeño: 2018-6-90T9G-07-0455-2019

455-DE

#### ***Criterios de Selección***

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

#### ***Objetivo***

Fiscalizar el desempeño de Pemex Exploración y Producción en la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la exploración y la extracción de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de hidrocarburos 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 las cuatro vertientes siguientes: a) la adopción de las mejores prácticas de gobierno corporativo por parte de Pemex Exploración y Producción (PEP), mediante la revisión y la evaluación de su estructura y organización corporativa, con base en el compendio de las mejores prácticas en la materia de los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE); la integración y la asistencia de los miembros del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción, así como, la revisión de las actas y los acuerdos de ese Consejo para identificar los asuntos relevantes tratados en sus sesiones; la efectividad de los mecanismos de control de PEP para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción; y, el análisis de los Planes de Negocios de la empresa, publicados en 2017 y 2019, fueran elaborados conforme a las

directrices de Petróleos Mexicanos; b) el desempeño operativo de la empresa, por medio del análisis de la participación de PEP en las rondas de licitación; los estudios de exploración realizados a fin de incorporar reservas, así como los resultados alcanzados en el incremento de las reservas y la tasa de restitución de reservas de petróleo para contribuir en el abastecimiento de hidrocarburos en el mediano y largo plazos, así como en la comercialización de hidrocarburos; c) la evaluación del mantenimiento de la infraestructura productiva; d) el desempeño financiero de la empresa productiva subsidiaria (EPS) y los costos incurridos en las actividades de exploración y producción, a fin de evaluar si fue rentable y si generó valor económico para el Estado mexicano.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública, para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. En el desarrollo de la auditoría, no en todos los casos, los datos proporcionados por la empresa productiva subsidiaria fiscalizada fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de los objetivos y las metas de PEP, sobre la exploración y extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos para la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

### **Antecedentes**

En el periodo 2003-2012, las reservas probadas de hidrocarburos disminuyeron 31.3%, al pasar de 20.1 MMMbpce <sup>1/</sup> a 13.8 MMMbpce, y la relación reservas-producción pasó de 11.9 años a 10.2 años; en 2004, la producción de crudo fue de 3,333.0 miles de barriles de crudo diario, la más alta en la historia del país, con lo que se ocupó el tercer lugar mundial como exportador de petróleo.

En 2012, se firmó el Pacto por México, en el que se propuso realizar una reforma energética con la que Petróleos Mexicanos (PEMEX) se convirtió en una empresa pública de carácter productivo, sin que el Estado perdiera la propiedad sobre los hidrocarburos, pero con la posibilidad de asociarse con la iniciativa privada para ser competitiva en la industria.

En 2013, se promulgó la Reforma Energética, la cual tuvo, entre otros objetivos, mantener la propiedad de la nación sobre los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo, atraer mayor inversión en el sector energético mexicano para impulsar su desarrollo; contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios, fortalecer la administración de los ingresos petroleros, lograr tasas de restitución de reservas probadas superiores al 100.0% y aumentar la producción de petróleo a 3.0 millones de barriles diarios y la de gas natural a 8,000.0 millones de pies cúbicos diarios, en 2018.

---

<sup>1/</sup> Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente Cfr. Petróleos Mexicanos, Reservas de hidrocarburos al 1 de enero de 2010, México, 2010, p. 6.

La reforma modificó el papel de PEMEX en la cadena de suministro de la industria petrolera, ya que, bajo el nuevo régimen de hidrocarburos, tanto PEP como los particulares, podrán realizar actividades de exploración y producción de petróleo y de los carburos de hidrógeno líquidos, sólidos y gaseosos 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 del acuerdo de creación, PEP se transformó de un organismo subsidiario, creado en 1992, a una empresa productiva subsidiaria (EPS) de Petróleos Mexicanos, responsable de realizar la exploración y la extracción del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos con la finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano. Los procesos de exploración y producción de hidrocarburos se mantuvieron como estratégicos para el Estado.<sup>2/</sup>

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

- En 2016, PEP concretó la primera migración con socio<sup>3/</sup> en su historia para el proyecto Trion, un bloque en aguas profundas licitado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH); además, compitió por primera vez en las rondas de licitación de bloques. En consorcio con las empresas Chevron Energía de México e Inpex Corporation, la empresa productiva participó en la Ronda Uno, correspondiente a bloques exploratorios en aguas profundas y resultó ganadora del Área Contractual 3 Cinturón Plegado Perdido.<sup>4/</sup>

- En 2017, PEP participó en la Ronda Dos de la CNH, en la que resultó ganadora de dos bloques bajo la modalidad de producción compartida, en uno se estimó producir petróleo crudo y gas natural y en el otro, se pronosticó producir sólo petróleo crudo en aguas someras; asimismo, se concretaron dos asociaciones más, para los bloques Cárdenas Mora y Ogarrio, en los que se pronosticó producir sólo petróleo crudo ligero. Por último, se acordó otro contrato bajo la modalidad de producción compartida, en el cual se estimó producir tanto petróleo crudo ligero como gas natural.

---

<sup>2/</sup> El artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos les dio el carácter de actividades estratégicas.

<sup>3/</sup> 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.

<sup>4/</sup> 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.

Al cierre de 2017, la producción de hidrocarburos totales fue de 2,738 Mbpced<sup>5/</sup> cifra inferior en 9.8% respecto de los 3,037 Mbpced producidos en 2016, y en 25.0% respecto de los 3,653 Mbpced producidos en 2013. En cuanto a la relación reserva-producción del volumen total de reservas probadas fue de 8.1 años, 2.1 años menos que las disponibles en 2013.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación 2018, se establecieron como metas y resultados esperados que la producción de petróleo crudo fuera de 1,951.4 Mbd y la de gas natural de 4,848.2 MMpcd; en cuanto a la comercialización, se estimó la venta de 1,038.0 Mbd en el mercado interno y 888.3 Mbd en el mercado externo.

En 2019, derivado de diversas fusiones autorizadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, están en operación las cuatro empresas productivas subsidiarias siguientes: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Transformación Industrial (PTRI), Pemex Logística (PLOG), y Pemex Fertilizantes (PFER). Por tanto, Pemex Exploración y Producción incorporó las actividades que realizaba Pemex Perforación y Servicios (PPS), desapareciendo esta última, con el objetivo que generen mayor valor económico y más rentabilidad para el Estado Mexicano.

## **Resultados**

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

El gobierno corporativo consiste en los medios internos con los que son operadas y controladas las entidades<sup>6/</sup> para facilitar la creación de un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas, a fin de favorecer las inversiones de largo plazo y la estabilidad financiera y, con esto, la integridad en los negocios. Asimismo, el gobierno corporativo proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear los objetivos y las metas de las entidades.<sup>7/</sup>

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

---

<sup>5/</sup> Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario Cfr. Petróleos Mexicanos, Anuario Estadístico 2017, México, 2018, p.4.

<sup>6/</sup> OCDE, 1998, "Principios de la OCDE para el Gobierno de las Sociedades", Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Francia, p. 7.

<sup>7/</sup> World Bank Group, 2014, "Corporate Governance of State-Owned Enterprises". Estados Unidos. p. 12.

En 2018, se incumplió con las directrices recomendadas, debido a que una no le aplicó, en otra cumplió y en cinco incumplió, como se muestra a continuación:

- *No aplicó*

Se identificó que la directriz “Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores” no le aplicó, debido a que su capital no está respaldado en acciones, si no en certificados de aportación y aportaciones del Gobierno Federal, como se señaló en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”.

- *Cumplimiento*

En las “Razones que justifican la propiedad pública”, el Estado fundamentó la propiedad sobre la exploración y extracción de hidrocarburos en el artículo 27, párrafo sexto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, donde se estableció que “tratándose del petróleo y de los hidrocarburos sólidos, líquidos o gaseosos, en el subsuelo, la propiedad de la Nación es inalienable e imprescriptible y no se otorgarán concesiones. Con el propósito de obtener ingresos para el Estado que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, ésta llevará a cabo las actividades de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares, (...)”; asimismo, en el artículo 28, cuarto párrafo, de la Carta Magna, se dispuso que el Estado ejercerá de manera exclusiva el área estratégica de la exploración y extracción de los hidrocarburos.

De esta forma, se observó que el Estado ejerció la facultad de exploración y extracción de los hidrocarburos al dar asignaciones y contratos a PEP y a privados, para obtener ingresos que contribuyan al desarrollo de largo plazo de la Nación, como se analizó en el resultado “Participación de PEP en las Rondas petroleras”.

- *Incumplimiento*

Respecto del “Papel del estado como propietario”, se identificó que el Estado, mediante el artículo 60 de la Ley de Petróleos Mexicanos, otorgó a PEP un régimen especial para dotarlo de mayor autonomía presupuestal, deuda, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, responsabilidades administrativas, remuneraciones, bienes y dividendo estatal; no obstante, los miembros del Consejo de Administración son designados por el Estado y no hay consejeros independientes, como se señaló en el resultado “Consejo de Administración de PEP”.

Se observó que PEP emitió, trimestral y anualmente, informes ejecutivos del Director General al Consejo de Administración, los cuales tuvieron los avances de los objetivos y las metas operativas y financieras de la EPS, en cumplimiento del artículo 38, del Estatuto Orgánico de PEP; no obstante, el Consejo no sesionó acerca de temas de infraestructura y mitigación de riesgos de corrupción, ni dio seguimiento al incumplimiento de los objetivos y las metas, como se observó en el resultado “Consejo de Administración de PEP”.

En relación con que la gobernanza se lleve a cabo en un ambiente de confianza y transparencia, así como una adecuada rendición de cuentas, la entidad dentro de la información remitida no señaló una política de divulgación; además, PEP indicó que “está obligada a acatar la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y que generó dictámenes de transparencia, en los cuales dio a conocer al público, el conjunto de decisiones y acciones que realizó la empresa”. En el dictamen de transparencia de 2017 y sus avances a 2018, se mencionó que PEMEX y sus EPS, entre ellas PEP, cumplieron con la atención de solicitudes de información en tiempo y forma; así como con las publicaciones del informe en su portal de Internet; y, se realizaron cambios en la integración de los Comités de Transparencia; no obstante, en este documento se señaló que existen deficiencias para mejorar su eficacia y eficiencia mediante la revisión de los procesos internos, el incremento de la capacitación del personal y la homologación de la normativa y de los criterios.

En cuanto a la directriz “Empresas públicas en el mercado”, dirigida a que exista una clara separación entre la propiedad del Estado y sus demás funciones, se identificó que en el Acuerdo de Creación de PEP se estableció que la empresa debe ser competitiva en los mercados nacional e internacional, mediante la exploración, extracción y comercialización de los hidrocarburos. Al respecto, en el resultado “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural”, se observó que PEP ocupó el lugar 12 y 15 en la extracción de crudo y gas natural, respectivamente, debido a que no ha logrado incrementar las reservas y con ello frenar la baja en la producción.

En cuanto a que deba exigirse que las actividades económicas de las empresas públicas generen una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas competidoras, se observó en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”, que la EPS generó una rentabilidad negativa de 0.3% sobre sus activos, en comparación con el rendimiento promedio de las empresas internacionales de 7.6%, por lo que no fue competitiva al no obtener utilidad neta debido a su carga impositiva.

En relación con la directriz “Relaciones con los actores interesados y responsabilidad empresarial”, se identificó que PEP asoció la conducta empresarial responsable con la responsabilidad social en tres aspectos: económico, social y ambiental; sin embargo, en el análisis realizado en el resultado “Mecanismos de promoción de la integridad y combate a la corrupción de PEP”, se observó que PEP careció de acciones para prevenir, mitigar, asumir, aceptar o transferir los actos de corrupción y soborno aunque se haya adherido a las políticas establecidas por Petróleos Mexicanos.

En cuanto a su relación con las comunidades afectadas, se identificaron las “Políticas y Lineamientos para la Gestión de la Licencia Social para Operar de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales” creadas para atender solicitudes, inconformidades o demandas de grupos sociales que eventualmente pudieran poner en riesgo la operación y la seguridad de los centros de trabajo; sin embargo, a 2018, no se halló información referente a conflictos con las comunidades afectadas por las operaciones de PEMEX y sus EPS, entre ellas PEP.

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

En lo referente a la directriz de “Publicidad y transparencia”, las actividades económicas de PEP se pusieron a disposición mediante la Cuenta Pública y los Estados Financieros Dictaminados por auditores externos. Además, los acuerdos registrados en las Actas de las sesiones del Consejo de Administración de la EPS no fueron detallados y no señalaron la postura de los Consejeros respecto de cada uno de los temas votados, así como la justificación de su voto ni los tiempos acordados para el cumplimiento de los mismos, por lo que el instrumento fue insuficiente para rendir cuentas sobre la actuación del Consejo.

En cuanto a la publicación del código o política de gobierno corporativo, se identificó que, en la Ley de Petróleos Mexicanos, se establecieron las funciones, la integración, el régimen de responsabilidad y la remoción de los consejeros, así como de los comités y el Director General; sin embargo, en lo relativo a PEP, en su marco normativo específico, careció de un código o política referente a ese tema, por lo que debió apegarse a lo establecido por PEMEX, lo que limitó su gobernanza.

En lo relativo a las “Responsabilidades de los consejos de administración de empresas públicas”, en el Acuerdo de Creación de la EPS se facultó a los miembros del Consejo para definir las directrices de la operación, pero no se estableció la responsabilidad por el efecto de sus decisiones en el desempeño de la empresa ni la necesidad de recibir capacitación en liderazgo y desarrollo; sin embargo, no los eximió de procurar que la toma de decisiones estuviera en función del beneficio y el mejor interés de la EPS; no obstante, se identificó que el Consejo fue omiso al no asignar mayores recursos a la exploración que es la actividad inicial de la cadena de valor de PEP y Petróleos Mexicanos; y, que la EPS no utilizara el 44.4% de sus activos respecto a su capacidad, al no fijar recursos suficientes para llevar a cabo los mantenimientos necesarios para conservar las instalaciones en óptimas condiciones, como se analizó en este informe.

En el análisis a la Ley de Petróleos Mexicanos, se observó que su artículo 30, instruye que “Los consejeros, con relación al ejercicio de sus funciones como miembros del Consejo de Administración, serán responsables exclusivamente en términos de lo dispuesto en esta Ley, por lo que no estarán sujetos al régimen de responsabilidades establecido en la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos o en cualquier otro ordenamiento o disposición aplicable en general a los servidores públicos de carácter federal”,<sup>8/</sup> lo cual conlleva un riesgo para Petróleos Mexicanos y el Estado mexicano.

---

<sup>8/</sup> De acuerdo con el quinto párrafo, del Transitorio Tercero, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, a su entrada en vigor, todas las menciones a la Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos

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

Igualmente, se observó que la EPS contó con una estructura de gobierno corporativo, ya que fue dirigida y controlada por un Consejo de Administración y un Director General.

Respecto de que los consejeros deban ser nombrados por razón de sus cualificaciones y tener responsabilidades legales equivalentes, se identificó que, en el artículo 9 del Acuerdo de Creación de PEP, se establecieron los requisitos para su designación; sin embargo, el proceso de selección no es público, como lo señalaron las mejores prácticas.

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

Por todo lo anterior, si bien PEP contó con un diseño normativo de gobierno corporativo, como se observó en este apartado, el resultado de los análisis del informe en su conjunto mostró las deficiencias, omisiones, incumplimientos y la falta de implementación del marco normativo, en la conducción de la empresa al no desempeñarse de forma eficiente, eficaz, económica y transparente, por lo que no se cumplió con el artículo 134, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-001 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, y Petróleos Mexicanos, en el ámbito de sus competencias, analicen las mejores prácticas en materia de gobierno corporativo, entre ellas

---

previstas en las leyes federales y locales, así como en cualquier disposición jurídica, se entenderán referidas a la Ley General de Responsabilidades Administrativas.

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

## 2. Consejo de Administración de PEP

El Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción (CAPEP) es el órgano supremo de gobierno encargado de dirigir y administrar la optimización de los recursos humanos, financieros y materiales; la simplificación de procesos, la eficiencia, así como a la rentabilidad, competitividad, transparencia y adopción de las mejores prácticas corporativas y empresariales en el ámbito nacional e internacional. En el resultado, se analizó la composición del CAPEP y se revisaron los temas sobre los que el Consejo sesionó.

### a) Integración del Consejo de Administración de PEP, 2018

En 2018, el Consejo de Administración de PEP estuvo conformado por el presidente del Consejo, un representante de la Secretaría de Energía, otro de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y cinco de PEMEX, a efecto de identificar su integración, se revisaron las cuatro actas de las sesiones ordinarias del Consejo de Administración de PEP, de 2018, como se muestra a continuación:

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2018

Dependencia/ EPE/EPS	Consejo	Sesiones				Área de adscripción
		1	2	3	4	
Petróleos Mexicanos	Presidente (Suplente)	X	X	X	X	Director Corporativo de Administración y Servicios de Petróleos Mexicanos
Consejeros titulares						
SENER	Consejero	X				Directora General de Contratos Petroleros de la Secretaría de Energía
SENER	Consejero		X			Director General de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía
SENER	Consejero			X	X	Directora General de Contratos Petroleros de la Secretaría de Energía
SHCP	Consejero		X	X		Titular de la Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público
PEP	Consejero	X		X	X	Director General de Pemex Exploración y Producción
PEP	Consejero		X			Subdirector de Administración del Portafolio de Pemex Exploración y Producción
PTRI	Consejero			X		Director Operativo de Producción de Pemex Transformación Industrial
Petróleos Mexicanos	Consejero	X	X			Director Corporativo de Finanzas de Petróleos Mexicanos
Petróleos Mexicanos	Consejero			X	X	Subdirectora Económico-Financiera de la Dirección Corporativa de Finanzas de Petróleos Mexicanos
Petróleos Mexicanos	Consejero	X		X		Coordinador de Procura y Abastecimiento para Exploración y Producción de la Dirección Operativa de Procura y Abastecimiento de Petróleos Mexicanos
Consejeros suplentes						
PTRI	Consejero Suplente		X			Suplente por Ausencia del Director Operativo de Producción de Pemex Transformación Industrial
PTRI	Consejero Suplente				X	Suplente por Ausencia de la Dirección Operativa de Pemex Transformación Industrial.
Total de consejeros en cada sesión:		5	6	7	5	

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0503/2019 del 4 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 del 29 de julio de 2019.

Se identificó que las sesiones ordinarias de 2018, fueron presididas por el presidente suplente, al respecto, no se contó con información para revisar las causas por las que el Consejo sesionó de esa manera en todas las ocasiones, lo que denotó la falta de interés y de una conducción integral de la cadena de valor por parte del Director General de Petróleos Mexicanos, teniendo en cuenta que la EPS es la que proporciona los insumos para los procesos productivos subsecuentes y contribuye con el 9.2% del total de los ingresos presupuestarios de la Federación.

Asistieron dos representantes de la SENER, derivado de un movimiento de sustitución del personal; el consejero de la SHCP asistió al 50.0% de las sesiones y no envió a un suplente en caso de ausencia; de los representantes de PEMEX, se observó que el puesto de consejero lo ocuparon dos personas, sin especificar cuál fue el consejero suplente, el mismo caso ocurrió con el consejero de la Dirección de Finanzas. En el caso de PTRI, se especificaron los consejeros suplentes; no obstante, no se encontró en ninguna Acta que el Consejo tomó conocimiento de la sustitución y nombramiento de los consejeros.

Con la revisión de las actas del Consejo, se observó que sólo en la tercera sesión del CAPEP, estuvieron presentes todos los miembros del consejo lo que denotó un seguimiento irregular de los temas tratados en las sesiones.

#### b) Temática de las sesiones del Consejo de Administración, 2015-2018

Con la revisión de las actas del Consejo de Administración de PEP, se identificó que, en el periodo 2015-2018, éste sesionó en 35 ocasiones, levantando un total de 15 actas de sesiones ordinarias, 1 de la sesión de instalación y 15 extraordinarias. En la revisión de las actas, se encontró que se trataron 21 temas que derivaron en 153 acuerdos, de los cuales el 69.3% correspondieron a aprobaciones, equivalentes a 106 convenios, y el 30.7% (47 acuerdos) restante correspondió a puntos donde el Consejo tomó conocimiento de los temas.

En 2018 se trataron 14 temas, de los cuales se llegó a 49 acuerdos, 38 fueron aprobaciones y 11 tomas de conocimiento. Los acuerdos más relevantes fueron: la migración con socio de 14 asignaciones, en las cuales se sesionó sobre el tipo de contrato, la parte contractual, las inversiones realizadas, los principales resultados operativos y financieros, y las posibles estrategias a seguir; en los contratos se expuso el finiquito para la terminación del convenio, debido al aumento de la tarifa por capacidad ociosa, particularmente en la zona de Cantarell, así como la terminación anticipada de los contratos de plataformas semisumergibles debido a problemas financieros, por la caída del precio del gas y por la cancelación del proyecto de desarrollo de campo Lakach; concilió sobre las líneas de acción que integraron la estrategia de Blindaje Electoral, e instruyó a la Administración de PEP para que llevara a cabo las acciones necesarias, en coordinación con el Grupo de Trabajo de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, para desarrollar dicha estrategia; tomó conocimiento de las modificaciones aprobadas por el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, respecto de los cambios en el contrato de prestación de servicios entre Pemex Exploración y Producción y P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V referentes a tarifas, cláusulas de cesión del contrato, terminación, suspensión y penalizaciones, e instruyó a la Administración de PEP que se lleven las acciones necesarias para la implementación de dichas modificaciones; y, respecto de las Rondas Petroleras organizadas por la Comisión Nacional de Hidrocarburos que correspondieron a la licitación 1 de la ronda 3, en 2018, el Consejo de Administración autorizó la participación de PEP en asociación o en lo individual, en los bloques que cumplan con los lineamientos de rentabilidad de Petróleos Mexicanos.

En lo relativo al cumplimiento de los compromisos de trabajo para conservar sus asignaciones y contratos; a la asignación y seguimiento del presupuesto en las actividades principales de la

cadena de valor de la empresa; al diseño e implementación de estrategias para la incorporación de reservas y la mejora de la relación reservas-producción; al diseño e implementación de estrategias de asignación de crudo en los mercados tanto nacional como internacional; las acciones para prevenir, mitigar, asumir, aceptar o transferir los riesgos de actos de corrupción y soborno; además, de la carencia de seguimiento y responsabilidad ante los acuerdos debido a la inasistencia del Director General de Petróleos Mexicanos y la participación del resto de los miembros del consejo en la totalidad de las sesiones, pese a que la EPS, en 2018, representó el 9.2% del total de ingresos presupuestarios de la Federación y el 101.8% del total de derechos, impuestos y otros, imputables a Petróleos Mexicanos, se observó que el Consejo de Administración fue omiso en la toma de decisiones operativas y financieras que mejoraran el desempeño de la empresa,

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio DGADEE/054/2020, del 27 de enero de 2020, los hallazgos detectados relativos a que el Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción fue deficiente en la toma de decisiones operativas y financieras que requirió la empresa; además, de la carencia de seguimiento y responsabilidad ante los acuerdos debido a la inasistencia del Director General de Petróleos Mexicanos y la participación del resto de los miembros del consejo en la totalidad de las sesiones, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las sanciones respectivas.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-002 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en su Consejo de Administración, trate los asuntos inherentes, tanto financieros, operativos y administrativos, con regularidad y dándoles el debido seguimiento en las sesiones ordinarias y extraordinarias, a efecto de que los miembros tomen decisiones con base en criterios de eficacia, eficiencia y economía, y se atiendan las deficiencias de la empresa, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; y, 11 del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-003 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en su Consejo de Administración, establezca un mecanismo de control para dar a conocer la sustitución y el nombramiento de los consejeros del CAPEP, a efecto de que se pueda dar seguimiento y se asigne responsabilidad en la toma de decisiones, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; y, 8, párrafo 3, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

### 3. Mecanismos de promoción de la integridad y combate a la corrupción de PEP

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

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

Se identificó que, de manera centralizada, en 2016 y 2017, Pemex Corporativo estableció un marco jurídico en materia de combate a la corrupción mediante el Código de Ética, Código de Conducta, Políticas y Lineamientos Anticorrupción, Política para el Desarrollo de la Debida Diligencia, y Programa de Cumplimiento Normativo, conocido como “Compliance”, los cuales son de aplicación general para todas las EPS, entre ellas PEP, por lo que existieron medidas para promover la integridad y combatir la corrupción del personal; no obstante se identificaron graves deficiencias en materia de gobernanza y canales de denuncia al interior de la Empresa Productiva Subsidiaria que podrían repercutir en que los procesos de exploración y explotación que se encuentren expuestos a riesgos de corrupción, mismas que se detallan a continuación:

- **Gobernanza:** ni en las actas de las sesiones ni en los acuerdos del Consejo de Administración de PEP, correspondientes al periodo 2015-2018, se observaron elementos que permitieran identificar que se abordara con regularidad asuntos fundamentales para la empresa tales como riesgos de corrupción, como se analizó en el resultado “Consejo de Administración de PEP”; además, la EPS no acreditó contar con una Declaratoria Anticorrupción de la Alta Dirección y la aplicación de sanciones por actos de corrupción cometidos por servidores públicos.

Esta situación denotó que al interior de la EPS no existió un modelo de “Gobernanza de Riesgos”, en materia de combate a la corrupción, conforme a las mejores prácticas, entendidas como la forma en la que los consejos de administración autorizan, optimizan y monitorean la gestión de riesgos de una entidad. Incluye las capacidades, las estructuras, los controles, los sistemas de información y la cultura desplegados para gestionar los riesgos.<sup>9/</sup>

- **Canales de denuncia:** en la auditoría, se solicitó al área corporativa de PEMEX indicar y documentar cuántos y cuáles fueron los casos en los que se detectó un acto de corrupción y por qué motivo, así como aquellos en los que se procedió a la imposición de una sanción o separación del cargo de algún funcionario público o empleado de PEP por motivos de corrupción, en el periodo 2015-2018; al respecto, la Gerencia Jurídica de Cumplimiento Legal y Transparencia de la Dirección Jurídica de PEMEX indicó que “por tratarse de faltas

---

<sup>9/</sup> International Financial Corporation, “Risk Taking: A Corporate Governance Perspective”, 2012, p. 11.

administrativas las denuncias fueron recibidas por la Unidad de Responsabilidades en la dirección <http://www.pemex.com/Paginas/unidad-responsabilidades.aspx>”.

Asimismo, señaló que “las quejas recibidas por ese medio no se hacen de conocimiento de la empresa, por lo que no se cuenta con evidencia de los mismos. Con la emisión del Código de Ética de Petróleos Mexicanos, en noviembre de 2016; se estableció la creación la Línea Ética como mecanismo de coordinación y comunicación para la atención, asesoría y canalización de casos en materia de ética al interior de PEMEX. No se tienen registradas denuncias de corrupción a través de la Línea Ética, ni del formulario del mecanismo Código de conducta”. Debido a esta situación, se identificó que no existió coordinación entre PEMEX y sus EPS, entre ellas PEP, con la Unidad de Responsabilidades para conocer y dar seguimiento a la posible existencia de casos de corrupción, por lo que no existieron garantías sobre la efectividad de los mecanismos para prevenir, detectar y sancionar la corrupción.

La ausencia de información que evidenciara la detección y la canalización, con las instancias y las autoridades competentes, de los actos y las omisiones que pudieron constituir prácticas de corrupción, denotó que el sistema de denuncias de PEMEX presentó fallas en su operación, relacionadas con la coordinación y el involucramiento de las partes interesadas, así como con la generación e integración de información sobre la recepción, investigación, respuesta y sanción ante denuncias derivadas de presuntos actos de corrupción, lo cual no es acorde a las mejores prácticas establecidas en materia de cumplimiento normativo y debida diligencia:

- La ISO 19600 “Sistemas de Gestión de Cumplimiento Normativo”, señala que la función de cumplimiento normativo debe ser responsable de desarrollar e implementar procesos para gestionar información, como quejas o comentarios por medio de líneas directas, un sistema de denuncia de irregularidades y otros mecanismos. <sup>10/</sup>
- La guía “Programas de evaluación del cumplimiento normativo”, reconoce que un sello distintivo de un programa de cumplimiento normativo bien diseñado es la existencia de un mecanismo eficiente y confiable mediante el cual los empleados puedan informar de forma anónima o confidencial las denuncias de una violación del código de conducta de la compañía, las políticas de la compañía o la mala conducta sospechada o real. <sup>11/</sup>
- El documento “Pautas de las buenas prácticas para llevar a cabo la debida diligencia con terceros”, señala que uno de los elementos a considerar para evaluar el nivel de riesgo de corrupción asociado a aquellos “terceros” o “contrapartes” con los que se pretendan realizar transacciones, es que éstos aparezcan en una lista de personas o empresas denegadas como consecuencia de sanciones o como resultado de mala conducta. <sup>12/</sup>

---

<sup>10/</sup> International Organization for Standardization, ISO 19600 Compliance management systems — Guidelines, 2014.

<sup>11/</sup> U.S. Department of Justice, Criminal Division, Evaluation of Corporate Compliance Programs, 2019.

<sup>12/</sup> World Economic Forum, Good Practice Guidelines on Conducting Third-Party Due Diligence, 2013.

## b) Gestión de riesgos de corrupción

Se observó que, en 2018, Pemex Exploración y Producción identificó 11 posibles riesgos de corrupción, de los cuales 4 fueron de prioridad I, que demandarían atención inmediata y 7 de prioridad II, que requerirían atención periódica. Los posibles riesgos identificados se asocian al manejo indebido de información referente a la evaluación técnica y económica, estudios, prospectos, soporte de perforación y terminación y, reservas evaluadas; además, de la alteración de información para favorecer tecnología no adecuada y a contratistas o proveedores; también se deben a la falsificación de información para trabajos no requeridos y sobreestimación de requerimientos presupuestales. Los procesos en los que PEP detectó posibles riesgos fueron: evaluación de áreas y de prospectos, transferencia de descubrimientos, desarrollo de campos y optimización, y explotación de yacimientos.

En relación con la materialización de los riesgos, se indicó que impactaría en el aumento en los costos, desvío de las metas establecidas en los programas, daño patrimonial, incumplimiento de especificaciones y desviación de recursos presupuestales; no obstante, para combatirlos PEP estableció controles que son insuficientes, debido a que solamente se realizarían evaluaciones y aplicarían guías operativas y de procedimientos, pero no se identificaron acciones para su tratamiento, mitigación, aceptación o transferencia.

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

Ante esta situación, es necesario fortalecer la adopción y la implementación de los mecanismos establecidos por PEMEX para promover la integridad y evitar prácticas corruptas de parte del personal y los servidores públicos de PEP, responsables de conducir, dirigir y operar los procesos de exploración y extracción de hidrocarburos, entre las que destacan el soborno, el tráfico de influencias, la malversación de recursos, el abuso de funciones y el enriquecimiento ilícito, entre otras prácticas; para lograr lo anterior, se requerirá de una participación activa de la EPS en materia de gobernanza y canales de denuncia.

Por lo expuesto, se observó que Pemex Exploración y Producción careció de acciones de supervisión y control para la implementación de los códigos de ética y de conducta, las políticas anticorrupción, los procedimientos de debida diligencia, el programa de cumplimiento, la gestión de riesgos de corrupción, y el canal de denuncias; asimismo, se acrecentaron los riesgos de corrupción al carecer de un documento de planeación estratégica, que pudiera fungir como una actividad de control que regulara la posibilidad de que se tomen decisiones de manera discrecional y faltas de transparencia, sobre los temas operativos y financieros, como se observó en el resultado “Diseño del Plan de Negocios de la empresa”; y en consecuencia, los recursos no se administraron con eficacia, eficiencia y economía.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio DGADEE/054/2020, del 27 de enero de 2020, los hallazgos detectados relativos a que Pemex Exploración y Producción fue negligente al no realizar acciones de supervisión y control de los códigos de ética y de conducta, las políticas anticorrupción, los procedimientos de debida diligencia, el programa de cumplimiento, la gestión de riesgos de corrupción, y el canal de denuncias, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las sanciones respectivas.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-004 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Pemex Corporativo, implemente las estrategias que correspondan, a efecto de fortalecer sus medidas orientadas a prevenir, reducir y mitigar actos de robo, fraude y corrupción, y contar con sistemas adecuados y eficaces de control y vigilancia, que examinen de manera constante y periódica el cumplimiento de los estándares de integridad en toda la organización, que incluya consecuencias concretas respecto de quienes actúan de forma contraria a las normas internas o a la legislación mexicana, con el propósito de evitar riesgos en la integridad de la empresa y garantizar su sujeción a las leyes aplicables en materia de combate a la corrupción, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI; 25, fracciones II, III, IV, V y VI; y, 49, fracción II, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, VI.2 Administración de Riesgos, párrafo segundo, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-005 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, mediante su Consejo de Administración, establezca o defina mecanismos de coordinación con el Comité de Ética y la Unidad de Responsabilidades de Petróleos Mexicanos, a efecto de conocer los posibles casos de corrupción que se denuncien ante esa Unidad; así como implementar un mecanismo que permita el monitoreo y seguimiento de los compromisos en materia ética, a efecto de contribuir a la efectividad de los mecanismos orientados a prevenir, detectar y sancionar actos de corrupción y administrar sus riesgos adecuadamente, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, 25, fracciones II, III, IV, V y VI y 49, fracción II, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, VI.2 Administración de Riesgos, párrafo segundo, de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**4. Diseño del Plan de Negocios de la empresa**

Un plan de negocios es un informe detallado sobre los productos o servicios de una empresa, producción, finanzas, mercados y clientes, recursos humanos y requisitos de infraestructura

y suministros. Este documento describe el estado pasado y presente de un negocio, pero su principal propósito es planear el futuro de una empresa.<sup>13/</sup> En el resultado se dio seguimiento a la recomendación de que PEP contara con un Plan de Negocios propio; revisión del Planteamiento Estratégico Institucional 2018, del Plan de Negocios 2017-2021 y el análisis del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2019-2023.

a) Seguimiento a la recomendación de que PEP cuente con un Plan de Negocios propio

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2017, la ASF realizó la auditoría núm. 484-DE, "Producción de Gas Natural" y como resultado se identificó que Pemex Exploración y Producción 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 fue una limitación significativa no sólo para el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PEP definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera.

Al respecto, PEP señaló que de acuerdo con lo establecido en el artículo 13, fracción III, 14 y 70, primer párrafo de la Ley de Petróleos Mexicanos únicamente se mandata realizar un Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, por lo que la EPS no está obligada a tener uno específico; por lo que, en 2018, Pemex Exploración y Producción continuó careciendo de un Plan de Negocios propio, contrario a las mejores prácticas;<sup>14/</sup> sin embargo, PEP indicó que cuenta con un documento programático denominado "Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021" en el cual se señalaron los Objetivos Estratégicos y Específicos por EPS y Estrategias de las Empresas productivas del Estado y el Corporativo.<sup>15/</sup>

b) Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021<sup>16/</sup>

Con la revisión de dicho documento, se identificó que para lograr el reto de "Reemplazar la caída de la producción de Cantarell, estabilizar la producción y eventualmente incrementar la plataforma de manera rentable, segura y sustentable", se establecieron cuatro objetivos

---

<sup>13/</sup> United Nations Conference On Trade And Development, "How to Prepare Your Business Plan", Nueva York y Ginebra, 2002, p. 3.

<sup>14/</sup> En el apartado 4 "Monitoreo del Desempeño" del documento "Gobierno Corporativo de las Empresas de Propiedad Estatal" del Banco Mundial, se señala que: de acuerdo con su mandato, cada empresa de propiedad estatal necesita desarrollar su propia estrategia; un plan estratégico proporciona claridad tanto a la administración como a los empleados, y las estrategias claras permiten a los administradores tomar decisiones alineadas a la dirección general de la empresa, y proporcionan una base para medir su desempeño. World Bank, Corporate Governance of State-Owned Enterprises, A toolkit. Estados Unidos, 2014, p. 106.

<sup>15/</sup> Documento señalado como secreto comercial con base en el artículo 113, fracción II, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública, en relación con el artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

<sup>16/</sup> *Ibidem*.

estratégicos y ocho estrategias; no obstante, sus objetivos estratégicos no cumplieron con los criterios SMART <sup>17/</sup> porque no fueron medibles ni acotados en el tiempo y, sus estrategias no dieron continuidad a las planeadas en el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias 2017-2021, las cuales fueron: 1) Concentración en asignaciones rentables para Pemex; 2) No se desarrollan asignaciones que no son rentables después de impuestos; 3) Agresivo programa de *farm outs* que eleva la producción en 15%; y, 4) Pemex desarrolla campos cuya rentabilidad es variable debido a que depende de los precios internacionales. Además, en el Planteamiento Estratégico no se establecieron indicadores que permitan evaluar el cumplimiento de los Objetivos Estratégicos y Específicos, sus estrategias, asuntos financieros y escenarios de riesgos, por lo que el Consejo de Administración careció de un documento de planeación estratégica específico de PEP, en el que se definieran sus estrategias e indicadores operativos y financieros, enfocados en el cumplimiento de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado mexicano, alineados al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, lo cual implicó una limitación no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa; sino para que PEP definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera.

#### c) Plan de Negocios de PEMEX y sus EPS 2019-2023

Como hechos posteriores al ejercicio fiscal 2018, se evaluaron los criterios de elaboración del Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023, con respecto al artículo 14, de la Ley de Petróleos Mexicanos, a fin de determinar si incorporaron los criterios mínimos para PEP, y evaluar si las carencias detectadas en el Plan de Negocios 2017-2021, fueron cubiertas.

Se identificaron 11 Objetivos Estratégicos, de los cuales 8 se vincularon con PEP y los restantes pertenecen a otras EPS. El correspondiente a “Acelerar la incorporación de reservas para asegurar la sostenibilidad de la empresa” es exclusivo de Pemex Exploración y Producción y los 7 restantes se orientaron al fortalecimiento financiero; incremento en la producción; adecuación y modernización de la infraestructura; incremento de la confiabilidad y seguridad de las operaciones; eficiencia en las actividades operativas y administrativas; responsabilidad social y mejora en la eficiencia energética; e, integridad física de las instalaciones y sistemas de información, los cuales se llevarán a cabo por Pemex en coordinación con todas las Empresas Productivas Subsidiarias.

Se observó que no en todos los casos los objetivos específicos fueron medibles por lo que incumplieron con los criterios SMART (específicos, mensurables, alcanzables, relevantes, y referidos a un plazo). Asimismo, se evaluó la suficiencia de los indicadores establecidos para el logro de los objetivos y ninguno cumplió con el criterio de ser específicos; para su logro, en algunos casos, se tendrán que coordinar con Pemex y sus demás EPS, así como con el Gobierno Federal y hacer frente a los riesgos asociados con la actividad exploratoria; en su

---

<sup>17/</sup> Organización de las Naciones Unidas, “Handbook on Planning, Monitoring and Evaluating for Development Results”, Estados Unidos de América, 2009, p. 63.

mayoría fueron relevantes debido a que contribuyen a la eficiencia de la empresa y a la generación de ingresos para el Estado Mexicano.

Respecto de las líneas y oportunidades de negocio, en el Plan de Negocios se identificó que, si PEP incrementa y se vuelve eficiente en la producción de gas natural, podrá atender el déficit actual del mercado de gas natural originado por el crecimiento dinámico de los sectores eléctrico e industrial; no obstante, no se mencionaron líneas y oportunidades de negocio para el petróleo crudo.

El documento contó con 35 estrategias, se identificaron 3 comerciales, 2 financieras y 2 de inversiones; no obstante, las referentes al fortalecimiento de la comercialización y contribución al abasto de productos de manera eficiente y oportuna, así como servicios de calidad, se le asignó la responsabilidad a otras EPS y no a PEP, por lo que esta empresa no contó con estrategias comerciales. Con respecto a las estrategias financieras y de inversiones estas fueron planteadas para realizarse por Pemex en coordinación con todas sus EPS; sin embargo, no se mencionó el grado de contribución de PEP.

En el plan se indicaron proyectos de gran magnitud y de mejora tecnológica para Pemex Exploración y Producción, los correspondientes al desarrollo acelerado de nuevos campos; modelo de negocio de un Contrato de Servicios Integrales de Exploración y Extracción (CSIEE); <sup>18/</sup> y, aprovechamiento de gas húmedo amargo con alto contenido de nitrógeno; los cuales, requerirán de una inversión en adquisiciones prioritaria de plataformas, ductos marinos y terrestres, así como baterías.

En el diagnóstico sobre la situación operativa de PEP, se identificó que se enunciaron los principales problemas y el incumplimiento de los indicadores que impactaron en sus resultados, referentes a la disminución de la inversión en las actividades exploratorias y como consecuencia la disminución de reservas; de igual forma, se abordó la declinación natural de los yacimientos y la complejidad para su extracción; también, se señaló al gas natural como elemento estratégico.

En relación con la situación financiera, se observó que se mencionaron los cambios en el incremento de su capacidad financiera derivado de las nuevas condiciones legales y la afectación en los ingresos de PEP, en respuesta a la disminución de la producción; no obstante, los indicadores y los resultados no contaron con datos que permitieran comprender la problemática de las elevadas tasas impositivas.

Se identificó que, el Plan de Negocios contó con un apartado de “Riesgos Estratégicos” e incorporó un anexo con “Escenario de Riesgos”; no obstante, dicha información se clasificó como de seguridad nacional, con base en el artículo 110, fracción I, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

---

<sup>18/</sup> Se refieren a contratos con un proveedor de servicios para asistir a Pemex en la exploración, desarrollo y producción de hidrocarburos.

En el documento se señalaron los riesgos estratégicos que podrían afectar el logro de los objetivos de la empresa; se identificó que dos fueron específicos de PEP y los restantes corresponden a Pemex en coordinación con sus EPS. Con respecto de los escenarios de riesgo, se identificó que se consideraron variables correspondientes al desempeño operativo de PEP, no obstante, no existió una separación del comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, tendencias en la oferta y demanda y, cambios geopolíticos que se asociaran a Pemex Exploración y Producción. Por lo anterior, el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos 2019-2023 no contó con la especificidad necesaria para atender y dar seguimiento a la problemática de PEP.

Los resultados operativos y financieros de PEP, que se muestran en el informe, denotan la necesidad de que la EPS cuente con un documento de planeación específico para las actividades de exploración y producción; derivado de lo expuesto, el carecer de un adecuado plan de negocios o un documento de planeación estratégica, que describiera el estado presente y futuro del negocio, fue una limitante para PEP, al no poder definir los recursos de manera eficaz, eficiente y económica para frenar la caída en la producción de hidrocarburos en los años subsecuentes, lo que ha afectado a la cadena de valor de Petróleos Mexicanos; por el incumplimiento de las metas asociadas a los compromisos mínimos de trabajo y de inversión prevista, y por tanto, poner en riesgo las asignaciones de zonas de exploración y producción; incumplir con los estudios geológicos programados, derivado de una deficiente administración y presupuestación de los recursos; no mejorar la relación reservas producción, al carecer de indicadores que le permitieran establecer acciones para la incorporación de reservas que revirtieran la tendencia a la baja de las reservas totales; al no contar con estrategias operativas y comerciales de hidrocarburos en el mercado nacional, que coadyuvaran al abastecimiento de hidrocarburos que demandó el país; a trabajar con pérdidas operativas, a causa de una mala programación y presupuestación de los mantenimientos requeridos; al no considerar en la planeación financiera la baja en la producción, la comercialización y los factores externos, lo que no le permitió generar utilidad neta después de impuestos; al no tener un indicador que reflejara una estimación real de los costos de producción de hidrocarburos; y, no asignar los recursos necesarios para atender todas estas deficiencias, como se analizó en el presente informe.

Asimismo, la carencia del documento de planeación estratégica aumenta la materialización de riesgos de corrupción en las actividades de la EPS y por tanto de Petróleos Mexicanos, ya que éste representa una actividad de control que potencia la posibilidad de que se tomen decisiones basadas en objetivos estratégicos, sobre los temas operativos y financieros.

#### **2018-6-90T9G-07-0455-07-006 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en coordinación con Petróleos Mexicanos, establezcan un documento de planeación estratégica para la EPS, de carácter urgente, que sea específico de PEP, a fin de que se asignen los recursos de manera eficaz, eficiente y económica, y se definan las medidas preventivas y correctivas para su operación; además de objetivos e indicadores que cumplan con todos los criterios SMART; estrategias comerciales, financieras y de inversiones; un diagnóstico de su situación operativa y financiera; indicadores

y resultados idóneos para comprender las fluctuaciones de la Empresa, referente a su valor económico y su rentabilidad, así como la generación de escenarios de riesgos incluyendo variables específicas del comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, tendencias en la oferta y demanda y, cambios geopolíticos asociadas a la EPS, a fin de permitir la mejora en la toma de decisiones, dar seguimiento y controlar el negocio, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; y, 14 y 70, primer párrafo, de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

## 5. Participación de PEP en las Rondas petroleras

El resultado se desarrolló en tres apartados; el primero, referente al análisis de las asignaciones que obtuvo PEMEX con motivo de la Ronda Cero y de los contratos adjudicados a la EPS en las rondas 1, 2 y 3; en el segundo, se presenta el análisis de la inversión programada contra la ejercida, tanto de las asignaciones de PEMEX como de los contratos de las rondas 1, 2 y 3; y, en el tercero, se muestran los resultados de la incorporación de reservas y la producción obtenida durante la ejecución de las asignaciones y de los contratos de exploración y extracción, en el periodo 2015-2018.

### a) Asignaciones, migraciones y contratos

#### a.1) Asignaciones

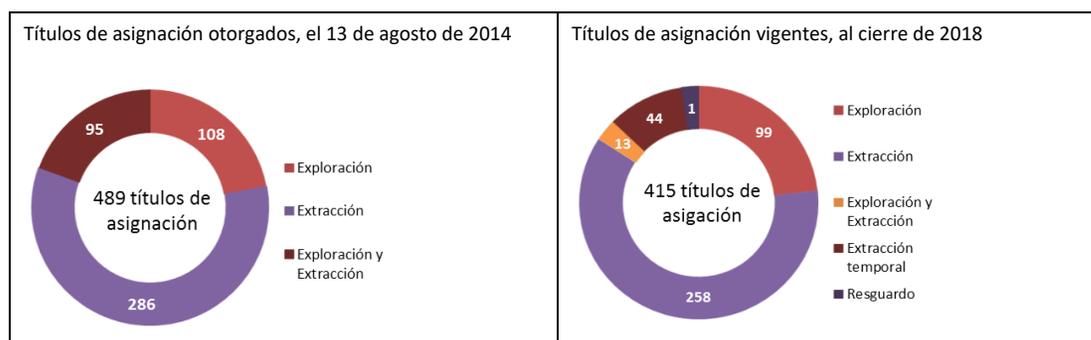
La Ronda Cero, en 2014, fue el proceso mediante el cual la Secretaría de Energía (SENER), con asistencia de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), adjudicó a Petróleos Mexicanos (PEMEX) las asignaciones que tuvieron por objeto reforzar las inversiones de la Empresa Productiva del Estado, a la cual se le otorgaron el 83.0% de las reservas 2P <sup>19/</sup> y el 21.0% de los recursos prospectivos, conformando un portafolio de proyectos que le permitiera producir 2.5 millones de barriles diarios (Mbd) por los próximos 20.5 años. El derecho de explotar las áreas contractuales asignadas estuvo sujeto a que se cumpliera con los compromisos mínimos de trabajo, establecidos en los títulos de asignación; de lo contrario dichos títulos serían revocados.

Los cambios en el número de asignaciones, otorgadas desde la Ronda Cero al cierre de 2018, se muestran en la gráfica siguiente:

---

<sup>19/</sup> De conformidad con el documento emitido por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, "Reservas de Hidrocarburos en México: Conceptos Fundamentales y Análisis", México, 2018, las reservas son aquellas cantidades de petróleo que se anticipan a ser comercialmente recuperables mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas. Las reservas posibles o 3P son aquellas que cuentan con una probabilidad del 10.0% de materializarse. Las reservas probables o 2P son las que tienen una probabilidad del 50.0% de materialización. Las reservas probadas o 1P son aquellas que tienen probabilidad del 90.0% de ser recuperadas.

TÍTULOS DE ASIGNACIÓN OTORGADOS A PEMEX EN LA RONDA CERO Y LOS QUE SE ENCONTRARON VIGENTES,  
A 2018  
(Número de títulos)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, mediante el oficio número UJ/DGC/234.134/2019, del 12 de agosto de 2019.

Se identificó que los títulos de asignación que se le otorgaron a PEMEX, disminuyeron 15.1%, al pasar de 489, en 2014, a 415, en 2018, debido a la modificación en las áreas contractuales con objeto de otorgar permisos de exploración a las asignaciones de extracción; la migración de las Asignaciones Misión, Ébano y Miquetla a Contratos; la simplificación en las áreas contractuales; la fusión, la renuncia de asignaciones y los procesos de devolución de áreas por no presentar el Plan de Exploración.<sup>20/</sup>

El primer plazo para que PEP cumpliera con los compromisos mínimos de trabajo fue el 27 de agosto de 2017; sin embargo, el 28 de agosto de 2017, la SENER concedió a PEP la aprobación de un periodo adicional de dos años, para las asignaciones de exploración. Como hechos posteriores, se identificó que dicho plazo venció el 27 de agosto de 2019, donde PEP debió haber perdido 61 áreas contractuales de los 95 títulos de asignación de exploración con los que contaba en ese año, debido a:

- Incumplimiento en los compromisos mínimos de trabajo, principalmente, de perforación de pozos, adquisición de sísmicas 2D y 3D y de las metas de inversión.
- Menor avance en la exploración debido a que requerían fractura hidráulica; además de no existir una regulación de áreas shale<sup>21/</sup> por parte de la Agencia de Seguridad Energética y Ambiental (ASEA).

<sup>20/</sup> Informe Anual 2018 de la CNH remitido con el oficio número UJ/DGC/234.134/2019, del 12 de agosto de 2019.

<sup>21/</sup> Áreas shale son zonas que contienen roca sedimentaria compacta impregnada de materiales orgánicos que rinde aceite al ser calentada.

Como hechos posteriores, se identificó que la SENER le otorgó a la EPS, el 28 de agosto de 2019, 64 asignaciones de exploración y de extracción de hidrocarburos, basándose en los dictámenes técnicos de la CNH, <sup>22/</sup> donde se consideraron los elementos siguientes:

- En el análisis del supuesto de excepcionalidad presentado por la SENER, el organismo no prevé la realización de una próxima licitación de contratos de exploración y de extracción; con base en esto, el otorgamiento de las asignaciones resulta ser el mecanismo más adecuado para el interés del Estado en términos de producción y garantía del abasto de hidrocarburos.
- La propuesta de ajustes a las áreas de asignación propuestas por la SENER, a fin de jerarquizar los proyectos de exploración para concentrar esfuerzos en donde se puedan tener resultados favorables en relación con la eficiencia exploratoria y restitución de reservas. <sup>23/</sup>

#### a.2) Migraciones

A diciembre de 2015, PEP y sus socios solicitaron la migración de ocho Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y dos Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), que fueron firmados previo a la aprobación de la Reforma Energética.

En ese año, PEP solicitó la migración (*farm out*) <sup>24/</sup> de 14 campos asignados, a 8 nuevos contratos. Por medio de los *farm outs* las compañías pudieron establecer asociaciones con PEP mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y las áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones debían presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas.

La migración de CIEPs, COPFs y los *farm outs* permitió a PEMEX establecer alianzas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse del capital y la tecnología necesarios para aprovechar los recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas.

---

<sup>22/</sup> Con base en lo señalado en el Comunicado de Prensa, del 28 de agosto de 2019, "SENER otorga a Pemex 64 asignaciones para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos" de SENER, consultado el 12 de septiembre de 2019, disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/sener-otorga-a-pemex-64-asignaciones-para-realizar-actividades-de-exploracion-extraccion-de-hidrocarburos>.

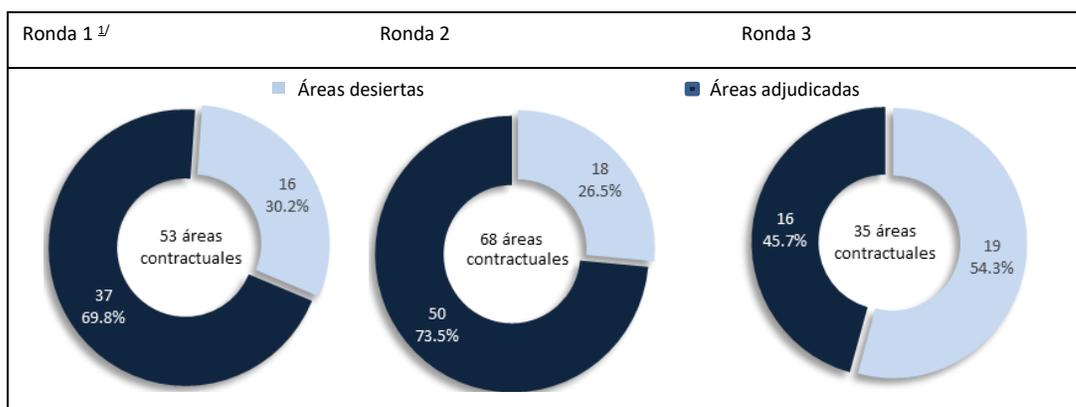
<sup>23/</sup> Con base en lo señalado en el Comunicado de Prensa 005 emitido por la CNH, consultado el 11 de septiembre de 2019, disponible en: <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-005-emitido-por-la-cnh?idiom=es>.

<sup>24/</sup> Son asociaciones petroleras que permite a las empresas complementar sus capacidades operativas y compartir riesgos financieros, tecnológicos y geológicos, a fin de estabilizar su producción e incrementarla gradualmente.

a.3) Contratos licitados en las rondas 1, 2 y 3

En el periodo 2015-2018, se licitaron 156 áreas contractuales, de las cuales 103 se adjudicaron a los contratistas participantes; mientras que, 53 áreas no fueron asignadas a ningún participante, como se muestra a continuación:

ÁREAS CONTRACTUALES SIN ADJUDICAR Y ADJUDICADAS EN EL PROCESO DE LICITACIÓN DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN, 2015-2018



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la página web Rondas México, CNH, consultada el 11 de septiembre de 2018, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>.

Nota: Las áreas desiertas se definen como las áreas sin adjudicar.

<sup>1/</sup> Contrato CNH-R01-L03-A14/2015 fue terminado anticipadamente por incumplimiento de su Programa Mínimo de Trabajo y cumplió con la pena convencional.

A 2018, se tenían suscritos 111 Contratos de Exploración y Extracción (CCE); de éstos, 103 fueron adjudicados mediante las Rondas de Licitación a privados, a privados en asociación con PEMEX o de manera exclusiva a PEMEX; del resto, 5 fueron migraciones de títulos de asignación a CEE y 3 *farm outs* de PEP.

En relación con los 103 contratos de exploración y de extracción adjudicados a los contratistas licitantes, PEP logró que se le adjudicaran 14 contratos, como se muestra a continuación:

RONDAS DE LICITACIÓN EN LAS QUE PARTICIPÓ PEP, 2015-2018

Rondas	Número de la Licitación	Contratos Adjudicados [1]	Número de participaciones de PEP <sup>1/</sup> [2]	Contratos adjudicados a PEP [3]	Índice de éxito (%) [4]= [3/1]*100
1	4	8	16	1	12.5
2	1	10	40	2	20.0
	4	19	95	4	21.1
3	1	16	96	7	43.8
Total		53	247	14	26.4

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la página web Rondas México, CNH, consultada el 11 de septiembre de 2018, disponible en <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>

<sup>1/</sup> PEP participó de forma individual y de manera conjunta con privados en la licitación de un mismo contrato, con objeto de aumentar las posibilidades de obtener la adjudicación.

Con lo anterior, se observó que PEP incrementó sus posibilidades de ganar las licitaciones mediante la asociación con empresas privadas, al participar 247 veces en las 3 rondas; sin embargo, de los 53 contratos otorgados en esos concursos, la EPS sólo logró adjudicarse 14, de los cuales 3 se ganaron de manera individual y 11 con la asociación de la iniciativa privada, lo que representó un margen de éxito del 26.4%, 5.7% cuando concursó de manera individual y 20.7% cuando lo hizo con socios.

#### b) Inversión programada y ejercida

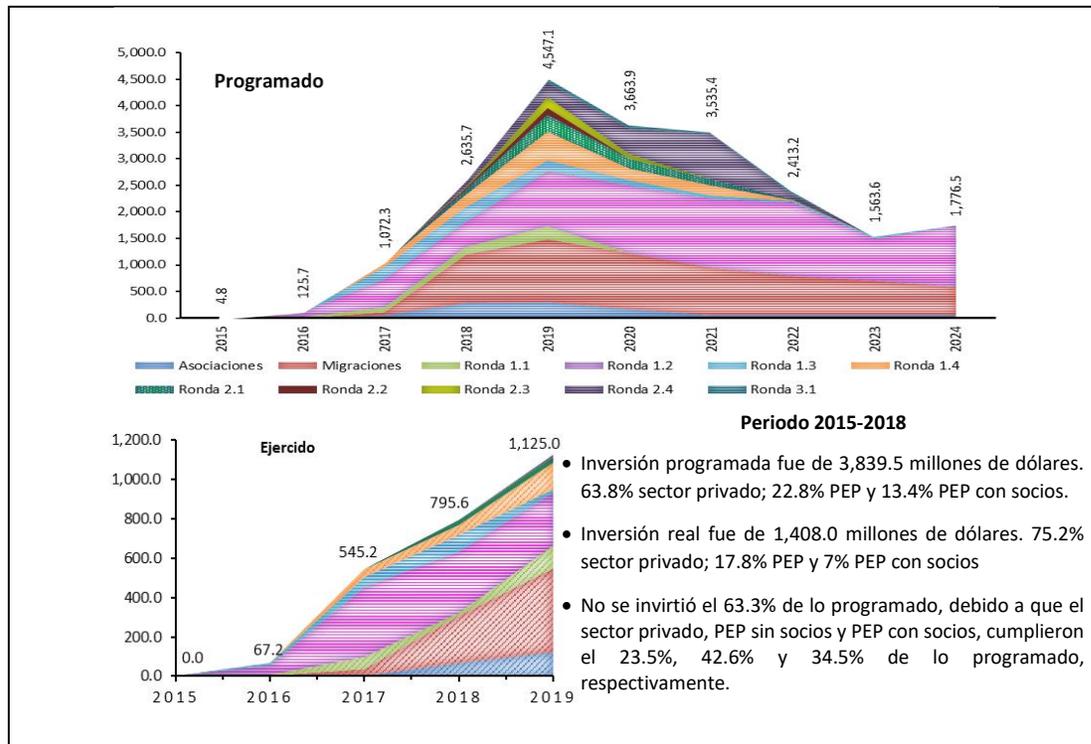
En este apartado se analizó la inversión realizada por PEP y terceros, relativa a los títulos de asignación y los contratos de exploración y de extracción, ya que una de las principales premisas de la Reforma Energética fue atraer mayor inversión de la iniciativa privada al sector energético para poner en producción yacimientos de hidrocarburos que se encontraban inactivos por falta de tecnología y de capacidad de ejecución, eso se debió a que PEMEX no contaba con el presupuesto anual para desarrollar su portafolio de exploración y de extracción, ya que requeriría cerca de 60,000.0 millones de dólares al año, <sup>25/</sup> por esto, la importancia de la inversión y los resultados obtenidos de su implementación.

##### b.1) Inversión programada y ejercida por ronda en el periodo 2015-2018

Se analizaron las metas de inversión de las rondas de licitación, del periodo 2015-2024 y se comparó con los montos de inversión ejercida en la exploración y producción del periodo 2015-2018, como se muestra a continuación:

<sup>25/</sup> Con base en lo señalado en la Reforma Energética, p. 4.

INVERSIÓN PROGRAMADA Y EJERCIDA PARA LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS POR RONDA, EN EL PERIODO 2015- 2024 <sup>1/</sup>  
(Millones de dólares)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos extraídos de la página web; <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>

<sup>1/</sup> La inversión ejercida cuenta con datos al 31 de julio de 2019.

En 2018, se programó que se invirtiera en la producción y la extracción de hidrocarburos 2,635.7 millones de dólares, de los cuales el sector privado invertiría 1,374.3 millones de dólares (52.1%); PEP 809.2 millones de dólares (30.7%); y, PEP con socios 452.2 millones de dólares (17.2%); sin embargo, solamente se materializaron inversiones por 795.6 millones de dólares, 30.2% respecto de lo esperado, ya que el sector privado efectuó inversiones por 484.2 millones de dólares, 35.2% de lo esperado; PEP 218.1 millones de dólares, 26.9% de la meta; y, PEP con socios 93.4 millones de dólares, 20.6% de lo planteado.

Como hechos posteriores, y con cifras al 31 de julio de 2019, se observó que se programó invertir 4,547.1 millones de dólares, de lo cual en siete meses se avanzó 24.7%, los privados invirtieron el 19.1% de lo planeado, PEP el 39.0% y PEP con socios 30.2%.

Por lo expuesto, se observó que la reforma energética no tuvo el efecto esperado, ya que no se cumplieron las metas de inversión en cada uno de los años del periodo 2015-2018, y dada la tendencia, en 2019 tampoco cambió.

## b.2) Inversión de Asignaciones

La inversión programada y ejecutada para la exploración y la producción de hidrocarburos que se registró en los títulos de asignación otorgados a PEP, en 2018, se presenta a continuación:

INVERSIÓN PROGRAMADA Y EJERCIDA POR PEP EN LOS TÍTULOS DE ASIGNACIÓN, EN 2018  
(Miles de pesos y por cientos)

Tipo de Inversión	Programado	Ejercido	Cumplimiento (%)	Diferencia
Exploración	1,520,000.0	31,210,100.0	2,053.3	29,690,100.0
Extracción	225,015,300.0	119,600,900.0	53.2	(105,414,400.0)
Total	226,535,300.0	150,811,000.0	66.6	(75,724,300.0)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, extraídos de la página web; <https://asignaciones.hidrocarburos.qob.mx/>.

Se identificó que, en 2018, la inversión total en asignaciones fue de 150,811,000.0 miles de pesos, el 66.6% de los 226,535,300.0 miles de pesos que se tenía planeado invertir; en exploración invirtió 31,210,100.0 miles de pesos, 20.5 veces más de la programada y en extracción erogó 119,600,900.0 miles de pesos, 46.8% menos de lo que planeo, sin que dentro de la información remitida por la EPS, señalara las causas de dicha variación. Por lo tanto, de la inversión ejercida en las asignaciones que estuvieron a cargo de PEP, se destinó el 20.7% a la exploración y 79.3% a la extracción.

## b.3) Inversión en los contratos de las rondas 1, 2 y 3

La inversión programada en los contratos para la exploración y la producción de hidrocarburos se muestra a continuación:

INVERSIÓN PROGRAMADA Y EJERCIDA PARA LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS POR PARTICIPANTE, EN 2018 <sup>1/</sup>  
(Miles de pesos y por cientos)

Contratistas	Programado	Real	Cumplimiento (%)	Participación (%)	Diferencia
PEP	15,569,183.7	4,195,443.5	26.9	27.4	(11,373,740.2)
PEP en asociación	8,700,043.2	1,796,085.5	20.6	11.7	(6,903,957.7)
Privados	26,441,102.4	9,316,002.4	35.2	60.9	(17,125,100.0)
Total	50,710,329.3	15,307,531.4	30.2	100.0	(35,402,797.9)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos extraídos de la página web; <https://hidrocarburos.qob.mx/estad%C3%ADsticas/>.

Nota: No se señaló específicamente la inversión ejercida por PEP, cuando se encuentra asociado.

<sup>1/</sup> Se empleó un promedio anual de tipo de cambio, publicado por el Banco de México de: 19.24 pesos para 2018.

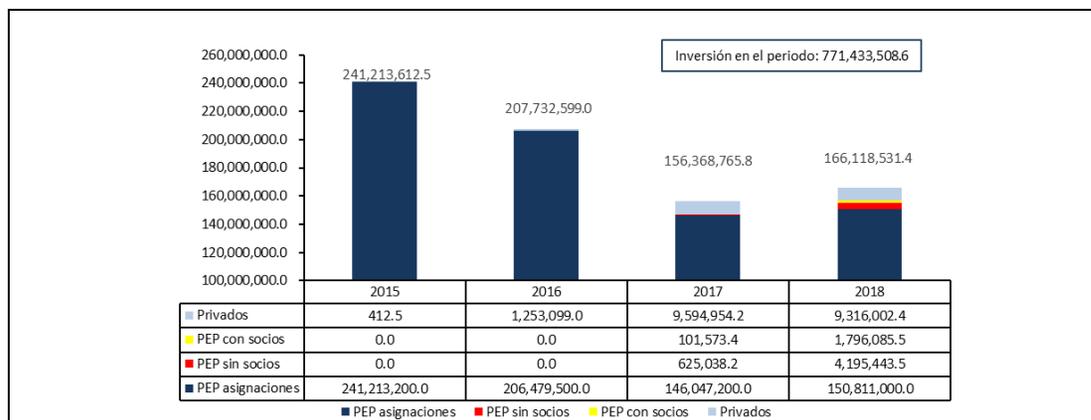
En la revisión de los reportes de inversión elaborados por la CNH, se identificó que, en 2018 los contratistas ejercieron el 30.2% de los 50,710,329.3 miles de pesos, que se tenían previstos ejecutar en los planes de exploración, evaluación y desarrollo para llevar a cabo actividades de exploración, evaluación de reservas, desarrollo de los campos, producción y abandono.<sup>26/</sup>

En 2018, PEP invirtió 4,195,443.5 miles de pesos, 73.1% (11,373,740.2 miles de pesos) menos de los 15,569,183.7 miles de pesos previstos; la EPS en asociación invirtió 1,796,085.5 miles de pesos, 79.4% (6,903,957.5 miles de pesos) inferior a los 8,700,043.2 miles de pesos considerados; y, los privados invirtieron 9,316,002.4 miles de pesos, 64.8% (17,125,100.0 miles de pesos) menor a los 26,441,102.4 miles de pesos estimados, sin que la EPS dentro de la información remitida señalara las causas de dicha variación.

b.4) Inversión ejercida por PEP y la iniciativa privada

La inversión ejercida por PEP y los privados para la exploración y la producción de hidrocarburos, en el periodo 2015-2018, se muestra a continuación:

INVERSIÓN EJERCIDA POR PEP Y PRIVADOS PARA EXPLORAR Y EXTRAER HIDROCARBUROS,<sup>1/</sup> 2015-2018  
(Miles de pesos)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos extraídos de la página web; <https://hidrocarburos.gob.mx/estad%C3%ADsticas/>.

Nota: No se señaló específicamente la inversión ejercida por PEP, cuando se encuentra asociado.

<sup>1/</sup> Se empleó un promedio anual de tipo de cambio, publicado por el Banco de México de: 15.85 pesos para 2015, 18.66 pesos para 2016, 18.93 pesos para 2017 y 19.24 pesos para 2018.

<sup>26/</sup> Se refiere a las actividades realizadas para sellar un pozo, de forma temporal, cuando todavía tiene vida productiva, o de forma permanente cuando ha dejado de producir. El abandono tiene como propósito garantizar la integridad mecánica del pozo después de ser abandonado, así como evitar la migración de fluidos hacia la superficie.

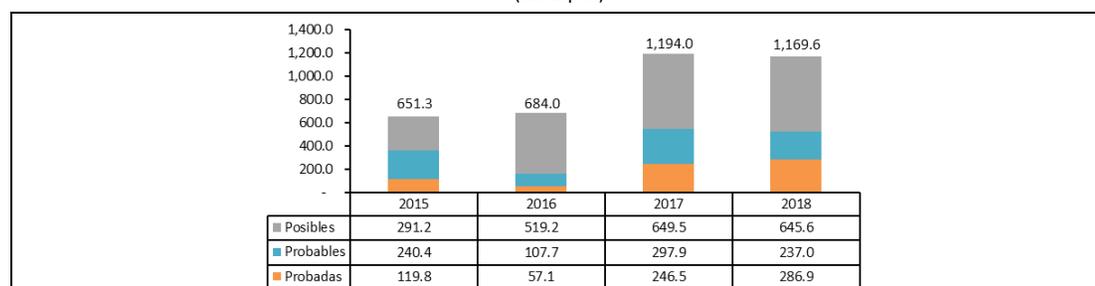
Se identificó que, en el periodo 2015-2018, la inversión ejercida para explorar y producir hidrocarburos fue de 771,433,508.6 miles de pesos; el monto invertido tuvo una disminución media anual de 11.7%, la inversión de PEP en asignaciones, con y sin socios decreció a una tasa media anual del 13.4%. Respecto de la inversión de los privados, ésta se incrementó 22,584.2 veces; sin embargo, en el último año, sólo representó el 5.6% de la inversión total y disminuyó respecto al año anterior.

c) Resultados obtenidos de la implementación de las asignaciones y los contratos

c.1) Incorporación de reservas

La incorporación de reservas de los descubrimientos, mediante las asignaciones y los contratos de exploración y extracción, se muestra a continuación:

INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE PEP, POR DESCUBRIMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2015-2018  
(MMbpce)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras, mediante el oficio número UJ/DGC/234.134/2019, del 12 de agosto de 2019.

MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Se detectó que las reservas incorporadas totales de petróleo crudo equivalente registraron un crecimiento de 21.5%, al pasar de 651.3 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), en 2015, a 1,169.6 MMbpce, en 2018.

Asimismo, se identificó que las reservas posibles el 55.2% (645.6 MMbpce); las probables 20.3% (237.0 MMbpce); y, las probadas representaron 24.5% (286.9 MMbpce) de las reservas totales incorporadas, en 2018; lo que reflejó que la incorporación de las reservas con mayor incertidumbre representó el 75.5% del total que incorporó PEP. Respecto de la incorporación de reservas de petróleo crudo y gas, los detalles se analizaron en el resultado “Incorporación de reservas de hidrocarburos”.

Respecto de las reservas de la iniciativa privada, la CNH informó que las empresas privadas no reportaron descubrimientos de volúmenes de hidrocarburos clasificados como reservas, por lo que el 100.0% de los descubrimientos fueron realizados por PEP. <sup>27/</sup>

### c.2) Producción de petróleo crudo y gas

La producción de petróleo crudo y gas que se extrajo, conforme a la información de CNH, mediante las asignaciones y los contratos de exploración y extracción, se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS POR TIPO DE ASIGNACIONES Y CONTRATOS DE PEP, 2015-2018

Año	Modalidad	Petróleo crudo Mbd	Gas MMpc	Participación de petróleo crudo (%)	Participación de gas (%)
2015	Asignaciones	2,267.2	6,402.8	100.0	100.0
	Contratos	0.0	0.0	0.0	0.0
	Total Nacional	2,267.2	6,402.8	100.0	100.0
2016	Asignaciones	2,146.4	5,703.5	100.0	99.6
	Contratos	1.0	21.6	n.s.	0.4
	Total Nacional	2,147.4	5,725.0	100.0	100.0
2017	Asignaciones	1,920.4	4,987.5	98.8	99.2
	Contratos	23.4	38.5	1.2	0.8
	Total Nacional	1,943.7	5,026.0	100.0	100.0
2018	Asignaciones	1,754.4	4,684.7	96.9	97.2
	Contratos	56.7	135.9	3.1	2.8
	Total Nacional	1,811.1	4,820.6	100.0	100.0
Variación del periodo 2015-2018	Asignaciones	(22.6)	(26.8)	n.a.	n.a.
	Contratos	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
	Total Nacional	(20.1)	(24.7)	n.a.	n.a.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Dirección General de lo Contencioso de la CNH, mediante el oficio número UJ/DGC/234.134/2019, del 12 de agosto de 2019.

Nota: En las cifras correspondientes a los Contratos de Exploración y Extracción, no se identificó la producción que realizaron PEP y los privados, derivado a que son cifras consolidadas.

n.a. No aplica

n.s. No significativo

Mbd Miles de barriles diarios

MMpc Millones de pies cúbicos

<sup>27/</sup> Con base en lo señalado en el oficio número UJ/DGC/234.134/2019, del 12 de agosto de 2019.

Se observó que tanto la producción de petróleo crudo como la de gas natural disminuyeron en el ámbito nacional. Respecto de PEP, la producción de petróleo crudo, derivado de las asignaciones, se redujo 22.6% al pasar de 2,267.2 Mbd, en 2015, a 1,754.4 Mbd, en 2018; por su parte, la producción de gas natural decreció 26.8%, al pasar de 6,402.8 MMpc, en 2015, a 4,684.7 MMpc, en 2018. Los privados y las asociaciones de PEP con privados no produjeron petróleo crudo durante 2015; sin embargo, derivado de la reforma constitucional, produjeron mil barriles diarios de petróleo crudo en 2016 y para 2018, 56.7 Mbd; respecto del gas natural, la producción comenzó, igualmente, hasta el año 2016, con 21.6 MMpc, y se incrementó 252.9%, a 135.9 MMpc en 2018.

Por todo lo anterior, se identificó que al faltar PEP con los compromisos mínimos de trabajo, puso en riesgo los contratos y asignaciones de exploración y desarrollo; lo anterior, a causa de las omisiones en los procesos de planeación, programación y presupuestación de las actividades exploratorias al no encontrarse vinculadas entre sí, provocando que la EPS asignara en actividades de exploración menos del 10.0% de su presupuesto; asimismo, el CAPEP fue omiso al no abordar en las sesiones de consejo, temas relacionados al cumplimiento de los compromisos mínimos de trabajo, de exploración y producción, lo que implicó que no se incrementaran las posibilidades de encontrar hidrocarburos y contribuir a asegurar el abastecimiento de petróleo crudo y gas natural en el país, como se observó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-007 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore la planeación, la programación y la presupuestación de los recursos necesarios para cumplir con los requerimientos de trabajo establecidos en los títulos de asignación y en los contratos de exploración y extracción y los presente a su Consejo de Administración; lo anterior, para mantener las asignaciones y con ello cumplir con su propósito de contribuir al abastecimiento de hidrocarburos que demanda el país de forma eficaz, eficiente y económica, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 6, párrafo primero, de la Ley de Hidrocarburos; 97, fracción VII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; y, al Objetivo Estratégico 3, del Manual de Organización de la Subdirección de Aseguramiento Operativo e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

#### **6. Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional**

Los resultados de los estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica 2D y 3D en 2018, se presentan en la tabla siguiente:

ESTUDIOS GEOLÓGICOS, SONDEOS ELECTROMAGNÉTICOS, SÍSMICA 2D Y 3D, 2018

Estudios	Programado	Real	Variación absoluta	Cumplimiento (%)
Estudios geológicos (número)	59	39	(20)	66.1
Sondeos electromagnéticos (número)	0	1	1	n.a.
Sísmica 2D (km <sup>2</sup> )	200	0	(200)	0.0
Sísmica 3D (km <sup>3</sup> ) <sup>1/</sup>	0	11,031.3	11,031.3	n.a.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019 del 23 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

n.a. No aplica

<sup>1/</sup> Se consideran los datos de la adquisición y procesamiento de la sísmica 3D.

En 2018, PEP realizó 39 estudios geológicos, 20 menos (33.9%) que los 59 programados y 17 (30.6%) menos respecto de los realizados en 2015, la EPS indicó que “la variación se debió a que no se contó con la información de sísmica actualizada o era de mala calidad; la productividad estimada de los nuevos pozos era muy baja; y, por retrasos en la perforación. Por lo expuesto, no era factible la perforación de nuevos pozos, provocando que se diera prioridad a las áreas rentables existentes”.

En el año de revisión, la EPS llevó a cabo un sondeo electromagnético sin estar programado, el cual se realizó con el objetivo de dar mayor certidumbre al proyecto de aguas someras Uchukil; además, PEP no ejecutó estudios bidimensionales; no obstante, se programó explorar 200.0 km<sup>2</sup> de superficie, lo anterior derivado de que la planeación de la empresa no se encontraba acorde con los compromisos mínimos de trabajo del área terrestre Tantolcob.

En relación con las sísmicas tridimensionales, PEP incrementó los estudios 3D más de 21 veces, al pasar de 485.0 km<sup>3</sup>, en 2015, a 11,031.3 km<sup>3</sup> de exploración, en 2018; la EPS señaló que la variación se debió “al apoyo en la documentación de localizaciones exploratorias y de desarrollo en los campos, así como a la participación en las rondas”.

Se detectó que PEP no efectuó estudios de sísmica 2D, en el periodo 2015-2018; además, se observó que la empresa asignó menos del 10.0% de su presupuesto en actividades de exploración, como se analizó en el resultado “Ejercicio de los recursos presupuestarios asociados con PEP”.

Por lo expuesto, la EPS no destinó recursos suficientes para alcanzar sus metas en la actividad exploratoria, si bien realizó sísmica 3D, esta no fue suficiente para restituir las reservas a la misma tasa a la que se extraen los hidrocarburos, lo que pone en riesgo la cadena de suministro de insumos a las EPS de PEMEX.

La ASF notificó al Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos, mediante oficio DGADEE/054/2020, del 27 de enero de 2020, los hallazgos detectados relativos a que los Activos de Exploración Aguas Profundas, de Exploración Aguas Someras y de Exploración Áreas Terrestres, llevaron a cabo estudios de mala calidad; afectando la posibilidad de

encontrar hidrocarburos, en detrimento de la cadena de valor de PEP, para que, de considerarlo procedente, en el ámbito de sus atribuciones, realice las investigaciones correspondientes y, de ser el caso, finque las responsabilidades a que haya lugar e imponga las sanciones respectivas.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-008 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore la programación, la planeación y la presupuestación de los estudios geológicos con base en el total de los compromisos de trabajo, establecidos en las asignaciones y los contratos de exploración y extracción, y los presente a su Consejo de Administración, a fin de implementar un mecanismo de seguimiento que verifique su realización, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, primer y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y IV, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, 3, fracción I y 49, fracción VII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; así como, de los instrumentos de planeación de mediano plazo vigentes aplicables, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**7. Incorporación de reservas de hidrocarburos**

PEP contó con un indicador para la incorporación de reservas totales por descubrimientos, el cual se muestra a continuación:

INDICADOR SOBRE LA INCORPORACIÓN DE RESERVAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2018

Definición del indicador	Fórmula	Meta
Suma de los volúmenes de reservas probadas, probables y posibles.	Suma de las reservas probadas, probables y posibles.	1,100.0 MMbpce.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0592/2019, del 22 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.

MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

Los resultados del indicador y la incorporación de reservas de petróleo crudo y gas natural se presentan a continuación:

INCORPORACIÓN DE RESERVAS TOTALES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE,  
PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2018

Tipo de reserva	Programadas	Incorporadas	Participación (%)	Diferencia (%)
Petróleo crudo equivalente (MMbpce)				
Total de reservas incorporadas	1,100.0	1,169.6	100.0	6.3
Probadas	n.a.	286.9	24.5	n.a.
Probables	n.a.	524.0	44.8	n.a.
Posibles	n.a.	358.7	30.7	n.a.
Petróleo crudo (MMb)				
Reservas Incorporadas	n.a.	584.5	100.0	n.a.
Probadas	n.a.	132.4	22.7	n.a.
Probables	n.a.	231.5	39.6	n.a.
Posibles	n.a.	220.6	37.7	n.a.
Gas Natural (MMMpc)				
Reservas Incorporadas	n.a.	3,058.4	100.0	n.a.
Probadas	n.a.	804.7	26.3	n.a.
Probables	n.a.	1,528.3	50.0	n.a.
Posibles	n.a.	725.4	23.7	n.a.
Fuente:	Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras, mediante los oficios números CA/COMAUD/AI/GEIR/0592/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 22 y 23 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.			
MMbpce	Millones de barriles de petróleo crudo equivalente			
MMb	Millones de barriles			
MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos			
n.a.	No aplica			

En el análisis de los reportes de incorporación de reservas de petróleo crudo equivalente, se identificó que PEP incorporó un volumen de reservas totales por descubrimientos de 1,169.6 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce), en 2018, resultado superior en 6.3% respecto del volumen programado de 1,100.0 MMbpce; de las cuales, 286.9 MMbpce (24.5%) fueron reservas probadas; 524.0 MMbpce (44.8%) probables y 358.7 MMbpce (30.7%) posibles.

En ese año, PEP incorporó un volumen total de 584.5 millones de barriles (MMb) de reservas de petróleo crudo, de los cuales 22.7% fueron reservas probadas, 39.6% probables y 37.7% posibles. En gas natural, se incorporaron 3,058.4 miles de millones de pies cúbicos (MMMpc) de reservas totales, de las cuales 26.3% fueron probadas, 50.0% probables y el 23.7% posibles.

PEP indicó que el incremento de la incorporación de reservas se debió a que, en 2018, “tuvo una contribución de la actividad exploratoria, en particular por la delimitación del campo

Ixachi; respecto de las disminuciones, se dieron tanto por desarrollo y revisiones, principalmente, en los campos Xanab, Abkatún y Kab”.<sup>28/</sup>

Se revisaron los resultados registrados durante el periodo 2015-2018, los cuales se muestran en la tabla siguiente:

INCORPORACIÓN DE RESERVAS TOTALES POR DESCUBRIMIENTOS DE  
PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2015-2018

Años	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Petróleo crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
2015	651.3	562.9	433.0
2016	684.0	473.5	1,136.4
2017	1,194.0	679.8	2,671.8
2018	1,169.6	584.5	3,058.5
Var. (%) 2017-2018	(2.0)	(14.0)	14.5
Var. (%) 2015-2018	79.6	3.8	606.3

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0592/2019, del 22 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.

MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalente

MMb Millones de barriles

MMMpc Miles de millones de pies cúbicos

Se observó que PEP registró un decremento de 2.0% en las reservas incorporadas de petróleo crudo equivalente; las reservas descubiertas de petróleo crudo descendieron en 14.0%; y, las de gas natural ascendieron en 14.5%, entre 2017 y 2018; debido a que no se elaboraron estudios geológicos y sísmicas 2D y 3D necesarios, a consecuencia de una mala planeación y presupuestación, con el fin aumentar la posibilidad de encontrar los hidrocarburos, como se detectó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”.

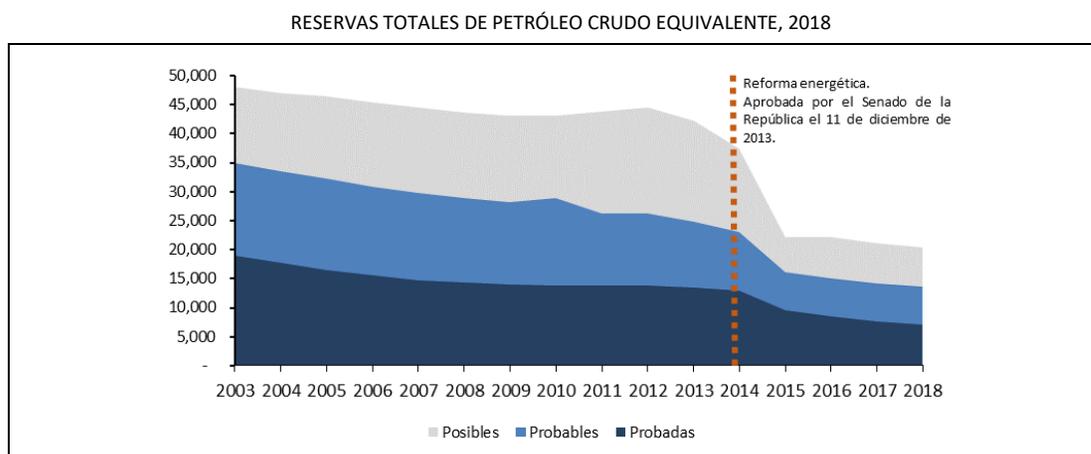
Se identificó que el descubrimiento de las reservas totales de petróleo crudo equivalente aumentó 79.6%; la incorporación de reservas de petróleo crudo incrementó 3.8%; y, la incorporación de reservas de gas natural registró un aumento de 606.3%, en el periodo 2015-2018.

Las variaciones en el periodo 2015-2018 se debieron a que algunos campos presentaron un incremento en el desarrollo de actividades físicas, recategorización de los volúmenes de

<sup>28/</sup> Con base en lo señalado en el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019.

reservas posibles a probadas resultado de la perforación de los pozos, además de una actualización de la estrategia de producción que diera mayor certeza a la limitación de yacimientos; no obstante, la incorporación no logró reponer en los mismos porcentajes el descenso provocado por la producción del hidrocarburo, como se analizó en el resultado “Reservas totales y relación reservas-producción”.

Con objeto de conocer el desempeño de las reservas de petróleo crudo equivalente, antes y después de la reforma energética se presenta el gráfico siguiente:



Fuente: Elaborado por la ASF con base en los informes anuales de PEMEX 2004-2018 extraídos de la página web; <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/Informe-Anual.aspx>.

Las reservas probadas pasaron de 18,895.0 MMbpce, en 2003, a 13,017.0 MMbpce, en 2014, una reducción del 31.1% (5,878.0 MMbpce).

El primer año posterior a la reforma constitucional, 2014, en materia de hidrocarburos, las reservas totales de petróleo crudo equivalente fueron de 37,405.0 MMbpce, una reducción de 4,753.0 MMbpce (11.3%), respecto de 2013; esta caída fue encabezada por las reservas posibles, con 2,922.0 MMbpce; seguida de las probables con 1,411.0 MMbpce y de las probadas con 422.0 MMbpce. Estas disminuciones se debieron a la desincorporación de reservas de PEMEX con la intención de reforzar la inversión, por lo que serían licitadas por medio de las Rondas 1, 2 y 3, como se observó en el resultado “Participación de PEP en las Rondas Petroleras”.

En 2015, producto de la reforma energética, las reservas totales decrecieron en 15,182.0 MMbpce (40.6%). Las posibles fueron las que más se redujeron con 8,282.0 MMbpce, seguida de las probables con 3,514.0 MMbpce y de las probadas con una disminución de 3,385.0 MMbpce.

Las reservas totales de petróleo crudo equivalente en 2018 fueron de 20,453.0 MMbpce; de las cuales, 7,010.0 MMbpce (34.3%) correspondieron a probadas; 6,606.0 MMbpce (32.3%) a probables; y, 6,837.0 MMbpce (33.4%) a posibles.

Por lo expuesto, se identificó que, la meta propuesta y las acciones realizadas para la incorporación de reservas por parte de PEP, en 2018, no cambió la tendencia a la baja en las reservas totales, por lo que, no modificó positivamente la relación reservas-producción y generó un alto costo de oportunidad para Petróleos Mexicanos al no proporcionar el insumo con las características requeridas por el Sistema Nacional de Refinación, como se analizó en el resultado “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”; además, este incumplimiento, se debió a que la EPS fue omisa al carecer de un plan de negocios que contuviera metas claras, con un presupuesto establecido y una visión de mediano plazo, respecto de las inversiones, los estudios geológicos y sísmicas 2D y 3D; además de que el CAPEP fue omiso al no tratar en las sesiones de consejo temas relacionados con la incorporación de reservas, como se analizó en los resultados anteriores.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-009 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore y analice los estudios y evaluaciones referentes al alto costo de oportunidad que Petróleos Mexicanos pierde al no asignar las inversiones necesarias para incrementar de forma eficiente las actividades exploratorias de los hidrocarburos, a efecto de que se le asigne mayores recursos a la actividad inicial de la cadena de valor, y se lo exponga al Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos, con lo cual se esperaría un manejo eficiente y eficaz de los recursos al asignarlos a actividades preponderantes para lograr la restitución y aumento de las reservas de los hidrocarburos, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 58, fracción XI; 63, fracción XI; 68, fracción XI; y, 73, fracción XI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; así como, a los instrumentos de mediano plazo, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-010 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción establezca metas y acciones para la incorporación de reservas que reviertan la tendencia a la baja de las reservas totales, y las presente a su Consejo de Administración, e implemente un mecanismo de seguimiento para verificar su cumplimiento, a fin de que sean eficientes y eficaces en sus procesos para incrementar las reservas y así mejorar la relación reservas-producción, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 58, fracción XI; 63, fracción XI; 68, fracción XI; y, 73, fracción XI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; así como, a los instrumentos de mediano plazo, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

## 8. Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos

La revisión se enfocó en analizar los reportes de la tasa de restitución de reservas probadas, ya que son la estimación de hidrocarburos con mayor certidumbre y la que da la seguridad energética en materia de hidrocarburos. <sup>29/</sup> En 2018, Pemex Exploración y Producción contó con un indicador para evaluar la restitución de reservas probadas de petróleo crudo equivalente, petróleo crudo y gas natural, como se muestra a continuación:

INDICADOR TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS, EN 2018

Definición del indicador	Fórmula	Meta <sup>1/</sup>
Cociente que resulta de dividir la incorporación más la reclasificación más reservas probadas entre la producción de un periodo.	Volumen de la reserva probada reclasificada, en un periodo de tiempo, dividido entre el volumen total de producción de hidrocarburos, el resultado se multiplica por cien.	100.0%

Fuente: Elaborado por la ASF, con base en el Libro de Reservas de Hidrocarburos de México. Conceptos fundamentales y análisis 2018; y la Reforma Energética.

<sup>1/</sup> Sólo se programó la tasa de restitución de reservas probadas 1P.

Las metas y los resultados sobre la restitución de reservas probadas se presentan a continuación:

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS <sup>1/</sup>  
DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2018  
(Por cientos)

Producto	Tasa de restitución programada [a]	Tasa de restitución real [b]	Diferencia [c]= [b / a] - 1 *100
Petróleo crudo equivalente	100.0	34.6	(65.4)
Petróleo crudo	100.0	35.0	(65.0)
Gas natural	100.0	83.5	(16.5)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019 y fue ratificada en el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR-/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

<sup>1/</sup> Se refiere a las reservas que ya están certificadas, que incluyen los descubrimientos, desarrollos, delimitaciones y revisiones.

Del análisis al indicador, se identificó que, en 2018, PEP tuvo una tasa de restitución de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente del 34.6%; del 35.0% en el petróleo crudo, inferior en 65.0 puntos porcentuales; y, de 83.5% en el gas natural, 16.5 puntos porcentuales por debajo de lo establecido; por lo que en los tres apartados del indicador no se logró la meta de restituir el 100.0% de los hidrocarburos.

<sup>29/</sup> Libro de reservas de hidrocarburo, Conceptos fundamentales y análisis 2018, Comisión Nacional de Hidrocarburos, p. 70.

La EPS indicó que las causas por las que no se alcanzaron las metas fueron “la actualización de los resultados por medio de los modelos 3D; la recategorización de reservas probadas a probables al revisar, delimitar y desarrollar los yacimientos; a la incertidumbre en la exploración de los casquetes de gas; a la alta concentración de nitrógeno en los pozos; la cancelación de proyectos de recuperación secundaria; y, a la desincorporación de reservas por el flujo de agua en los pozos”;<sup>30/</sup> sin embargo, la ASF identificó que, se debió a que la meta establecida de incorporación de reservas estuvo por debajo de la requerida, motivado por la carencia de un plan estratégico que considerara el efecto de la producción en las reservas totales, con objetivos y metas a mediano y largo plazos; a la reasignación de áreas contractuales y reservas a causa de la Reforma Energética; a una deficiente exploración, derivado de la mala calidad de los estudios geológicos y destinar menos del 10.0% del total ejercido por la EPS, en actividades exploratorias; al incumplimiento en los montos de inversión programada, por parte de la EPS; y, a las fallas en la dirección de la empresa, al no tratar en las sesiones de consejo temas relacionados a la inversión en exploración y restitución de reservas.

Con objeto de conocer, si el incumplimiento se derivó de la actuación de la EPS en el año de estudio o es una situación recurrente en la empresa, se analizó la tasa en el periodo 2015-2018, y los resultados se detallan en la tabla siguiente:

TASA DE RESTITUCIÓN DE RESERVAS PROBADAS DE  
PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2015-2018  
(Por cientos)

Años	Petróleo crudo equivalente	Petróleo crudo	Gas natural
2015	(131.8)	(150.2)	(11.7)
2016	3.6	23.5	(3.5)
2017	17.5	2.3	71.7
2018	34.6	35.0	83.5
Variación absoluta			
2017-2018	17.1	32.7	11.8
2015-2018	166.4	185.2	95.2

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019 y fue ratificada en el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

Las tasas de restitución de reservas probadas de los hidrocarburos crecieron en 2018, en el petróleo crudo equivalente 17.1 puntos porcentuales, la de petróleo crudo 32.7 puntos porcentuales y la de gas natural 11.8 puntos porcentuales, en comparación con 2017.

Respecto del periodo 2015-2018, la tasa de restitución de reservas probadas de petróleo crudo equivalente creció 166.4 puntos porcentuales, la de las reservas probadas incrementó en 185.2 puntos porcentuales y la de gas aumentó 95.2 puntos porcentuales; sin embargo,

<sup>30/</sup> Con base en lo señalado en el documento Reservas de hidrocarburos en México. Conceptos fundamentales y análisis 2018, Comisión Nacional e Hidrocarburos.

en ninguno de los años analizados se logró la meta de restitución de reservas, derivado de que en años anteriores se han implementado estrategias que han perjudicado el actuar de la EPS; asimismo, por carecer de un instrumento de planeación que indicara las acciones a seguir para lograr el objetivo en el mediano o largo plazos; por lo que, de no llevarse a cabo una planeación eficiente no se tendrá una estrategia a seguir para lograr sus objetivos y metas, como se observó en el presente informe.

2018-6-90T9G-07-0455-07-011 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, dentro de su planeación estratégica, considere incrementar la tasa de restitución de reservas probadas, a un nivel superior al volumen de producción, a fin de que se canalicen mayores recursos a las actividades de exploración, dirigidos a mejorar la cadena de suministro de la EPS, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 43, fracciones IV y XI, y 45, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; así como, a los instrumentos de mediano plazo, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

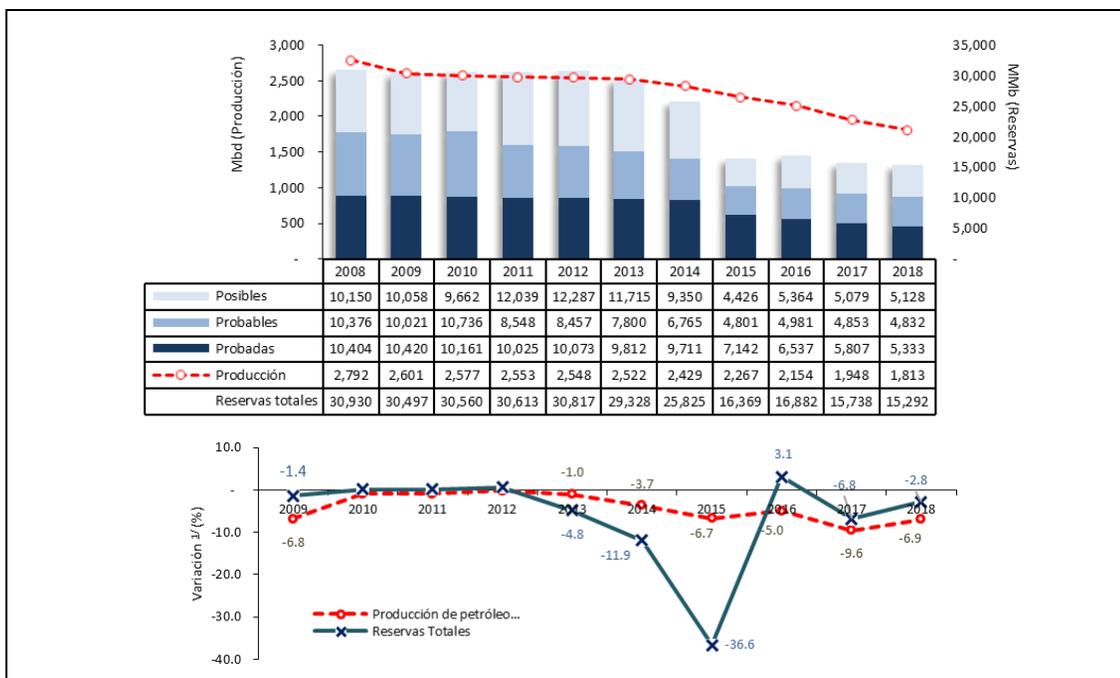
**9. Reservas totales y relación reservas-producción**

Este resultado se divide en cuatro apartados; en el primero, se presenta el análisis comparativo y la correlación entre la producción y las reservas totales, previo a la implementación de reforma energética, así como posterior a ella; en el segundo, se muestra la evolución de las reservas totales de hidrocarburos de PEP, en el periodo 2015-2018; en el tercero, se revisó la relación reservas-producción de hidrocarburos, del periodo 2015-2018; y, en el cuarto, la comparativa internacional de la relación reservas-producción de petróleo crudo y gas natural, de 2018.

a) Comparativa de la producción y las reservas totales previo y posterior a la reforma energética

Se analizó la evolución de las reservas totales y la producción de petróleo crudo, en el periodo 2008-2018, como se muestra en la gráfica siguiente:

RESERVAS TOTALES Y PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE PEP, 2008-2018



Fuente: Elaborado por la ASF con base en el Anuario Estadístico de PEMEX, 2018 y de los informes de evaluación de las reservas de hidrocarburos del periodo 2009-2019 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

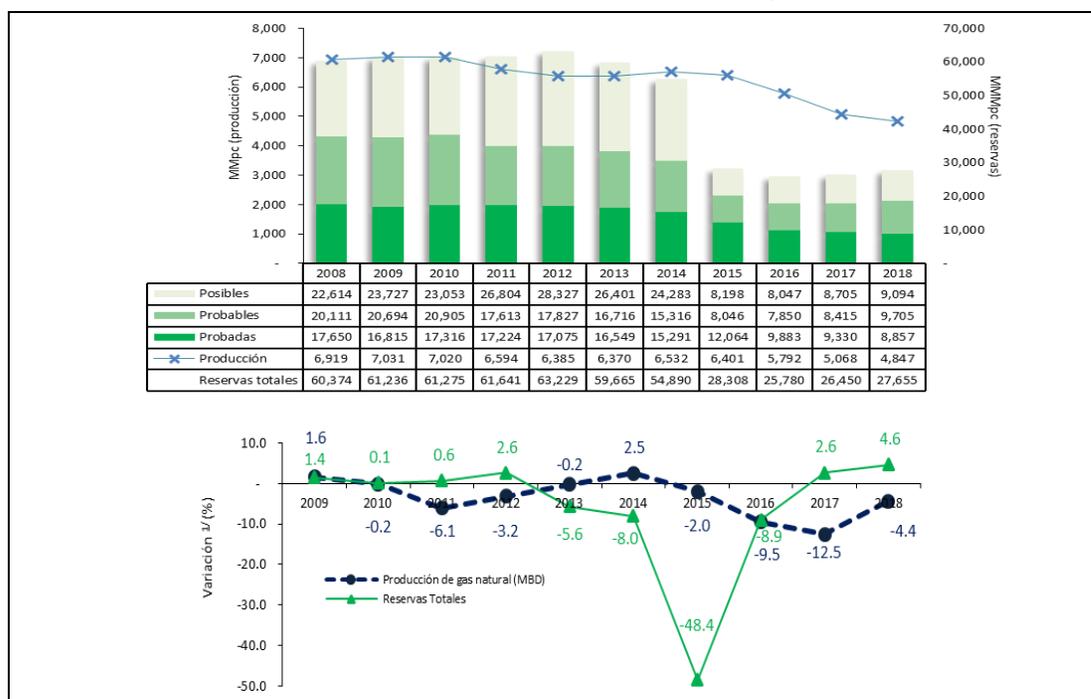
1/ Variación calculada respecto del año anterior.

Se observó que la producción y las reservas de la EPS estuvieron correlacionadas entre sí, al mantener una tendencia decreciente durante el periodo 2008-2018; referente a la tasa media de crecimiento anual, previa y posterior a la implementación de la reforma energética, se identificó que la producción de petróleo crudo decreció a un ritmo más acelerado, de 7.2%, entre los años 2015-2018 respecto al decrecimiento de 2.3%, del periodo 2008-2014; y, en relación con la reservas totales la tendencia fue inversa al disminuir de manera más acelerada en 3.0%, durante el periodo 2008-2014, respecto a la desaceleración del 2.2% del periodo 2015-2018.

PEP indicó que las causas de la baja en la extracción, en el periodo 2008-2014, se debieron a la declinación del Activo Integral Cantarell y las relacionadas con las reservas de petróleo, en el mismo periodo, fueron por reajustes en la revisión, a la incorporación de reservas a la producción, desincorporación por la revisión del comportamiento presión-producción y por ajustes en los beneficios de proyectos de recuperación secundaria, así como la actualización de modelos sísmicos-geológicos.

Asimismo, se analizó la evolución de las reservas totales y la producción de gas natural, en el periodo 2008-2018, a fin de detectar y comparar las variaciones que hubo previo a la reforma energética y posterior a ella, como se muestra en la gráfica siguiente:

RESERVAS TOTALES Y PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL DE PEP, 2008-2018



Fuente: Elaborado por la ASF con base en el Anuario Estadístico de PEMEX, 2018 y con los informes de evaluación de las reservas de hidrocarburos del periodo 2009-2019 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

1/ Variación calculada respecto del año anterior.

Se observó que la producción y las reservas de gas natural de la EPS tuvieron relación entre sí, al mantener una tendencia decreciente durante el periodo 2008-2018; referente a la tasa media de crecimiento anual, previa y posterior a la implementación de la reforma energética, se identificó que, la producción de gas natural decreció a un ritmo más lento de 8.9% entre los años 2015-2018 respecto al decrecimiento de 9.5% del periodo 2008-2014; y, en relación con la reservas totales, se mantuvo la tendencia al disminuir de manera más acelerada en 1.6% durante 2008-2014 respecto a la desaceleración del 0.8% del periodo 2015-2018.

PEP señaló que las causas de las variaciones en periodo 2008-2014, previo a la implementación de la reforma energética, se debieron al aumento en la concentración de nitrógeno; las reservas totales se redujeron a consecuencia de la desincorporación por la revisión del comportamiento presión-producción, ajustes en los beneficios de proyectos de recuperación secundaria y la actualización de modelos sísmicos-geológicos.

En el periodo 2015-2018, posterior a la implementación de la reforma energética, la disminución en la producción se debió a que continuó la declinación en los pozos, al cierre de pozos, así como el retraso en obras de los Activos y a la disminución en la cantidad requerida por el Sistema Nacional de Refinación por sus altos inventarios, mientras que la caída en las

reservas se debió al reajuste de las reservas de las áreas contractuales que se le quitaron a PEP en la ronda cero, la desincorporación por la revisión y ajustes de los beneficios de los proyectos de recuperación secundaria, la terminación de pozos y a la actualización de modelos geológicos-petrofísicos, como se analizó en los resultados “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”; “Incorporación de reservas de hidrocarburos”; “Tasa de restitución de reservas de hidrocarburos”; “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural”; y, “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”.

#### b) Evolución de las reservas totales de hidrocarburos de PEP

Los resultados relacionados con las reservas totales, se presentan en la tabla siguiente:

RESERVAS TOTALES Y PRÓBADAS DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE,  
PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2015-2018

Años	Concepto	Petróleo crudo equivalente (MMbpce)	Petróleo crudo (MMb)	Gas natural (MMMpc)
2015	Totales	22,223.0	16,368.7	28,308.2
	Probadas	9,632.0	7,141.6	12,064.2
2016	Totales	22,148.5	16,881.7	25,779.8
	Probadas	8,561.8	6,537.3	9,883.0
2017	Totales	21,088.9	15,738.1	26,449.6
	Probadas	7,694.7	5,806.5	9,329.7
2018	Totales	20,452.6	15,292.4	27,655.2
	Probadas	7,010.4	5,332.9	8,856.6
Variación 2015-2018	Totales	(8.0)	(6.6)	(2.3)
	Probadas	(27.2)	(25.3)	(26.6)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalentes.

MMb Millones de barriles de petróleo crudo.

MMMpc Miles de millones de pies cúbicos.

PEP indicó que, entre 2015 y 2018, las reservas totales de petróleo crudo equivalente disminuyeron 8.0%, las reservas probadas descendieron 27.2%; las reservas totales de petróleo crudo decrecieron en 6.6%, en tanto que, las reservas probadas tuvieron un decremento de 25.3%, las reservas totales de gas cayeron 2.3% y las reservas probadas disminuyeron 26.6%. El decremento de las reservas probadas y totales se debió a la baja en los precios de los hidrocarburos, ya que esa situación ocasionó que sea menos rentable la exploración de algunas zonas; así como las condiciones de índole técnico, como el comportamiento de presión-producción; el replanteamiento en el esquema de explotación por desarrollo, revisiones; en los campos Xanab, Abkatún y Kab, y la delimitación de los campos Jaatsul y Tetl.

## c) Relación reservas-producción de hidrocarburos

Los resultados de la relación reservas-producción, se presentan en la tabla siguiente:

RELACIÓN DE RESERVAS-PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE,  
PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2015-2018

(Años)

Años	Concepto	Petróleo crudo equivalente	Petróleo crudo	Gas natural
2015	Totales	18.6	19.8	12.1
	Probadas	8.1	8.6	5.2
2016	Totales	20.0	21.4	12.2
	Probadas	7.7	8.3	4.7
2017	Totales	21.1	22.1	14.4
	Probadas	7.7	8.2	5.1
2018	Totales	22.3	23.2	15.8
	Probadas	7.7	8.1	5.1
Diferencia	Totales	3.7	3.4	3.7
2015-2018	Probadas	-0.4	-0.5	-0.1

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019, fue ratificada mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

De 2015 a 2018, las reservas totales de petróleo crudo equivalente y gas natural incrementaron en 3.7 años y las de petróleo crudo en 3.4 años; no obstante, las reservas probadas disminuyeron, el petróleo crudo equivalente en 0.4 años, el petróleo crudo en 0.5 años y el gas natural en 0.1 años.

El incremento de la relación reservas-producción totales se debió al aumento de reservas probables y posibles, ya que se reclasificaron los volúmenes y se incorporaron nuevas por descubrimiento, en donde destacó el campo Ixachi; asimismo, la declinación en la producción contribuyó al aumento de la relación reservas-producción en el periodo 2015-2018, como se observó en los resultados "Incorporación de reservas de hidrocarburos" y "Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural".

## d) Comparativa internacional de la relación reservas-producción de petróleo crudo y gas natural

La comparativa internacional permite visualizar el posicionamiento en el cual se encontró el país, referente a la relación reservas-producción para implementar mecanismos que eleven los estándares de competitividad en el ámbito global, con base en ello se presenta la tabla siguiente:

COMPARACIÓN INTERNACIONAL DE LA RELACIÓN ENTRE LAS RESERVAS Y LA PRODUCCIÓN  
DE PETRÓLEO CRUDO Y GAS NATURAL, 2018

Petróleo Crudo			Gas Natural		
Posición	País	R/P (años)	Posición	País	R/P (años)
1	Venezuela	500.0	1	Yemen	480.7
2	Siria	284.8	2	Turkmenistán	316.8
3	Libia	131.3	3	Iraq	273.8
4	Yemen	121.4	4	Venezuela	190.7
6	Irán	90.4	6	Qatar	140.7
7	Canadá	88.3	7	Irán	133.3
10	Emiratos Árabes Unidos	68.0	10	Kuwait	97.0
	Promedio Mundial	50.0	11	Emiratos Árabes Unidos	91.8
14	Kazakstán	42.7	15	Rusia	58.2
21	Rusia	25.4		Promedio Mundial	50.9
27	China	18.7	24	China	37.6
29	Italia	16.2	38	Noruega	13.3
40	Estados Unidos	11.0	42	Canadá	10.0
42	México	8.1	46	Colombia	8.3
47	Reino Unido	6.3	47	Dinamarca	6.6
48	Colombia	5.6	50	México	5.1
49	Tailandia	1.8	52	Reino Unido	4.6

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información de BP Statistical Review of World Energy, junio 2019.

R/P Relación entre las reservas y la producción

En la comparativa internacional de la relación reservas-producción probadas de petróleo crudo, en 2018, México se ubicó en la posición número 42 de los 49 países del estudio de BP Energy por región geográfica; al alcanzar 8.1 años de reservas de petróleo crudo, inferior en 41.9 años en relación con el promedio mundial de 50.0 años; se identificó que las reservas probadas de México son inferiores a las de los Estados Unidos (11.0 años) y superiores a las reservas de Reino Unido (6.3 años).

En la relación reservas-producción de gas, en ese año, México se colocó en la posición número 50 de los 52 países del estudio de BP Energy por región geográfica, al alcanzar 5.1 años de reservas de gas, inferior en 45.8 años respecto del promedio mundial de 50.9, en el supuesto de producción de 2018; asimismo, las reservas probadas se asemejan al tiempo que se proyecta se terminen las reservas probadas de gas de Reino Unido (4.6 años).

Por lo expuesto, se identificó que PEP fue omiso al no incrementar las reservas probadas y no revertir la tendencia a la baja de las reservas totales. La deficiencia se derivó de la sobreestimación en la incorporación de reservas, motivada por la carencia de un plan de negocios que incorporara metas claras y con objetivos a mediano y largo plazo; a la desincorporación de reservas producto de la Reforma Energética; a un menor presupuesto ejercido en actividades exploratorias; a la mala calidad y planeación de las sísmicas 2D y 3D; y, por la ineficaz programación de las actividades relacionadas con la incorporación de reservas. Estas fueron originadas por deficiencias en el gobierno corporativo, como se observó en el presente informe.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-012 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción establezca en su programación y planeación estratégica, objetivos y metas para el indicador reservas-producción e implemente un mecanismo de seguimiento, a fin de mejorar la administración del inventario de hidrocarburos y fortalecer la seguridad energética de conformidad con los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y IV de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, 43, fracción XI, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**10. Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural**

El resultado se desarrolló en tres apartados: en el primero, se presenta el indicador para medir la producción del petróleo crudo y el análisis de los resultados obtenidos en la producción entre 2004-2018; en el segundo, se presenta el indicador para medir la producción de gas natural y el análisis de los resultados en la producción entre 2015 y 2018; y, en el tercero, se realiza el análisis del escenario mundial en la producción de petróleo crudo y gas natural para identificar la posición de PEMEX en esos rubros.

**a) Producción de petróleo crudo**

Las metas y los resultados de la producción por tipo de petróleo crudo, en 2018, se observan en el cuadro siguiente:

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO DE PEP POR TIPO, 2018  
(Miles de barriles diarios)

Tipo de crudo	Meta [a]	Real [b]	Cumplimiento % [c]= [b]/ [a]*100	Diferencia [d]= [b-a]
I. Pesado	1,067.0	1,073.0	100.6	6.0
Part. (%)	55.3	59.2	n.a.	n.a.
II. Ligeros <sup>1/</sup>	864.0	740.0 <sup>2/</sup>	85.6	(124.0)
Part. (%)	44.7	40.8	n.a.	n.a.
Producción Total= (I+II)	1,931.0	1,813.0	93.9	(118.0)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en el Informe Ejecutivo del Director General de PEP 2018 y las Estadísticas Petroleras de Producción de Hidrocarburos Líquidos de PEMEX proporcionados por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.

n.a. No aplica

<sup>1/</sup> La meta incluye ligeros y superligeros.

<sup>2/</sup> El resultado de 740.0 Mbd se compuso de 552.0 Mbd de ligero y 188.0 Mbd de superligero.

En 2018, PEP extrajo entre crudo ligero y pesado 1,813.0 Mbd, 6.1% menos de lo programado (1,931.0 Mbd); comparado con lo establecido en la Reforma Energética de alcanzar una producción nacional de 3,000.0 Mbd en ese año, la EPS contribuyó con el 60.4%. La Comisión

Nacional de Hidrocarburos reportó que la distribución de la producción en ese año fue de 1,756.3 Mbd (96.9%) obtenida mediante las asignaciones otorgadas a PEMEX en la Ronda cero y 56.7 Mbd (3.1%) extraída por medio de los contratos y las migraciones con privados, lo que indicó la escasa participación de los privados en la producción.

En ese año, PEP extrajo 1,073.0 Mbd de crudo pesado, lo que representó el 0.6% más, respecto de lo previsto de 1,067.0 Mbd. De crudo ligero produjo 740.0 Mbd, 14.4% menos respecto de lo programado de 864.0 Mbd. Los 740.0 Mbd estuvieron compuestos por 74.6% de crudo ligero y 25.4% de crudo superligero.

Al respecto, PEP informó que se produjo menos crudo, debido al avance del contacto agua-aceite en el campo Xanab;<sup>31/</sup> además, en la auditoría se identificó que fue por el efecto de la falta de exploración, al no encontrar pozos de crudo ligero y superligero lo que repercutió en un menor abastecimiento del Sistema Nacional de Refinación, como se observó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional” y “Comercialización de “Pemex Exploración y Producción”.

Entre 2015 y 2018, PEP produjo 8,182.0 Mbd de petróleo crudo, 1.1% menos de lo previsto en ese periodo. De tipo pesado produjo 4,377.0 Mbd, 0.5% más de lo programado; y, de tipo ligeros la producción fue de 3,805.0 Mbd, 4.0% menos de lo previsto.

En el periodo 2015-2018, las metas de PEP de producción de petróleo crudo disminuyeron en una media anual de 5.5%, al pasar de 2,288.0 Mbd, en 2015, a 1,931.0 Mbd, en 2018; asimismo, los resultados de producción cayeron 20.0%, 7.2% promedio anual, al pasar de 2,267.0 Mbd, en 2015, a 1,813.0 Mbd, en 2018. Lo anterior, se debió a la disminución de la producción de campos maduros como Cantarell de 439.8 Mbd a 161.2 Mbd; a la producción de crudo de tipo ligero, que tuvo una disminución de 33.6%, pasando de 1,115.0 Mbd, en 2015, a 740.0 Mbd, en 2018; y, a que la producción de tipo pesado bajó 6.9%, al pasar de 1,152.0 Mbd, en 2015, a 1,073.0 Mbd, en 2018.<sup>32/</sup> La participación del petróleo crudo pesado incrementó 8.3 puntos porcentuales, al pasar de 50.8%, en 2015, a 59.1%, en 2018, lo que significó el aumento en la producción de un tipo de petróleo que cotiza a un precio más bajo en el mercado; situación que propició que no se comercializara mayor crudo a un precio superior, lo que afectó utilidad después de impuestos, como se muestra en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”.

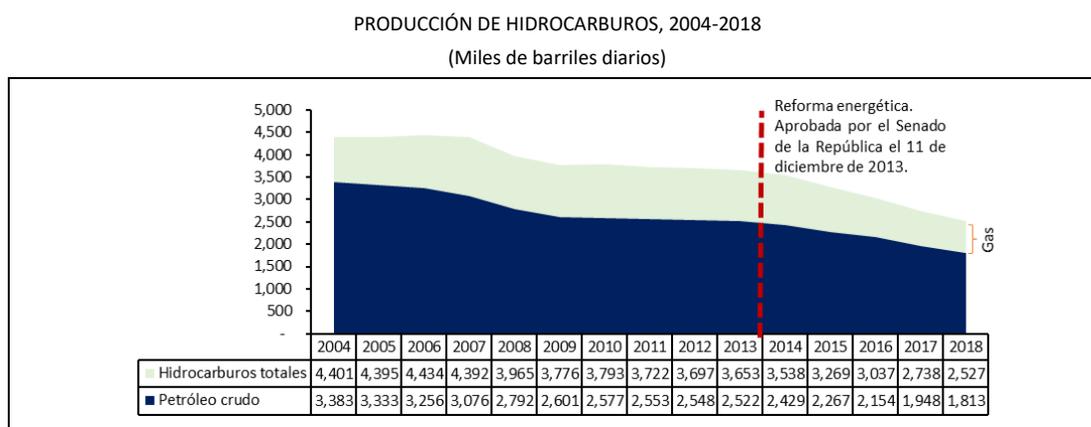
La producción de petróleo crudo más alta de la historia en México sucedió en el 2004, ya que se extrajo un promedio diario de 3,333.0 Mbd, de los cuales se exportaron 1,817.0 Mbd (54.5%), con lo que el país ocupó el tercer lugar como exportador de petróleo, lo anterior debido a la inyección de nitrógeno en el yacimiento de producción Cantarell; sin embargo, la

---

<sup>31/</sup> Informe Ejecutivo del Director General de Pemex Exploración y Producción 2018. p. 26.

<sup>32/</sup> Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2018. p. 36.

declinación de dicho yacimiento comenzó en 2005.<sup>33/</sup> A continuación se muestra el comportamiento de los hidrocarburos en el periodo 2004-2018:



Fuente: Elaborado por la ASF con base en los informes anuales de PEMEX 2004-2018 extraídos de la página web; <https://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/Informe-Anual.aspx>.

En 2014, el primer año posterior a la firma de la reforma energética, la producción de petróleo crudo fue de 2,429.0 Mbd, una reducción de 93.0 Mbd (3.7%), respecto de 2013; para 2015, posterior a la reforma energética, la producción decreció 162.0 Mbd (6.7%), al pasar de 2,429.0 Mbd a 2,267.0 Mbd.

Respecto del periodo 2004-2014, la producción se redujo 3.3% promedio anual, al pasar de 3,383.0 Mbd a 2,429.0 Mbd; en tanto que, en el periodo 2015-2018, la producción decreció 7.2% promedio anual, al pasar de 2,267.0 Mbd a 1,813.0 Mbd, lo que propició que se comercializara menor petróleo crudo y además de ser de menor pureza, por lo que las ventas no fueron las necesarias para que la EPS tuviera utilidad después de impuestos, como se muestra en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”.

#### b) Producción de Gas Natural

Las metas y los resultados de la producción de gas natural, en 2018, se presentan en el cuadro siguiente:

<sup>33/</sup> Informe Anual PEMEX 2004.

PRODUCCIÓN POR TIPO DE GAS NATURAL, 2018  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Tipo de gas	Meta [a]	Real [b]	Diferencia [c]= [b-a]	% cumplimiento [d]= [b]/ [a]*100
Gas natural	3,783.0	3,886.0	103.0	102.8
Gas asociado	2,888.0	2,844.0	(44.0)	98.5
Gas no asociado	895.0	1,042.0	147.0	116.4
Participación (%)	81.2	80.2	n.c.	n.c.
Nitrógeno	n.d.	961.0	n.c.	n.c.
Participación (%)	18.8	19.8	n.c.	n.c.
Producción Total	4,656.0	4,847.0	191.0	104.1

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación 2015-2018, el Informe Anual 2015 del Comité de Dirección de PEP, el Informe Anual 2016-2018 del Director General de PEP, el Sistema de Información Energética de la Secretaría de Energía y las Estadísticas Petroleras de Producción de Hidrocarburos Líquidos de PEMEX proporcionados por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

n.d. No disponible

n.c. No cuantificable

En 2018, PEP extrajo 4,847.0 MMpcd de gas natural entre asociado y no asociado, 4.1% más de lo programado (4,656.0 MMpcd); comparado con lo establecido en la Reforma Energética de alcanzar una producción nacional de 8,000.0 MMpcd en ese año, la EPS contribuyó con el 60.6%. La Comisión Nacional de Hidrocarburos reportó que la distribución de la producción en ese año fue de 4,711.1 MMpcd (97.2%) obtenida mediante las asignaciones otorgadas a PEMEX en la Ronda cero y 135.9 MMpcd (2.8%) extraída por medio de los contratos y las migraciones con privados, lo que indicó la escasa participación de los privados en la producción.

La producción de gas natural fue de 3,886.0 MMpcd, 2.8% más de lo programado. El total del gas natural estuvo compuesto por el 73.2% de gas asociado y 26.8% de gas no asociado, lo que en conjunto representó el 80.2% del total producido en ese año. El nitrógeno representó el 19.8% del total de la producción de gas natural con 961.0 MMpcd producidos.

Al respecto, la empresa señaló que el aumento en la producción en el año se debió a la terminación de 143 pozos de desarrollo con una producción asociada de 43.0 millones de pies cúbicos de gas. De estos pozos, 122 fueron terrestres y 21 marinos; resultando, 126 productores de aceite y de gas, 11 de gas y condensados y 6 improductivos, con lo cual se obtuvo un éxito de desarrollo de 95.8%. Asimismo, la EPS indicó que del total de la producción obtenida (4,847.0 MMpcd), el aprovechamiento del gas fue de 96.3% y el gas enviado a la atmósfera representó el 3.7% (177.9 MMpcd).<sup>34/</sup>

Cabe señalar que el nitrógeno es un elemento que se inyecta para ayudar a extraer el petróleo crudo; sin embargo, en los Programas de Trabajo de PEP no se establecieron metas de

<sup>34/</sup> Informe Ejecutivo del Director General de Pemex Exploración y Producción 2018. p. 26.

inyección, las cuales son importantes, ya que a menor cantidad de nitrógeno utilizado el gas natural que se obtiene será de mayor calidad.

Entre 2015 y 2018, PEP produjo 22,108.0 MMpcd de gas natural, 2.6% más respecto de lo programado. De gas hidrocarburo produjo 18,461.0, 1.5% más de lo planeado; y, de nitrógeno extrajo 3,647.0 MMpcd, para el cual no tuvo una meta, ya que es el que se inyectó para extraer el crudo. Las metas de PEP de producción de gas natural disminuyeron a una tasa media de crecimiento anual de 9.9%, al pasar de 6,361.0 MMpcd, en 2015, a 4,656.0 MMpcd, en 2018. Asimismo, los resultados de la producción cayeron a una tasa media de crecimiento anual de 8.9%, al pasar de 6,401.0 MMpcd, en 2015, a 4,847.0 MMpcd, en 2018, causando que se vendiera menor volumen de gas natural afectando negativamente a la utilidad después de impuestos, como se muestra en el resultado "Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción".

PEP señaló que la disminución en la producción de gas natural se debió a la declinación de campos y a los menores beneficios por intervenciones y terminaciones de pozos, siendo el Activo de Producción Bloques Norte el que registró la mayor disminución, del 40.7%, al pasar de 1,738.0 MMpcd, en 2015, a 1,031.0 MMpcd, en 2018; asimismo, la reducción de la producción también se presentó en el Activo de Producción Aguas Someras AS02-01 y en el Activo Bloques Sur.<sup>35/</sup>

En el periodo 2015-2018, la participación del gas asociado disminuyó 2.7 puntos porcentuales, al pasar de 61.4%, en 2015, a 58.7%, en 2018, en tanto que, el gas no asociado decreció 3.1 puntos porcentuales, al pasar de 24.6%, en 2015, a 21.5%, en 2018; y referente al nitrógeno, éste se ha incrementado 5.8 puntos porcentuales al pasar de 14.0%, en 2015, a 19.8%, en 2018; lo que reflejó una menor producción de gas, ya que el nitrógeno es un gas no deseable en la producción de gas natural.

En el resultado no se incluyó el apartado referente a la producción del gas de lutita, ya que, en el Programa Operativo y Financiero Anual, los Programas Operativos Trimestrales, el Informe Ejecutivo del Director General de PEP, el Anuario Estadístico de PEMEX y el Informe Anual de PEMEX 2018, no se establecieron metas, ni se reportaron resultados de producción referentes al gas shale.

#### c) Escenario mundial en la producción de petróleo crudo y gas natural

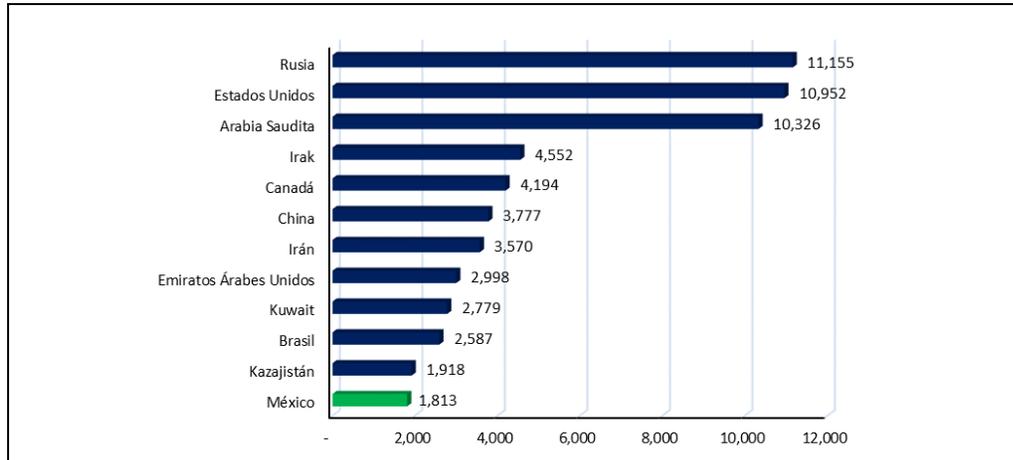
En 2018, México registró una producción de 1,813.0 Mbd de petróleo crudo, con lo que se ubicó en la posición número 12 de 15 países reportados en el Anuario Estadístico de Pemex 2018; la producción del país representó el 16.2% de la producción de Rusia, 16.5% de la de los Estados Unidos y 17.5% de la de Arabia Saudita, quienes lideraron la producción de crudo a nivel mundial, representando en conjunto el 41.2% (32,433 Mbd) de los 76,685 Mbd producidos a nivel mundial.

---

<sup>35/</sup> Informe Anual de Petróleos Mexicanos 2018. p. 39.

La posición de México en la producción mundial de petróleo crudo, en 2018, se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO RESPECTO DE LA PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO, 2018.  
(Miles de barriles diarios)



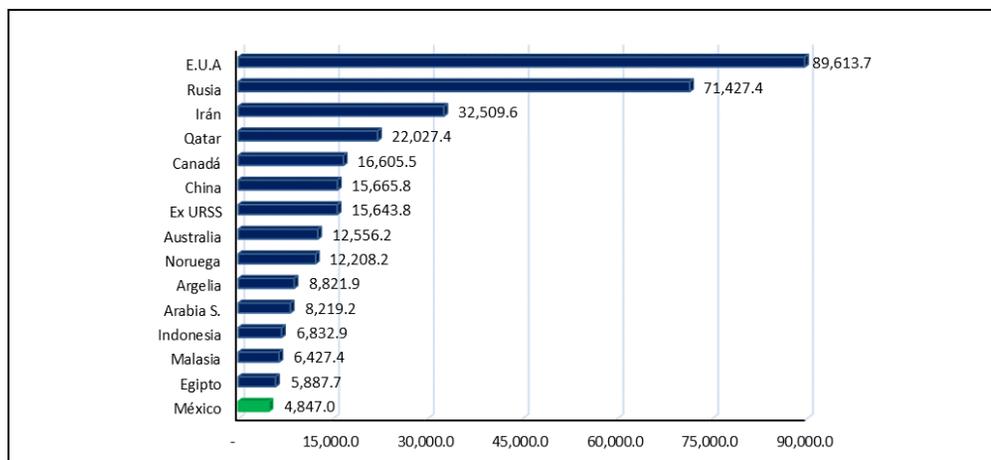
Fuente: Elaborado por la ASF con base en el Anuario Estadístico de Pemex 2018 extraído de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Mediante la revisión del Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos, se identificó que, en el periodo 2016-2018, México se mantuvo en el puesto número 12 de los principales productores de petróleo en el ámbito mundial, lo que significó estabilidad a lo largo de esos tres años; sin embargo, su producción disminuyó pasando de 2,154.0 Mbd de petróleo crudo, en 2016, a 1,813.0 Mbd, en 2018, lo que le impidió mejorar su posición a nivel mundial.

En 2018, México registró una producción de 4,847.0 MMpcd de gas natural, por lo que se posicionó en el lugar número 15 en el ámbito internacional, detrás de países como Egipto con 5,887.7 MMpcd y Malasia con 6,427.4 MMpcd. La producción de México representó el 5.4% de la producción de Estados Unidos quien se ubicó en el primer lugar con 89,613.7 MMpcd de gas natural; asimismo, la producción de gas natural de México representó el 1.2% de la producción total del mundo, que fue de 402,978.1 MMpcd de gas natural.

La representación gráfica de la producción de gas natural en el mundo, en 2018, se muestra a continuación:

PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL, PRINCIPALES PAISES, 2018  
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en los datos del Anuario Estadístico de Petróleos Mexicanos 2018, extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/-default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/-default.aspx).

Nota: Las sumas parciales pueden no coincidir debido al redondeo.

Ex URSS Se integra de los países que formaban parte de la extinta Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas.

En el periodo 2016-2018, la producción de gas natural mostró un decremento en 16.3%, al pasar de 5,792.0 MMpcd, en 2016, a 4,847.0 MMpcd, en 2018, lo que influyó en que México bajara de puesto en el ranking mundial, del número 13 al 15.

Acorde con lo expuesto, se observó que, PEP incumplió sus metas de producción de petróleo crudo, además de que aumentó la extracción de crudo pesado, mermando la cadena de suministro de Petróleos Mexicanos y la posibilidad de convertirse en una empresa líder mundial; asimismo, la EPS disminuyó la producción y estableció metas menores a las requeridas por no contar con una planeación estratégica dirigida a revertir la caída en la producción, motivada por la baja incorporación de reservas, como se analizó en el resultado “Incorporación de reservas de hidrocarburos”.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-013 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore la planeación y la programación de acciones, así como la presupuestación de metas dirigidas a implementar las técnicas necesarias para elevar la producción de petróleo crudo y gas natural en un mayor número de yacimientos a fin de revertir la caída de la producción de los campos maduros, de conformidad con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 40, fracción VI; 58, fracción I; 63, fracción I; 68, fracción I; y, 73, fracción I, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; la visión de Pemex Exploración y Producción; así como, a los instrumentos de mediano plazo e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

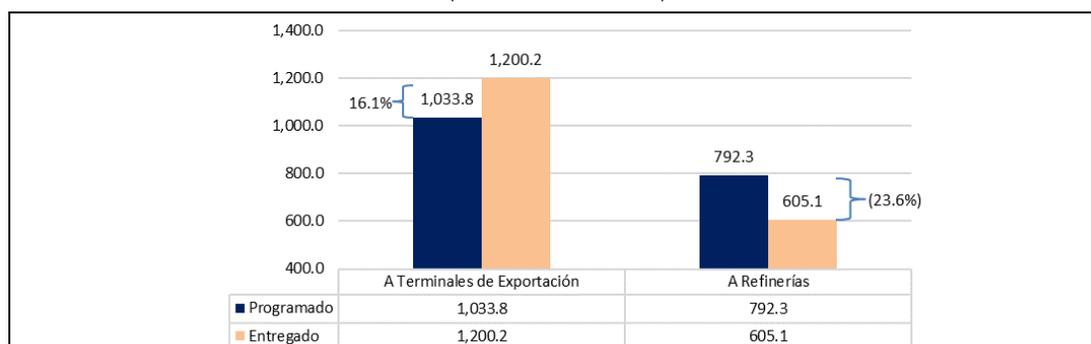
## 11. Comercialización de Pemex Exploración y Producción

El resultado se dividió en cuatro partes; en la primera, se incluye el volumen de petróleo crudo enviado por PEP a las refinerías en 2018, así como su disponibilidad y distribución en el periodo 2015-2018; en la segunda, el gas natural enviado a los Complejos Procesadores de Gas (CPG), en 2018, así como su disponibilidad y distribución en el periodo 2015-2018; en la tercera, se analizó el resultado de las ventas realizadas por PEP en el periodo 2015-2018; y, en la cuarta, se realizó una estimación de la satisfacción de la demanda nacional, en 2018.

### a) Volumen comercializado de petróleo crudo en 2018

El volumen de petróleo crudo que PEP entregó al Sistema Nacional de Refinación (SNR) para su procesamiento en el interior del país y el que vendió en el extranjero despachándolo mediante terminales de exportación, en 2018, se muestra a continuación:

VOLUMEN DE PETRÓLEO CRUDO ENVIADO A LAS TERMINALES DE EXPORTACIÓN Y AL SNR PARA SU PROCESAMIENTO, 2018  
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y fue ratificada por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.

Nota: Las variaciones en las cifras pueden variar debido al redondeo utilizado por las diferentes áreas de PEP.

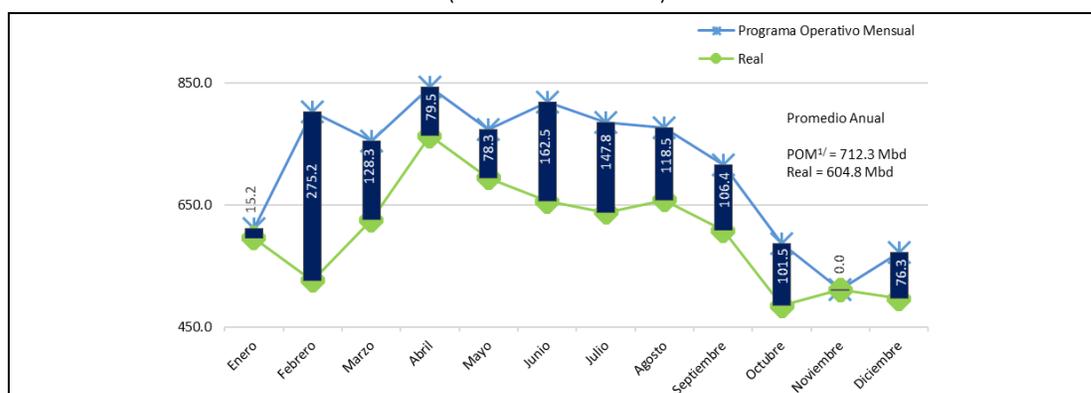
En 2018, se envió a las terminales de exportación 1,200.2 Mbd, 16.1% (166.4 Mbd) más respecto de lo programado de 1,033.8 Mbd. La comercialización de crudo pesado de exportación, en su mayoría se produjo en el campo Ku-Maloob-Zaab, campo maduro, y el campo Ayastil, campo en desarrollo.

En ese mismo año, PEP entregó a las refinerías 605.1 Miles de barriles diarios (Mbd), 23.6% (187.2 Mbd) menos respecto de lo programado de 792.3 Mbd. En el Programa de Entrega de Crudo a Pemex Transformación Industrial (PTRI), enero-diciembre 2018, se identificó que PEP

dio preferencia a la entrega de los diferentes tipos de crudo solicitado por el SNR;<sup>36/</sup> mientras que, los volúmenes que no se recibieron en las refinerías se exportaron a fin de mantener bajos los niveles de inventarios de petróleo crudo en las terminales para reducir el riesgo de cierre de la producción de PEP.

En la revisión de los Programas de Entrega de Crudo a PTRI, se identificó que, el volumen programado de crudo fue de 712.3 Mbd, en 2018; mientras que, el volumen entregado al SNR fue de 604.8 Mbd, 15.1% (107.5 Mbd) menos de lo programado; no obstante, la información proporcionada en el Programa Operativo Mensual y el Programa Operativo y Financiero no fue coincidente en el volumen programado de crudo, observándose una diferencia de 80.0 Mbd. Las desviaciones volumétricas se presentan a continuación:

DESVIACIONES VOLUMÉTRICAS RESPECTO DE LOS PROGRAMAS DE ENTREGA DE CRUDO A PTRI, 2018  
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y fue ratificada por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 9 de agosto de 2019.

<sup>1/</sup> Programa Operativo Mensual.

Se observó que, en todos los meses de 2018, excepto noviembre, se tuvieron desviaciones volumétricas de crudo, tanto para PTRI como para PEP. Asimismo, se identificó que las causas de las variaciones por parte de PTRI se debieron a retrasos por mantenimiento correctivo, altos inventarios, escurrimientos, y fugas en oleoductos, mientras que en PEP fueron a causa de ajustes en la mezcla y fallas de energía, pérdidas de contención y pruebas de medición de domos, y desviaciones por baja capacidad de bombeo y fugas.

<sup>36/</sup> Istmo, Olmeca, Maya, Maya CAB, Istmo CAB, Papaloapan, Perdiz, Xcaanda, Marfo, Muro, Horcon, Alamo, Arenque, Naranjos, Pozoleo y Altamira.

El comportamiento de la disponibilidad y la distribución de petróleo crudo durante el periodo 2015-2018, se presenta en el cuadro siguiente:

DISPONIBILIDAD Y DISTRIBUCIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO, 2015-2018  
(Miles de barriles diarios)

Años	Disponibilidad			Distribución						
	Petróleo crudo <sup>1/</sup>	Naftas y condensados	Total	A refineries	Part. (%)	A terminales de exportación	Part. (%)	Subtotal	Part. (%)	Diferencia
	[a]	[b]	[c]=[a+b]	[d]	[e]=[[d*100]/c]	[f]	[g]=[[f*100]/c]	[h]=[d+f]	[i]=[[h*100]/c]	[j]=[c-h]
2015	2,266.8	1.2	2,268.0	1,064.0	46.9	1,177.7	51.9	2,241.7	98.8	26.3
2016	2,153.5	0.8	2,154.3	935.0	43.4	1,198.7	55.6	2,133.7	99.0	20.6
2017	1,948.3	0.7	1,949.0	769.0	39.5	1,167.8	59.9	1,936.8	99.4	12.2
2018	1,833.3	1.8	1,835.1	605.1	33.0	1,200.2	65.4	1,805.3	98.4	29.8
Var. (%) 2015-2018	(19.1)	50.0	(19.1)	(43.1)	n.a.	1.9	n.a.	(19.5)	n.a.	13.3

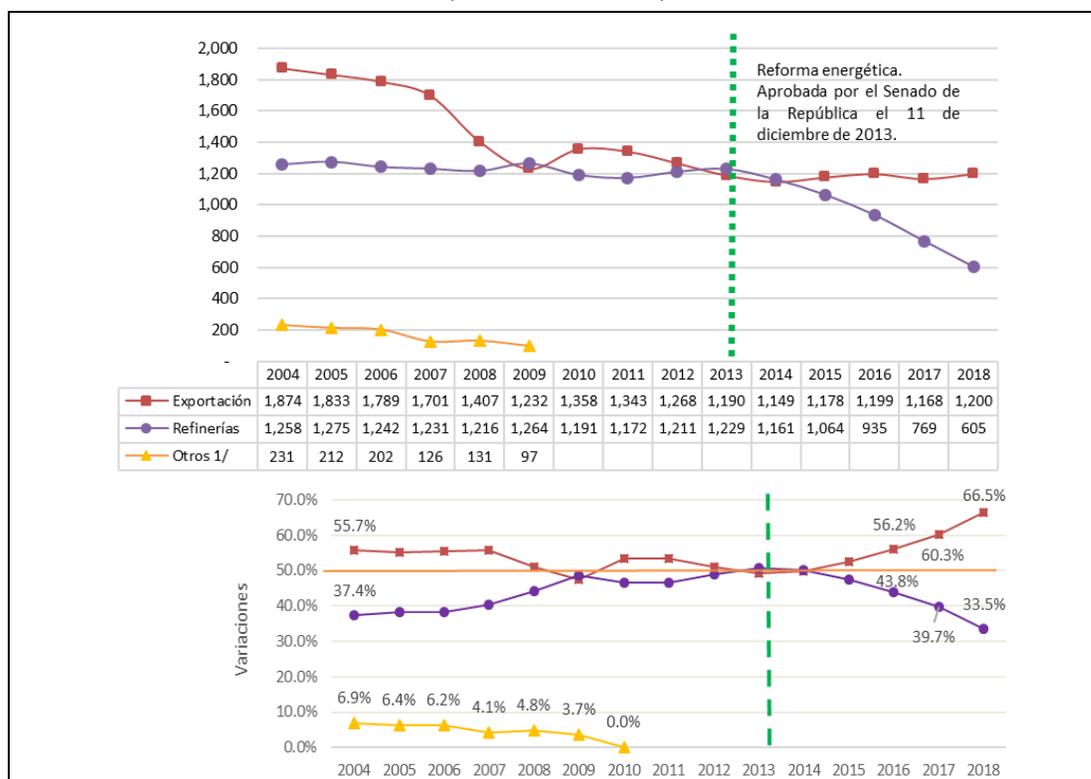
Fuente: Elaborado por la ASF con base en Estadísticas Petroleras de PEMEX, septiembre de 2019.

<sup>1/</sup> Este resultado contiene el total de hidrocarburos producidos, incluidos los condensados.

El petróleo crudo enviado por PEP para su procesamiento en las refineries disminuyó 43.1% en el periodo 2015-2018, al pasar de 1,064.0 Mbd a 605.1 Mbd, principalmente, debido a que la disponibilidad de este hidrocarburo se redujo en 19.1% en el periodo de análisis, sin embargo, el petróleo crudo enviado por PEP a terminales de exportación aumentó 1.9%, al pasar de 1,177.7 Mbd a 1,200.2 Mbd.

La distribución de petróleo crudo que PEP envió a refineries y a terminales de exportación, en el periodo 2004-2018, se muestra a continuación:

DISTRIBUCIÓN DEL PETRÓLEO CRUDO, 2004-2018  
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en los Anuarios Estadísticos 2014 y 2018 de PEMEX, p. 26 y 51 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

1/ En la categoría "otros" están incluidas la maquila y las plantas petroquímicas, a las cuales PEP dejó de enviar crudo a partir de 2010.

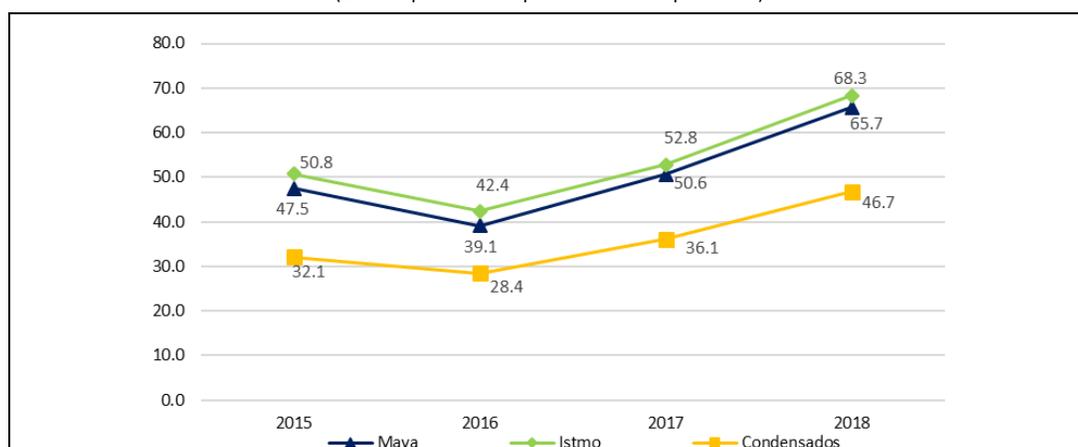
Se observó que el petróleo crudo enviado a terminales de exportación tuvo una tendencia descendente en el periodo 2004-2013, años anteriores a la reforma energética, con una tasa promedio anual decreciente de 4.9%, pasando de 1,874.0 Mbd, en 2004, a 1,190.0 Mbd, en 2013.

Como efecto de la reforma energética, para el periodo 2015-2018, las terminales de exportación fueron el destino más importante del crudo, representando el 52.5% (1,178.0 Mbd) en 2015 y 66.5% (1,200.0 Mbd) en 2018, un crecimiento promedio anual de 0.6%.

Con el análisis presentado, se observó que la reforma energética no tuvo efectos en lo relacionado con el destino que se le dio al crudo; sin embargo, se pudo identificar que, derivado de esta, la diferencia entre ambos destinos se ha acelerado, propiciando que de cada 100.0 Mbd producidos, 66.5 Mbd se dirijan al mercado externo y sólo 33.5 Mbd a satisfacer la demanda interna.

Respecto de los precios de venta promedio del petróleo crudo, se observaron los resultados siguientes:

PRECIO PROMEDIO PONDERADO DE VENTA DE HIDROCARBUROS, 2015-2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 23 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

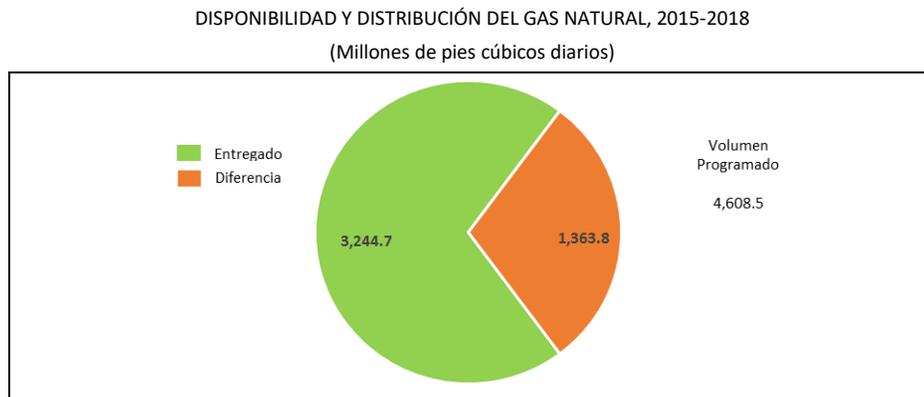
En 2018, el precio de venta promedio del crudo maya tuvo un precio de 65.7 dólares por barril (dls/bpce), mayor en 29.8% a los 50.6 dls/bpce de 2017. El crudo del istmo tuvo un precio de 68.3 dls/bpce, en 2018, mayor en 29.4% al de 52.8 dls/bpce de 2017. Los condensados tuvieron un precio de 46.7 dls/bpce, mayor en 29.4% al de 2017 de 36.1 dls/bpce.

En 2018, el valor de las ventas internas de petróleo crudo fue de 279,890,339.0 miles de pesos, 3.3% mayor que los 271,026,032.5 miles de pesos de 2017, y 19.0% mayor que los 235,299,401.7 miles de pesos de 2016; por lo tanto, el ingreso por ventas en 2018 fue mayor que en 2017, aun cuando la producción se redujo, lo anterior por el aumento en el precio promedio del barril a 24.0 dólares por barril, en 2018.

El valor de las exportaciones, en 2018, fue de 513,217,526.2 miles de pesos, 34.9% mayor que los 380,461,147.4 miles de pesos de 2017, y 77.8% mayor que los 288,625,793.9 miles de pesos de 2016; mientras que, en 2018, la producción destinada a terminales de exportación fue de 1,200.2 Mbd, y, en 2017, fue de 1,167.8 Mbd. Se determinó que, en 2018, el precio fue de 22.2 dólares por barril, mientras que, en 2017, fue de 16.9 dólares por barril. Por lo anterior, en 2018, el precio del crudo en el mercado nacional fue superior al precio de exportación.

b) Gas natural enviado a los CPG, en 2018

El volumen de gas natural que PEP entregó a Pemex Transformación Industrial (PTRI), en 2018, para su procesamiento en los CPG, se muestra a continuación:



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

Nota: El volumen ofertado a PTRI, está en función de la producción de gas de los activos de PEP, siendo esta la única opción, ya que no existe otro ofertante.

Se identificó que PEP envió 3,244.7 MMpcd a PTRI, en 2018, 29.6% (1,363.8 MMpcd) menos de lo programado de 4,608.5 MMpcd, debido a la declinación natural de campos maduros y el incremento en el flujo fraccional de agua en los activos Abkatún-Pol-Chuc, Litoral de Tabasco, Bellota-Lujo, Samaria-Luna y Macuspana-Muspac.

El comportamiento de la disponibilidad y distribución del gas natural durante el periodo 2015-2018 se presenta en el cuadro siguiente:

DISPONIBILIDAD Y DISTRIBUCIÓN DEL GAS NATURAL, 2015-2018  
(Millones de pies cúbicos diarios)

Años		2015	2016	2017	2018	Var. % 2015- 2018	
		[1]	[2]	[3]	[4]	[5]= [(4/1)]	
Disponi- bilidad	Producción [a]	6,401.0	5,792.5	5,068.0	4,846.9	(24.3)	
	Gas adquirido de los CPG [b]	1,149.1	1,159.9	1,066.6	1,089.0	(5.2)	
	Total [c]=[a+b]	7,550.1	6,952.4	6,134.6	5,935.9	(21.4)	
Distribu- ción	Usado en operación <sup>1/</sup> [d]	1,892.5	1,722.8	1,767.3	1,712.8	(9.5)	
	Part. (%) [e]=[(d*100)/c]	25.1	24.8	28.8	28.9	n.a.	
	Gas a la atmósfera <sup>2/</sup> [f]	602.3	745.7	355.8	244.8	(59.4)	
	Part. (%) [g]=[(f*100)/c]	8.0	10.7	5.8	4.1	n.a.	
	Otros <sup>3/</sup> [h]	334.3	306.4	379.6	431.6	29.1	
	Part. (%) [i]=[(h*100)/c]	4.4	4.4	6.2	7.3	n.a.	
	Ventas a PTRI	Ventas de gas para su procesamiento en los CPG [j]	4,720.9	4,173.2	3,635.6	3,244.7	(31.3)
		Ventas de gas para utilizarlo en la refinación de petróleo [k]	0.0	4.2	0.7	n.d.	n.a.
		[l]=[j+k]	4,720.9	4,177.4	3,636.3	3,244.7	(31.3)
	Part. (%) [m]=[(l*100)/c]	62.5	60.1	59.3	54.7	n.a.	
	Total <sup>4/</sup> [n]=[d+f+h+l]	7,550.0	6,952.3	6,139.0	5,633.9	(25.4)	

Fuente: Elaborado por la ASF con base en Estadísticas Petroleras de PEMEX, septiembre de 2019.

<sup>1/</sup> Incluye gas de campos y residual de los CPG usado en la operación e inyectado a yacimientos.

<sup>2/</sup> Se conforma por el gas hidrocarburo, bióxido de carbono y nitrógeno enviado a la atmósfera.

<sup>3/</sup> Incluye empaque neto, CO2 inyectado a yacimientos y condensación en ductos y plantas.

<sup>4/</sup> No existe una correspondencia total entre el gas disponible y el gas distribuido, debido a la existencia de mermas.

n.a. No aplicable

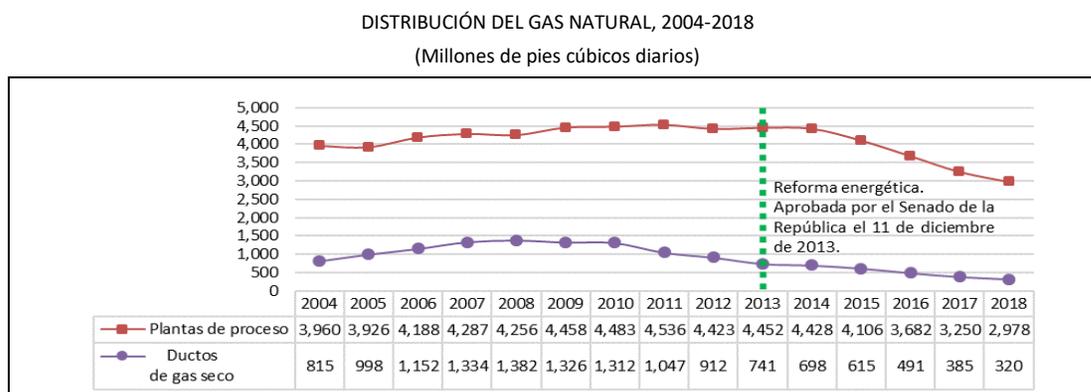
n.d. No disponible

En 2018, PEP dispuso de 5,935.9 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, de los cuales distribuyó el 54.7% a PTRI para su procesamiento en los Complejos Procesadores de Gas, mientras que el gas enviado a la atmósfera disminuyó 59.4%, respecto de 2015, debido principalmente a la continuidad del programa de sustitución de equipos de bombeo neumático por bombeo electro centrífugo en pozos marinos y por el mantenimiento de los sistemas de comprensión. Por su parte, el gas usado en operación se redujo 9.5%, en comparación con 2015, por un aumento en mermas y pérdidas.

El gas natural enviado por PEP para su procesamiento en los CPG disminuyó en 31.3%, al pasar de 4,720.9 a 3,244.7 MMpcd, de 2015 a 2018, debido, principalmente, a que la producción

de este hidrocarburo se redujo en 24.3%, al pasar de 6,401.1 MMpcd, en 2015, a 4,846.9 MMpcd, en 2018.

La distribución de petróleo crudo que PEP envió a refinerías y a terminales de exportación, en el periodo 2004-2018, se muestra a continuación:



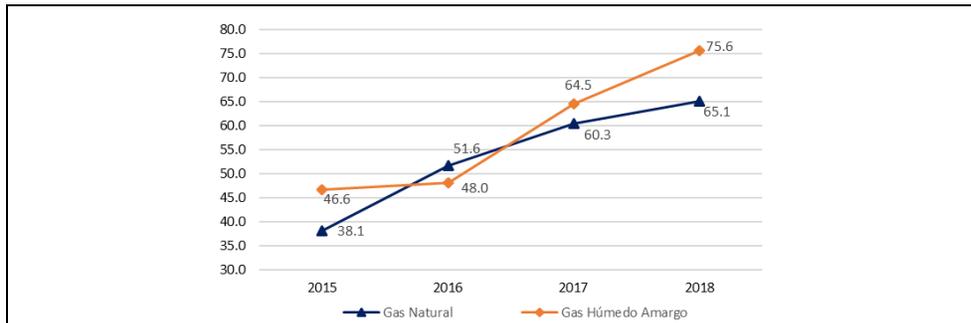
Fuente: Elaborado por la ASF con base en los Anuarios Estadísticos 2014 y 2018 de PEMEX, p. 28 y 52 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Se observó que el gas natural enviado a plantas procesadoras, tuvo una tendencia ascendente en el periodo 2004-2013, años anteriores a la reforma energética, con una tasa de crecimiento promedio anual de 1.3%, pasando de 3,960.0 MMpcd, en 2004, a 4,452.0 MMpcd, en 2013; es decir, un crecimiento de 942.0 MMpcd (23.8%) en el periodo. Derivado de la reforma energética, cambió dicha tendencia a un decrecimiento promedio del 9.4% anual, pasando de 4,428.0 MMpcd en 2014 a 2,978.0 MMpcd en 2018; lo que representó un decrecimiento de 1,450.0 MMpcd (32.7%).

Respecto del gas seco, se observó una tasa decreciente del 9.1%, pasando de 815.0 MMpcd, en 2004, a 741.0 MMpcd, en 2013. Posteriormente, derivado del efecto de la reforma energética, el gas seco decreció 54.2%, pasando de 698.0 MMpcd, en 2014, a 320.0 MMpcd, en 2018.

Respecto de los precios de venta promedio del gas, se observaron los resultados siguientes:

PRECIO DE VENTA DEL GAS NATURAL ENVIADO A PTRI Y A OTROS COMPRADORES DE GAS HÚMEDO AMARGO  
(Pesos por gigajoules)



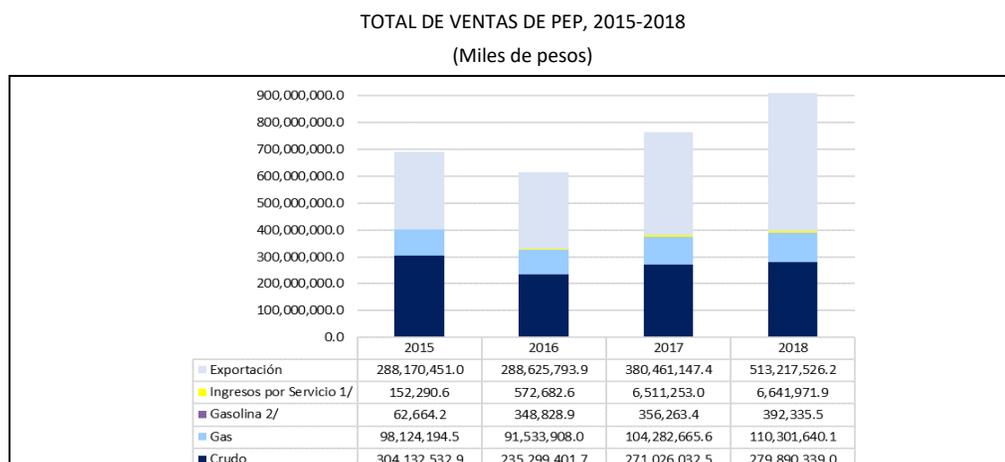
Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/-GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019 y fue ratificada mediante oficio CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

Nota: El volumen ofertado a PTRI, está en función de la producción de gas de los activos de PEP, siendo esta la única opción, ya que no existe otro ofertante.

En 2018, PEP vendió el gas natural a un precio promedio ponderado de 65.1 pesos por gigajoule, precio 70.9% mayor al registrado en 2015 por 38.1 pesos; y, el gas húmedo amargo a 75.6 pesos por gigajoule, 62.2% mayor al registrado en 2015 por 46.6 pesos. El aumento en los precios del gas se debió al incremento en la demanda de los mercados de referencia (eléctrico).

c) Resultados sobre las ventas de cada uno de los tipos de carburos de hidrógeno 2015-2018

En el periodo 2015-2018, las ventas en conjunto se expresan en la gráfica siguiente:



Fuente: Elaborado por la ASF en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019 del 23 de abril de 2019 y ratificado por medio del oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

1/ Se refiere a las entradas percibidas por PEP hacia otras Empresas Productivas Subsidiarias.

2/ Ventas de PEP por gasolinas naturales.

En 2018, PEP reportó un incremento de 3.3% (8,864,306.5 miles de pesos) respecto del año anterior en sus ventas de petróleo crudo, al pasar de 271,026,032.5 miles de pesos en 2017 a 279,890,339.0 miles de pesos en 2018. Por su parte, las ventas por exportaciones fueron de 513,217,526.2 miles de pesos, 34.9% más que los 380,461,147.4 miles de pesos de 2017, resultado del mayor precio del crudo.

El total de ventas nacionales de hidrocarburos (petróleo crudo y gas natural) de 2017 a 2018 registró una variación de 19.5% como resultado de las disminuciones presentadas en la disponibilidad y en la distribución, tanto del petróleo crudo como del gas natural, ya que el petróleo crudo enviado por PEP para su procesamiento en las refinerías bajó 43.1%, el gas natural enviado por PEP para su procesamiento en los CPG se redujo en 31.3%.

d) Estimación de la demanda en 2018

En 2018, la distribución de petróleo crudo de PEP al SNR fue de 605.1 Mbd, de los cuales se produjo 207.1 Mbd de gasolinas, lo que significó el 34.2% del total de volumen procesado para refinación. Por otra parte, se importaron 603.0 Mbd de gasolina para contribuir a satisfacer la demanda interna; por lo anterior, se estimó la demanda total en barriles de crudo y en cuanto PEP contribuyó en satisfacerla.

## d.1) Satisfacción de la demanda del SNR

En 2018, el volumen producido de petrolíferos en refinerías fue de 629.0 Mbd; mientras que la capacidad de proceso en refinerías fue de 1,640.0 Mbd. <sup>37/</sup> La capacidad total instalada para refinación fue de 3,954.6 Mbd, de los cuales se utilizaron 1,326.5 Mbd y 2,628.1 Mbd fueron capacidad no utilizada. <sup>38/</sup> Esto significó que en el SNR usó el 33.6% de la capacidad instalada y el 66.4% no se empleó.

## d.2) Estimación de la demanda total de petróleo crudo en el país

Para realizar la estimación de la demanda, se consideró la equivalencia de 1 barril de petróleo crudo es igual a 159.0 litros de petróleo o 66 litros de gasolina, como se muestra a continuación:

TABLA DE CONVERSIÓN DE BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO A LITROS

(Litros)

Litros de Gasolina	Factor de Conversión <sup>1/</sup>	Litros de petróleo
1.0	2.5	2.5
2.0	2.5	5.0
95,877.0 <sup>2/</sup>	2.5	239,692.5

Fuente: Elaborado por la ASF con información de PEMEX.

<sup>1/</sup> Litros de Petróleo

<sup>2/</sup> El factor se obtuvo de la multiplicación del volumen de importaciones, en 2018, y los litros de petróleo que contiene un barril (603.0 Mbd\*159 litros de petróleo).

En 2018, se importaron 603.0 Mbd de gasolina que representaron 95,877.0 litros diarios; por lo tanto, en volumen de crudo, las importaciones fueron de 1,507.5 Mbd de crudo, <sup>39/</sup> el resultado para el periodo 2015-2018, se presenta de la forma siguiente:

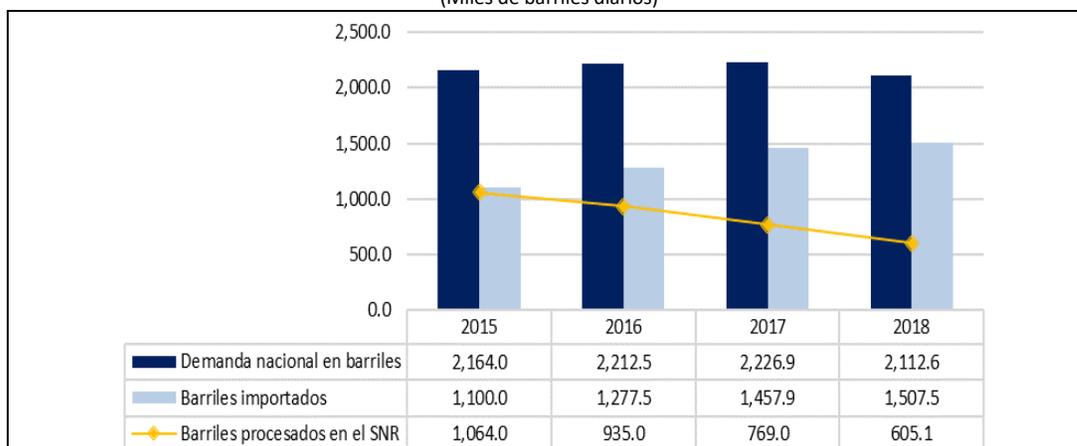
<sup>37/</sup> Anuario Estadístico 2018 y Base de Datos Institucional de PEMEX.

<sup>38/</sup> BP Statistical Review of World Energy, 68th edition, 2019.

<sup>39/</sup> Las importaciones se obtuvieron de la forma siguiente: Litros de petróleo (239,692.5) / Litros de gasolina (95,877.0).

DEMANDA NACIONAL DE CRUDO, 2015-2018

(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado por la ASF con información de Anuario Estadístico 2018 y Base de Datos Institucional de PEMEX, septiembre de 2019, extraídos de las páginas; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx) y <https://datos.gob.mx/busca/organization/pemex>.

### d.3) Demanda total de gasolinas vs procesamiento de barriles por el SNR.

Para obtener la demanda nacional de crudo, se sumaron los barriles procesados por las refinerías y los barriles de gasolinas importados. Por su parte, la contribución de las importaciones en el abastecimiento de los hidrocarburos que demandaron los consumidores en México fue de 71.4%, en 2018; de los que PEP contribuyó con el 28.6%, debido a que se extrajo mayor cantidad de crudo pesado, el cual no es factible procesar en el Sistema Nacional de Refinación, como se analizó en el resultado “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural”. Por lo que la producción de PEP fue insuficiente para dar atención a la demanda de hidrocarburos en el país por 2,112.6 Mbd de crudo.

Se observó una disminución de 20.6% en la contribución de PEP a la demanda, en el periodo 2015-2018, al pasar de 49.2%, en 2015, a 28.6%, en 2018; mientras que, la contribución de las importaciones aumentó en 20.6%, al pasar de 50.8%, en 2015, a 71.4%, en 2018.

Por lo expuesto, se identificó que Pemex Exploración y Producción careció de estrategias de asignación de crudo en los mercados tanto nacional como internacional; derivado de no efectuar los estudios geológicos necesarios para incrementar la producción de petróleo ligero y superligero con el fin de que se pudiera procesar en el Sistema Nacional de Refinación; además, de no privilegiar los mantenimientos preventivos, por lo que se generaron las fallas en los activos, como se observó en los resultados “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”, “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural” y, “Estado Físico de la Infraestructura”, disminuyendo la capacidad de la EPS para contribuir a asegurar el suministro de hidrocarburos que demanda el país.

2018-6-90T9G-07-0455-07-014 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore, apruebe e implemente las estrategias para distribuir el crudo en los mercados nacional e internacional, a efecto de coadyuvar en mayor medida con el suministro de hidrocarburos que demanda el país, de conformidad con los artículos 134, primer y segundo párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 82, fracción V y 85, fracción XII, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción; y, los documentos de mediano y largo plazo, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

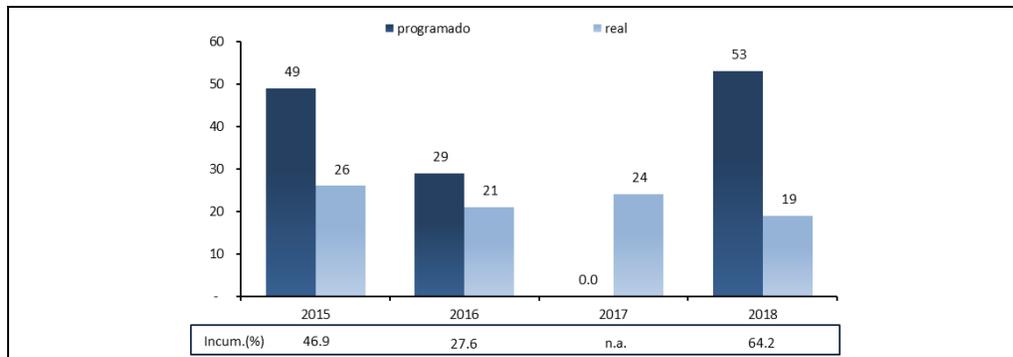
**12. Estado Físico de la Infraestructura**

A fin de conocer el estado físico de la infraestructura de PEP, el resultado se dividió en tres apartados; el primero, relativo a la terminación de pozos exploratorios y de desarrollo; el segundo, mantenimiento de instalaciones y ductos; y, el último, indicadores del tablero de confiabilidad.

a) Resultados de la terminación de pozos exploratorios y de desarrollo

Se analizó el cumplimiento de las metas de la terminación de pozos exploratorios, en el periodo 2008-2018, como se muestra en la gráfica siguiente:

METAS Y RESULTADOS DE LA TERMINACIÓN DE POZOS EXPLORATORIOS DE PEP, 2015-2018 <sup>1/</sup>  
(número de pozos)



Fuente: Estrategia Programática Presupuesto de Egresos de la Federación, 2015-2018 y Anuario Estadístico de PEMEX, 2018 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Incum. Incumplimiento porcentual de las metas.

n.a. No aplica

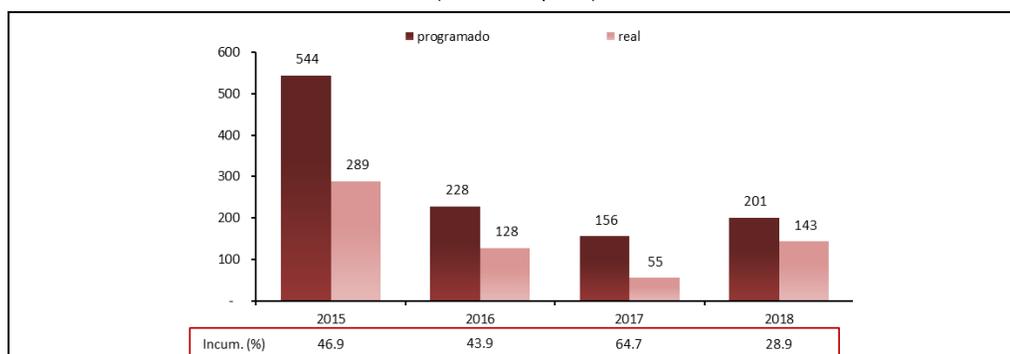
<sup>1/</sup> Los pozos exploratorios son perforaciones realizadas en un área en donde al momento no existe producción de aceite o gas, pero que los estudios de exploración petrolera establecen probabilidad de contener hidrocarburos

En 2018, PEP terminó 19 pozos exploratorios, incumpliendo el 64.2% de los 53 pozos programados, la EPS mencionó que dicha situación se debió principalmente a la intervención de pozos de forma diferida, los accidentes en la perforación, el retraso en la disponibilidad de equipos para perforar, el atrapamiento de herramientas y materiales y los cambios de estrategia; aunado a lo anterior, la ASF identificó como causas el incumplimiento de las metas de estudios geológicos, como se observó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”, y a que la EPS asignó en actividades de exploración menos del 10.0% de su presupuesto, como se analizó en el resultado “Ejercicio de los recursos presupuestarios asociados con PEP”, del presente documento.

Asimismo, en el periodo 2015-2018, la EPS incrementó 8.2% la programación de terminación de pozos exploratorios; sin embargo, redujo 26.9% la terminación de estos, pasando de 26 pozos en 2015 a 19 pozos en 2018, sin que PEP alcanzara las metas establecidas en ningún año del periodo; asimismo, en 2017 no planeó ninguna meta de terminación de pozos. Por lo anterior se observa una deficiente planeación y seguimiento de la construcción de pozos exploratorios en el periodo.

Del mismo modo, se analizó el cumplimiento de las metas de la terminación de pozos de desarrollo, en el periodo 2008-2018, como se muestra en la gráfica siguiente:

METAS Y RESULTADOS DE LA TERMINACIÓN POZOS DE DESARROLLO DE PEP, 2015-2018 <sup>1/</sup>  
(número de pozos)



Fuente: Estrategia Programática Presupuesto de Egresos de la Federación, 2015-2018 y Anuario Estadístico de PEMEX, 2018 extraídos de la página web; [https://www.pemex.com/acerca/informes\\_publicaciones/Paginas/default.aspx](https://www.pemex.com/acerca/informes_publicaciones/Paginas/default.aspx).

Incum. Incumplimiento porcentual de las metas.

<sup>1/</sup> Los pozos de desarrollo son pozos perforados y terminados en zona probada de un campo para la producción de petróleo crudo o gas.

Respecto a los pozos de desarrollo, en 2018, PEP terminó 143 pozos, incumpliendo con el 28.9% de los 201 pozos programados. PEP indicó que fue derivado de los ajustes presupuestarios, la intervención de pozos de forma diferida, los accidentes en la perforación,

el retraso en la disponibilidad de equipos para perforar, el atrapamiento de herramientas y materiales; y, los cambios de estrategia.

En el periodo 2015-2018, la EPS disminuyó 28.2% la programación de terminación de pozos de desarrollo; asimismo, redujo 50.5% la terminación de pozos de desarrollo, pasando de 289 pozos, en 2015, a 143 pozos, en 2018, propiciado que PEP no lograra sus metas en ninguno de los años del periodo, aunque haya disminuido la programación de sus actividades año con año, lo cual incidió en la adquisición, arrendamiento y construcción de infraestructura requerida por PEP para extraer hidrocarburos.

#### b) Mantenimiento a instalaciones y ductos

La infraestructura productiva de PEP se compuso de 3,929 ductos y 34,623 instalaciones de producción. Se identificó que, en 2018, la EPS realizó tres tipos de mantenimiento: predictivo, es la inspección y el monitoreo de la infraestructura para anticipar posibles fallas; preventivo, ejecuta acciones predeterminadas para reducir la posibilidad de fallas; y, correctivo, actividades que se dan por fallas.

En 2018, la EPS estableció los mantenimientos asociados a los programas físicos de las instalaciones y ductos, como se muestra a continuación:

MANTENIMIENTO REQUERIDO Y PROGRAMADO DE INSTALACIONES DE PEP, 2018

Tipo	Mantenimiento de instalaciones	Requerido [a]	Programado [b]	Real [c]	Incumplimiento [d]=[c] / [a]*100]
Predictivo	Equipo estático principal	133,386	11,522	10,227	92.3
	Equipo dinámico principal	12,295	6,969	4,911	60.1
	Equipo de Servicios Auxiliares	1,516	1,130	770	49.2
	Infraestructura eléctrica	2,980	1,685	1,068	64.2
	Instalaciones marinas	49	49	4	91.8
	Equipo de Protección Ambiental	380	357	265	30.3
	Equipo de Seguridad Industrial	5,874	2,841	2,553	56.5
	Infraestructura operativa (Serv. Grales.)	5	1	5	0.0
	Sistemas de Monitoreo, Control y Medición	23	22	22	4.3
Subtotal predictivo		156,508	24,576	19,825	87.3
Preventivo	Equipo estático principal	27,005	16,775	13,948	48.4
	Equipo dinámico principal	24,530	19,773	5,656	76.9
	Equipo de servicios auxiliares	14,122	7,503	6,715	52.5
	Infraestructura civil	829	218	551	33.5
	Infraestructura eléctrica	12,737	6,745	4,409	65.4
	Instalaciones marinas	585	585	428	26.8
	Equipo de protección ambiental	887	688	601	32.2
	Equipo de seguridad industrial	14,338	10,494	9,989	30.3
	Infraestructura administrativa (Serv. Grales.)	173	169	214	-23.7
	Infraestructura operativa (Serv. Grales.)	1,046	1,046	908	13.2
	Sistemas de Monitoreo, Control y Medición	4,643	3,779	3,419	26.4
Subtotal preventivo		100,895	67,775	46,838	53.6
Correctivo	Reparación de fugas	n.a.	n.a.	175	n.a.
Subtotal correctivo		n.a.	n.a.	175	n.a.
Total general		257,403	92,351	66,838	74.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 09 de agosto de 2019.

n.a. No aplica

En 2018, PEP identificó la necesidad de realizar 257,403 mantenimientos, de los cuales, en su programa anual de mantenimiento no consideró el 64.1% de los mantenimientos necesarios para operar las instalaciones en óptimas condiciones; además únicamente realizó el 26.0% (66,838) de los mantenimientos requeridos, lo que provocó 175 fugas, que fueron atendidas mediante mantenimientos correctivos.

En relación con el mantenimiento a ductos, PEP programó acciones predictivas y preventivas, en 2018, como se muestra en el cuadro siguiente:

## RESULTADOS OBTENIDOS DEL MANTENIMIENTO EJERCIDO DE DUCTOS DE PEP, 2018

Tipo	Mantenimiento de ductos	Unidad	Requerido [a]	Programado [b]	Real [c]	Diferencia [d]=[c-a]	Incumplimiento [e]=[c]/[a]*100
Predictivo	Inspección exterior de ductos	Metro	1,066,921.0	1,066,842.0	631,021.0	(435,900.0)	40.9
	Inspección interior de ductos	Kilómetro	1,705.0	562.0	51.0	(1,654.0)	97.0
	Análisis de Integridad	Kilómetro	3,472.0	1,259.0	811.0	(2,661.0)	76.6
	Evaluación de riesgo a Ductos	Kilómetro	4,437.0	2,753.0	2,032.0	(2,405.0)	54.2
	Celaje	Kilómetro	38,010.0	24,191.0	5,557.0	(32,453.0)	85.4
	Geoposicionamiento de ductos	Kilómetro	1,008.0	82.0	0.0	(1,008.0)	100.0
	Plan de administración de integridad de ductos	Ducto	1,438	775	681	(757.0)	52.6
Preventivo	Protección catódica	Kilómetro	13,564.0	8,543.0	7,971.0	(5,593.0)	41.2
	Protección Interior	Kilómetro	20,587.0	15,654.0	5,502.0	(15,085.0)	73.3
	Corrida de diablo de limpieza	Kilómetro	2,189.0	1,323.0	129.0	(2,060.0)	94.1
	Mantenimiento a instalaciones superficiales	m <sup>2</sup>	31,984.0	21,828.0	12,548.0	(19,436.0)	60.8
	Mantenimiento a DDV y lecho marino	Hectárea	833.0	235.0	902.0	69.0	-8.3
Correctivo	Reparación de fugas	Fugas	n.a.	n.a.	132	132	n.a.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada con oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019, del 9 de agosto de 2019.

n.a. No aplica.

Se observó que, en todos los mantenimientos a ductos, las acciones programadas y realizadas fueron menores a las requeridas para operar en óptimas condiciones a excepción del Mantenimiento a DDV y lecho marino, lo que provocó 132 reparaciones de fugas, que fueron acciones correctivas.

Por lo expuesto, PEP fue omiso al no asignar recursos en el Presupuesto de Egresos de la Federación, a la partida K027 "Mantenimiento de infraestructura", a fin de mantener las instalaciones en óptimas condiciones, como se analizó en el resultado "Ejercicio de los recursos presupuestarios asociados con PEP"; debido a las deficiencias en la administración de la compañía no se discutió el tema de infraestructura y mantenimiento en las sesiones del Consejo de Administración, como se refirió en el resultado "Consejo de Administración de PEP", del presente informe.

## c) Indicadores del tablero de confiabilidad

Se identificó en la Guía Técnica para el Cálculo de Indicadores de Confiabilidad Operacional, que PEP contó con un tablero, con el fin de homologar y asegurar la calidad de la administración del mantenimiento que permita realizar acciones correctivas que mejoren la confiabilidad operativa de los activos, como se muestra en la tabla siguiente:

TABLERO DE CONFIABILIDAD DE PEP, 2018

Indicador	Real 2017 [a]	Meta 2018 [b]	Real 2018 [c]	Cum. [d]	Cuartil alcanzado [e]	Diferencia 2017-2018 p.p. [f=c-a]
<b>Negocio</b>						
Costo de mantenimiento / valor de reemplazo de Activos (%)	1.4	2.0	2.9	✓		1.5
Costo total de mantenimiento / Costo de producción (%)	n.r.	n.r.	n.r.	n.a.	n.r.	n.r.
Costo de elaboración o servicio por unidad de salida (\$/Unidad)	10.1	11.5	12.6	*		2.5
<b>Efectividad Operacional</b>						
Utilización de activos con respecto a su capacidad, UP time (%)	55.7	84.4 <sup>1/</sup>	55.6	n.a.		(0.1)
Utilización de Activos (%)	55.9	60.0	49.6	*		(6.3)
Cumplimiento de programas operativos (%)	96.7	97.0	97.7	✓		1.0
Índice de energía consumida por unidad de salida (%)	70.7	100.0	72.0	✓		1.3
<b>Operación Segura</b>						
Equipos críticos fuera del valor optimo (%)	n.r.	n.r.	n.r.	n.a.	n.r.	n.r.
Equipos / sistemas de control y seguridad en falla (número)	0	0	0	✓		0.0
<b>Confiabilidad</b>						
Índice de paros no programados (%)	1.5	2.0	0.9	✓		(0.6)
Disponibilidad mecánica (%)	94.7	97.0	95.5	*		0.8
Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF) (horas)	1,499.9	1,600.0	1,650.0	✓		150.1
Tiempo Medio para Reparar (MTTR) (horas)	40.5	35.0	30.2	✓		(10.3)
Índice de atención a recomendaciones (%)	n.r.	n.r.	n.r.	n.a.	n.r.	n.r.
Índice de atención de fallas potenciales (%)	n.r.	n.r.	n.r.	n.a.	n.r.	n.r.
<b>Gestión del Mantenimiento</b>						
Backlog realizable <sup>2/</sup> (Semanas)	4.0	4.0	4.0	✓		0.0
Cumplimiento de programa de reparaciones mayores (%)	55.0	95.0	50.0	*		(5.0)
Trabajo de emergencia (%)	19.8	16.0	18.7	*		(1.1)
Tiempo Extraordinario (%)	n.r.	n.r.	n.r.	n.a.	n.r.	n.r.
Esfuerzo de mantenimiento Predictivo (%)	17.6	24.9	15.9	*		(1.7)
Esfuerzo de mantenimiento Preventivo (%)	62.2	60.0	65.4	*		3.2

TABLERO DE CONFIABILIDAD DE PEP, 2018

Indicador	Real 2017 [a]	Meta 2018 [b]	Real 2018 [c]	Cum. [d]	Cuartil alcanzado [e]	Diferencia 2017-2018 p.p. [f=c-a]
Esfuerzo de mantenimiento Correctivo (%)	20.2	15.1	18.7	✘		(1.5)
Cumplimiento de Mantenimiento Predictivo (%)	98.0	95.0	99.0	✓		1.0
Cumplimiento de Mantenimiento Preventivo (%)	96.7	95.0	100.0	✓		3.3

Cuartiles	tolerables	Controlable	Indeseable	No tolerable
-----------	------------	-------------	------------	--------------

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/1763/2019, del 30 de octubre de 2019.

Cum. Cumplimiento del indicador respecto a su meta, el símbolo “✓” indica que se cumplió lo programado, en tanto que el símbolo “✘” señala que no se cumplió lo previsto.

1/ Se calculó mediante el promedio de las metas establecidas por las Subdirecciones de Producción de las Regiones Marinas Noreste, Suroeste y Sur; ya que, la Región Norte no reportó meta para este indicador.

2/ Blacklog se define como la cantidad de trabajo de mantenimiento planeado y que no se le ha asignado mano de obra para su ejecución.

n.r. No se reportó

n.a. No aplica

p.p. Puntos porcentuales

Se identificó que se incumplieron las metas establecidas, en 2018, de cada uno de los tipos de mantenimiento; asimismo, el indicador de mantenimiento predictivo se redujo 1.7 puntos porcentuales respecto a 2017, por lo que PEP fue omiso al no favorecer la prevención antes que las fallas. Esta situación, tuvo repercusión en los indicadores de trabajo de emergencia y UP time; ya que, en el primero se rebasó 2.7 puntos porcentuales la meta establecida, relativa a que el mantenimiento de emergencia representaría el 16.0% del mantenimiento total; asimismo, el indicador UP time, reflejó que la EPS no utilizó el 44.4% de sus activos respecto a su capacidad, lo que impactó en la entrega de hidrocarburos al Sistema Nacional de Refinación, como se observó en el resultado “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”, del presente informe.

Derivado de todo lo anterior, la falta de toma de decisiones por parte del Consejo de Administración respecto del presupuesto para infraestructura y mantenimiento causó que no pudieran aumentar la producción de los hidrocarburos, además existieron fallas que generaron paros y pérdidas en la operación, e impactos en la cadena de suministro de Petróleos Mexicanos ante la falta del producto.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-015 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore la programación, la planeación y la presupuestación de los mantenimientos con base en los resultados de los indicadores de confiabilidad operacional, para priorizar los mantenimientos predictivos y preventivos de las instalaciones y ductos; y, lleve a cabo acciones para asegurar que las intervenciones incluidas

en el Programa Anual de Mantenimiento sean ejecutadas, lo anterior, con el propósito de evitar fallos en las instalaciones y ductos y garantizar la atención de los requerimientos de mantenimiento, y elevar la utilización de sus activos respecto a su capacidad, conforme lo establecido en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 3, fracción V; 56, fracción III; 61, fracción III; 66, fracción III; 71, fracción III; 76, fracción VI; 81, fracción V; y, 98, fracción III, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

### **13. Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción**

Para evaluar el desempeño financiero de Pemex Exploración y Producción, la ASF examinó los Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2018 y determinó las razones financieras de inversión, 40/ actividad 41/ y ciclo, 42/ liquidez 43/ y apalancamiento; 44/ así como la rentabilidad, la productividad y la generación de valor económico, y el riesgo de quiebra técnica; no obstante, la información contenida en la inversión en subsidiarias y asociadas, así como las utilidades que le correspondieron a PEP no fueron consolidadas en los Estados Financieros dictaminados, por lo que no se reflejó el desempeño real de éstas y por consiguiente el del rubro de la EPS; por ello, cualquier intervención en la operación o registro de su actividad podría desviar el presente análisis.

#### **a) Estados financieros dictaminados 2017-2018**

Para la integración de los estados financieros de PEP, con base en los cuales se realizó el análisis, la empresa aplicó la Norma NIIF 9 45/ y la Norma NIIF 15, 46/ por lo que se reajustó, en algunas partidas, el resultado de 2017.

---

<sup>40/</sup> Evalúan los recursos empleados para adquirir o mejorar los activos fijos tales como el mobiliario o equipo. Se obtiene sumando la depreciación del ejercicio, al saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo, y restando el saldo de los inmuebles, mobiliario y equipo del ejercicio anterior.

<sup>41/</sup> Analizan el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

<sup>42/</sup> Analizan el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

<sup>43/</sup> Evalúan la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

<sup>44/</sup> Indican 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.

<sup>45/</sup> NIIF 9: "Instrumentos financieros", se emitió en julio de 2014 y reemplaza a la NIC 39 "Instrumentos financieros", y se relaciona con la clasificación y medición de los instrumentos financieros, deterioro de valor y contabilidad de cobertura.

<sup>46/</sup> NIIF 15: "Ingresos de contratos con clientes", reemplaza a la NIC 11 "Contratos de construcción", NIC 18 "Ingresos" e "interpretaciones relacionadas", y se aplica, con excepciones limitadas, a todos los ingresos que se originan con contratos con clientes.

A continuación, se presenta un resumen de la información financiera dictaminada, en 2018, reportada por PEP en su Balance General y su Estado de Resultados.

### Balance General

Los principales elementos que se identificaron en el Balance General de PEP (activo, pasivo y capital contable), correspondientes a 2018, se presentan en el cuadro siguiente:

#### BALANCE GENERAL DE PEP, 2018

(Miles de pesos)

Activo	Monto	Pasivo	Monto
Efectivo y Equivalentes	6,529,597.0	Pasivo Financiero de Corto Plazo 2/	158,378,272.0
Cuentas por Cobrar (partes)	1,059,529,682.0	Proveedores	87,631,263.0
Inventarios	14,520,856.0	Partes relacionadas	30,008,955.0
Instrumentos financieros derivados	11,112,248.0	Instrumentos derivados con PEMEX	3,767,203.0
Otras cuentas por cobrar	22,709,101.0	Impuestos y derechos por pagar	49,144,263.0
<b>Total Activo Corriente</b>	<b>1,114,401,484.0</b>	Otros pasivos 3/	8,424,492.0
Inversión en subsidiarias y asociadas	594,983.0	<b>Total Pasivo de Corto Plazo</b>	<b>337,354,448.0</b>
Propiedades, plantas, equipos,	1,007,349,920.0	Pasivo Financiero de Largo Plazo 4/	1,842,103,959.0
Cuentas por Cobrar a subsidiaria	421,544.0	Pasivo laboral	321,192,951.0
Impuestos y derechos diferidos	38,688,117.0	Provisiones por créditos diversos	89,754,027.0
Otros activos	2,303,530.0	Otros pasivos a largo plazo	964,462.0
<b>Total Activo No Corriente</b>	<b>1,049,358,094.0</b>	<b>Total Pasivo de Largo Plazo</b>	<b>2,254,015,399.0</b>
		<b>Pasivo Total</b>	<b>2,591,369,847.0</b>
		<b>Capital Contable</b>	<b>Monto</b>
		Patrimonio aportado 5/	201,834,812.0
		Resultado del ejercicio	(5,867,212.0)
		Resultados acumulados	(626,553,603.0)
		Resultados actuariales por	2,975,734.0
		<b>Capital Contable</b>	<b>(427,610,269.0)</b>
<b>Activo Total</b>	<b>2,163,759,578.0</b>	<b>Pasivo Total y Capital Contable</b>	<b>2,163,759,578.0</b>

Fuente: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

1/ Incluye el saldo de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo por 997,570,682.0 miles de pesos, y el saldo de pozos no asignados a una reserva de 9,779,238.0 miles de pesos.

2/ Incluye los saldos de Porción circulante de la deuda de largo plazo con Petróleos Mexicanos de 155,596,585.0 miles de pesos, y la porción circulante de la deuda por arrendamientos financieros de 2,781,687.0 miles de pesos.

3/ Cuentas y gastos acumulados por pagar.

4/ Incluye los saldos de Deuda de largo plazo con Petróleos Mexicanos de 1,818,447,094.0 miles de pesos, y deuda a largo plazo por arrendamientos financieros de 23,656,865.0 miles de pesos.

5/ Incluye el saldo de los Certificados de Aportación de 118,144,176.0 miles de pesos, y las Aportaciones del Gobierno Federal de 83,690,636.0 miles de pesos.

Se identificó que, en 2018, la inversión en activos totales de PEP fue de 2,163,759,578.0 miles de pesos, y estuvo financiada por pasivos, lo cual implicó que éstos fueron mayores al activo, con un saldo de 2,591,369,847.0 miles de pesos (119.8% del activo total), siendo su Capital Contable negativo en 427,610,269.0 miles de pesos (19.8% del activo total), lo anterior como resultado de las pérdidas acumuladas tanto de 2018 como de años anteriores.

#### Estado de resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de Pemex Exploración y Producción, correspondientes al ejercicio 2018, fueron los siguientes:

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

Concepto	2018
Ingresos	910,443,813.0
Costo de venta 1/	431,374,899.0
Resultado Bruto	479,068,914.0
Gastos Operativos/Administrativos 2/	67,938,257.0
Resultado de la Operación	411,130,657.0
Resultado Financiero, Neto	(36,476,778.0)
Resultado Cambiario, Neto	28,035,085.0
Instrumentos Derivados	(15,989,398.0)
Resultado Integral de Financiamiento	(24,431,091.0)
Otros Ingresos (Gastos), Neto 3/	77,021,262.0
Participación en los resultados de subsidiarias y asociadas	81,489.0
Resultado Antes de Impuestos	463,802,317.0
Impuestos y derechos del ejercicio	469,669,529.0
Resultado Neto	(5,867,212.0)
Otros resultados integrales	64,817,195.0
Resultado Integral	58,949,983.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

- 1/ El concepto Otros Costos de Venta se integró en el rubro de Otros Ingresos (Gastos).
- 2/ El concepto Otros Gastos de Administración se integró en el rubro Otros Ingresos (Gastos).
- 3/ Se integra con los movimientos del año de deterioros (reversas de deterioro), otros ingresos, otros costos de venta y otros gastos de administración.

En 2018, PEP tuvo ingresos por ventas en el país, de exportación y por servicios de 910,443,813.0 miles de pesos, sus costos de venta ascendieron a 431,374,899.0 miles de pesos, y los gastos operativos y administrativos fueron de 67,938,257.0 miles de pesos, por lo que la empresa registró una utilidad de operación de 411,130,657.0 miles de pesos en el ejercicio, equivalente a un margen de utilidad operativa de 45.2% sobre ingresos por venta.

Con respecto al monto del resultado integral de financiamiento de PEP, éste reflejó un gasto de 24,431,091.0 miles de pesos y las partidas de otros ingresos (gastos) del ejercicio sumaron un ingreso de 77,021,262.0 miles de pesos. Este último se integró de la forma siguiente:

## OTROS INGRESOS DE PEP, 2018

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Reversión de deterioro (neta) de activos de larga duración, neto	65,013,616.0
Otros ingresos (gastos), neto	12,474,999.0
Otros costos venta	310,858.0
Otros gastos de administración.	156,495.0
Total otros ingresos (neto)	77,021,262.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

Derivado del cuadro anterior se observó que, el principal componente de otros ingresos provino del efecto de la reversión de deterioro (neto) de 65,013,616.0 miles de pesos, el cual fue una corrección al valor de los activos como consecuencia de su revalorización, y que se registró en el Estado de Resultados de Pemex Exploración y Producción.

Se encontró que, en 2018, PEP reconoció una utilidad neta en la participación en los resultados de compañías subsidiarias y asociadas 47/ por 81,489.0 miles de pesos, por lo que el resultado antes de impuestos fue una utilidad de 463,802,317.0 miles de pesos.

En cuanto a los impuestos y derechos, se identificó que, a partir del 1 de enero de 2015 entró en vigor la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos (LISH), en la cual se establecieron los impuestos y los derechos a los que PEP está sujeto, en beneficio del Estado Mexicano, por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El impuesto y los derechos causados, en 2018, se muestran en el cuadro siguiente:

## IMPUESTOS Y DERECHOS DE PEP, 2018

(Miles de pesos)

Concepto	Monto
Derecho de Utilidad Compartida	443,309,053.0
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	182,398.0
Impuesto Sobre la Renta	0.0
Costo (beneficio) por DUC compartido	26,178,078.0
Total	469,669,529.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

<sup>47/</sup> PEP mantuvo, en 2018, la siguiente participación accionaria de las siguientes empresas: PMI Marine Limited (100.0%), Compañía Mexicana de Exploraciones, S.A. de C.V. (60.0%), PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. (49.0%), Administración Portuaria Integral de Dos Bocas, S.A. de C.V. (40.0%).

En la revisión de la información, se identificó que, el principal derecho causado por PEP, en 2018, fue por Utilidad Compartida (443,309,053.0 miles de pesos), el cual derivó de la obligación del pago anual, la base de cálculo fue el valor anual de los hidrocarburos extraídos, menos las deducciones permitidas en la LISH.

Después de los impuestos y derechos causados en el ejercicio, PEP obtuvo una pérdida de 5,867,212.0 miles de pesos, lo que representó un margen de utilidad neto negativo de 0.6% sobre los ingresos por ventas.

En cuanto a los otros resultados integrales, se encontró que, en 2018, PEP registró una ganancia actuarial por beneficios a empleados de 64,817,195.0 miles de pesos, cifra que se acumuló en la cuenta de Resultados Actuariales por Beneficios a los Empleados del Capital Contable, por lo que el resultado integral del periodo fue una utilidad integral de 58,949,983.0 miles de pesos.

#### Análisis horizontal de Estados Financieros 2017 a 2018

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

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ESTADO DE RESULTADOS DE PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

Concepto	2017	2018	Análisis horizontal (%)
Ingresos	762,637,362.0	910,443,813.0	19.4
Costo de venta	390,062,978.0	431,374,899.0	10.6
Resultado Bruto	372,574,384.0	479,068,914.0	28.6
Gastos Operativos/Administrativos	58,444,001.0	67,938,257.0	16.2
Resultado de la Operación	314,130,383.0	411,130,657.0	30.9
Resultado Financiero, Neto	(15,084,934.0)	(36,476,778.0)	141.8
Resultado Cambiario, Neto	10,043,316.0	28,035,085.0	179.1
Instrumentos Derivados	(1,613,874.0)	(15,989,398.0)	890.7
Resultado Integral de Financiamiento	(6,655,492.0)	(24,431,091.0)	267.1
Otros Ingresos (Gastos), Neto	(119,543,570.0)	77,021,262.0	(164.4)
Participación en los resultados de subsidiarias y asociadas	(378,239.0)	81,489.0	(121.5)
Resultado Antes de Impuestos	187,553,082.0	463,802,317.0	147.3
Impuestos y derechos del ejercicio	337,941,781.0	469,669,529.0	39.0
Resultado Neto	(150,388,699.0)	(5,867,212.0)	(96.1)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificado mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

Del análisis horizontal del Estado de Resultados, se observó que de 2017 a 2018, PEP incrementó sus ingresos en 19.4% y sus costos de venta aumentaron en 10.6%, por lo que su utilidad bruta tuvo un incremento de 28.6%, respecto de la generada en 2017. Por su parte, los gastos operativos y administrativos tuvieron un aumento del 16.2%, respecto de los obtenidos en 2017. Dichos efectos, en 2018, incrementaron el resultado de la operación en 30.9%, principalmente por el aumento del 34.9% en los ingresos de exportación como se observó en el resultado “Comercialización de Pemex Exploración y Producción” de este informe.

Se identificó que, el gasto del resultado integral de financiamiento tuvo un incremento de 267.1%, de 2017 a 2018; otros ingresos tuvieron un cambio de 164.4%, pasando de registrar otros gastos en 2017 por 119,543,570.0 miles de pesos, a registrar otros ingresos por 77,021,262.0 miles de pesos.

Mediante la participación en los resultados de subsidiarias y asociadas, PEP presentó un cambio de 121.5% respecto del monto observado en 2017, pasando de reportar pérdidas en los resultados de subsidiarias y asociadas de 378,239.0 miles de pesos en 2017, a presentar utilidades por 81,489.0 miles de pesos, en 2018.

Por todo lo anterior, PEP obtuvo un incremento en su resultado antes de impuestos de 147.3% respecto del obtenido en 2017, pasando de 187,553,082.0 miles de pesos, en 2017, a 463,802,317.0 miles de pesos, en 2018.

Los impuestos y derechos del ejercicio 2018 tuvieron un incremento de 39.0% a los obtenidos, en 2017, por PEP, principalmente por efecto que tiene el Derecho de Utilidad Compartida, que se calcula sobre el valor de los hidrocarburos extraídos.

Después de la aplicación de los impuestos y derechos, PEP obtuvo una pérdida en su operación 96.1% menor a la observada en 2017, pasando de una pérdida de 150,388,699.0 miles de pesos en 2017, a una pérdida de 5,867,212.0 miles de pesos en 2018.

## Análisis horizontal del Balance General

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

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL ACTIVO DE PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

ACTIVO			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal (%)
Efectivo y Equivalentes	8,327,100.0	6,529,597.0	(21.6)
Cuentas por Cobrar (partes relacionadas)	980,095,135.0	1,059,529,682.0	8.1
Inventarios	9,665,520.0	14,520,856.0	50.2
Instrumentos financieros derivados	25,299,044.0	11,112,248.0	(56.1)
Otras cuentas por cobrar	15,135,803.0	22,709,101.0	50.0
<b>Activo Corriente</b>	<b>1,038,522,602.0</b>	<b>1,114,401,484.0</b>	<b>7.3</b>
Inversión en subsidiarias y asociadas	738,084.0	594,983.0	(19.4)
Propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos	977,989,705.0	1,007,349,920.0	3.0
Cuentas por Cobrar a subsidiaria	421,544.0	421,544.0	0.0
Impuestos y derechos diferidos	64,866,195.0	38,688,117.0	(40.4)
Otros activos	2,015,906.0	2,303,530.0	14.3
<b>Activo No Corriente</b>	<b>1,046,031,434.0</b>	<b>1,049,358,094.0</b>	<b>0.3</b>
<b>Activo Total</b>	<b>2,084,554,036.0</b>	<b>2,163,759,578.0</b>	<b>3.8</b>

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

Con el análisis horizontal del activo, se observó que de 2017 a 2018, el activo total de PEP tuvo un incremento de 3.8%. Dicho efecto se debió principalmente al aumento en el activo corriente de 7.3%, al pasar de 1,038,522,602.0 miles de pesos, en 2017, a 1,114,401,484.0 miles de pesos, en 2018, que, a su vez, su principal causa fue el alza en el saldo de las cuentas por cobrar con partes relacionadas de 8.1%, al pasar de 980,095,135.0 miles de pesos, en 2017, a 1,059,529,682.0 miles de pesos, en 2018. El incremento detectado en las cuentas por cobrar con partes relacionadas implicó un mayor financiamiento, en 2018, de parte de PEP a las empresas del grupo de Petróleos Mexicanos.

En cuanto el activo no corriente, se identificó un incremento marginal de 0.3% respecto del observado en 2017, derivado principalmente del incremento en el saldo de las propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos, que en 2017 sumaron 977,989,705.0 miles de pesos, y en 2018 fueron de 1,007,349,920.0 miles de pesos.

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

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL PASIVO DE PEP, 2017-2018

(Miles de pesos)

PASIVO			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal (%)
Pasivo Financiero de Corto Plazo	110,974,465.0	158,378,272.0	42.7
Proveedores	69,468,391.0	87,631,263.0	26.1
Partes relacionadas	49,114,411.0	30,008,955.0	(38.9)
Instrumentos derivados con PEMEX	9,366,651.0	3,767,203.0	(59.8)
Impuestos y derechos por pagar	44,437,557.0	49,144,263.0	10.6
Otros pasivos	5,351,660.0	8,424,492.0	57.4
Pasivo de Corto Plazo	288,713,134.0	337,354,448.0	16.8
Pasivo Financiero de Largo Plazo	1,826,843,269.0	1,842,103,959.0	0.8
Pasivo laboral	372,032,959.0	321,192,951.0	(13.7)
Provisiones por créditos a pagar	82,823,037.0	89,754,027.0	8.4
Otros pasivos a largo plazo	-	964,462.0	100.0
Pasivo de Largo Plazo	2,281,699,265.0	2,254,015,399.0	(1.2)
Pasivo Total	2,570,412,399.0	2,591,369,847.0	0.8

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

De 2017 a 2018, PEP incrementó sus pasivos totales en 0.8%, principalmente a causa de un incremento del 16.8% en el importe de sus pasivos de corto plazo, cuyo aumento en saldo, fue superior a la disminución en el monto de los pasivos de largo plazo, correspondiente al 1.2%.

En los pasivos de corto plazo, se identificaron los cambios más significativos de 2017 a 2018, los cuales correspondieron a un aumento del pasivo financiero de corto plazo de 42.7%, que pasó de 110,974,465.0 miles de pesos en 2017, a 158,378,372.0 miles de pesos en 2018; el saldo de proveedores se incrementó en un 26.1%, pasando de 69,468,391.0 miles de pesos, en 2017, a 87,631,263.0 miles de pesos, lo que implicó que la empresa aumentó el uso de financiamiento por medio de proveedores, en 2018; y las cuentas por pagar a partes relacionadas se redujeron en 38.9%, lo que significó que la empresa utilizó menos financiamiento con sus partes relacionadas.

Con respecto al pasivo de largo plazo, se observó que, el cambio más significativo fue la disminución del pasivo laboral en un 13.7%, debido principalmente a los cambios en los supuestos financieros de los planes de retiro (el alza de la tasa de descuento de 7.89% a 9.29%), pasando de un pasivo laboral de 372,032,959.0 miles de pesos, en 2017, a 321,192,951.0 miles de pesos, en 2018.

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

ANÁLISIS HORIZONTAL DEL CAPITAL CONTABLE DE PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

CAPITAL CONTABLE			
Concepto	2017	2018	Análisis horizontal (%)
Patrimonio aportado	202,312,110.0	201,834,812.0	(0.2)
Resultado del ejercicio	(150,388,699.0)	(5,867,212.0)	(96.1)
Resultados acumulados	(475,940,313.0)	(626,553,603.0)	31.6
Resultados actuariales por beneficios a los empleados	(61,841,462.0)	2,975,734.0	(104.8)
Capital Contable	(485,858,364.0)	(427,610,269.0)	(12.0)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

En el análisis horizontal del Capital Contable, se observó una disminución significativa de 12.0% del capital contable de PEP respecto del registrado, en 2017, al pasar de un capital contable negativo de 485,858,364.0 miles de pesos, en 2017, a un capital contable negativo de 427,610,269.0 miles de pesos, en 2018. Esta mejora obedeció principalmente a la ganancia obtenida, en 2018, en los resultados actuariales por beneficios a los empleados de 64,817,196.0 miles de pesos

En cuanto al patrimonio aportado, se identificó que se generó una disminución del 0.2%, derivado de una reasignación de Petróleos Mexicanos en los activos utilizados en el transporte de hidrocarburos, para su posterior aportación a Pemex Logística.

## Análisis vertical de Estados Financieros 2017 a 2018

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

ANÁLISIS VERTICAL DEL ESTADO DE RESULTADOS PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

Concepto	2017	Análisis vertical (%)	2018	Análisis vertical (%)
Ingresos	762,637,362.0	100.0	910,443,813.0	100.0
Costo de venta	390,062,978.0	51.1	431,374,899.0	47.4
Resultado Bruto	372,574,384.0	48.9	479,068,914.0	52.6
Gastos Operativos/Administrativos	58,444,001.0	7.7	67,938,257.0	7.5
Resultado de la Operación	314,130,383.0	41.2	411,130,657.0	45.2
Resultado Financiero, Neto	(15,084,934.0)	(2.0)	(36,476,778.0)	(4.0)
Resultado Cambiario, Neto	10,043,316.0	1.3	28,035,085.0	3.1
Instrumentos Derivados	(1,613,874.0)	(0.2)	(15,989,398.0)	(1.8)
Resultado Integral de Financiamiento	(6,655,492.0)	(0.9)	(24,431,091.0)	(2.7)
Otros Ingresos (Gastos), Neto	(119,543,570.0)	(15.7)	77,021,262.0	8.5
Participación en los resultados de subsidiarias y asociadas	(378,239.0)	(0.05)	81,489.0	0.01
Resultado Antes de Impuestos	187,553,082.0	24.6	463,802,317.0	50.9
Impuestos y derechos del Ejercicio	337,941,781.0	44.3	469,669,529.0	51.6
Resultado Neto	(150,388,699.0)	(19.7)	(5,867,212.0)	(0.6)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

Con el análisis vertical del Estado de Resultados, se identificó que, en 2018, los costos de venta representaron el 47.4%, mientras que, en 2017, significaron el 51.1%, con lo cual el “Resultado bruto” de la empresa, en 2018, fue de 52.6% de los ingresos, marginalmente mayor al registrado, en 2017 (48.9%). Los gastos de operación y administrativos representaron 7.5%, porcentaje similar a la observado, en 2017, de 7.7%. El margen de operación de PEP pasó de ser, en 2017, el 41.2% de los ingresos por ventas, a 45.2% en 2018, lo que implicó una mejoría en el resultado operativo.

El gasto del resultado integral de financiamiento representó, en 2018, el 2.7% de los ingresos, cifra superior a la observada en 2017, de 0.9%. Los otros ingresos fueron el 8.5% de los ingresos por ventas, siendo que, en 2017, esta partida derivó en otros gastos que representaron 15.7% de los ingresos. La utilidad por la participación en los resultados de subsidiarias y asociadas significó el 0.01%, mientras que, en 2017, la pérdida registrada en esta cuenta representó el 0.05%. Por lo anterior, el resultado antes de impuestos y derechos representó el 50.9% de los ingresos, en 2018, porcentaje superior al obtenido para 2017, de 24.6%. Los impuestos y derechos, en 2018, representaron el 51.6% de los ingresos, mientras que en 2017 fueron del 44.3%, por tanto, se detectó que, en 2018, el margen neto reflejó una pérdida de 0.6% sobre los ingresos, mientras que para 2017, fue una pérdida de 19.7%.

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

ANÁLISIS VERTICAL DEL ACTIVO DE PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

ACTIVO				
Concepto	2017	Análisis Vertical 1/ (%)	2018	Análisis Vertical 2/ (%)
Efectivo y Equivalentes	8,327,100.0	0.4	6,529,597.0	0.3
Cuentas por Cobrar a partes relacionadas	980,095,135.0	47.0	1,059,529,682.0	49.0
Inventarios	9,665,520.0	0.5	14,520,856.0	0.7
Instrumentos derivados	25,299,044.0	1.2	11,112,248.0	0.5
Otras cuentas por cobrar	15,135,803.0	0.7	22,709,101.0	1.0
Activo Corriente	1,038,522,602.0	49.8	1,114,401,484.0	51.5
Inversión en subsidiarias y asociadas	738,084.0	0.0	594,983.0	0.0
Propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos	977,989,705.0	46.9	1,007,349,920.0	46.6
Cuentas por Cobrar a subsidiaria	421,544.0	0.0	421,544.0	0.0
Impuestos y derechos diferidos	64,866,195.0	3.1	38,688,117.0	1.8
Otros activos	2,015,906.0	0.1	2,303,530.0	0.1
Activo No Corriente	1,046,031,434.0	50.2	1,049,358,094.0	48.5
Activo Total	2,084,554,036.0	100.0	2,163,759,578.0	100.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

1/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2017, 2,084,554,036.0 miles de pesos.

2/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2018, 2,163,759,578.0 miles de pesos.

En el análisis vertical del Balance General, se identificó que los activos corrientes representaron el 51.5% de los activos totales, mientras que el activo no corriente representó el 48.5% de los activos totales.

Con respecto al activo corriente, la cuenta más significativa fue la correspondiente a las cuentas por cobrar con partes relacionadas (49.0% de los activos totales); asimismo, en 2017 fue la partida más significativa respecto del activo total, con 47.0%.

En cuanto al activo no corriente, la partida más significativa fue el rubro de propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos, equivalente al 46.6% de los activos totales, de igual modo, en 2017 representó el 46.9% del rubro.

Por lo anterior, en 2018, no se encontraron cambios significativos en la estructura interna del activo, respecto de lo reportado en 2017, sus componentes más importantes las cuentas por cobrar por operaciones con partes relacionadas con 49.0% del activo total (1,059,529,682.0 miles de pesos), y las propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos con 46.6% (1,007,349,920.0 miles de pesos).

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

ANÁLISIS VERTICAL DEL PASIVO DE PEP, 2017-2018

(Miles de pesos)

Concepto	2017	Análisis Vertical 1/ (%)	2018	Análisis Vertical 2/ (%)
Pasivo Financiero de Corto Plazo	110,974,465.0	5.3	158,378,272.0	7.3
Proveedores	69,468,391.0	3.3	87,631,263.0	4.0
Partes relacionadas	49,114,411.0	2.4	30,008,955.0	1.4
Instrumentos derivados con PEMEX	9,366,651.0	0.4	3,767,203.0	0.2
Impuestos y derechos por pagar	44,437,557.0	2.1	49,144,263.0	2.3
Otros pasivos	5,351,660.0	0.3	8,424,492.0	0.4
Pasivo de Corto Plazo	288,713,135.0	13.9	337,354,448.0	15.6
Pasivo Financiero de Largo Plazo	1,826,843,269.0	87.6	1,842,103,959.0	85.1
Pasivo laboral	372,032,959.0	17.8	321,192,951.0	14.8
Provisiones por créditos diversos	82,823,037.0	4.0	89,754,027.0	4.1
Otros pasivos a largo plazo	0.0	0.0	964,462.0	0.0
Pasivo de Largo Plazo	2,281,699,265.0	109.5	2,254,015,399.0	104.2
Pasivo Total	2,570,412,400.0	123.3	2,591,369,847.0	119.8

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

1/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2017, 2,084,554,036.0 miles de pesos.

2/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2018, 2,163,759,578.0 miles de pesos.

Considerando el capital contable negativo de Pemex Exploración y Producción, el pasivo total en 2018 representó el 119.8% de los activos, mientras que en 2017 representó el 123.3%; los pasivos de corto y largo plazo presentaron igualmente composiciones similares, siendo en 2018 de 15.6% y 104.2% respectivamente, mientras que en 2017 fueron de 13.9% y 109.5%.

En cuanto a los pasivos Pemex Exploración y Producción, en términos generales, en 2017 y 2018, se observó que, derivado del capital contable negativo, el pasivo total representó, en 2018, el 119.8% de los activos, mientras que en 2017 fue equivalente al 123.3%; de igual manera, los pasivos de corto y largo plazo mostraron composiciones similares, en 2018, de 15.6% y 104.2% respectivamente, mientras que en 2017 fueron de 13.9% y 109.5%.

Se encontró que la partida de pasivo financiero de largo plazo, en 2018, representó el 85.1% del activo total (87.6% en 2017), el pasivo laboral fue equivalente al 14.8% (17.8% en 2017), y el pasivo financiero de corto plazo fue igual al 7.3% (5.3% en 2017). En su conjunto, estas tres partidas contables del pasivo representaron el 107.2% del total de los activos.

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

ANÁLISIS VERTICAL DEL CAPITAL CONTABLE DE PEP, 2017-2018  
(Miles de pesos)

Concepto	2017	Análisis Vertical 1/ (%)	2018	Análisis Vertical 2/ (%)
Patrimonio aportado	202,312,110.0	9.7	201,834,812.0	9.3
Resultado del ejercicio	(150,388,699.0)	(7.2)	(5,867,212.0)	(0.3)
Resultados acumulados	(475,940,313.0)	(22.8)	(626,553,603.0)	(29.0)
Resultados actuariales por beneficios a los empleados.	(61,841,462.0)	(3.0)	2,975,734.0	0.1
Capital Contable	(485,858,364.0)	(23.3)	(427,610,269.0)	(19.8)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

1/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2017, 2,084,554,036.0 miles de pesos.

2/ Por ciento calculado respecto del activo total, en 2018, 2,163,759,578.0 miles de pesos.

En cuanto al Capital Contable, se identificó que su posición negativa derivó de las pérdidas acumuladas de 632,420,815.0 miles de pesos (incluida la de 2018), respecto del activo total pasó de 23.3%, en 2017, a 19.8%, en 2018, la disminución fue debido a la ganancia obtenida en los resultados actuariales por beneficios a los empleados.

Resultó el incremento de la pérdida de los resultados acumulados, en proporción con el activo total, que en 2018 representaron 29.0%, mientras que en 2017 estas fueron el 22.8%. Este incremento se debió a la acumulación de la pérdida en el ejercicio 2017, que fue de 150,388,699.0 miles de pesos, cifra 25.6 veces superior a la pérdida de 2018, que fue de 5,867,212.0 miles de pesos.

#### b) Razones financieras 2017-2018

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

##### I) Inversión

Se detectó que un elemento importante del activo es la inversión realizada por PEP (CAPEX por sus siglas en inglés) <sup>48/</sup> en la adquisición, o mejora, de sus activos productivos

<sup>48/</sup> 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.

(propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos). En 2018, la empresa tuvo un CAPEX, que se determinó mediante los cambios en el saldo neto de las propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos, de 154,150,314.0 miles de pesos, el cual se calculó de la siguiente forma:

CAPEX DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2018  
(Miles de pesos)

Concepto		Monto
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2018 (neto)	[a]	1,007,349,920.0
Depreciación del ejercicio 2018	[b]	124,790,099.0
Inmuebles, Mobiliario y Equipo del ejercicio 2017 (neto)	[c]	977,989,705.0
CAPEX 2018	[d] = [a+b-c]	154,150,314.0

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificado mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

El resultado positivo implicó que la empresa invirtió, en 2018, en su planta productiva, reponiendo el desgaste de esta, lo que se ve reflejado en una depreciación del ejercicio, que fue inferior a la inversión en estos activos.

Por su parte, en el Estado de Flujo de Efectivo, la EPS registró en el apartado de Actividades de Inversión, la adquisición de propiedades, plantas, equipos, pozos y ductos por 71,106,675.0 miles de pesos, cifra que representa el 46.1% observado del CAPEX del ejercicio, por lo que el incremento remanente en el saldo de los activos productivos se explicó principalmente por la reversión del deterioro reflejado en su Estado de Resultados, que fue de 65,013,616.0 miles de pesos, se identificó que si no hubiese sido por el efecto de la reversión en el saldo de los activos, el CAPEX hubiera sido inferior a la depreciación registrada, reflejando una desinversión en su planta que pudiera provocar una merma en su capacidad productiva para ejercicios posteriores.

## II) 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 el rendimiento de los recursos a ser generados por los activos empleados. 49/

<sup>49/</sup> 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.

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

ANÁLISIS DE ACTIVIDAD DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017-2018  
(Días y veces)

Concepto	Resultado		Variación (%)
	2017	2018	
Intervalo de Defensa (días)	6.78	4.77	(29.6)
Intervalo de Defensa Astringente (días)	6.78	4.77	(29.6)
Promedio en días de la Rotación de Inventarios	9.0	12.3	35.8
Promedio en días de las Cuentas por Cobrar	469.1	424.8	(9.4)
Promedio en días de las Cuentas por Pagar	111.0	99.5	(10.3)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

II.1. Intervalo de defensa 50/ e Intervalo de defensa astringente. 51/ En 2018, PEP no contó con cuentas por cobrar con terceros (no parte relacionadas), por lo que ambos indicadores dieron el mismo resultado; con el uso exclusivo del efectivo con los que dispuso la empresa al cierre del ejercicio 2018, si ésta dejara de percibir ingresos, podría continuar su operación por 4.7 días. Se identificó que el indicador disminuyó en 29.6% respecto de 2017.

II.2. Rotación de inventarios (promedio en días). Se observó que, la empresa conservó su inventario previo a comercializarlo y registrar su venta por 12.3 días, cifra 35.8% superior a la encontrada en 2017, que fue de 9.0 días; este incremento en los días de inventarios, de 2017 a 2018, reflejó ineficiencias en la acumulación de producto y colocación de este en el mercado, lo cual se debió a la falta de demanda de crudo por parte de PTRI, motivada por retrasos en el mantenimiento correctivo, los altos inventarios, los escurrimientos, y las fugas en oleoductos; así como por ajustes en la mezcla, fallas de energía, pérdidas de contención, pruebas de medición de domos y desviaciones por baja capacidad de bombeo y fugas, correspondientes a PEP, como se analizó en el resultado “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”.

II.3. Rotación de cuentas por cobrar y cuentas por pagar. Se identificó que, en 2018, Pemex Exploración y Producción cobró sus cuentas cada 424.8 días, cifra 9.4% inferior a la observada en 2017, que fue de 469.1 días, por lo que se encontró una mejoría en este indicador. Se detectó que el pago de sus cuentas se efectuó cada 99.5 días, cifra inferior en 10.3% a lo observado en 2017, que fue de 111.0 días; esta disminución en los días promedio de cuentas por pagar reflejó que la EPS realizó un menor uso del financiamiento a través de sus proveedores y partes relacionadas, en 2018. De manera conjunta, siendo que los días promedio de las cuentas por cobrar fueron superiores a los días promedio de sus cuentas por

<sup>50/</sup> Intervalo de defensa =  $\{[(\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo})] * 365\}$ .

<sup>51/</sup> Intervalo de defensa astringente =  $\{[\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo})] * 365\}$ .

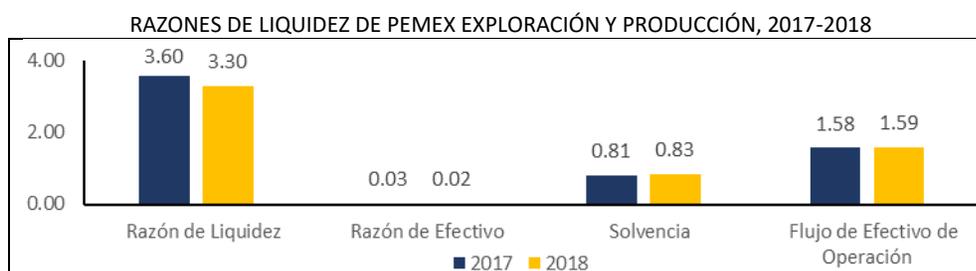
pagar, se consideró que la EPS financió a sus proveedores al pagarles antes de llevar a cabo su propia cobranza.

En 2018, Pemex Exploración y Producción tuvo un incremento de 35.8% en el tiempo para colocar su inventario mediante sus ventas; cobró sus adeudos con clientes (100.0% partes relacionadas) cada 424.8 días, cifra inferior en 9.4% a la observada en 2017, este resultado reflejó que la empresa tarda más de un año en cobrar sus ventas; además, efectuó el pago a sus proveedores (externos y partes relacionadas) cada 99.5 días, por lo que continuó financiando a sus proveedores, aunque en menor medida respecto de 2017. En cuanto a su capacidad para continuar su operación en una situación en la que dejara de percibir ingresos, la EPS no contó con cuentas por cobrar ajenas a las que mantiene con el grupo de empresas de PEMEX, por lo que con disponibilidad de efectivo y equivalentes podría seguir operando por 4.7 días.

### III) Liquidez

Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo. <sup>52/</sup>

El resultado de las razones de liquidez de Pemex Exploración y Producción se presenta en la gráfica siguiente:



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

**III.1 Razón de liquidez.** En 2018, Pemex Exploración y Producción contó con 3.30 pesos de activos corrientes por cada peso de pasivos de corto plazo; este resultado disminuyó en 8.2% respecto del observado en 2017. En términos generales de prácticas de mercado, se consideró que, en 2018, la empresa fue líquida en exceso, debido a que contó con los recursos suficientes y necesarios para hacer frente a sus pasivos de corto plazo, aunque el exceso de

<sup>52/</sup> 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.

liquidez que se observó fue a consecuencia del saldo de las cuentas por cobrar a partes relacionadas, el cual denotó ineficiencias en la administración en su capital de trabajo (Activos corriente – Pasivos de corto plazo).

III.2 Razón de efectivo. Se encontró que, si se considera únicamente el efectivo en bancos y equivalentes con los que dispuso la empresa, al cierre de 2017 y 2018, Pemex Exploración y Producción contó con 0.02 pesos por cada peso de pasivo de corto plazo en ambos años. De acuerdo con las prácticas generales de mercado, se consideró que PEP no dispuso de recursos monetarios suficientes para hacer frente a sus pasivos circulantes, lo que reflejó el bajo nivel de saldo que mantiene en bancos, respecto de los pasivos de corto plazo.

III.3 Razón de solvencia. Se identificó que la empresa contó, al término de 2018, con 0.83 pesos de activos totales por cada peso de pasivo total, indicador que incrementó en 3.0% respecto del observado en 2017. Con base en las prácticas generales del mercado, se consideró que Pemex Exploración y Producción no fue solvente, debido a que la totalidad de sus activos es inferior a la totalidad de sus pasivos, derivado del capital contable negativo que presentó, en 2018.

III.4 Flujo de efectivo de operación (EBITDA / Pasivo circulante). El EBITDA generado en la operación de la empresa al cierre de 2018, representó 1.59 pesos por cada peso de pasivos de corto plazo, por lo que se observó que la empresa generó suficientes recursos con su operación para cubrir sus costos y gastos, brindándole la posibilidad, en su caso, de contar con recursos para pagar su pasivo de corto plazo. Este indicador mejoró respecto del observado en 2017 en 0.8%.

Con base en estos elementos, se identificó que, en 2018, la empresa fue líquida, principalmente por el efecto del saldo de sus cuentas por cobrar con partes relacionadas, pero no contó con recursos en efectivo suficientes; no fue solvente, ya que el saldo de sus pasivos fue superior a los activos totales; y el flujo de efectivo generado en su operación (EBITDA), le hubiera sido suficiente para cubrir el total de sus pasivos de corto plazo.

#### IV) Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad para satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión. 53/

El resultado de las razones de apalancamiento de Pemex Exploración y Producción, se muestra en el cuadro siguiente:

---

<sup>53/</sup> 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 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017-2018

Concepto	Resultado		Variación (%)
	2017	2018	
Apalancamiento (veces)	(5.3)	(6.1)	14.5
Endeudamiento (%)	123.3	119.8	(2.9)
Deuda Fin. a EBITDA (años)	4.3	3.7	(12.3)
Deuda Fin. Neta a EBITDA (años)	4.2	3.7	(12.3)
Cobertura de Intereses			
EBIT/Gastos Financieros	2.4	3.5	47.7

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

IV.1 Apalancamiento (pasivo total / capital). En 2018, el capital contable de PEP fue negativo, representó un apalancamiento de 6.1 veces respecto de los pasivos totales. Este indicador se incrementó en 14.5% respecto del observado en 2017, debido a que el capital contable presentó una mejoría respecto de 2017, pasando de un capital contable de (485,858,364.0) miles de pesos en 2017, a (427,610,269.0) miles de pesos en 2018.

IV.2 Endeudamiento (pasivo total / activo total). En 2018, se detectó que los pasivos totales de Pemex Exploración y Producción representaron el 119.8% los activos totales, debido al capital contable negativo que registró la EPS, en 2018. Con respecto a 2017, este indicador se vio disminuido en 2.9%.

IV.3 Deuda financiera a EBITDA (Pasivo financiero / EBITDA). Se identificó que, en 2018, con el flujo de efectivo (EBITDA) que generó la entidad, ésta tardaría en pagar su pasivo financiero (corto y largo plazo) 3.7 años; en contraste con 2017, se registró un valor de 4.3, por lo que la EPS registró una mejoría en el indicador de 12.3%.

IV.4 Deuda financiera neta a EBITDA [(pasivo financiero – efectivo y equivalentes) / EBITDA]. En 2018, con el flujo de efectivo (EBITDA) que produjo la entidad, si se hubiera aplicado el efectivo y equivalentes al pago del pasivo financiero total, PEP tardaría en pagar el total de estas obligaciones en 3.7 años. A pesar de haber conservado pocos recursos en efectivo al cierre del ejercicio 2018, este indicador se vio mejorado respecto del observado, en 2017, en 12.3%.

IV.5 Cobertura de intereses (EBIT/Gastos Financieros). La entidad generó 3.5 pesos en su resultado operativo (EBIT por sus siglas en inglés) por cada 1.0 pesos de intereses pagados en el ejercicio de 2018 (116,239,586.0 miles de pesos), lo que representa una mejoría de 47.7% respecto al valor observado en 2017.

Con base en lo anterior, se determinó que la empresa tuvo un apalancamiento negativo, efecto causado por el capital contable negativo, no obstante, se vio mejorado respecto de 2017; su endeudamiento fue superior al valor de los activos totales; el flujo de efectivo generado en la operación (EBITDA) se incrementó respecto del observado, en 2017,

dotándole de capacidad para pagar pasivos financieros de corto plazo y sus intereses, lo que se confirmó con el resultado EBIT/Gastos Financieros, el cual resultó en 3.5 veces por 1.0 peso de intereses pagados.

En términos generales de mercado, dado que el capital contable de la EPS fue negativo, se consideraría que PEP estuvo en quiebra técnica, en 2018; sin embargo, la capacidad de generación de recursos en su operación permite que la EPS pueda continuar con sus operaciones y cumplir con sus obligaciones.

### c) Rentabilidad

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la empresa para generar utilidades o incrementar sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la empresa, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos. 54/

Para analizar la rentabilidad económica y financiera de Pemex Exploración y Producción, se utilizaron las razones siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA), 55/ Rendimiento sobre capital (ROE) 56/ y Retorno sobre capital empleado (ROCE).

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

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

Concepto	2017	2018	Variación (%)
ROA (%)	(7.2)	(0.3)	(96.2)
ROE (%)	n.r.	n.r.	n.a.
ROCE (%)	17.5	22.5	28.7

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

n.a. No aplica

n.r. No representativo

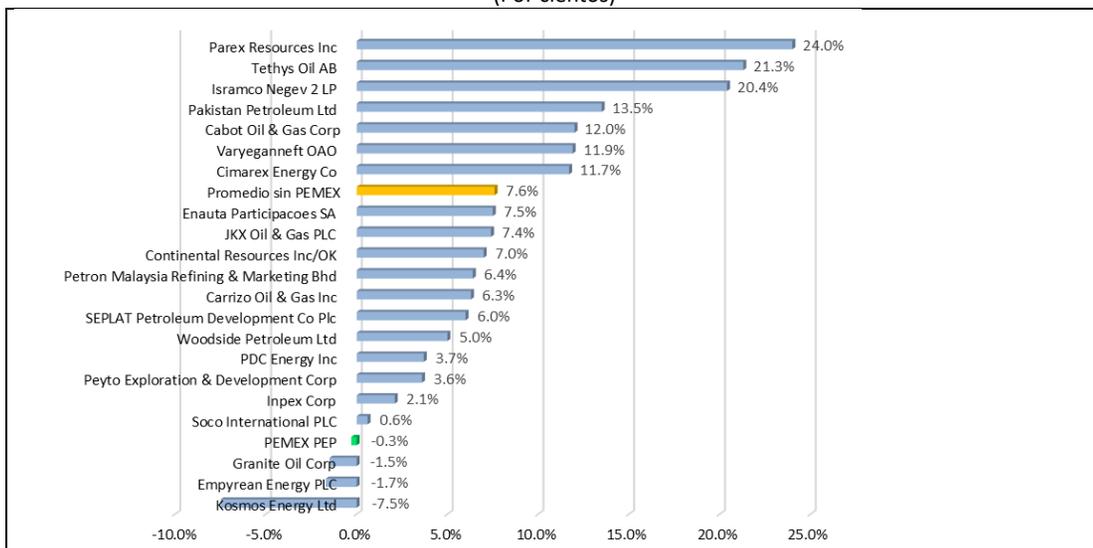
<sup>54/</sup> Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros, México, 2014.

<sup>55/</sup> Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.

<sup>56/</sup> 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.

ROA (utilidad del ejercicio / activos totales). En 2018, Pemex Exploración y Producción no fue rentable en términos de la inversión en activos totales de la empresa, ya que registró un retorno sobre activos (ROA) negativo de 0.3%, lo anterior por el efecto de la pérdida del año de 5,867,212.0 miles de pesos, y activos totales por 2,163,759,578.0 miles de pesos. No obstante, se identificó que este indicador de rentabilidad se vio mejorado en 96.2%, ya que en 2017 el ROA fue negativo en 7.2%, además no alcanzó el promedio del rendimiento internacional de 7.6%, como se presenta a continuación:

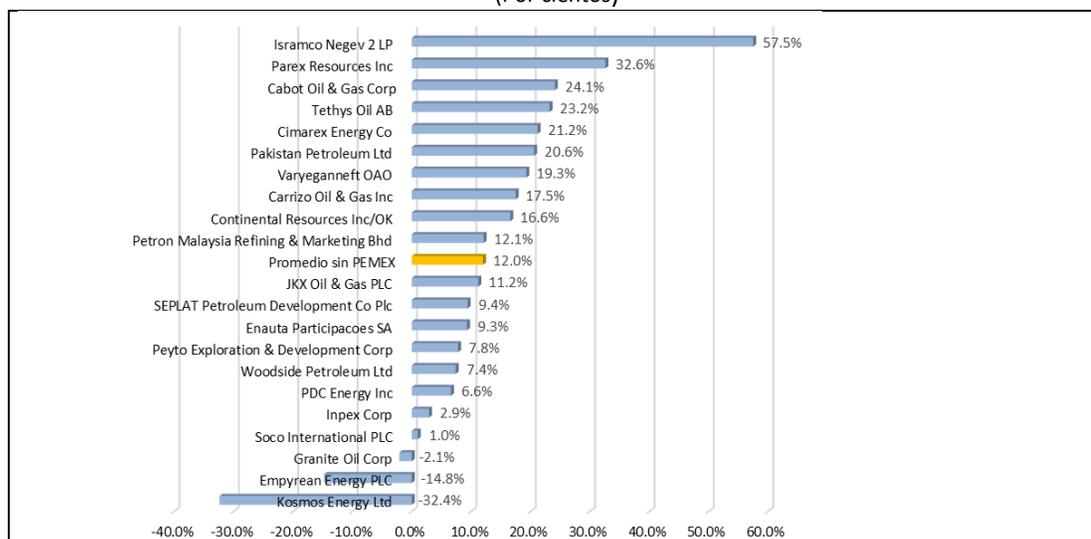
COMPARATIVO DE LA RAZÓN DE RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS DE PEP CON EMPRESAS INTERNACIONALES, 2018 (Por cientos)



Fuente: Elaborado por la ASF con información de la plataforma Bloomberg.

ROE (utilidad del ejercicio / capital contable). En 2018, PEP registró un capital contable negativo de 427,610,269.0 miles de pesos, productos de las pérdidas acumuladas. Por tal motivo, el cálculo de este indicador de rentabilidad se presentó como “no representativo”, dado que la aplicación de la ecuación para determinarlo daría un resultado que no reflejaría la situación real de la empresa. En comparación con las empresas internacionales, en promedio obtuvieron 12.0%, como se muestra a continuación:

COMPARATIVO DE LA RAZÓN DE RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL DE PEP CON EMPRESAS INTERNACIONALES,  
2018  
(Por cientos)



Fuente: Elaborado por la ASF con información de la plataforma Bloomberg.

ROCE (resultado operativo / capital empleado). En 2018, el cálculo del retorno sobre el capital empleado fue de 22.5%, cifra 28.7% superior a la obtenida, en 2017. Sobre el resultado de este indicador, si bien el capital contable de la empresa fue negativo, en 2018, el capital invertido (el cual considera el pasivo de largo plazo) fue positivo en 1,826,405,130.0 miles de pesos, por lo que el rendimiento operativo fue rentable para el pasivo de largo plazo neto de capital contable, si se comparara con un costo promedio ponderado del capital (WACC) de 10.0%.

Dados los resultados anteriores, se observó que la EPS mejoró sus indicadores de rentabilidad obtenidos en 2018, respecto de 2017. Considerando que la SHCP requiere de un retorno mínimo en los proyectos de inversión del 10.0% (tasa social de descuento), la inversión en activos de la empresa no fue rentable, aunque este indicador mejoró respecto del calculado para 2017. En cuanto al capital contable, éste fue negativo, en 2018, por lo que no es significativo el resultado de este indicador de rentabilidad. En cuanto al capital empleado, si se considera un costo promedio ponderado de capital equivalente a la tasa social de descuento de la SHCP de 10.0%, el capital invertido en la operación de la empresa fue rentable.

d) Productividad y generación de valor económico

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

El “Valor Económico Agregado” (EVA por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo su costo de

capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica. Con base en lo anterior, se crea valor cuando la empresa tiene un rendimiento superior al capital invertido más los costos asociados a su operación, incluyendo el costo de oportunidad. 57/

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

INDICADORES PARA MEDIR LA PRODUCTIVIDAD Y LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO  
DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2017-2018

Concepto	2017	2018	Variación (%)
EBITDA (miles de pesos)	455,050,760.0	535,920,756.0	17.8
Eficiencia en Ventas (%)	59.7	58.9	(1.3)
Productividad del Activo (%)	21.8	24.8	13.5
Productividad de la plantilla	20,153.7	24,255.9	20.4
Productividad del gasto en personal	12.5	13.5	7.5
Valor Económico Agregado (EVA)	40,307,178.0	105,150,946.9	160.9

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

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

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

EBITDA. Se identificó que, en 2018, el EBITDA que generó la empresa fue de 535,920,756.0 miles de pesos, lo que implicó que la EPS generó flujo de efectivo después de haber cubierto sus costos directos y gastos operativos y administrativos, lo que financieramente le brindó, en principio, la posibilidad cubrir sus obligaciones. Este indicador tuvo una mejoría de 17.8% en comparación con el calculado para 2017, que fue de 455,050,760.0 miles de pesos.

Eficiencia en ventas (o Margen de EBITDA). 58/ Se observó que, en 2018, el EBITDA del ejercicio representó el 58.9% de los ingresos, como resultado de la suma de la utilidad operativa del año más la depreciación registrada en el ejercicio. De manera comparativa, este indicador tuvo una disminución marginal de 1.3% respecto del observado en 2017.

Productividad del activo. 59/ Se encontró que, en 2018, la inversión en activos de PEP generó 24.8% de EBITDA. De manera comparativa, este indicador mejoró respecto del calculado para 2017 en 13.5%.

Productividad de la plantilla. Se identificó que, en 2018, la empresa contó con una plantilla laboral de 37,535 personas. Dados los ingresos por ventas en ese año, cada trabajador aportó 24,255.9 miles de pesos de ingresos. Este indicador aumentó en 20.4% respecto del calculado para 2017.

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

58/ Eficiencia en ventas = EBITDA / Ingresos

59/ Productividad del activo = EBITDA / Activo total

Productividad del gasto en personal. La empresa erogó, en 2018, un total de 67,557,501.0 miles de pesos por concepto de sueldos, salarios y beneficios. El resultado de esta métrica indicó que por cada 1.0 pesos erogados en servicios personales, la empresa generó 13.5 pesos de ingresos por ventas. De manera comparativa, este resultado aumentó respecto del calculado para 2017 en 7.5%.

Valor Económico Agregado (EVA). Se observó que, en 2018, PEP obtuvo un resultado operativo de 411,130,657.0 miles de pesos, al que después de aplicarle la tasa impositiva y de efectuar el reparto del retorno esperado a los inversionistas patrimoniales y de deuda, la generación de valor económico (riqueza residual después de cubrir el rendimiento requerido del capital invertido) del ejercicio 2018 fue de 105,150,946.9 miles de pesos, cifra superior en 160.9% respecto de lo registrado en 2017, por 40,307,178.0 miles de pesos.

e) Riesgo de quiebra técnica

Se puede definir el riesgo de quiebra como la probabilidad que enfrenta una empresa de que no pueda hacer frente a sus obligaciones, y por consecuencia, no pueda continuar con sus operaciones de manera normal. Los resultados de la probabilidad de quiebra, de acuerdo con los modelos Altman-Z Score y Springate, de PEP, durante el periodo 2017-2018, se muestran a continuación:

RESULTADO DE LOS MODELOS MATEMÁTICO-FINANCIERO DE QUIEBRA TÉCNICA PARA PEP, 2017-2018

Modelo	2017	2018	Variación (%)
Altman Z-Score modelo	0.76	0.97	27.6
Springate original	1.41	2.03	44.1

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y fue ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

Altman Z-Score es un modelo para una empresa de manufactura que cotiza en mercados financieros. Con base en dicho modelo, en 2018, se obtuvo un resultado de 0.97; dado que el indicador de este modelo está por debajo de 1.81, el resultado implicó que la empresa tuvo una alta probabilidad de ser insolvente en el corto plazo, por lo cual, se necesitan acciones correctivas que mejoren los indicadores de la empresa para evitar un deterioro de su situación financiera. En un análisis sobre los elementos que más incidieron en el resultado antes expuesto, se encontraron las pérdidas acumuladas de 632,420,815.0 miles de pesos (incluyendo la pérdida de 2018), y el valor del capital contable que fue negativo en 427,610,269.0 miles de pesos. Respecto de 2017, se observa una mejoría en este indicador de 27.6%.

Springate. El modelo de predicción de quiebra de Springate es aplicable a cualquier tipo de empresa. De acuerdo con dicha medición, Pemex Exploración y Producción obtuvo un valor

de 2.03, en 2018, por lo cual, la empresa se encontró en una situación que se consideró sana en términos financieros, ya que al obtener un resultado superior a 0.862 denotó estabilidad financiera. Al respecto, se identificó que este resultado positivo se debió a que tuvo una fuerte incidencia por el Resultado Antes de Intereses e Impuestos y el Resultado Antes de Impuesto que obtuvo la EPS.

A pesar de que los dos modelos de probabilidad de quiebra arrojaron resultados encontrados, el principal problema de PEP fue su capital contable negativo, no obstante, obtuvo un resultado antes de impuestos positivo. Al respecto, se concluyó que a pesar de que la empresa se encontró en quiebra técnica, su capacidad de recibir flujo de efectivo a través de su operación es una fortaleza para continuar su operación y cumplir con sus obligaciones.

#### f) Análisis de recuperación patrimonial con ingresos y egresos

En la auditoría se realizó un recalcu de la recuperación patrimonial a fin de determinar los montos del ingreso y egreso necesarios para generar utilidad, los resultados se presentan a continuación:

#### ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN PATRIMONIAL CON INGRESOS Y EGRESOS, 2018

(Miles de pesos y por cientos)

2018	Información de los Estados Financieros [1]	Cifras estimadas		Variación %	
		Ajuste en Ingresos [2]	Ajuste en Erogaciones [3]	Ingreso [4]=abs{[(2)/(1)]-1}*100	Costo [5]=abs{[(3)/(1)]-1}*100
Ingresos [a]	513,217,526.0	946,695,008.0	513,217,526.0	84.5	n.a.
Erogaciones netas 1/ [b]=[a]-[c]	519,084,738.0	519,084,738.0	513,217,525.0	n.a.	1.1
Resultado neto [c]=[a]-[b]	(5,867,212.0)	427,610,270.0	1.0	7,388.1	100.0
Patrimonio total 2/ [d]	(427,610,269.0)	(427,610,269.0)	(427,610,269.0)	n.a.	n.a.
ROE (%) 3/ [e]=[c/d]*100	1.4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

1/ Las erogaciones consideradas son todos aquellos costos y gastos netos de otros ingresos, distintos a la venta del producto.

2/ Capital Contable

3/ Rendimiento sobre el Capital Contable de la empresa los accionistas. Cifra calculada en por cientos.

n.a. No aplica

De acuerdo con los ingresos que percibió Pemex Exploración y Producción, en 2018, que ascendieron a 513,217,526.0 miles de pesos y sus erogaciones netas de 519,084,738.0 miles de pesos, 1.1% inferior a sus ingresos, se generó una pérdida neta de 5,867,212.0 miles de pesos; al considerar que el Capital Contable fue negativo por 427,610,269.0 miles de pesos, el resultado de este indicador da un falso positivo y no representativo de la situación de la empresa.

Para que la empresa pudiera recuperar el Capital Contable positivo, debió de haber percibido ingresos de al menos a 946,695,008.0 miles de pesos sin ajustar sus erogaciones netas en el 2018, 84.5% superior a lo obtenido en ese año, o haber reducido sus erogaciones netas a un monto de 513,217,525.0, equivalente a una disminución del 1.1% de su importe en 2018, sin afectar su ingreso, con la finalidad de no incurrir en más pérdidas.

En el análisis realizado a los Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2018, se encontró que PEP mejoró sus indicadores de rentabilidad y valor económico agregado en comparación con 2017, no obstante, las deficiencias encontradas a lo largo de la presente auditoría, respecto a su operación y administración, no le permitieron generar utilidades para poder reinvertirlas en los procesos críticos de la cadena de suministro y de valor de la EPS y de Petróleos Mexicanos.

Por lo expuesto, con base en la metodología aplicada, PEP se encontró en riesgo de quiebra técnica, ya que las pérdidas acumuladas representaron 3.1 veces el patrimonio aportado; provocado por la caída en la producción, lo que limitó que la EPS pudiera comerciar mayor cantidad de crudo, como se observó en los resultados “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural” y “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”; asimismo, a la carencia de un documento que guiara la línea de negocio, como se observó en el resultado “Diseño del Plan de Negocios de la empresa”; y ,a la alta carga fiscal asignada a PEP, la cual equivalió al 9.2% del total de ingresos presupuestarios de la Federación y el 101.8% del total de derechos, impuestos y otros, imputables a Petróleos Mexicanos, como se analizó en la auditoría 1589-DE “Desempeño de Petróleos Mexicanos Corporativo”.

#### 2018-6-90T9G-07-0455-07-016 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción, en su Consejo de Administración, analice y evalúe su desempeño operativo, el contexto, las proyecciones, las fluctuaciones del mercado, las cargas fiscales y los indicadores macroeconómicos y financieros del ámbito nacional e internacional; así como otros factores que pudieran afectar la rentabilidad de la Empresa Productiva Subsidiaria, para implementar mecanismos que desarrollen estrategias y escenarios que le permitan intervenir y actuar dentro de sus competencias, a fin de maximizar su utilidad, debido a que se encontró en riesgo de quiebra técnica, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; y 1, párrafo segundo, del Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

#### **14. Costos de Pemex Exploración y Producción**

El resultado se desarrolló en dos partes; en la primera, se analizó el costo y el gasto de descubrimiento y desarrollo, en el periodo 2015-2018, y su comparativo con empresas internacionales; en el segundo, se examinó el costo de producción, en el periodo 2015-2018, así como su comparativo con empresas internacionales.

## a) Costo de descubrimiento y desarrollo de PEP

PEP definió la metodología de cálculo del indicador “Costo de Descubrimiento y Desarrollo” como el periodo móvil de 3 años de la inversión, y gasto en exploración y desarrollo; dividido entre el periodo móvil de 3 años de la variación neta de reservas probadas de petróleo crudo equivalente. PEP precisó que el cálculo tiene la finalidad de incorporar el impacto diferido de las inversiones que no se reflejarían en el indicador anual, por tanto, es un indicador periódico; dicha métrica correspondiente al periodo 2015-2018, se muestran en el cuadro siguiente:

CÁLCULO DEL COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2017-2018

Año	Costo anual				Costo del periodo	
	2015 [1]	2016 [2]	2017 [3]	2018 [4]	2015-2017 [5]	2016-2018 [6]
Inversión y gasto de descubrimiento y desarrollo (MMdls) [a]	16,093.0	8,722.2	6,451.4	6,623.8	31,266.6 <sup>3/</sup>	21,797.4 <sup>4/</sup>
Variación de reservas netas probadas (MMbpce) [b]	(384.3)	(19.0)	201.5	276.2	(201.8) <sup>5/</sup>	458.7 <sup>6/</sup>
Costo de descubrimiento y desarrollo (dls/bpce) [c]= [a/b]	(41.9) <sup>1/</sup>	(459.1) <sup>2/</sup>	32.0	24.0	(154.9) <sup>7/</sup>	47.5 <sup>8/</sup>

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 10 y 23 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

<sup>1/</sup> PEP señaló que el valor no es representativo por que la variación de reservas probadas desarrolladas fue negativa.

<sup>2/</sup> PEP señaló que el valor no es representativo por que la variación de reservas probadas desarrolladas fue negativa.

<sup>3/</sup> El resultado 31,266.6 se compuso de la suma de los valores correspondientes de a1, a2 y a3.

<sup>4/</sup> El resultado 21,797.4 se compuso de la suma de los valores correspondientes de a2, a3 y a4.

<sup>5/</sup> El resultado (201.8) se compuso de la suma de los valores correspondientes de b1, b2 y b3.

<sup>6/</sup> El resultado 458.7 se compuso de la suma de los valores correspondientes de b2, b3 y b4.

<sup>7/</sup> PEP señaló que el valor no es representativo por que la variación de reservas probadas desarrolladas fue negativa. El resultado (154.9) se compuso de la división de los valores correspondientes de a5 entre b5.

<sup>8/</sup> PEP señaló que el valor no es representativo por que la variación de reservas probadas desarrolladas fue negativa. El resultado 47.5 se compuso de la división de los valores correspondientes de a6 entre b6.

MMdls Millones de dólares

MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalentes

Dls/bpce Dólares por barril de petróleo crudo equivalente

En la auditoría, se identificó que, en 2018, el costo de descubrimiento y desarrollo de PEP fue de 24.0 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (dls/bpce), cifra inferior en 25.1% respecto del 2017. Además, PEP invirtió y gastó 6,623.8 millones de dólares (MMdls) en descubrimiento y desarrollo, cifra mayor que el año inmediato anterior en 2.7%, por 6,451.4 MMdls, y con respecto al periodo, la cifra disminuyó en 58.9% de los 16,093.0 MMdls erogados, en 2015. En cuanto a la variación de reservas netas probadas de petróleo crudo equivalente en el año de fiscalización, se identificó que fueron de 276.2 millones de barriles de petróleo crudo equivalentes (MMbpce), en comparación con 2017, se incrementaron en un 37.1%; asimismo, se observó que, en 2015 y 2016, existieron variaciones negativas por ajustes en las reservas probadas de petróleo crudo equivalente, PEP señaló que el ajuste se debió a que en “los campos maduros de las regiones Marinas y de la región Sur aumentó la producción de agua y disminuyó la presión de los yacimientos”.

Se identificó que, al aplicar la metodología para el cálculo del indicador, en el periodo 2015-2017, PEP generó un costo negativo, por lo cual no es representativo debido a la variación negativa de las reservas netas probadas de petróleo crudo equivalente, de los años 2015 y 2016. En el periodo 2016-2018, la métrica arrojó un costo 47.5 dls/bpce; además, Pemex Exploración y Producción indicó que la cifra reflejó un efecto negativo de 2016, debido a los ajustes que se realizaron en dicho año por lo que se generó una variación negativa en las reservas netas probadas de petróleo crudo equivalente. Por lo tanto, con el fin de obtener un costo comparable con la práctica internacional, PEP deberá tener reservas probadas desarrolladas positivas de petróleo crudo equivalente.

Debido a que el costo de descubrimiento y desarrollo no fue representativo con la metodología internacional, la ASF calculó este costo sin considerar el neto de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente, debido a que en cada uno de los años del periodo 2015-2018, se incorporaron reservas y estas se asocian con un costo, los resultados se presentan a continuación:

## CÁLCULO DEL COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2017-2018

Año	Costo anual				Costo del periodo	
	2015 [1]	2016 [2]	2017 [3]	2018 [4]	2015-2017 [5]	2016-2018 [6]
Inversión y gasto de descubrimiento y desarrollo (MMdls) [a]	16,093.0	8,722.2	6,451.4	6,623.8	31,266.6 <sup>1/</sup>	21,797.4 <sup>2/</sup>
Reservas descubiertas (MMbpce) [b]	651.3	684.0	1,194.0	1,169.6	2,529.3 <sup>3/</sup>	3,047.6 <sup>4/</sup>
Costo de descubrimiento y desarrollo (dls/bpce) [c]= [a/b]	24.7	12.8	5.4	5.7	12.4 <sup>5/</sup>	7.2 <sup>6/</sup>

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 10 y 23 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

<sup>1/</sup> El resultado 31,266.6 se compuso de la suma de los valores correspondientes de a1, a2 y a3.

<sup>2/</sup> El resultado 21,797.4 se compuso de la suma de los valores correspondientes de a2, a3 y a4.

<sup>3/</sup> El resultado 2,529.3 se compuso de la suma de los valores correspondientes de b1, b2 y b3.

<sup>4/</sup> El resultado 3,047.6 se compuso de la suma de los valores correspondientes de b2, b3 y b4.

<sup>5/</sup> El resultado 12.4 se compuso de la división de los valores correspondientes de a5 entre b5.

<sup>6/</sup> El resultado 7.2 se compuso de la división de los valores correspondientes de a6 entre b6.

MMdls Millones de dólares

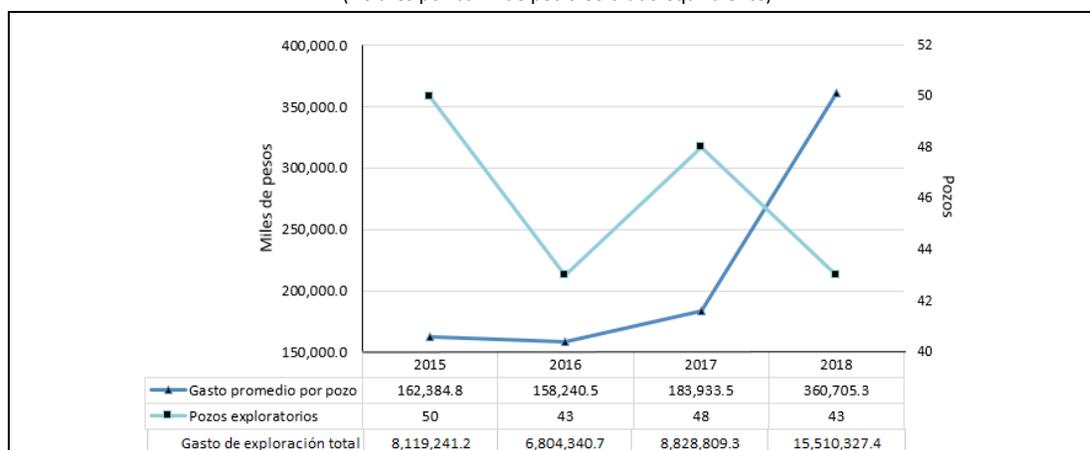
MMbpce Millones de barriles de petróleo crudo equivalentes

Dls/bpce Dólares por barril de petróleo crudo equivalente

La ASF determinó que el costo de descubrimiento y desarrollo de las reservas encontradas, en el periodo 2016-2018 fue de 7.2 dls/bpce, cifra inferior a la obtenida en el periodo 2015-2017, en 5.2 dls/bpce, debido a que en 2015 se descubrieron 1.8 veces menos reservas que en 2018. Además, la inversión y el gasto disminuyeron de 2015 a 2018 en un 58.8%, al pasar de 16,093.0 MMdls a 6,623.8MMdls; por tanto, se concluyó que en el periodo de 2016-2018 la empresa fue más eficiente que en el periodo 2015-2017.

Se analizó el gasto por separado de la inversión, reportado en el Estado de Resultados, en los rubros correspondientes al gasto de exploración, y al gasto de perforación y pozos no exitosos, a fin de identificar el comportamiento promedio por pozo. La representación gráfica del comportamiento del gasto de exploración por pozo, durante el periodo 2015-2018, se muestra a continuación:

GASTO DE EXPLORACIÓN, 2015-2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 10 y 23 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

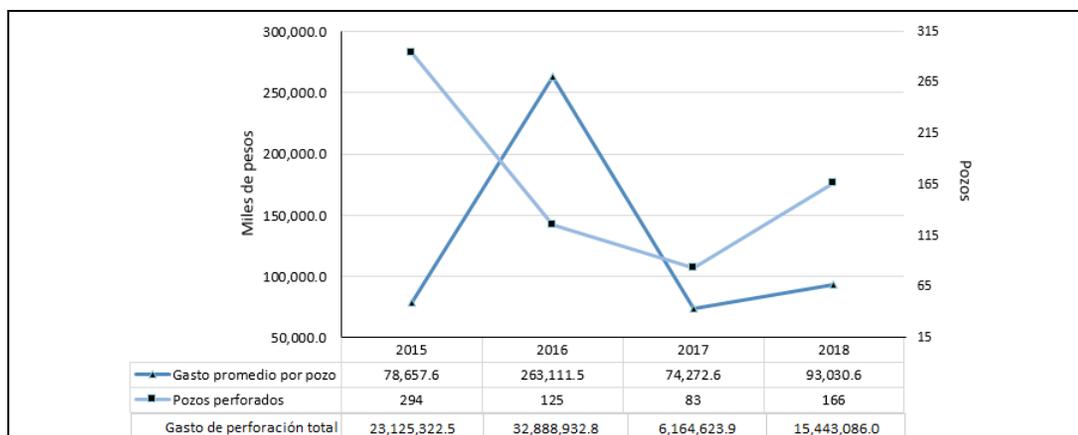
Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

Se identificó que, en 2018, Pemex Exploración y Producción registró un gasto de exploración total de 15,510,327.4 miles de pesos, el promedio de exploración por pozo fue de 360,705.3 miles de pesos; en comparación con 2017, el indicador aumentó en 96.1%, debido a que se incrementaron los estudios geológicos de exploración sísmica tridimensional, a causa de su participación en las rondas, sin que éstos fueran de buena calidad, como se analizó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”; asimismo, el incremento en los costos exploratorios contribuyó a que la rentabilidad de PEP tuviera pérdidas como se observó en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”.

El aumento en el gasto promedio por pozo, en el periodo 2015-2018, fue de 122.1% al pasar de 162,384.8 dls/bpce a 360,705.3 dls/bpce, aunque se redujo la exploración de pozos en un 14.0%, equivalente a 7 pozos. Por lo anterior, se observó que 2018 fue el año con los costos más altos de exploración, motivado porque aumentó el gasto promedio por pozo exploratorio, ya que los estudios geológicos y la planeación de éstos no fueron eficientes, como observó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”.

El comportamiento del gasto de perforación y pozos no exitosos de Pemex Exploración y Producción, en el periodo 2015-2018, se presenta a continuación:

GASTO DE PERFORACIÓN Y POZOS NO EXITOSOS, 2015-2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



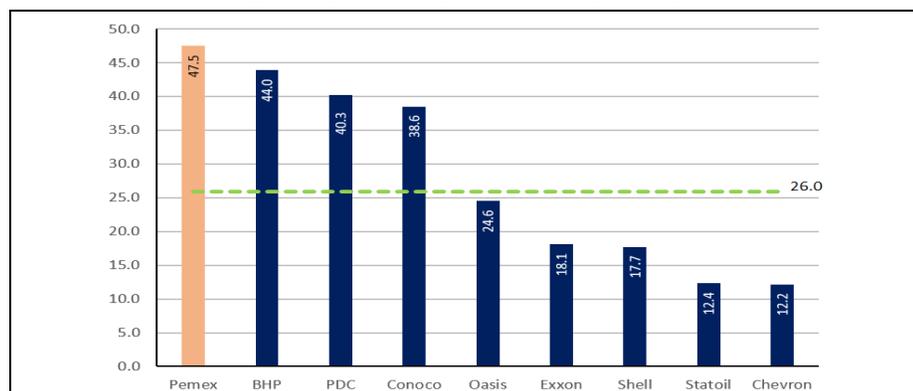
Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/0632/2019, del 10 y 23 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/ 1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

En 2018, PEP tuvo un costo de perforación de 15,443,086.0 miles de pesos con el que se desarrollaron 166 pozos, y se erogó un gasto promedio por pozo perforado de 93,030.6 miles de pesos al realizar 166 pozos; en comparación con 2017, el gasto se incrementó en 25.3% y perforó el doble de los pozos. Respecto del periodo de análisis 2015-2018, se registró un incremento de 18.3% en las erogaciones, pero una reducción del 43.5% en el número de pozos perforados, debido a los trabajos realizados en aguas profundas del Cinturón Subsalino y pozos de aguas ultraprofundas del Cinturón Plegado Perdido.

A fin de analizar, en 2018, el comportamiento del costo de descubrimiento y desarrollo del petróleo crudo equivalente en el mundo, se le solicitó a PEP el estudio que realizó para comparar sus costos, los cuales se presentan a continuación:

COSTO DE DESCUBRIMIENTO Y DESARROLLO DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE EN COMPARACIÓN CON OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES, 2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

El costo de descubrimiento y desarrollo de PEP, en 2018, fue de 47.5 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (dls/bpce), pero incorporó en un año una variación negativa en las reservas netas probadas, por lo que la EPS señaló que el resultado no puede ser comparable con el obtenido por otras empresas, debido a que el indicador solamente es funcional si se genera una variación de reservas neta positiva; no obstante, se identificó que la media de las ocho empresas comparadas fue de 26.0 dls/bpce, Chevron registró el costo más bajo, correspondiente a 12.2 dls/bpce, cifra inferior en 113.1 veces al promedio.

#### b) Costo de producción de PEP

PEP definió el indicador “Costo de Producción” como el gasto total de producción en el periodo, dividido entre producción de petróleo crudo equivalente del periodo; los resultados de la métrica, en el periodo 2015-2018, se muestran en el cuadro siguiente:

COSTO DE PRODUCCIÓN, 2015-2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)

Desglose del costo	2015 [1]	2016 [2]	2017 [3]	2018 [4]	Part. del 2018 [5]	Var (%) 2017-2018 [6] = {[(4)/(3)]- 1}*100	Var (%) 2015-2018 [7] = {[(4)/(1)]- 1}*100
Royalities <sup>1/</sup>	2.7	2.2	3.3	4.8	34.3	46.3	78.8
Mano de Obra	1.0	0.9	1.1	1.5	10.4	33.2	46.5
Servicios Contratados	0.9	0.8	1.3	1.2	8.4	(8.7)	31.9
Mantenimiento a Terceros	1.2	0.9	1.1	1.0	7.5	(9.1)	(16.7)
Administración del Corporativo	0.02	0.4	0.6	1.0	6.9	62.0	4,760.0
Servicios de Perforación Contratados	0.6	0.3	0.5	0.8	6.0	68.4	40.3
Compras Interorganismos <sup>2/</sup>	0.6	0.4	0.3	0.8	5.9	176.7	38.3
Gas	0.3	0.4	0.6	0.6	4.4	4.5	109.0
Reserva Laboral	0.6	0.4	0.5	0.6	4.2	19.4	(0.5)
Nitrógeno y Químicos	0.2	0.2	0.3	0.3	1.8	(15.7)	26.5
Arrendamiento	0.4	0.2	0.3	0.3	1.8	(15.7)	(36.8)
Servicios Médicos	0.1	0.1	0.2	0.2	1.6	16.0	132.0
Seguros de Instalaciones de Producción	0.1	0.1	0.2	0.2	1.4	(1.0)	98.0
Otros	0.7	0.4	0.6	0.6	4.0	(4.9)	(18.5)
Sin explicar	0.0	0.0	0.0	0.2	-98.7	n.c.	n.c.
Total	9.4	7.7	10.9	14.1	0.0	28.9	49.2

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

<sup>1/</sup> Impuestos.

<sup>2/</sup> EPS de Petróleos Mexicanos.

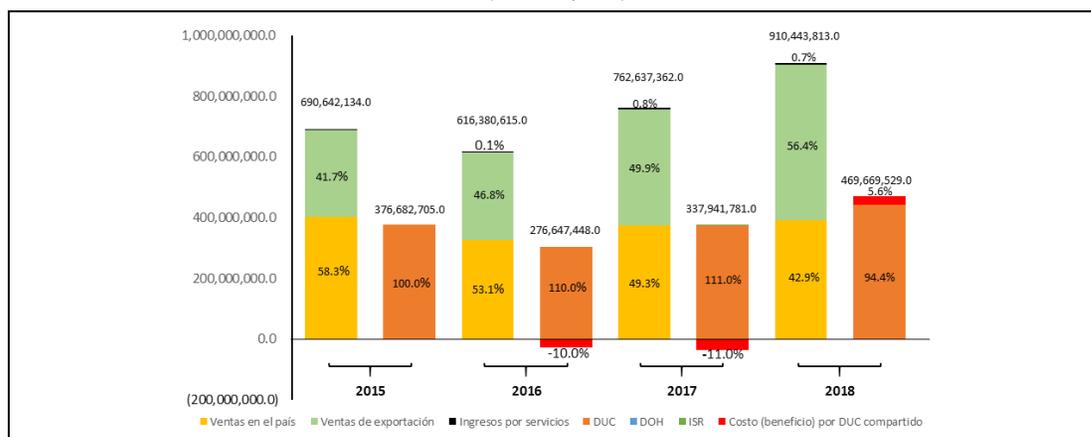
Se identificó que, en 2018, el costo de producción fue de 14.1 dls/bpce, 28.9% mayor que en 2017 y el incremento en el periodo fue de 49.2%, el costo más representativo con 34.3 % fue el de Royalties o impuestos. Al respecto, PEP informó que no tuvo injerencia en el comportamiento del rubro, debido a que se encontró bajo el mandato de los artículos 44 y 54, de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, correspondientes al Derecho de Extracción de Hidrocarburos y el Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los cuales está obligado a pagar por ser Asignatario y tener contratos con la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

De 2015 a 2018, dado el régimen fiscal aplicable a PEP (Derecho de Utilidad Compartida, Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos e Impuesto Sobre la Renta) se generó un aumento en su carga impositiva de 24.7%, pasando de 376,682,705.0 miles de pesos, en 2015, a 469,669,529.0 miles de pesos, en 2018. Por su parte, el total de ingresos (ventas nacionales, ventas al extranjero e ingresos por servicios) pasó de 690,642,134.0 miles de pesos, en 2015,

a 910,443,813.0 miles de pesos, en 2018, lo que representó un aumento del 31.8% en el periodo. En ambos casos, la tendencia ha ido en aumento y con una correlación positiva entre ellos; el incremento en la carga impositiva contribuyó a que la EPS se encontrara en quiebra técnica, como se observó en el resultado “Rentabilidad-valor económico de Pemex Exploración y Producción”.

El concepto más representativo del marco fiscal de PEP es el Derecho de Utilidad Compartida (DUC), el cual causó un total de 376,682,705.0 miles de pesos, en 2015, y 443,309,053.0 miles de pesos, en 2018; el incremento en el monto registrado de DUC tuvo un aumento del 17.7% en el periodo 2015-2018.

RELACIÓN ENTRE INGRESOS Y LA CARGA IMPOSITIVA DE PEP, 2015-2018  
(miles de pesos)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en los Estados Financieros Dictaminados correspondientes a 2018, proporcionados por la Gerencia de Enlace con Instancias Revisoras mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019, del 10 de abril de 2019, y ratificada mediante correo electrónico enviado el día 24 de septiembre de 2019.

DUC Derecho de Utilidad Compartida  
DOH Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos  
ISR Impuesto Sobre la Renta

Nota: Los porcentajes pueden no coincidir, debido a que hay cifras no significativas.

Con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017, se realizó la auditoría 484-DE “Producción de Gas Natural”, en donde la ASF sugirió a la Cámara de Diputados por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analizara la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias, con el propósito de que el régimen fiscal al que está sujeto Pemex Exploración y Producción, le permitiera mantener su estabilidad financiera; no obstante, como hechos posteriores, en 2019, se otorgaron beneficios fiscales para PEP en la determinación del Derecho por la Utilidad Compartida, al poder deducir el “40% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural no Asociado y sus Condensados, extraídos

en áreas terrestres”<sup>60/</sup> y “35% del valor anual de los Hidrocarburos distintos al Gas Natural No Asociado y sus Condensados, extraídos en áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros.”.

En relación con la mano de obra, en 2018, se identificó que, en 2018, este rubro representó el 10.4% del costo de producción, que comparado con lo registrado en el año anterior tuvo un incremento de 33.2%. Durante el periodo 2015-2018, el costo de la mano de obra aumentó en 46.5%, al pasar de 1.0 dólares a 1.5 dólares debido al incremento de las prestaciones contractuales, incentivos y compensaciones de operación, el mismo patrón se observó en la reserva laboral ya que aumentó en un 19.4% respecto de 2017; no obstante, se identificó que PEP aplicó el programa “Incremento de la Productividad Laboral” para disminuir las plazas sindicalizadas en 120 plazas y en la implementación del acuerdo DCAS-1883-2017 de microestructura de PEP, se transfirieron 103 plazas a Pemex Logística y a la Dirección Corporativa de Administración y Servicios de Petróleos Mexicanos.

Las compras interorganismos aumentaron en un 176.7% respecto del 2017, por la adquisición a Pemex Transformación Industrial de gasolina magna en un 410.3%, pese a que disminuyó la compra de gasolina Premium en un 78.6%; las compras de los fluidos para tratar el petróleo, como el desembrulsionante, aumentaron en un 274.8% y el desparafinante, que inhibe la parafina en el petróleo, disminuyó en 92.9%.

Los gastos de administración del corporativo que en 2018 representaron el 6.9% del costo total, se incrementaron en un 62.0% respecto del 2017 y en el periodo 2015-2018 el aumento fue de 47.6 veces al pasar de 0.02 dls/bpce a 1.0 dls/bpce. Pemex Exploración y Producción indicó que los gastos de administración del corporativo estuvieron sujetos a los lineamientos que dicte Petróleos Mexicanos, sin que la EPS, dentro de la información remitida, señalara las causas del aumento en las cuotas.

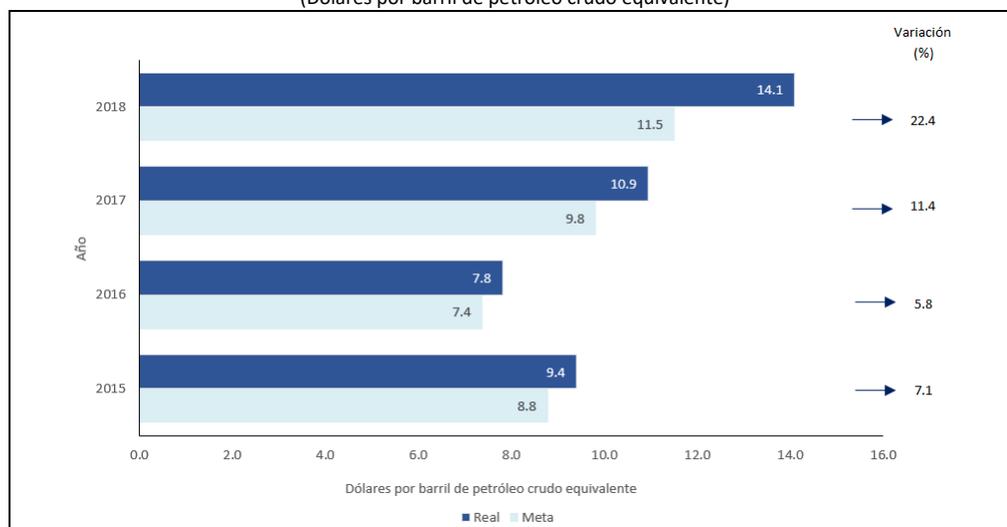
Se identificó que, en 2018, los servicios de perforación contratados representaron el 6.0% del costo, en comparación con 2017, dicha cifra aumentó en un 68.4%, y respecto del periodo 2015-2018, un 40.3%. El incremento en el año de fiscalización se debió a que se llevaron a cabo 166 perforaciones a pozos, 100 veces más que en 2017, con 83 pozos; se acrecentó la utilización de estudios geológicos tridimensionales que elevaron el costo. Además, la entidad dentro de la información remitida, no señaló la integración del 0.2% del costo total.

A fin de evaluar el comportamiento de los resultados del costo de producción registrados por PEP, en el periodo 2015-2018, se contrastó contra lo programado, como se muestra a continuación:

---

<sup>60/</sup> Diario Oficial de la Federación, “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican”, 24 de mayo de 2015.

COSTO REAL Y PROGRAMADO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE, 2015-2018  
(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

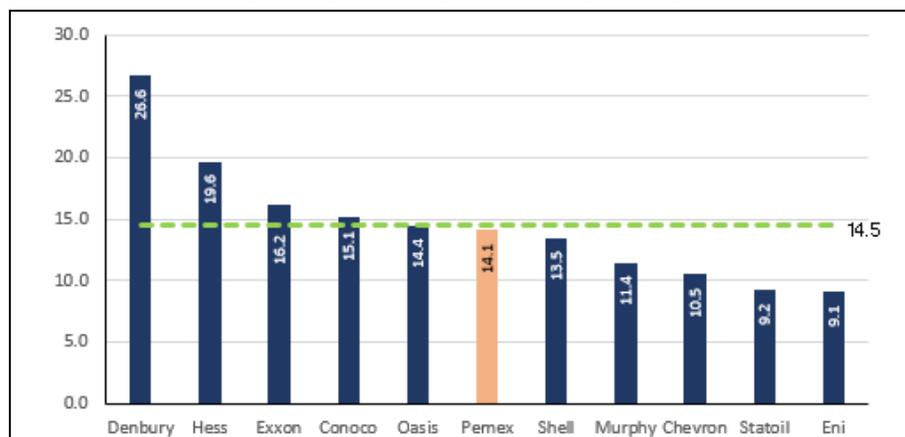
Se identificó que, en 2018, el costo de producción fue de 14.1 dólares por barril de petróleo crudo equivalente (dls/bpce), monto superior en 22.4% por 2.6 dls/bpce al programado de 11.5 dls/bpce; con respecto al 2017, el costo real se incrementó en 22.7%, cifra equivalente a 3.2 dls/bpce, y referente al periodo aumentó en un 50.0% por 4.7 dls/bpce. Además, en ninguno de los años del periodo 2015-2018 logró sus metas debido principalmente, a los impuestos, la mano de obra y reserva laboral, los servicios contratados, el mantenimiento de terceros, las compras interorganismos y la administración del corporativo.

Para analizar el comportamiento del costo de producción del petróleo crudo equivalente en el mundo, durante el 2018, se realizó un comparativo a nivel mundial, con base en el formato 20F-2018 de la Security and Exchange Commission (SEC),<sup>61/</sup> y estudios realizados por PEP, los cuales se presentan a continuación:

<sup>61/</sup> 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 PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE EN COMPARACIÓN CON OTRAS EMPRESAS INTERNACIONALES, 2018

(Dólares por barril de petróleo crudo equivalente)



Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Gerencia de Enlaces con Instancias Revisoras mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/0517/2019 del 10 de abril de 2019 y ratificada mediante los oficios número CA/COMAUD/AI/GEIR/1229/2019 y CA/COMAUD/AI/GEIR/1305/2019 del 29 de julio y 9 de agosto de 2019, respectivamente y Formas 20-F de la SEC.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido a la utilización de decimales y al redondeo.

Se comparó el costo de producción de petróleo crudo equivalente de Pemex Exploración y Producción con diez empresas, el costo registrado por PEP fue inferior en 3.2% al costo promedio de 14.5 dls/bpce, y mayor que cinco empresas petroleras: Shell en 4.4%, Murphy en 23.3%, Chevron en 34.6%, Statoil en 53.2%, y Eni en 54.8%, esta última fue la que registró el costo más bajo de producción 9.1 dls/bpce.

Por todo lo anterior, se observó que, PEP presentó fallas en la metodología del cálculo del indicador de costo de descubrimiento y desarrollo debido a que este no midió la eficiencia periódica del gasto neto aplicable a las reservas, independientemente de los ajustes o variaciones de estas; además, los gastos relacionados con el descubrimiento y desarrollo, así como la perforación de pozos y pozos no exitosos, se incrementaron debido a la carencia de una planeación y estrategia adecuada de los recursos de la empresa. Además, fue omiso en el control y seguimiento de sus costos de producción al dejar que se incrementara en un 22.4%, sin que los resultados operativos y financieros justificaran dicho aumento, como se observó en el informe.

2018-6-90T9G-07-0455-07-017 **Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore e implemente indicadores para el seguimiento y evaluación de los costos de descubrimiento y desarrollo, a fin de que PEP pueda contar con un instrumento que mida la eficiencia periódica del gasto neto aplicable a las reservas, con lo que se espera garantizar la correcta estimación de los costos e incorpóralo en la planeación financiera a efecto de que se realicen acciones para incrementar la

rentabilidad de la empresa, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y IV de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, 99, fracción IV, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-018 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción establezca mecanismos que le permitan controlar y dar seguimiento a los costos de producción a efecto de que se vuelva eficaz en la asignación de recursos, conozca el uso y destino de los recursos para favorecer la mejor toma de decisiones, cumpla con los principios de transparencia y honradez y, mitigue los posibles actos de corrupción, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 134, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y IV, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 112, de la Ley de Petróleos Mexicanos; y, 99, fracción II, del Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**15. Ejercicio de los recursos propios asociados con PEP**

El resultado se desarrolló en tres apartados; en el primero, se analizó el ejercicio del presupuesto de PEP en 2018; en el segundo, se analizaron los recursos propios ejercidos por la EPS por capítulo de Gasto, en el periodo 2015-2018; y, en el tercero, el cumplimiento de las metas, planteadas por Pemex Exploración y Producción, en el Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

**a) Ejercicio de los recursos propios asociados con PEP**

En el ejercicio fiscal 2018, PEP tuvo un presupuesto aprobado de 416,767,713.9 miles de pesos y, resultado de su operación ejerció 372,506,596.5 miles de pesos, 10.6% menos del aprobado, como se muestra en el cuadro siguiente:

PRESUPUESTO APROBADO, MODIFICADO Y EJERCIDO POR PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2018

(Miles de pesos)

AI	PP	Programa	Presupuesto Aprobado [a]	Presupuesto Modificado [b]	Presupuesto ejercido [c]	Var. % (ejercido/ aprobado) [d]=[(c/a)-1]*100	Part. % presupuesto ejercido [e]=[c/a]*100
227	E010	Distribución de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	320,056.1	548,144.7	548,144.7	71.3	0.1
	K002	Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	6,637,219.0	5,361,145.3	5,361,145.3	(19.2)	1.4
	K027	Mantenimiento de infraestructura	0.0	7,793.5	7,793.5	n.a.	n.s.
Subtotal de la Actividad Institucional 227			6,957,275.1	5,917,083.5	5,917,083.5	(15.0)	1.6
230	E012	Operación y mantenimiento de la infraestructura en ecología	3,468.5	202.2	202.2	(94.2)	n.s.
	K002	Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	1,375,320.5	638,061.5	638,061.5	(53.6)	0.2
Subtotal de la Actividad Institucional 230			1,378,789.0	638,263.7	638,263.7	(53.7)	0.2
229	K002	Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	24,714,104.8	34,234,658.2	34,207,482.6	38.4	9.2
	K028	Estudios de preinversión	200,000.0	2,304,789.3	2,304,789.3	1,052.4	0.6
Subtotal de la Actividad Institucional 229			24,914,104.8	36,539,447.4	36,512,271.9	46.6	9.8
001	O001	Actividades de apoyo a la función pública y buen gobierno	28,292.5	30,273.9	30,273.9	7.0	n.s.
Subtotal de la Actividad Institucional 001			28,292.5	30,273.9	30,273.9	7.0	n.s.
232	J002	Aportaciones para pago de pensiones y jubilaciones	19,121,461.8	16,962,856.7	16,962,856.7	(11.3)	4.6
Subtotal de la Actividad Institucional 232			19,121,461.8	16,962,856.7	16,962,856.7	(11.3)	4.6
226	B001	Producción de petróleo, gas, petrolíferos y petroquímicos	228,852,435.0	185,021,247.2	194,392,467.0	(15.1)	52.2
	K002	Proyectos de infraestructura económica de hidrocarburos	135,509,355.7	118,036,711.2	117,911,683.7	(13.0)	31.7
	K027	Mantenimiento de infraestructura	0.0	5,341.5	5,341.5	n.a.	n.s.
	K028	Estudios de preinversión	0.0	3,917.2	3,917.2	n.a.	n.s.
	K030	Otros proyectos de infraestructura	0.0	28,122.5	28,122.5	n.a.	n.s.
	W001	Operaciones ajenas	0.0	652,767.5	104,315.0	n.a.	n.s.
Subtotal de la Actividad Institucional 226			364,361,790.7	303,748,107.1	312,445,846.9	(14.2)	83.9
Total general			416,761,713.9	363,836,032.3	372,506,596.5	(10.6)	100.0

Fuente: Elaborado por la ASF mediante la información reportada por PEP en la Cuenta Pública correspondiente al periodo 2015-2018, extraída de la página web; <https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx>.

Nota: Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

AI Actividad Institucional

PP Programa Presupuestal

n.a. No aplica

n.s. No significativo

Nota: La Actividades Institucionales se clasifican como 001 "Función pública y buen gobierno", 226 "Producción de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones", 227 "Distribución de petróleo crudo, gas, petrolíferos y petroquímicos y mantenimiento de instalaciones", 229 "Exploraciones para descubrir yacimientos de hidrocarburos", 230 "Entorno Ecológico" y, 232 "Pensiones y jubilaciones".

Los recursos se programaron esencialmente en las actividades institucionales de Exploración y Producción, con el 93.4% de los recursos programados por PEP; las principales partidas en las que se asignaron recursos fueron: construcción de obras para el abastecimiento de agua, petróleo, gas, electricidad y telecomunicaciones (40.3%); intereses de la deuda externa con instituciones de crédito (21.2%); y, adquisición de maquinaria y equipo de perforación y exploración de suelos (15.1%).

Asimismo, el 93.6% de los recursos ejercidos por la EPS se enfocaron en las actividades de exploración y producción, las principales partidas presupuestarias mediante las cuales se erogaron los recursos fueron: construcción de obras para el abastecimiento de agua, petróleo, gas, electricidad y telecomunicaciones (42.9%); la adquisición de petróleo, gas y sus derivados para utilizarlos como materia prima (14.6%); intereses de la deuda externa con instituciones de crédito (11.7%); y, el pago de servicios corporativos prestados por las entidades paraestatales a sus organismos (10.8%).

En materia de exploración, PEP presupuestó el 6.0% de sus recursos en dicha actividad y erogó en ella, el 9.8% de los 372,506,596.5 miles de pesos ejercidos, en 2018, cifra que no le permitió llevar a cabo los estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional necesarios, para restituir las reservas a niveles de la extracción, a fin de asegurar el insumo de la cadena de suministro de Petróleos Mexicanos, como se observó en el resultado correspondiente.

La EPS presupuestó el 87.4% de sus recursos en la actividad de producción y ejerció el 83.9% del total asignado a PEP (372,506,596.5 miles de pesos), propiciando una mala asignación de recursos, ya que, no logró revertir la caída en la producción de los hidrocarburos, aunado a que, en la exploración llevada a cabo, no se encontró pozos de crudo ligero y superligero, lo que repercutió en un menor abastecimiento del Sistema Nacional de Refinación, como se analizó en el informe.

Respecto del mantenimiento de la infraestructura, se observó que no se programaron recursos para este fin, y se ejercieron 13,135.0 miles de pesos, el 0.004% del presupuesto total de la EPS, por lo que PEP fue omiso al no presupuestar y asignar mayores recursos a esta actividad, cuyo objetivo fue mantener las instalaciones en óptimas condiciones, provocando que sus activos físicos operaran, en 2018, al 55.6% de su capacidad, como se analizó en el resultado "Estado Físico de la Infraestructura".

#### b) Recursos ejercidos por Pemex Exploración y Producción por Capítulo de Gasto en el periodo 2015-2018

A fin de identificar el comportamiento del ejercicio de los recursos asignados a PEP, en el periodo 2015-2018, se realizó el análisis siguiente:

## PRESUPUESTO APROBADO, MODIFICADO Y EJERCIDO DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, 2015-2018

(Miles de pesos)

Presupuesto y Capítulos de Gasto	Año				Tasa de crecimiento 2017-2018 [5]=[(4/3)-1]*100
	2015 [1]	2016 [2]	2017 [3]	2018 [4]	
Presupuesto Programado (PP)	457,373,047.8	394,513,913.5	420,718,438.9	416,761,713.9	(0.9)
Presupuesto Modificado	428,140,352.4	398,645,971.8	343,833,069.9	363,836,032.3	5.8
Presupuesto Ejercido (PE)	429,050,063.9	398,878,699.3	343,335,494.0	372,506,596.5	8.5
1000 Servicios personales	19,694,031.9	18,235,031.9	18,433,627.7	21,142,191.4	14.7
2000 Materiales y suministros	36,538,538.4	36,715,302.2	41,182,162.7	54,249,872.0	31.7
3000 Servicios generales	42,704,017.2	24,582,229.0	78,628,590.0	76,067,684.6	(3.3)
4000 Transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas	14,760,162.1	18,545,340.8	14,987,271.6	17,433,682.9	16.3
5000 Bienes muebles, inmuebles e intangibles	1,297,080.0	478,254.4	56,658.4	23,403.0	(58.7)
6000 Inversión pública	254,449,024.6	240,750,138.2	162,561,063.9	159,977,079.2	(1.6)
9000 Deuda pública	59,607,209.6	59,572,402.9	27,486,119.6	43,612,683.4	58.7
Diferencia Porcentual. Presupuesto Ejercido – Programado <sup>1/</sup> (DP)	(6.2)	1.1	(18.4)	(10.6)	n.c.

Fuente: Elaborado por la ASF mediante la información reportada por PEP en la Cuenta Pública correspondiente al periodo 2015-2018, extraída de la página web; <https://www.cuentapublica.hacienda.gob.mx>.

n.c. No cuantificable

1/ DP= (PE / PP) \*100

En el periodo 2015-2018, el presupuesto total ejercido por PEP fue de 1,543,770,853.7 miles de pesos, monto inferior en 8.6%, respecto de los 1,689,367,114.1 miles de pesos programados; asimismo, se observó que, en los años 2015, 2017 y 2018, el presupuesto ejercido fue menor al programado, en promedio 11.7%; la diferencia, entre el programado y el ejercido, fue del 10.6%. En la presente auditoría, se observó que dicha situación reflejó una deficiente programación y presupuestación de los recursos necesarios para la óptima operación de la EPS. Respecto al presupuesto ejercido, éste disminuyó, 4.6% promedio anual, al pasar de 429,050,063.9 miles de pesos, en 2015, a 372,506,596.5 miles de pesos, en 2018.

Los capítulos de gasto que tuvieron un crecimiento en el presupuesto ejercido, de 2015 a 2018, se encuentra el capítulo 1000 "Servicios personales" con un 7.3%; el capítulo 2000 "Materiales y suministros" con 48.5%; el 3000 "Servicios generales" con 78.1%; y, el 4000 "Transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas" con 18.1%.

Asimismo, hubo capítulos de gasto que tuvieron una disminución en los recursos ejercidos de 2015 a 2018, como el capítulo 5000 "Bienes muebles, inmuebles e intangibles" con 98.2%; el 6000 "Inversión pública" con 37.1%; y, el capítulo 9000 "Deuda pública" con 26.8%. Lo anterior, sin que la EPS, dentro de la información remitida, señalara las causas de las variaciones.

c) Incumplimiento de las metas del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

El incumplimiento de las metas de PEP, en 2018, incluidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación de ese año, se observa a continuación:

INCUMPLIMIENTO DE METAS DE LA ESTRATEGIA PROGRAMÁTICA DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Metas		Unidad de Medida	Meta	Real	Incumplimiento (%)
Perforación de pozos	Exploratorios	Pozos	53	19	64.2
	Desarrollo	Pozos	201	143	28.9
Producción	Petróleo Crudo	Mbd	1,951.4	1,813.0	7.1
	Gas Natural	MMpcd	4,828.2	4,847.0	(0.4)
Comercialización de Petróleo Crudo	Mercado Interno	Mbd	1,038.0	605.1	41.7
	Mercado Externo	Mbd	888.3	1,200.2	(35.1)

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la Estrategia Programática del Proyecto del Presupuesto de Egresos de la Federación, 2018.

Mbd Miles de barriles diarios

MMpcd Millones de pies cúbicos diarios

Derivado del análisis anterior, se observó que PEP incumplió 66.6% de su meta de perforación de pozos, por la falta de toma de decisiones por parte del Consejo de Administración de PEP en la asignación del presupuesto a esa actividad; y, al incumplimiento de las metas de estudios geológicos, como se analizó en el resultado “Estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmica bidimensional y tridimensional”.

Con respecto al incumplimiento de la meta de producción de petróleo crudo, se identificó que fue a causa de que no se restituyeron reservas que pudieran compensar la caída en la producción del Activo Integral Cantarell; motivado por las deficiencias en la Administración de PEP en la asignación del presupuesto para exploración y el mantenimiento a la infraestructura, situación que propició paros y pérdidas en la producción, como se observó en el resultado “Estado Físico de la Infraestructura”; y, al aumento en la producción de un tipo de petróleo con un nivel de pureza más bajo, el cual tiene un precio más bajo en el mercado y que no tiene la capacidad de procesarse en el Sistema Nacional de Refinación, como se analizó en el resultado “Producción de Petróleo Crudo y Gas Natural”.

Asimismo, PEP no contribuyó a satisfacer la demanda de petróleo crudo que solicitó el mercado nacional, en 2018, derivado de que, no llevó a cabo las acciones requeridas de exploración, disminuyó la posibilidad de encontrar petróleo de mayor calidad necesario para el procesamiento en el Sistema Nacional de Refinación, como se analizó en el resultado “Comercialización de Pemex Exploración y Producción”; aunado a que no se colocó el producto en el mercado nacional este se tuvo que asignar al mercado exterior, por lo que sobrepasó la meta de exportación.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-019 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción elabore la planeación, la programación y la presupuestación de las necesidades prioritarias y de mayor rentabilidad para asignarles recursos, acorde con los objetivos, metas y estrategias de la EPS, siempre que permitan un mejor cumplimiento de los objetivos de sus programas, de conformidad con los artículos 134, primer y segundo párrafos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, 100, párrafo segundo, 102, fracción VI y 103 de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

**2018-6-90T9G-07-0455-07-020 Recomendación**

Para que Pemex Exploración y Producción implemente mecanismos de control y supervisión en su proceso de transparencia y rendición de cuentas, con lo que se espera que el CAPEP cuente con las herramientas necesarias para conocer el uso y destino de los recursos para favorecer la mejor toma de decisiones y cumplir con los principios de eficacia, eficiencia, transparencia y honradez, de conformidad con los artículos 134, primer y segundo párrafos de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; y, 100, párrafo segundo, 102, fracción VI de la Ley de Petróleos Mexicanos, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

***Consecuencias Sociales***

La situación actual de Pemex Exploración y Producción, ocasionó que se incumpliera el 33.9% de los estudios exploratorios, una restitución de reservas menor al 100.0% y una caída en la producción de hidrocarburos, lo que afectó la cadena de suministro de petróleo mexicanos y limitó su aportación para asegurar el abastecimiento de combustibles y petroquímicos que demandaron los consumidores; asimismo, de continuar con las tendencias negativas se pone en riesgo su contribución fiscal, lo cual repercutiría negativamente en el crecimiento económico del país y limitaría los recursos que pueden ser utilizados en beneficio de la población y mejorar su calidad de vida.

***Buen Gobierno***

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

***Resumen de Observaciones y Acciones***

Se determinaron 15 resultados, de los cuales, 15 generaron:

20 Recomendaciones al Desempeño.

### **Dictamen**

El presente se emite el 27 de enero de 2020, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar el desempeño de Pemex Exploración y Producción en la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado, mediante la exploración y la extracción de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos y gaseosos, a fin de contribuir a asegurar el abastecimiento de hidrocarburos 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.

De acuerdo con los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo y del Programa Sectorial de Energía, ambos del periodo 2013-2018, México cuenta con recursos fósiles suficientes para abastecer la demanda de hidrocarburos en un futuro; no obstante, los recursos disponibles y las actividades realizadas para identificar los yacimientos de hidrocarburos y para extraerlos fueron insuficientes, muestra de ello es que, de 2003 a 2013, las reservas probadas disminuyeron en 31.3%, al pasar de 20.1 MMMbpce a 13.8 MMMbpce y la relación reservas-producción pasó de 11.9 años a 10.2 años. En consecuencia, la producción de petróleo crudo y de gas natural se contrajo en 24.4% y 41.9%, respectivamente, y por consiguiente los ingresos del Estado mexicano provenientes de la producción y venta de hidrocarburos, se vieron disminuidos.

Para atender los problemas del sector energético, en 2013 se aprobó la Reforma Energética. Antes de ésta, Petróleos Mexicanos, como monopolio del Estado, exploraba y extraía los hidrocarburos de manera exclusiva; después de la Reforma Energética, estas actividades se abrieron a la participación privada y Petróleos Mexicanos se reestructuró. En este contexto, Pemex Exploración y Producción pasó de ser un Organismo Subsidiario a una Empresa Productiva Subsidiaria, con la finalidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano por medio de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, consideradas como actividades estratégicas por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Asimismo, en atención a su objeto de creación, en 2018, PEP erogó 372,506,596.5 miles de pesos, todos recursos propios, en los programas presupuestarios orientados a la operación y mantenimiento de la infraestructura a su cargo, monto mayor al presupuesto modificado en 2.4% (363,836,032.3 miles de pesos) y menor al programado en 10.6% (416,761,713.9 miles de pesos).

Con la auditoría se identificó que, en 2018, PEP, en su cuarto año como Empresa Productiva Subsidiaria, registró los resultados siguientes:

PEP presentó deficiencias en el establecimiento de un gobierno corporativo, lo que incidió en una mala gobernanza al no garantizarse la total autonomía e independencia de los miembros del Consejo de Administración ni contó con mecanismos para evaluarlos con base en los efectos generados por la toma de decisiones en la EPS; además, careció de acciones para prevenir, mitigar, asumir, aceptar o transferir los actos de corrupción y soborno, aunque se

haya adherido a las políticas establecidas por Petróleos Mexicanos; asimismo, la inasistencia del Director General de Petróleos Mexicanos y de los miembros del consejo, a las sesiones, denotó la falta de interés y de una conducción integral de la cadena de valor, pese a que la EPS, en 2018, representó el 9.2% del total de ingresos presupuestarios de la Federación y el 101.8% del total de derechos, impuestos y otros, imputables a la Empresa Productiva del Estado.

Aunado a esto, no contó con un documento de planeación estratégica específico para la EPS, en el que se definieran los recursos de manera eficaz, eficiente y económica, así como sus estrategias e indicadores operativos y financieros enfocados en el cumplimiento de su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado mexicano, alineados al Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, lo cual implicó una limitación no sólo para evaluar el desempeño financiero, operativo y gerencial de la empresa, sino para que PEP definiera escenarios que le permitieran avanzar en su estabilidad financiera, y tuviese un efecto positivo en toda la cadena de valor de Petróleos Mexicanos.

Respecto de las asignaciones y los contratos de hidrocarburos, en 2018, PEP contó con 415 títulos de asignación producto de la Reforma Energética; asimismo, la EPS participó en las rondas de licitación que realizó la CNH, con un margen de éxito de 26.4%, al adjudicarse 14 de los 53 contratos en los que compitió, en el periodo 2015-2018. En 2018, estuvieron vigentes 22 contratos: 3 asociaciones, 5 migraciones y 14 contratos de exploración y producción. En ese año, en el país se registró una inversión total en exploración y extracción de hidrocarburos de 166,118,531.4 miles de pesos, de los cuales la EPS ejerció en los títulos de asignación el 90.8% (150,811,000.0 miles de pesos), en los contratos sin socios el 2.5% (4,195,443.5 miles de pesos); en los contratos de PEP con socios destinó el 1.1% (1,796,085.5 miles de pesos); mientras que los contratistas privados participaron con el 5.6% (9,316,002.4 miles de pesos).

En el periodo 2015-2018, PEP fue omiso en los compromisos mínimos de trabajo de los títulos de asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos que obtuvo con la Ronda Cero, en 2014, al no cumplir con la perforación de pozos, la adquisición de sísmica 2D y 3D, ni con las inversiones previstas, por lo que puso en riesgo la conservación de dichos títulos, ingresos futuros para solventar las deudas adquiridas y el suministro de insumos a la cadena de valor de Petróleos Mexicanos.

En cuanto a la exploración a 2018, PEP fue la única empresa que incorporó reservas de petróleo crudo y gas natural en México, ya que las empresas privadas no reportaron descubrimientos de volúmenes de hidrocarburos, y registró un volumen de reservas totales de 1,169.6 MMbpce de petróleo crudo equivalente con lo que restituyó el 34.6% de las reservas probadas de petróleo crudo equivalente; sin embargo, esto no fue suficiente para cumplir su meta de restituir el 100.0% de las reservas extraídas y lograr revertir la caída en la incorporación de reservas probadas. Además, al ritmo de explotación actual, y si no se incorporaran más reservas, las reservas totales de petróleo crudo durarían 23.2 años y las reservas probadas 8.1 años; mientras que las de gas natural, alcanzarían para 15.8 años en el caso de las reservas totales y 5.1 años, para las reservas probadas. Esto ubicó a México en el

lugar 42 y 50, en el comparativo internacional de la relación reservas-producción de crudo y gas, respectivamente.

En materia de producción de hidrocarburos, en 2018, la Reforma Energética tenía prevista la producción de 3,000.0 Mbd, por parte de Petróleos Mexicanos y los privados; sin embargo, PEP, mediante asignaciones y contratos contribuyó con el 60.4% (1,813.0 Mbd) de esta meta y la producción de los privados no fue representativa, por lo que no se alcanzó la meta prevista. Además, aun cuando cayó la producción en 20.0% en relación con 2015, el envío de petróleo crudo a terminales de exportación se mantuvo, no así el enviado al Sistema Nacional de Refinación de Pemex Transformación Industrial. Considerando el consumo de gasolina en el país, se requeriría de 2,112.6 Mbd de petróleo crudo para su procesamiento, y PEP en ese año sólo suministró al SNR el 28.6% (605.1 Mbd).

En cuanto al gas natural, la Reforma Energética tenía prevista, en 2018, la producción de 8,000.0 MMpcd, por parte de Petróleos Mexicanos y los privados; sin embargo, no se cumplió la meta, ya que PEP mediante asignaciones y contratos, produjo el 60.6% (4,847.0 MMpcd), y la producción de los privados no fue representativa. Además, no registró producción relacionada con shale, por la carencia de regulación por parte de ASEA que impidió que PEP desarrollara esta actividad. En ese año, la EPS no atendió el 23.6% de lo solicitado por Pemex Transformación Industrial.

Además, en 2018, PEP registró poca confiabilidad operacional en su infraestructura, debido a que no programó la realización del 64.1% de los mantenimientos requeridos y no efectuó el 74.0% de los detectados como necesarios en infraestructura; por lo tanto, la mala planeación y programación de los mantenimientos, y la posibilidad del incremento en las fallas de las instalaciones coadyuvó a que la EPS no utilizara el 44.4% de sus activos respecto a su capacidad.

En suma, las deficiencias en el desempeño operativo y de la infraestructura de la EPS, relacionadas con la exploración y producción de hidrocarburos, representan un obstáculo para incrementar su rentabilidad y, de persistir tales deficiencias, se afectaría la competitividad de la empresa en el mercado abierto en el mediano y largo plazo.

Por lo que se refiere a su desempeño financiero, si bien en 2018, PEP obtuvo los recursos suficientes para ser rentable y generar valor económico para el Estado, y mejoró sus resultados respecto de 2017, al registrar un aumento en la utilidad antes de impuestos de 147.3% (463,802,317.0 miles de pesos); después del pago de impuestos y derechos, obtuvo una pérdida de 5,867,212.0 miles de pesos, cifra menor en 96.1% a la reportada en 2017 de 150,388,699.0 miles de pesos. No obstante, la empresa generó una rentabilidad negativa de 0.3% sobre sus activos, aunque, el rendimiento sobre el capital empleado fue de 22.5%.

Respecto de la generación de valor económico, en 2018, PEP obtuvo un resultado operativo de 411,130,657.0 miles de pesos, al que después de aplicarle la tasa impositiva y de efectuar el reparto del retorno esperado a los inversionistas patrimoniales y de deuda fue de

105,150,946.9 miles de pesos, cifra superior en 160.9% respecto de lo registrado en 2017, por 40,307,178.0 miles de pesos.

Con la aplicación del modelo de probabilidad de quiebra, PEP reportó ser insolvente en el corto plazo; no obstante, reportó utilidades antes de impuestos, por lo que, de continuar recibiendo flujos de efectivo, puede operar y cumplir con sus obligaciones.

En materia de costos de producción y descubrimiento de hidrocarburos, se identificó que: en 2018, la empresa invirtió 6,623.8 millones de dólares (MMdls) en descubrimiento y desarrollo, y obtuvo reservas netas probadas positivas de 276.2 MMbpce, por lo que generó un costo de descubrimiento y desarrollo anual de 24.0 dls/bpce. Asimismo, el costo de producción de hidrocarburos fue de 14.1 dls/bpce, resultado mayor en 28.9% que el registrado en 2017; no obstante, fue menor en 3.2% al costo promedio, alcanzado por las empresas internacionales, de 14.5 dls/bpce, por lo que resultó competitivo.

En opinión de la ASF, en 2018, PEP careció de un gobierno corporativo conforme las mejores prácticas internacionales que le impidió llevar a cabo una gobernanza de forma transparente, además de que no contó con un documento de planeación estratégica específico para la EPS, alineado con el Plan de Negocios de Petróleos Mexicanos, que le permitiera definir los recursos de manera eficaz, eficiente y económica, además de evaluar su desempeño; asimismo su Consejo de Administración, no fue independiente y no contó con mecanismos para valorar el efecto de sus decisiones, aunado a que la inasistencia del Director General de Petróleos Mexicanos y de los miembros del consejo, a las sesiones, denotó la falta de interés y de una conducción integral de la cadena de valor; en materia de exploración, al no contar con un documento específico del Plan de Negocios, fue deficiente en la programación y la realización de la actividad de exploración, detonante de la cadena de valor, lo que generó un alto costo de oportunidad al no lograr revertir la tendencia a la baja en la restitución de reservas y sólo reponer el 35.0% y el 83.5% de reservas probadas de crudo y gas natural, respectivamente, por lo que las reservas alcanzarán para 8.1 años y 5.1 años, correspondientemente, bajo el ritmo de explotación actual. Asimismo, la producción disminuyó en 20.0%, respecto de 2015, debido a que no contó con métodos de recuperación mejorada para la extracción de crudo y no se registró producción proveniente de yacimientos de shale. Las instalaciones no utilizaron el 44.4% de sus activos respecto a su capacidad, debido a que PEP realizó únicamente el 26.0% de las acciones de mantenimiento requeridas en infraestructura, por la disminución en presupuesto a mantenimientos y por la mala planeación de éstos. Debido a todo lo anterior, la EPS no fue rentable, después del pago de impuestos y derechos, al generar pérdidas, a pesar de que incrementó sus ingresos totales por ventas y servicios y tuvo un costo competitivo a nivel internacional.

Por ello, se mantiene la problemática identificada antes de la Reforma Energética y, de persistir las deficiencias identificadas en el desempeño operativo y financiero de la empresa, la EPS no estará en condiciones de generar valor económico y rentabilidad para el Estado en el mediano plazo, por lo que la exploración y producción de hidrocarburos continúan siendo retos que PEP debe superar para volverse una empresa competitiva y asegurar el abasto de los insumos requeridos al Sistema Nacional de Refinación y a los Complejos Procesadores de

Gas, con la finalidad de reducir la dependencia de las importaciones de petrolíferos que perjudicaría la soberanía energética, y evitar el incremento en los precios de los combustibles que afectaría el crecimiento económico de los sectores estratégicos del país.

Con el fin de fortalecer el desempeño de PEP, la ASF emitió recomendaciones con el fin de que la EPS: consolide su gobierno corporativo de acuerdo con las directrices internacionales; fortalezca su planeación estratégica; implemente estrategias para identificar un mayor número de yacimientos de hidrocarburos viables para su extracción; incremente sus ingresos por la comercialización de hidrocarburos; mejore sus resultados en la contribución de la atención de la demanda en el país; implemente estrategias financieras y fiscales para incrementar su nivel de rentabilidad, y fortalezca su metodología de valuación costos. Todo ello, con el propósito de que logre su objetivo de ser rentable y de generar valor económico para el Estado mexicano.

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

Director de Área

Director General

C. Gabriel Linares Trujillo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

***Comentarios de la Entidad Fiscalizada***

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

***Apéndices***

***Procedimientos de Auditoría Aplicados***

1. Se analizó en qué medida Pemex Exploración y Producción incorporó las directrices de gobierno corporativo, emitidas por los países miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE), en 2018.

2. Se analizó la integración y la asistencia de los miembros del Consejo de Administración de Pemex Exploración y Producción, en 2018; además del análisis de las actas y los acuerdos de las sesiones, de 2015 a 2018, a fin de identificar los temas tratados por el Consejo para comprobar si sesionó sobre asuntos administrativos, operativos y financieros relevantes.
3. Se evaluaron los mecanismos de control de PEP para prevenir, reducir y controlar riesgos de corrupción, así como, su gestión, en 2018.
4. Se analizó la respuesta de la recomendación referente al Plan de Negocios propio, realizada en la Cuenta Pública 2017; además, de la revisión del Planteamiento Estratégico Institucional 2018 del Plan de Negocios 2017-2021, así como el Plan de Negocios de PEMEX y sus EPS 2019-2023, a fin de identificar si, respecto de PEP, incorporó todos los elementos dispuestos en el artículo 14 de la Ley de Petróleos Mexicanos.
5. Se analizaron las asignaciones que obtuvo PEP mediante la Ronda Cero y los contratos ganados en las rondas 1, 2 y 3 respecto de la inversión programada y la ejercida; así como la incorporación de reservas y la producción obtenida, en el periodo 2015-2018.
6. Se evaluó el cumplimiento de la meta programada de Pemex Exploración y Producción, en 2018, relativa a la realización de estudios geológicos, sondeos electromagnéticos, sísmicas bidimensional y tridimensional que le permitiesen reconocer las áreas potenciales de contener yacimientos de hidrocarburos, comercialmente rentable, para incorporar e incrementar las reservas de carburos sólidos, líquidos y gaseosos.
7. Se analizó en qué medida Pemex Exploración y Producción cumplió con la normativa aplicable y con los instrumentos de planeación de mediano plazo y su programación anual, en lo relativo a incrementar la incorporación de reservas de hidrocarburos; asimismo, se analizó su comportamiento previo y posterior a la implementación de la Reforma Energética, a fin de determinar su efecto en la eficiencia de las actividades exploratorias para la incorporación de reservas, en 2018.
8. Se revisó, mediante el análisis de los reportes de incorporación de reservas, el cumplimiento de la meta, relativa a lograr una tasa de restitución del 100.0% de las reservas probadas, en 2018; además, se analizó la tendencia de la tasa de restitución de reservas probadas, en el periodo 2015-2018, a fin de determinar la mejora en el proceso de planeación, programación y presupuestación de los recursos dirigidos para optimizar la cadena de suministro de la EPS.
9. Se revisó, en 2018, la relación entre las reservas totales y la producción de hidrocarburos previo y posterior a la implementación de la reforma energética; y, se analizó la comparativa internacional de los volúmenes de reserva y producción de PEP, a fin de comprobar la mejora en la administración de inventarios de hidrocarburos y el fortalecimiento de la seguridad energética.

10. Se analizó el cumplimiento de las metas de producción de los hidrocarburos, en 2018, evaluando el efecto de la implementación de la Reforma Energética; asimismo, se evaluó el escenario mundial en la producción de petróleo crudo y gas natural para identificar la posición de PEMEX, a fin de determinar si se ha revertido la caída en la producción a causa de la ineficiente e ineficaz utilización de recursos.
11. Se analizaron las estrategias operativas y comerciales de hidrocarburos efectuadas por PEP, en 2018, con objeto de comercializar los hidrocarburos en el mercado nacional e internacional; se examinó la evolución de los precios de petróleo crudo y gas natural, en el periodo 2015-2018; se evaluó el total de ventas de carburos de hidrogeno, líquidos, sólidos y gaseosos de PEP, en ese periodo, con objeto de evaluar la contribución de Pemex Exploración y Producción a la satisfacción de la demanda nacional de hidrocarburos.
12. Se analizó el cumplimiento de las metas de terminación de pozos exploratorios y de desarrollo, en el periodo 2015-2018; el requerimiento de la infraestructura de Pemex Exploración y Producción, en 2018, su inventario de infraestructura, los programas de mantenimiento y el tablero de confiabilidad; con objeto, de conocer la infraestructura con la que contó PEP en 2018 y si el mantenimiento que recibió fue eficiente para disminuir los paros en la producción.
13. Se evaluó el desempeño financiero de Pemex Exploración y Producción, en 2018, con base en el análisis de sus estados financieros dictaminados, a fin de determinar en qué medida cumplió con el objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado mexicano.
14. Se evaluó el cumplimiento del objetivo de optimizar los costos y gastos de descubrimiento, desarrollo y producción por parte de PEP, en 2018, y se evaluó la comparativa internacional de los costos de descubrimiento y desarrollo de petróleo crudo equivalente, conforme lo señalado en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 y el Estatuto Orgánico de PEP de ese año.
15. Se revisó la programación y el ejercicio de los recursos presupuestarios asignados a Pemex Exploración y Producción en las actividades institucionales y su afectación en el cumplimiento de las metas, en 2018.

#### *Áreas Revisadas*

Dirección General; Dirección de Exploración; Dirección de Recursos, Reservas y Asociaciones; Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS01; Subdirección de Producción Bloques Aguas Someras AS02; Subdirección de Producción Bloques Sur; Subdirección de Producción Bloques Norte; Subdirección de Mantenimiento y Confiabilidad; Subdirección de Servicios a la Explotación; Subdirección de Coordinación Operativa y Comercial; Subdirección de Especialidad Técnica de Explotación; y, Subdirección 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: Art. 134 Par. Primero y Segundo
2. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley General de Responsabilidades Administrativas, Art. 7 Frac. I y VI, 25 Frac. II, III, IV, V y VI, 49 Frac. II; Ley de Hidrocarburos, Art. 6 Par. Primero; Ley de Petróleos Mexicanos, Art. 14, 70 Par. Primero, 100 Par. Segundo, 102 Frac. VI, 103 y 112; Acuerdo de Creación de la Empresa Productiva del Estado Subsidiaria de Petróleos Mexicanos, denominada Pemex Exploración y Producción, Art. 1 Par. Segundo, 8 Par. 3, Art. 11; Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno en Petróleos Mexicanos, VI.2 Par. segundo; Estatuto Orgánico de Pemex Exploración y Producción, Art. 3 Frac. I y V, 40 Frac. VI, 43 Frac. IV y XI, 45 Frac. IV, 49 Frac. VII, 56 Frac. III, 58 Frac. I y XI, 61 Frac. III, 63 Frac. I y XI, 66 Frac. III, 68 Frac. I y XI, 71 Frac. III, 73 Frac. I y XI, 76 Frac. VI, 81 Frac. V, 82 Frac. V, 85 Frac. XII, 97 Frac. VII, 98 Frac. III y 99 Frac. II y IV; Manual de Organización de la Subdirección de Aseguramiento Operativo, Objetivo estratégico 3; Instrumentos de planeación de mediano plazo vigentes aplicables

*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.