

Petróleos Mexicanos

Posición Financiera de Petróleos Mexicanos

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 16-6-90T9N-02-0056

56-DE

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2016 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

Objetivo

Revisar la posición financiera de Petróleos Mexicanos, en términos de lo establecido en la normativa vigente y de acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la materia.

Alcance

No se reportan montos de universo y muestra, debido a que la auditoría atiende aspectos agregados y cualitativos.

Esta auditoría revisa el comportamiento de los ingresos, gastos, indicadores fiscales, deuda y otros pasivos, así como aportaciones patrimoniales de la Federación.

Antecedentes

El 20 de diciembre de 2013 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, que estableció, entre otros aspectos, que la Nación llevará a cabo las actividades estratégicas de exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos mediante asignaciones a empresas productivas del Estado, a través de contratos con éstas o con particulares.

Como parte de la legislación secundaria de la Reforma Energética, el 11 de agosto de 2014, se publicó en el DOF la Ley de Petróleos Mexicanos (LPM), con la cual comenzó la transformación normativa, operativa, organizacional y de rendición de cuentas en Petróleos Mexicanos (Pemex). Destacan, entre otros, los aspectos siguientes:

1. Un nuevo régimen legal y fiscal para que esta empresa sea competitiva.
2. Transformación de Pemex en empresa productiva del Estado, con el propósito de dotarla de una estructura empresarial diferenciada de otras empresas públicas.
3. Permitir la celebración de contratos con particulares en los ramos de exploración y extracción, así como la posibilidad de que realicen, por su cuenta, las actividades de refinación y transporte.
4. El Consejo de Administración cuenta con facultades para decidir y emitir manuales y políticas internas, por lo que se le otorga independencia en materia de obra pública, adquisiciones, presupuesto, deuda y auditoría.

5. Reorganización corporativa para que las cuatro entidades subsidiarias existentes se transformaran en dos Empresas Productivas Subsidiarias, y se crearan cinco más.
6. Mayor transparencia y rendición de cuentas en el sector de los hidrocarburos.

Con estos cambios, Pemex se convirtió en una Empresa Productiva del Estado (EPE), bajo la propiedad y control del Gobierno Federal (GF), con personalidad jurídica y patrimonios propios, con el objetivo de crear valor económico. Por esta razón, su posición financiera se debe fortalecer en el mediano plazo.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) señaló que para evaluar la posición fiscal se debe realizar un análisis de los ingresos, los gastos (que incluyen los subsidios y transferencias), cuyo resultado puede ser un déficit o un superávit, y complementar dicho análisis con el comportamiento del financiamiento neto (disposiciones menos amortizaciones),^{1/} lo que equivale a evaluar la posición financiera.

El 13 de abril de 2016, la SHCP anunció las medidas que realizaría para fortalecer la posición financiera de Pemex y compensar parcialmente la disminución de ingresos propios derivada de la caída de los precios del petróleo,^{2/} entre las cuales destacan la inyección de liquidez para reducir el pasivo con proveedores, por 26,500.0 millones de pesos (mdp) y 47,000.0 mdp para el pago de pensiones y jubilaciones durante 2016, resultado del intercambio del pagaré provisional de 2015 por títulos del GF.^{3/} Sin embargo, estas medidas fueron catalogadas como insuficientes por diversas agencias calificadoras.^{4/}

Entre 2000 y 2016, la deuda documentada y la carga impositiva han deteriorado la situación financiera de la empresa, por lo que la ASF consideró pertinente revisar la posición financiera de Pemex al cierre de 2016, debido a lo siguiente:

- La deuda bruta de Pemex, como proporción del PIB, pasó de 1.6% en 2000 a 9.3% en 2016.
- El endeudamiento neto de Pemex ha crecido de manera persistente. En 2009, el GF reconoció sus Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo de Pemex (Pidiregas) como deuda pública, equivalente a 4.3% del PIB.^{5/} En 2010, su endeudamiento neto fue de 0.5% del PIB y en 2016 ascendió a 1.1% del PIB.

^{1/} FMI, "Guidelines for Fiscal Adjustment", 1995.

^{2/} SHCP, Comunicado de prensa 048/2016 del 13 de abril de 2016.

^{3/} Mientras estaba en revisión el pasivo laboral calculado por Pemex, el GF emitió un título de crédito por 50,000.0 mdp como asunción parcial, mismo que sería intercambiado, dentro de los 60 días hábiles bancarios siguientes a la fecha en que se entregara el resultado de la revisión por otro instrumento con monto y vencimiento que corresponderá con los perfiles de pago que se validaran. La SHCP suscribió títulos de crédito a favor de Pemex en agosto de 2016, canceló el título emitido en diciembre de 2015, y en la misma fecha realizó el intercambio del pagaré provisional por Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal (Bonos D) a favor de Pemex por un valor nominal de 46,591.0 mdp, dicha operación generó intereses por 409.0 mdp.

^{4/} Fitch Ratings, "Carga Fiscal empuja a Pemex hacia la insolvencia", 24 de octubre de 2016; y Moody's Investors Service "Moody's de Mexico confirms PEMEX's ratings at Aaa.mx/MX-1; changes outlook to negative", 24 de noviembre de 2015.

^{5/} De acuerdo con la Cuenta Pública 2009, los niveles de endeudamiento neto alcanzados por PEMEX en ese año derivaron de lo aprobado por el H. Congreso de la Unión, para reconocer como deuda pública directa el importe que resultara de las obligaciones asumidas por terceros y por vehículos financieros garantizados por la entidad para sufragar los Pidiregas.

- El costo financiero de su deuda pública pasó de 19,136.8 mdp en 2000 a 86,922.7 mdp en 2016, con una tasa media de crecimiento real anual (TMCRA) de 4.8% en ese lapso.
- La reducción de 3,042.7 miles de barriles diarios (mbd) en 2000 a 2,035.3 mbd en la plataforma de producción en 2016, y de 1,694.1 mbd a 1,115.2 mbd en la de exportación en ese mismo periodo.
- La trayectoria decreciente del precio promedio de la mezcla mexicana de petróleo a partir de 2012, de 108.04 dólares por barril (dpb) en abril de ese año a 42.76 dpb al cierre de 2016. Cabe destacar que dicho precio pasó de 19.91 dpb en 2000 a 120.25 dpb en julio de 2008 (precio máximo alcanzado).
- Lo anterior, aunado a los resultados financieros obtenidos en los últimos años, propiciaron que calificadoras como Fitch Ratings alertaran sobre la probable insolvencia que podría enfrentar Pemex en un futuro, debido a la elevada carga fiscal y a que continúe con el endeudamiento observado.^{6/} Por otra parte, Moody's y Standard & Poor's revisaron a la baja la calificación crediticia de Pemex, con perspectiva negativa y neutral, respectivamente, por las señales de debilidad en los indicadores crediticios durante 2016.^{7/}
- Estos resultados afectaron los ingresos petroleros del Sector Público Presupuestario (SPP), que disminuyeron de 5.7% del PIB en 2000 a 3.8% en 2016,^{8/} menores que las estimaciones en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2016 de 4.5% del PIB.^{9/}

Resultados

1. Nuevo Marco Normativo para Pemex en Materia Energética

En 2014, como parte de la Reforma Energética, se publicaron las leyes secundarias con el propósito de modernizar el sector energético mexicano.^{10/} En el caso de Pemex, el marco

^{6/} Fitch Ratings, "Petroleos Mexicanos (Pemex) Sensitivity Analysis", 21 de octubre de 2016.

^{7/} Moody's consideró, en su Global Credit Research del 31 de marzo de 2016, que "los indicadores crediticios de Pemex empeorarán mientras que los precios del petróleo se mantengan bajos, la producción de la compañía continúe disminuyendo, los impuestos permanezcan altos, y la compañía tenga que ajustar sus inversiones de capital a la baja para cumplir con sus objetivos presupuestales".

Standard and Poor's, en su comunicado de prensa del 29 de enero de 2016, señaló que la baja del perfil crediticio individual de Pemex se debió a que sus indicadores crediticios probablemente sean más débiles, porque estima que continuarán a la baja los precios de los hidrocarburos.

^{8/} Como resultado de la Reforma Energética, a partir de 2015 cambió la clasificación de los ingresos petroleros y no petroleros: los petroleros incluyen los ingresos petroleros del Gobierno Federal (transferencias del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, el Impuesto sobre la Renta que causen los Contratistas y Asignatarios, ingresos propios de PEMEX) y los no petroleros incluyen la recaudación del IEPS por la enajenación de gasolinas y diésel, debido a que no son gravámenes a las actividades de exploración o extracción de hidrocarburos.

^{9/} En los CGPE 2017 se estimó que al cierre de 2016 los ingresos petroleros representarían 4.6% del PIB.

^{10/} Las leyes secundarias fueron publicadas el 11 de agosto de 2014 en el DOF.

normativo se modificó con la publicación de la LPM^{11/} y la Ley de Hidrocarburos (LH),^{12/} así como las reformas a la Ley Federal de Entidades Paraestatales (LFEP), la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH), la Ley Federal de Deuda Pública (LFDP), la Ley Federal de Derechos (LFD), la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas (LOPSRM), la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP), entre otras.^{13/}

Pemex se transformó en EPE con personalidad jurídica y patrimonio propios, con autonomía presupuestaria, sujeta a un techo de endeudamiento y balance financiero que autoriza el Congreso de la Unión.

En la parte operativa, a Pemex se le encomendó desarrollar actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto,^{14/} para generar valor económico y rentabilidad al Estado Mexicano, como su propietario, además de procurar el mejoramiento de la productividad para maximizar la renta petrolera y contribuir con ello al desarrollo nacional.

Con base en este nuevo marco normativo, Pemex planteó en el Plan de Negocios 2016-2020 su posicionamiento en horizontes de tiempo:^{15/} en el corto plazo, la meta es ajustar la estrategia de negocios al escenario de precios bajos y la estructura de costos; en el mediano y largo plazos, utilizar los instrumentos y la flexibilidad de la Reforma Energética, como las alianzas y asociaciones, la focalización del negocio en las actividades estratégicas y de mayor eficiencia y eficacia operativa.

Reorganización Corporativa de Pemex

Con la Reforma Energética, Pemex amplió el alcance de las actividades que puede realizar y se le otorgó la flexibilidad necesaria para adquirir tecnología y conocimiento mediante alianzas y asociaciones con otras empresas, para cumplir con el propósito de generar valor económico.

^{11/} Tiene por objeto regular la organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas de esta EPE, así como establecer su régimen especial en materia de: empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, presupuesto y deuda pública, entre otros.

^{12/} Su propósito es regular en el territorio nacional:

- I. El reconocimiento y exploración superficial, y la exploración y extracción de hidrocarburos;
- II. El tratamiento, refinación, enajenación, comercialización, transporte y almacenamiento del petróleo;
- III. El procesamiento, compresión, licuefacción, descompresión y regasificación, así como el transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de Gas Natural;
- IV. El transporte, almacenamiento, distribución, comercialización y expendio al público de Petrolíferos, y
- V. El transporte por ducto y el almacenamiento que se encuentre vinculado a ductos de Petroquímicos.

^{13/} Las modificaciones hechas a la legislación secundaria, incluido el Reglamento de la LPM, fueron publicadas en el DOF el 31 de octubre de 2014.

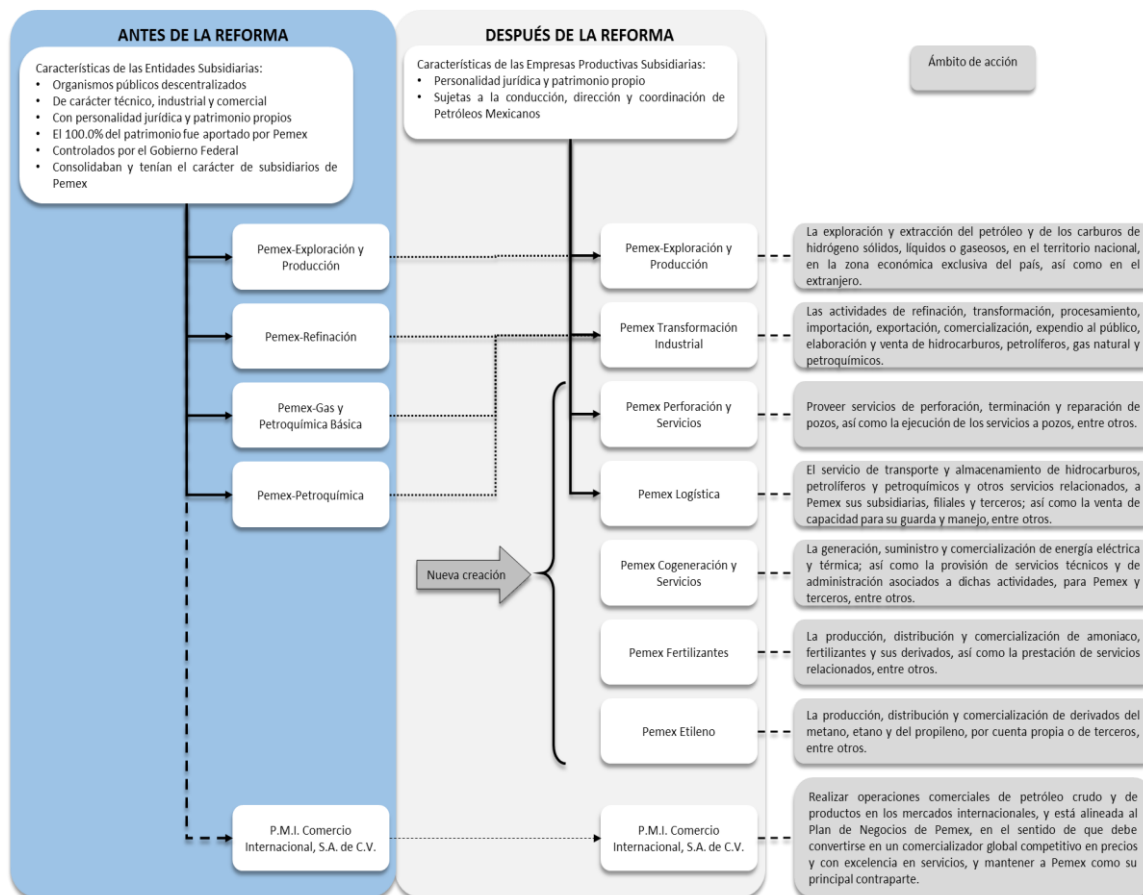
^{14/} Pemex tiene por objeto llevar a cabo la exploración y extracción de petróleo crudo y demás hidrocarburos, con la posibilidad de efectuar actividades relacionadas con la refinación, procesamiento de gas, proyectos de ingeniería y de investigación.

^{15/} El Plan de Negocios 2017-2021 mantiene estas dos vertientes.

El 18 de noviembre de 2014, el Consejo de Administración de Petróleos Mexicanos autorizó la reorganización corporativa de Pemex,^{16/} que consistió en transformar los cuatro organismos subsidiarios con los que contaba antes de la Reforma Energética a siete empresas productivas del Estado subsidiarias. El 27 de marzo de 2015, se aprobaron los acuerdos de creación de cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias, como se muestra a continuación:

^{16/} El artículo 13 de la LPM establece que dicho Consejo es el órgano supremo de administración de Pemex, y es responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de la EPE, sus empresas productivas subsidiarias y sus empresas filiales. Entre sus funciones se encuentra “Aprobar y expedir, a propuesta del Director General, el Estatuto Orgánico de Petróleos Mexicanos, que contendrá la estructura y organización básicas y las funciones que correspondan a las distintas áreas y líneas de negocio que integran la empresa, así como los directivos o empleados que tendrán la representación de la misma y aquellos que podrán otorgar poderes en nombre de la empresa y las reglas de funcionamiento del Consejo de Administración y sus comités”.

REORGANIZACIÓN CORPORATIVA DE PEMEX



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; y del DOF del 28 de abril, 29 de mayo, 31 de julio, 1 de octubre y 6 de octubre de 2015, y del 12 de mayo de 2016.

De acuerdo con el Informe Anual de 2015, la reestructuración tiene los objetivos estratégicos de:

1. Incrementar reservas con criterios de sustentabilidad y costos competitivos.
2. Extraer hidrocarburos con costos competitivos, para aprovechar las alternativas fiscales del nuevo marco regulatorio.
3. Enfocar la comercialización de productos y servicios en los mercados objetivo.
4. Eficientar actividades y operaciones en la cadena de valor de transformación industrial.

Por su parte, las empresas del grupo PMI llevan a cabo las operaciones de exportación de crudo y la comercialización de petrolíferos en el exterior. Asimismo, proporcionan servicios administrativos, financieros, legales, gestión de riesgos, fletamento de buques e inteligencia de mercado, entre otros.

En el informe anual 2016 se reportó que, al 31 de diciembre de ese año, las entidades subsidiarias fueron:

- Pemex Exploración y Producción.
- Pemex Transformación Industrial.
- Pemex Cogeneración y Servicios.
- Pemex Perforación y Servicios.
- Pemex Logística.
- Pemex Fertilizantes.
- Pemex Etileno.

Con el fin de examinar la información financiera consolidada y comprobar que todas las Empresas Productivas Subsidiarias, filiales y demás empresas están debidamente incorporadas en los estados financieros, la ASF solicitó a Pemex, mediante el oficio DGAIE/222/2017 del 17 de marzo de 2017, proporcionar los lineamientos, reglas o manuales de procedimientos vigentes y aplicables en relación con los resultados financieros en 2016 de Pemex, Empresas Productivas Subsidiarias y Filiales, así como la descripción del proceso de consolidación de los estados financieros y la documentación que cada empresa subsidiaria envió para sustentar las cifras comprendidas entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016.

Pemex remitió, en seguimiento del oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017, los documentos “Procedimiento Administrativo para la Integración y Consolidación de la Información Financiera, para obtener los Estados Financieros de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios, Vehículos Financieros y Compañías Subsidiarias” y el “Reporte de Políticas Contables Significativas NIIF 2016”, en los que se definen las actividades para la integración y consolidación de la información financiera, así como las normas internacionales que se consideran en la preparación y presentación de la misma.

Con el objetivo de revisar que los Estados Financieros Consolidados de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias presentados en el Tomo VIII de la Cuenta Pública 2016 cumplieron con los objetivos de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y las mejores prácticas, se analizó la valuación, presentación y revelación de la información de los estados financieros de Pemex y su consideración en los Estados Financieros Consolidados del GF.^{17/}

Los estados financieros consolidados incluyeron a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, así como las compañías subsidiarias. Los saldos de las empresas que consolidan, los ingresos y gastos, así como las utilidades y pérdidas no realizadas resultantes de las operaciones entre ellas, se eliminaron en la preparación de los estados financieros consolidados de conformidad con la Norma Internacional de Información Financiera-10 “Estados financieros consolidados” (NIIF-10).

^{17/} ISSAI 1520 “Procedimientos analíticos”.

Los estados financieros de las entidades subsidiarias y compañías subsidiarias se prepararon para el mismo período de información que el de la entidad controladora, y las políticas contables fueron uniformes.

De la revisión de la información y en correspondencia con el informe de la auditoría 53-GB con título “Integración de la Información Financiera de las Empresas Productivas del Estado y del Sector Paraestatal Federal en los Estados Financieros Consolidados del Gobierno Federal”, que forma parte de la revisión de la Cuenta Pública 2016, se determinaron hallazgos relacionados con el objetivo de la presente auditoría, como se muestra a continuación:

1) Manual de Contabilidad:

El “Procedimiento Administrativo para la Emisión de estados financieros Consolidados de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios y Compañías Subsidiarias”, bajo las (NIIF) no se ha actualizado, por lo que se requiere adecuar de acuerdo con el cambio de su estructura y operaciones como EPE.

2) Ajustes de valor a los inmuebles, maquinaria y equipo, por las resoluciones de justo valor determinados por la Secretaría de Energía (SENER).

Durante 2016 Pemex entregó a la SENER la solicitud de resarcimiento de los activos ubicados en ciertas áreas contractuales para la exploración y extracción de hidrocarburos adjudicados en la ronda 1.3. Al 31 de diciembre de 2016, los activos fijos entregados se reclasificaron como activos no financieros mantenidos para la venta, con un valor en libros de 7,460.6 mdp.

En enero de 2017, la SENER emitió 2 “Documentos Soporte Decisión de Reconocimiento del Justo Valor Económico” de 56 áreas de las 92 que le fueron solicitadas durante 2016 y emitió la resolución de los activos que se reconocerán a su justo valor económico por un total de 2,276.8 mdp,^{18/} importe por el que se solicitará la contraprestación a Pemex. Adicionalmente, se manifestaron activos por 1,678.5 mdp, de los que Pemex conservará los derechos y activos fijos no reconocidos con valores monetarios menores a mil pesos por 7,741.4 mdp, que incluyen pozos inactivos y podrían ser disminuidos del valor contable sin una contraprestación. Las cifras de los documentos de justo valor se integraron como sigue:

^{18/} Al respecto, la auditoría 53-GB “Integración de la Información Financiera de las Empresas Productivas del Estado y del Sector Paraestatal Federal en los Estados Financieros Consolidados del Gobierno Federal” contiene mayor información sobre las solicitudes y resoluciones emitidas sobre el justo valor de los activos.

RESUMEN DE RESOLUCIONES DE JUSTO VALOR ECONÓMICO DETERMINADAS POR LA SENER
(Millones de pesos)

Área	Núm. de Activos	Importe solicitado	Bienes en los que PEMEX conserva los derechos	Activos fijos no reconocidos menores a mil pesos	Cumplen con los requisitos de Valor Económico	Porcentaje del Justo Valor en relación con el valor en libros
12	159	2,498.4	29.5	1,940.8	528.1	21.0%
44	232	9,198.3	1,649.0	5,800.6	1,748.7	19.0%
56	391	11,696.7	1,678.5	7,741.4	2,276.8	19.5%

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Oficio Núm. CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/304/2017 del 31 de julio de 2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

A partir de 2014, la base técnica para preparar los estados financieros consolidados de Pemex corresponde a las NIIF, las cuales se deben cumplir para la presentación de información financiera en las bolsas de valores reconocidas a nivel internacional. En materia de consolidación conforme al marco técnico citado, es obligatorio que Pemex integre a todas sus empresas públicas subsidiarias, otras empresas subsidiarias y filiales, lo que comprende integralmente sus activos, pasivos y resultados de operación, lo cual se explica con toda precisión en las bases de consolidación de la EPE.

De acuerdo con la información proporcionada por la EPE, debido a que no tuvimos acceso a los papeles de consolidación de los auditores externos, las Entidades que se consolidaron son las que se muestran en el siguiente cuadro:

ENTIDADES Y COMPAÑÍAS SUBSIDIARIAS DE PETRÓLEOS MEXICANO				
Entidades y Compañías Subsidiarias		Incluyen		Total
		Subsidiarias	Asociadas	
<u>Entidades Subsidiarias:</u>	7			7
1 Pemex Exploración y Producción		4	1	5
2 Pemex Transformación Industrial		14	6	20
3 Pemex Cogeneración y Servicios		2		2
4 Pemex Perforación y Servicios				
5 Pemex Logística				
6 Pemex Fertilizantes		3		3
7 Pemex Etileno		1	2	3
<u>Compañías Subsidiarias:</u>	7			7
8 PEMEX Procurement International, Inc.				
9 Pemex Desarrollo e Inversión Inmobiliaria, S. A. de C. V.		1		1
10 PEMEX Finance, Ltd.				
11 Kot Insurance Company, AG.				
12 P.M.I. Comercio Internacional, S. A. de C. V.		1		1
13 P.M.I. Holdings, B.V.		15	6	21
14 P.M.I. Holdings Petróleos España, S. L.		2	1	3
Totales	14	43	16	73

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-381/2017 del 16 de marzo de 2017.

En materia de liquidez, las cifras consolidadas indican una exposición elevada al riesgo de liquidez. Actualmente se tienen centralizada la tesorería de las Entidades Productivas Subsidiarias cuyas disponibilidades al 31 de diciembre de 2016 ascendieron a 102,346.1 mdp. Sin embargo, es conveniente se establezcan políticas y mecanismos de tesorería centralizada a las Compañías Subsidiarias que permita agilizar y dar respuesta a los requerimientos financieros a corto plazo, además de que se tendría información sobre las tesorerías de las empresas públicas subsidiarias, subsidiarias y filiales, con el propósito de optimizar el manejo de los recursos de las entidades que estén bajo el control del grupo Pemex.

Conclusión

La ASF identificó que no está actualizado el documento “Procedimiento Administrativo para la Integración y Consolidación de la Información Financiera, para obtener los Estados Financieros de Petróleos Mexicanos, Organismos Subsidiarios, Vehículos Financieros y Compañías Subsidiarias”. Al respecto, la auditoría 53-GB contiene la recomendación número 16-6-90T9N-02-0053-01-001 sobre esta mejora a realizar.

Los estados financieros consolidados fueron elaborados conforme a la NIIF-10. Con el objeto de mejorar la presentación y revelación en los estados financieros de Pemex, de conformidad con la Norma Internacional de Contabilidad-10 “Hechos ocurridos después del periodo sobre

el que se informa”, la auditoría 53-GB contiene la recomendación número 16-6-90T9N-02-0053-01-004 sobre esta mejora a realizar.

Es conveniente se establezca un mecanismo de tesorería centralizada, que permita atender los requerimientos financieros a corto plazo de Pemex, empresas subsidiarias y filiales.

2. Ingresos

Entre 2012 y 2016, los ingresos totales de Pemex se redujeron 14.9% nominal por la volatilidad en los precios internacionales de la mezcla mexicana y la tendencia a la baja de la plataforma de producción.

Para el ejercicio fiscal 2016, Pemex proyectó ingresos totales por 1,542,761.8 mdp, de los cuales 398,392.9 mdp, equivalente a 25.8% del total y a 2.0% del PIB, corresponderían a ingresos propios de la EPE, los cuales estimó con base en el marco macroeconómico de los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2016, particularmente del PIB, el tipo de cambio del peso respecto del dólar y la inflación anual, entre otras variables. Adicionalmente, elaboró proyecciones sobre la producción, ventas internas, exportaciones, importaciones, precios de venta de sus productos, así como del precio del barril de West Texas Intermediate (WTI).

Las estimaciones de Pemex determinaron que las plataformas de producción y de exportación para 2016 serían de 2,247.0 mbd y 1,091.0 mbd,^{19/} respectivamente, y el precio de referencia de la mezcla mexicana de 50.00 dólares por barril (dpb), dada la tendencia observada del mercado de crudo en el mediano plazo.^{20/}

Adicionalmente, estimó que los ingresos propios entre 2017 y 2021 se ubicarán como porcentaje del PIB entre 2.1% y 2.2% en ese periodo, además que la plataforma de producción entre 2016 y 2021 crecerá 17.9% y el precio del crudo mexicano se ubicará aproximadamente en 60.00 dpb a partir de 2018.^{21/}

Es importante mencionar que los CGPE señalan que el pronóstico de los ingresos propios de Pemex se realiza de manera conjunta entre esa EPE y la SHCP.

^{19/} Estas estimaciones se realizaron en consideración a la dinámica observada en la producción de Pemex, así como la propuesta de la SENER hecha al Titular del Ejecutivo Federal, de acuerdo con el artículo 33, fracción XVII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, los niveles estimados son bajos en comparación con años anteriores y con el mediano plazo. Asimismo, la producción adicional esperada por la implementación del programa de licitaciones de nuevos contratos para 2016 no será suficiente para incrementar la producción, debido a que la exploración de nuevos yacimientos y el desarrollo de nueva infraestructura para extraer hidrocarburos requieren de un mayor periodo de implementación y maduración.

^{20/} El precio máximo de referencia para la mezcla mexicana de crudo de exportación fue calculado con base en la fórmula de la LFPRH y el resultado fue de 54.70 dpb para 2016. Sin embargo, de manera precautoria se utilizó el precio de 50.00 dpb, registrado entre junio y agosto de 2015. Cabe señalar que el GF cubrió un piso para los ingresos petroleros con la compra de coberturas financieras a un nivel de 49.00 dpb.

^{21/} En abril de 2017, Pemex adquirió un programa propio de coberturas petroleras por un costo de 133.5 millones de dólares. Dicho programa le permitirá proteger su balance financiero ante posibles caídas del precio de la mezcla mexicana de exportación por debajo del establecido en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

La estrategia consiste en la protección parcial de los flujos de efectivo de la empresa y considera un volumen máximo de 409.0 mbd para los meses de mayo a diciembre a un precio de 42.00 dpb, de acuerdo al nivel aprobado por el Congreso de la Unión en la LIF 2017. De esta forma, la cobertura protege a Pemex ante fluctuaciones del precio promedio mensual de la mezcla mexicana entre 37.00 y 42.00 dpb, rango que corresponde a escenarios más probables de precios a la baja, por lo que si el precio se ubica debajo del límite de 37.0 dólares, Pemex recibirá el monto máximo de protección contratada.

Al cierre de 2016, los ingresos totales fueron de 1,640,651.2 mdp, importe mayor en 0.1% en términos reales respecto de 2015 y 6.3% del programa original. De ese total, 481,006.4 mdp (29.3%) fueron ingresos propios, que resultan de descontar el pago de la mercancía para reventa y el pago de impuestos y contribuciones a los ingresos totales.

INGRESOS TOTALES DE PEMEX, 2015-2016
(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2015	2016			Variación		
		Aprobado	Modificado	Ejercido	Absoluta	(%)	
						Nominal Ejercido/ Aprobado	Real 2016/ 2015
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E) = (D-A)	(F)=(D/B)	(G)=(D/A)
I. Ingresos totales (I.1+I.2+I.3+I.4)	1,566,706.4	1,542,761.8	1,641,013.6	1,640,651.2	73,944.7	6.3	0.1
I.1 Ventas nacionales	1,136,192.7	1,152,245.6	1,111,828.6	1,111,450.3	(24,742.5)	(3.5)	(6.5)
I.2 Ventas exteriores	344,149.3	383,952.8	307,911.6	307,885.2	(36,264.1)	(19.8)	(14.5)
I.3 Ventas servicios	0.0	841.9	4,879.0	4,916.9	4,916.9	484.0	n.a.
I.4 Otros ingresos	86,364.4	5,721.5	216,394.5	216,398.9	130,034.5	-0-	139.6
II. Ingresos propios ^{1/}	429,009.3	398,392.9	481,456.1	481,006.4	51,997.1	20.7	7.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informe Anual 2016, y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

La variación real se calculó con el deflactor del INPC de 1.0459 (dic. 2016/dic. 2015).

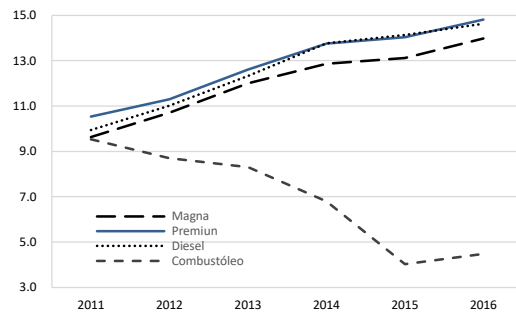
1/ Los ingresos propios consideran los ingresos totales menos impuestos y mercancía para reventa (gasto no programable).

n.a. No aplicable.

-0- Superior a 1,000.0%.

Los ingresos por ventas a clientes nacionales ascendieron a 1,111,450.3 mdp, inferiores en 6.5% real respecto de 2015 y 3.5% comparado con lo programado, resultado de los menores precios de referencia de gasolinas, diésel y combustóleo, derivado del cambio en la mecánica de determinación del precio productor de gasolinas y diésel. Asimismo, a este resultado contribuyó el menor volumen de ventas de gas licuado, por los cambios para permitir la participación de terceros en el mercado.

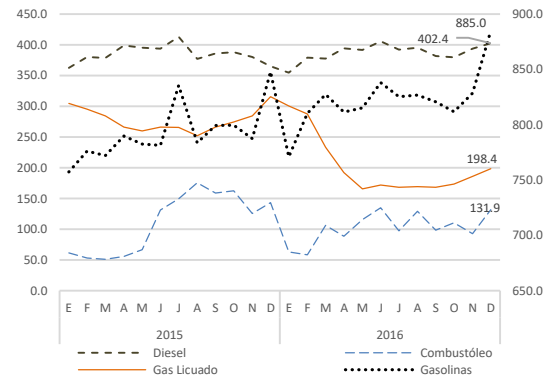
PRECIOS DE REFERENCIA DE GASOLINAS, DIÉSEL Y COMBUSTÓLEO, 2011-2016
(Pesos por litro)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Base de Datos Institucional, noviembre de 2017, e Informe Anual, 2016.

NOTA: Los precios de las gasolinas y el diésel de 2011 a 2015 se obtuvieron de la Base de Datos Institucional de Pemex, mientras que para el año 2016 se obtuvieron del Informe Anual 2016.

VENTAS NACIONALES DE PETROLÍFEROS, 2015-2016
(Miles de barriles diarios)



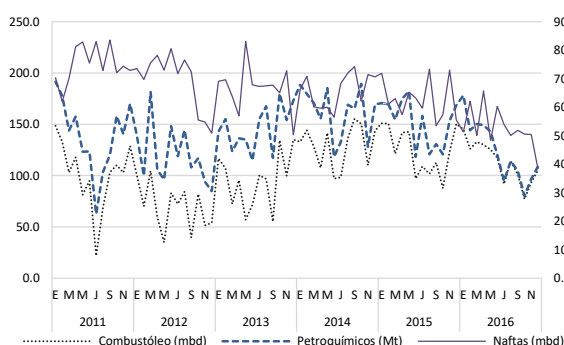
FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Base de Datos Institucional, noviembre de 2017.

NOTAS: Las gasolinas incluyen Magna y Premium.
El gas licuado incluye el propano.

Por su parte, las ventas al exterior fueron de 307,885.2 mdp, menores en 14.5% real respecto de 2015 y 19.8% de lo programado, debido a la variación negativa en los precios del crudo. Si bien en promedio se comercializó un mayor volumen que el estimado, de 103.9 mbd, el precio promedio de la mezcla mexicana fue menor en 14.56 dpb respecto del esperado. También contribuyeron a la reducción los menores volúmenes vendidos al exterior de combustóleo, naftas y petroquímicos.

VOLUMEN DE EXPORTACIÓN DE NAFTAS, COMBUSTÓLEO Y PETROQUÍMICOS,
2011-2016

(Miles de barriles diarios y miles de toneladas)



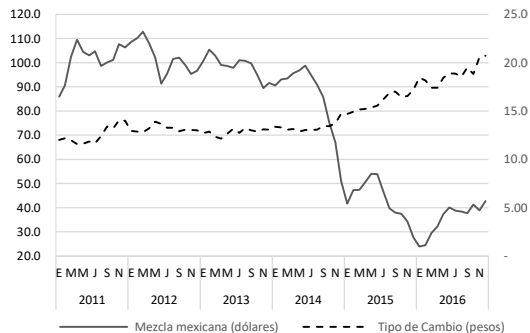
FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Base de Datos Institucional, noviembre de 2017.

NOTAS: Naftas incluye gasolinas únicamente.

Petroquímicos: Incluye los productos petroquímicos elaborados por Pemex-Petroquímica, Pemex-Refinación; el etanol y azufre obtenidos por Pemex-Gas y Petroquímica Básica, gasolina base octano, nafta pesada y gasolina amorfa; no incluye gas nafta (petrolífero de Pemex-Petroquímica).

TIPO DE CAMBIO Y PRECIO DE LA MEZCLA MEXICANA DE PETRÓLEO,
2011-2016

(Pesos por dólar y Dólares por Barril)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Base de Datos Institucional, julio de 2017, y del Banco de México, Estadísticas, 8 julio de 2017.

El importe registrado en otros ingresos ascendió a 216,398.9 mdp, superior en 130,034.5 mdp respecto del año anterior, 139.6% en términos reales y en 210,677.4 mdp a lo previsto en el presupuesto, principalmente por las aportaciones patrimoniales del GF por 26,500.0 mdp para contribuir a la salud financiera de Pemex y 134,230.6 mdp por la asunción de las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, mientras que los restantes 55,668.3 mdp fueron producto de la venta de las plantas de gasolina Ultra Baja en Azufre (UBA) en la Refinería de Madero, de activos diversos de Pemex Exploración y Producción (PEP) y de ingresos por la desinversión en la participación de Pemex Transformación Industrial (PTI) en Gasoductos de Chihuahua, entre otros.

Entre 2011 y 2016, los ingresos totales de Pemex, como porcentaje del PIB, pasaron de 12.1% a 8.4%, a su interior destaca que los ingresos por ventas al exterior se redujeron de 4.7% a 1.6%, mientras que las ventas nacionales de 6.1% a 5.7%, resultado de la volatilidad internacional de los precios del petróleo crudo, así como de la tendencia decreciente de las plataformas de producción y exportación, que pasaron de un promedio de 2,552.5 mbd y de 1,336.6 mbd a 2,153.7 mbd y 1,194.9 mbd, respectivamente, en ese periodo.

INGRESOS TOTALES DE PEMEX, 2011-2016

(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016
I. Ingresos totales (I.1+I.2+I.3+I.4)	1,760,854.9	1,928,144.3	1,874,229.5	1,808,823.8	1,566,706.4	1,640,651.2
I.1 Ventas nacionales	890,736.8	1,002,117.1	1,071,478.5	1,152,775.5	1,136,192.7	1,111,450.3
I.2 Ventas exteriores	683,294.6	696,687.8	618,746.1	571,589.7	344,149.3	307,885.2
I.3 Ventas servicios	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4,916.9
I.4 Otros ingresos	186,823.4	229,339.4	184,004.9	84,458.6	86,364.4	216,398.9
II. Ingresos propios ^{1/}	395,232.2	463,121.3	482,935.9	440,749.5	429,009.3	481,006.4
Porcentaje del PIB (%)						
I. Ingresos totales (I.1+I.2+I.3+I.4)	12.1	12.3	11.6	10.5	8.6	8.4
I.1 Ventas nacionales	6.1	6.4	6.6	6.7	6.2	5.7
I.2 Ventas exteriores	4.7	4.5	3.8	3.3	1.9	1.6
I.3 Ventas servicios	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.s.
I.4 Otros ingresos	1.3	1.5	1.1	0.5	0.5	1.1
II. Ingresos propios ^{1/}	2.7	3.0	3.0	2.6	2.4	2.5
Variación real (%)						
I. Ingresos totales	n.d.	6.0	(4.5)	(7.8)	(15.9)	0.1
I.1 Ventas nacionales	n.d.	8.9	5.1	2.8	(4.3)	(6.5)
I.2 Ventas exteriores	n.d.	(1.3)	(12.7)	(11.8)	(41.5)	(14.5)
I.3 Ventas servicios	n.d.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
I.4 Otros ingresos	n.d.	18.8	(21.1)	(56.2)	(0.7)	139.6
II. Ingresos propios ^{1/}	n.d.	13.4	2.5	(12.8)	(5.5)	7.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informes Anuales 2011-2016, y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

Las variaciones reales se calcularon con el deflactor del INPC de 1.0330 (dic. 2012/dic. 2011), 1.0175 (dic. 2013/dic. 2014), 1.0470 (dic. 2014/dic. 2013), 1.0299 (dic. 2015/dic. 2014) y 1.0459 (dic. 2016/dic. 2015).

1/ Los ingresos propios consideran el total de ingresos menos impuestos y mercancía para reventa (gasto no programable).

n.a. No aplicable.

n.s. No significativo.

n.d. No disponible.

Las ventas al exterior son la segunda fuente más importante de ingresos totales. Sin embargo, su participación en dicho total se redujo de 38.8% en 2011 a 18.8% en 2016, con una clara tendencia a la baja en el periodo.

Entre 2011 y 2016, los ingresos propios de Pemex representaron menos del 29.3% de los ingresos totales, por lo que los recursos restantes fueron transferencias al GF, así como para el pago de mercancías de importación para su reventa en el país.^{22/}

De acuerdo con los CGPE 2016, el precio del petróleo puede afectar las finanzas públicas de dos formas. Por un lado, ante un menor precio del crudo, los ingresos por exportaciones decrecen, a la vez que se reducen los gastos por importaciones de hidrocarburos. Ante este escenario, el Ejecutivo estimó que una disminución de un dólar en el precio, es equivalente a 3,700.0 mdp sobre los ingresos petroleros del sector público.

^{22/} Los ingresos propios como proporción del total aumentaron de 22.4% a 29.3% en dicho periodo, aunque esta mejora se debe en parte a las aportaciones del GF mencionadas, por 26,500.0 mdp y de 134,230.6 mdp.

Por otro lado, el tipo de cambio del peso respecto del dólar afecta a los ingresos petroleros en moneda nacional, debido a que una parte está asociada con las exportaciones de crudo y a las importaciones de petrolíferos, por lo que una apreciación del tipo de cambio promedio de 0.10 centavos tiene un efecto neto negativo sobre el balance público de 519.0 mdp, derivado de una disminución en los ingresos petroleros de 1,499.2 mdp y de una reducción del costo financiero de 980.2 mdp.^{23/}

Por último, una disminución en la plataforma de producción de petróleo de 50.0 mbd propiciaría una caída de 12,600.0 mdp en los ingresos petroleros.

En este sentido, es pertinente revisar los supuestos que sirven de base para las estimaciones de mediano plazo, como las propuestas en los CGPE 2016, ya que la plataforma de producción se estimó en 1,944.0 mbd para 2017 y su incremento de 17.9% entre 2016 y 2021, con un precio de la mezcla mexicana cercano a los 60.00 dpb a partir de 2018. Sin embargo, los resultados más recientes no convergen a esas metas, ya que de 2016 a 2017 dicha plataforma se redujo 9.2%, y el precio del barril fue de 45.62 dpb.^{24/}

Por lo anterior, una reducción en los precios internacionales de la mezcla mexicana y un bajo dinamismo en el crecimiento de la plataforma de producción de petróleo afectan el nivel de ingresos petroleros del SPP, a las finanzas públicas en el mediano plazo y al crecimiento potencial de la economía.

El comportamiento de los ingresos de Pemex mostró la vulnerabilidad de los ingresos petroleros del SPP ante factores exógenos y endógenos,^{25/} a pesar de que cada vez representan una menor proporción de sus ingresos totales.

Análisis de Riesgos en los Ingresos de Pemex

a) Identificados en el Plan de Negocios.

Existe el riesgo de incumplimiento de las metas comprometidas en cuanto a ingresos en el Plan de Negocios para el período de 2017 a 2021, por estar sujetas a que las condiciones del mercado permitan que el precio del barril de petróleo pase de 42.0 a 56.0 dólares entre 2017 y 2021, y la plataforma de producción aumente de 1,944.0 mbd a 2,196.0 mbd en ese periodo.^{26/}

Para minimizar el riesgo de incumplimiento, se espera obtener incrementos en la productividad por alianzas de Pemex Exploración y Producción, la cual se concentrará en asignaciones (áreas de explotación) que puedan ser rentables y compartir la recaudación incremental entre Pemex y el GF proveniente del aumento en producción por estas alianzas.

^{23/} En los CGPE 2017, la sensibilidad de este impacto aumentó a 2,087.0 mdp, resultado de una reducción de los ingresos petroleros de 3,114.2 mdp, debido a que una proporción elevada de los mismos está asociada a las exportaciones de crudo netas de importaciones de hidrocarburos, al mismo tiempo que el servicio de la deuda denominada en moneda extranjera disminuye en 1,027.2 mdp.

^{24/} Los datos de 2017 corresponden al promedio de enero a noviembre.

^{25/} Aunque los ingresos petroleros del SPP están vinculados principalmente a las ventas nacionales, las exportaciones de crudo representan la segunda fuente de dichos ingresos, las cuales están sujetas a la volatilidad de los mercados externos y del tipo de cambio, así como al comportamiento de la plataforma de exportación de Pemex.

^{26/} Plan de Negocios 2017-2021, pp. 26 y 29.

b) Identificados en las Variables Macroeconómicas con base en los Estados Financieros Dictaminados

- I. Una cantidad significativa de los ingresos de Pemex se deriva de las exportaciones de petróleo crudo y de algunos productos del petróleo, cuyos precios se determinan y son pagaderos en dólares. Además, los ingresos provenientes de las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios (IEPS), cuotas, estímulos y otros conceptos, así como las ventas del gas natural y sus derivados y de los petroquímicos, están indizados a los precios internacionales denominados en dólares para estos productos. Únicamente las ventas de gas licuado del petróleo se encuentran denominadas en pesos y representan menos del 5.0% de los ingresos. Como resultado de esta estructura de flujos de efectivo, la depreciación del peso ante el dólar incrementa el valor del balance financiero de Pemex, mientras que la apreciación del peso ante el dólar tiene el efecto contrario. La EPE administra este riesgo sin necesidad de contratar instrumentos de cobertura, debido a que el impacto de la fluctuación en el tipo de cambio entre el dólar y el peso sobre sus ingresos se compensa.
- II. Pemex realiza periódicamente el análisis de su estructura de ingresos y egresos, con el fin de identificar los principales factores de riesgo de mercado a los que se encuentran expuestos los flujos del Grupo en lo relativo a precios de los hidrocarburos. Con base en dicho análisis, la EPE monitorea las posiciones en riesgo más importantes y cuantifica el posible impacto en su balance financiero.
- III. Las exportaciones y las ventas domésticas de Pemex están directa e indirectamente relacionadas con los precios internacionales de los hidrocarburos, por lo que la empresa está expuesta a las fluctuaciones de estos precios. En términos de petróleo y gas natural, de acuerdo con el régimen fiscal actual, parte de este riesgo se transfiere al GF.
- IV. Adicionalmente, Pemex prevé un escenario más estable en el mercado de los hidrocarburos. Un síntoma claro de tal estabilidad es el efecto de reversión del deterioro experimentado en 2016, el cual provocó una mejora en la situación financiera de la EPE por la cantidad de 331,314.3 mdp comparada contra la cifra de deterioro registrada en el año 2015 por 477,944.6 mdp.

Plan de Ajuste y Apoyos Gubernamentales

La SHCP anunció, mediante el comunicado 20/2016 del 17 de febrero de 2016, la aplicación de un ajuste preventivo al gasto por 132,301.6 mdp (0.7% del PIB) para mantener la estabilidad macroeconómica del país y finanzas públicas sanas, debido a la volatilidad que se presentaba en los mercados financieros internacionales en el inicio de 2016, asociada a diversos factores como la caída en los precios del petróleo, el alza de las tasas de interés (nacionales e internacionales), la apreciación del dólar y los riesgos de una desaceleración de

la economía global. De dicho ajuste, aproximadamente 100,000.0 mdp correspondieron a Pemex.^{27/}

Al respecto, la ASF solicitó a Pemex, mediante el oficio DGAIE/424/2017 del 18 de julio de 2017, que proporcionara la documentación que justificara la estimación, aprobación e implementación de su programa de ajuste presupuestal, así como la evaluación de los riesgos asociados.

En este sentido, Pemex únicamente proporcionó el Acta de Sesión Extraordinaria 905 del 26 de febrero de 2016, en la que el Director General señaló que la empresa debía realizar modificaciones para enfrentar la caída de los precios del petróleo, lo que demandaba un ajuste en los ingresos de aproximadamente 100,000.0 mdp, para cumplir con la meta de balance financiero aprobado.

En dicha Acta se señala que el programa de ajuste tenía la prioridad de no afectar la viabilidad de la empresa en el largo plazo, sobre la base de mantener la seguridad del personal y las instalaciones, aprovechar las herramientas que le proporcionó la Reforma Energética para atraer inversiones y mantener estable la plataforma de producción.

En términos de ingresos, la adecuación presupuestaria se reflejó en una disminución de las ventas de bienes por un valor de 100,061.7 mdp, derivado de la caída en el precio de la mezcla mexicana de exportación, que pasó de 50.00 dpb señalado en el presupuesto aprobado, a 25.00 dpb en el ajuste preventivo al gasto.

SOLICITUD AUTORIZADA DE ADECUACIÓN PRESUPUESTAL EN LOS INGRESOS PARA PEMEX, 2016
(Millones de pesos)

Concepto	Aprobado A	Modificado B	Diferencia C= (B-A)
I. Ingresos totales	638,942.9	538,881.2	(100,061.7)
I.1. Ingresos propios (I.1.1+I.1.2)	398,392.9	298,331.2	(100,061.7)
I.1.1 Ventas de bienes	392,671.4	292,609.7	(100,061.7)
I.1.2 Ingresos diversos	5,721.5	5,721.5	0.0
I.2. Endeudamiento neto (I.2.1+I.2.2)	240,550.0	240,550.0	0.0
I.2.1 Interno	110,500.0	48,069.9	(62,430.1)
I.2.2 Externo	130,050.0	192,480.1	62,430.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio no. CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/343/2017 del 8 de agosto de 2017.

NOTA: La solicitud fue autorizada con número de folio 2016-52-TYY-2 del Módulo de Adecuaciones Presupuestales (MAPE) con fecha de autorización 08-02-2016.

Adicionalmente, el GF implementó tres medidas de apoyo para el fortalecimiento del balance financiero de Pemex, Subsidiarias y Filiales, las cuales están contenidas en el Plan de Negocio de Pemex 2017-2021, y se enlistan a continuación:

^{27/} Los 32,301.6 mdp restantes comprendería ajustes en el GF y en la Comisión Federal de Electricidad.

1. Inyección de liquidez para reducir permanentemente el pasivo con proveedores y una parte sería aportación de capital.^{28/}
2. Ayuda para fondear el pasivo laboral, en notas no comercializables y recursos líquidos para el pago de las obligaciones laborales de 2016.
3. Beneficio fiscal permanente para reducir las necesidades de financiamiento y el déficit financiero.^{29/}

Para comprobar el objetivo y el efecto de los apoyos otorgados a Pemex en 2016, la ASF solicitó a esa EPE, mediante el oficio DGAIE/222/2017 del 17 de marzo, que proporcionara copia de la documentación que soporta dichos apoyos por parte del GF, así como el análisis de las posibles consecuencias y la evaluación de los riesgos asociados, y la justificación del proceso mediante el cual se asumió una parte del pasivo laboral.

Al respecto, mediante el oficio no. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017, Pemex informó que los apoyos consistían en una aportación patrimonial por 26,500.0 mdp y 47,000.0 mdp para el pago de pensiones y jubilaciones durante 2016, mediante el intercambio de parte del pagaré provisional de 2015, por títulos del GF.

Con los apoyos anunciados, Pemex se comprometió a reducir su pasivo circulante en la misma proporción, y a que el remanente de dicho pasivo correspondería a obligaciones adquiridas en 2016 y que el ajuste del régimen fiscal se reflejaría en un mejor balance financiero y un mejoramiento de su patrimonio.^{30/}

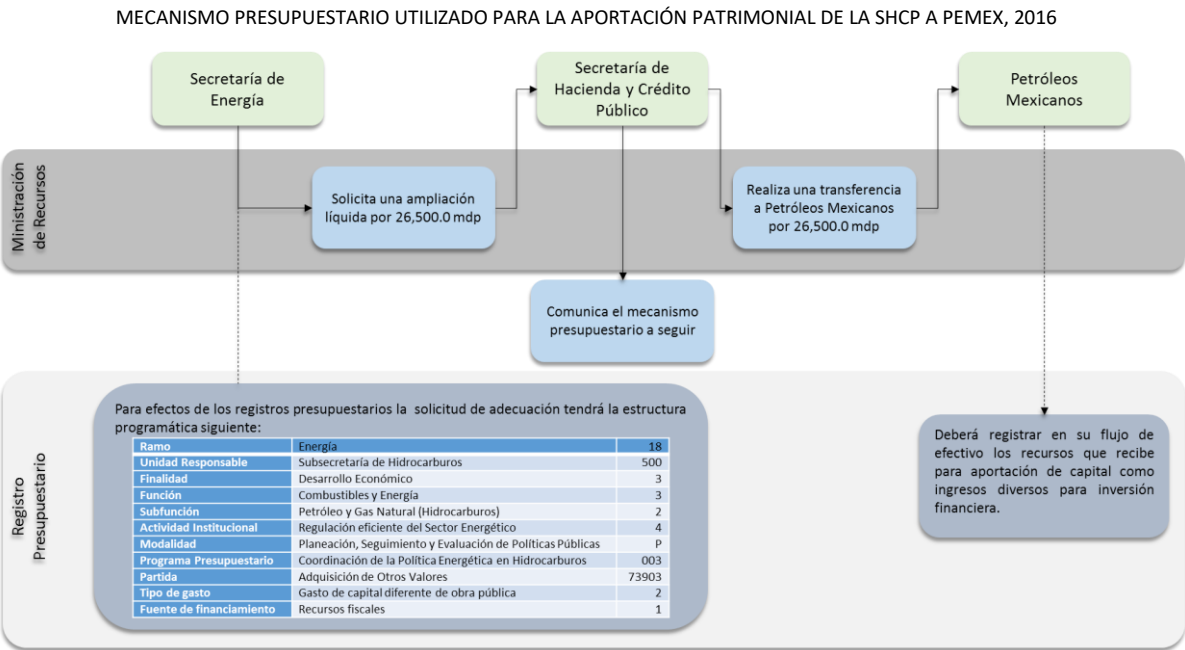
Para comprobar los flujos otorgados por 26,500.0 mdp, Pemex proporcionó copia del oficio núm. 307-A.-1272 del 19 de abril de 2016 en el que el Titular de la Unidad de Política y Control Presupuestario de la SHCP señaló que esa EPE realizó una petición para que se realizara una aportación patrimonial a su favor, debido a la expectativa de una disminución del 50.0% del precio de la mezcla mexicana de petróleo respecto de lo programado en el Paquete Económico 2016. El Ejecutivo Federal determinó realizar dicha aportación, la cual debería ser solicitada por la SENER, para transferir los recursos como aportación patrimonial a Pemex, lo que se realizó mediante el oficio 4141/0686/16 del 22 de abril de 2016.

^{28/} Pemex se comprometió a que el pasivo circulante remanente que presente la empresa al cierre de 2016 se haya generado ese año, y a establecer mecanismos para registrar y gestionar adecuadamente dicho pasivo, así como para asegurar que los referidos adeudos se mantengan en niveles sostenibles en el futuro.

^{29/} La evaluación del beneficio fue estimada a partir de la deducibilidad del valor de los hidrocarburos extraídos, de premisas de la SHCP y del precio estimado de la mezcla mexicana.

^{30/} Pemex señaló, en referencia al comunicado de la SHCP del 13 de abril de 2016, donde se anunciaron las medidas de apoyo del GF, que “únicamente el apoyo que reflejaría una mejora del balance financiero sería la modificación al régimen fiscal”.

El mecanismo utilizado para la aportación se presenta en el esquema siguiente:



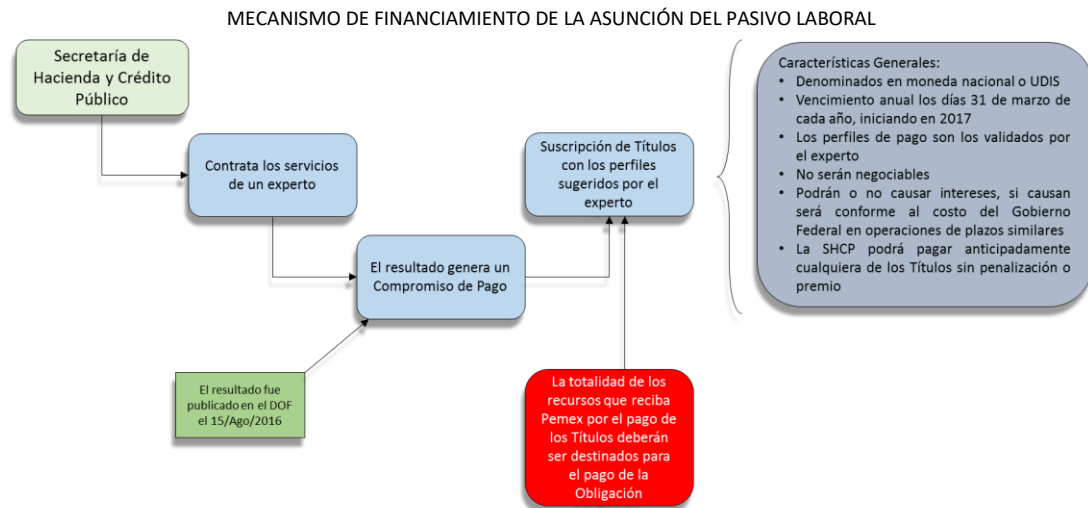
FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio no. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

De acuerdo con Pemex, la transacción anterior se realizó en el sentido de coadyuvar a una evolución ordenada del saldo histórico de los requerimientos financieros del Sector Público Federal (SPF), y como medida de control presupuestario, la cual efectuó mediante Cuenta por Liquidar Certificada el 21 de abril de 2016.^{31/}

En lo que se refiere al pasivo laboral, el “Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias” (Acuerdo), publicado en el DOF el 24 de diciembre de 2015,^{32/} establece los términos, condiciones, montos, mecanismos de financiamiento y esquemas de pago, mediante los cuales el GF asumiría una parte de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones en curso, así como las correspondientes a los trabajadores en activo de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias, el cual se describe a continuación.

^{31/} La información proporcionada por Pemex, señala que el fundamento legal utilizado por la SHCP se establece en los artículos 31 de la LOAPF; 3, 6 y 17 de la LFPRH; 3, 105 y 106 del Reglamento de la LFPRH, y 62 del Reglamento Interior de la SHCP.

^{32/} El Acuerdo se establece en términos del Transitorio Tercero del Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley General de Deuda Pública, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio no. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017; y del Aviso por el que se da a conocer el monto que arrojó la revisión del experto independiente a que se refiere la disposición cuarta del Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus Empresas Productivas Subsidiarias, publicado el 24 de diciembre de 2015, publicado en el DOF el 15 de agosto de 2016.

En línea con lo previsto en la Reforma Energética, el proceso de asunción presentó las siguientes etapas:

- Dentro del año siguiente a la entrada en vigor del Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley General de Deuda Pública, publicado en el DOF el 11 de agosto de 2014, Pemex modificó el Contrato Colectivo de Trabajo y el Reglamento de Trabajo del Personal de Confianza e implementó un programa de austeridad en el gasto, para establecer una reducción de las obligaciones de pago de las pensiones y jubilaciones de Pemex y sus organismos, así como un esquema de cuentas individuales para los trabajadores de nuevo ingreso y un ajuste gradual a los parámetros para determinar las pensiones de los trabajadores activos con los demás sistemas de pensiones del GF.
- La ASF determinó que Pemex registraba un problema estructural en su esquema de pensiones y jubilaciones, lo que derivó en que el pasivo laboral creciera por los beneficios pensionarios, e incidiera negativamente sobre la estabilidad financiera de la entidad en el mediano plazo.
- Con las modificaciones realizadas en materia de pensiones, Pemex estimó una reducción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones por 186,482.3 mdp. El cálculo realizado, la metodología aplicada, así como toda la información relacionada con la reducción, se revisó por un experto independiente con el propósito de dar certidumbre y transparencia.
- Mientras se revisaba el cálculo de Pemex, el GF emitió un título de crédito por 50,000.0 mdp como asunción parcial en diciembre de 2015, que sería intercambiado dentro de los

60 días hábiles bancarios siguientes a la fecha en que se entregara el resultado de la revisión por otro instrumento con igual monto y vencimiento con los perfiles de pago que se validaran.

- El experto independiente estimó la reducción en 184,230.6 mdp, por lo que en agosto de 2016, la SHCP suscribió títulos de crédito a favor de Pemex, canceló el título emitido y realizó el intercambio del pagaré provisional por Bonos de Desarrollo del Gobierno Federal (Bondes D) a favor de Pemex por un valor nominal de 46,591.0 mdp. Dicha operación generó intereses por 409.0 mdp, registrados en el Ramo 24, que en conjunto corresponden a los 47,000.0 mdp otorgados a Pemex.

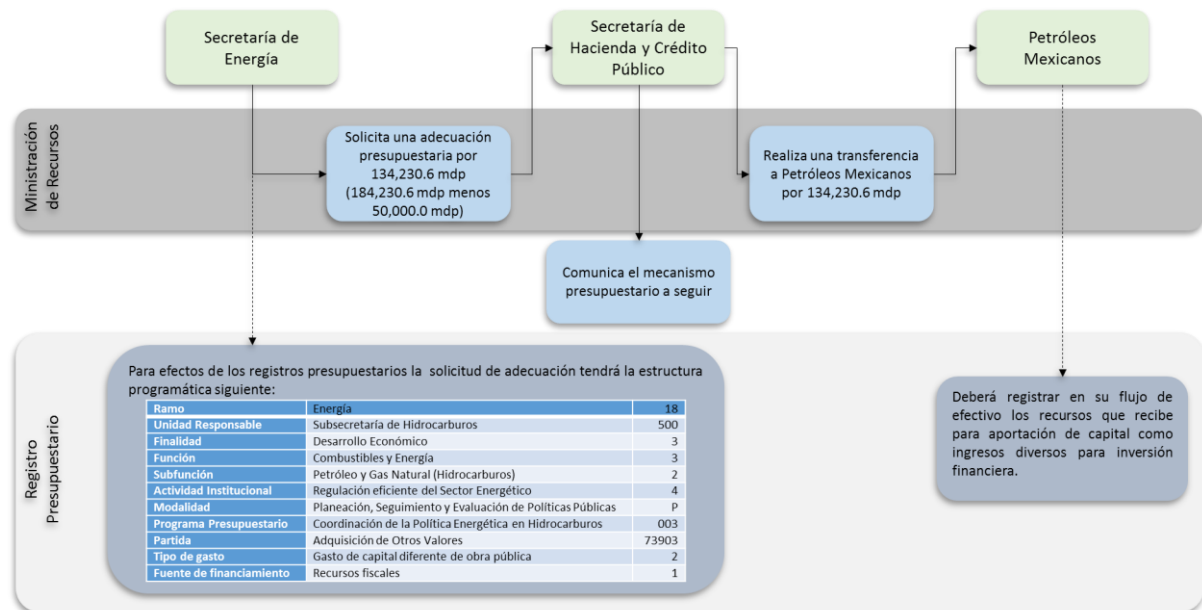
Respecto de lo anterior, Pemex proporcionó la documentación de las diferentes etapas del proceso de asunción del pasivo laboral, mediante el oficio no. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017, en la que se constató que la SHCP notificó a Pemex que Lockton México, Agente de Seguros y de Fianzas, sería el despacho encargado de determinar la reducción establecida en el Acuerdo, la cual ascendió a 184,230.6 mdp en valor presente;^{33/} así como del intercambio del Pagaré provisional que ampara la cantidad de 50,000.0 mdp que le fue entregado a Pemex el 28 de diciembre de 2015 y el reconocimiento como gasto del importe de las obligaciones asumidas.

De la reducción validada por 184,230.6 mdp, la aportación patrimonial a Pemex fue por 134,230.6 mdp en 2016, debido a que descuenta la transferencia de 50,000.0 mdp realizada en 2015 y que en su momento tuvo su registro contable específico.

El mecanismo utilizado en la asunción del pasivo laboral representó un gasto para el GF y un ingreso para Pemex, con su efecto en los ingresos presupuestarios.

^{33/} El monto fue publicado en el “Aviso por el que se da a conocer el monto que arrojó la revisión del experto independiente a que se refiere la disposición cuarta del Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias, publicado el 24 de diciembre de 2015”. DOF, 15 de agosto de 2016.

MECANISMO PRESUPUESTARIO UTILIZADO PARA LA APORTACIÓN PATRIMONIAL EN LA ASUNCIÓN
DEL PASIVO LABORAL DE PEMEX, 2016



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio no. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

De lo anterior, el impacto en los Requerimientos Financieros del Sector Público (RFSP) fue nulo, debido a que la aportación tuvo un efecto positivo sobre el balance presupuestario de la empresa, y en la medida que se reducía el pasivo circulante se reflejó un mayor gasto y un menor nivel de RFSP.

Sin embargo, implicó un incremento en el Saldo Histórico de los Requerimientos Financieros del Sector Público (SHRFSP), ya que al asumir el GF una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones a cargo de Pemex aumentó en 0.7% del PIB la deuda pública, debido a que se sustituyó un pasivo existente por deuda directa.

Si bien la reforma en el sistema de pensiones de Pemex aminoró el crecimiento del pasivo laboral,^{34/} su asunción por parte del GF sólo representó el 18.3% del total estimado por el experto independiente.

En complemento de lo anterior, y como resultado de la intervención directa en la capitalización y desempeño financiero de Pemex por parte del Ejecutivo Federal, la ASF solicitó a la SHCP, mediante el oficio núm. DGAIE/224/2017, que proporcionara información relacionada con los apoyos gubernamentales en la asunción del pasivo laboral y con proveedores y el beneficio fiscal.

^{34/} Algunas de las modificaciones al sistema de pensiones incluyeron el aumento de 5 años de la edad y antigüedad de retiro para los trabajadores de confianza y para los trabajadores sindicalizados con menos de 15 años de servicio. Asimismo, a partir de enero del 2016, los nuevos trabajadores de Pemex se incorporan a un régimen de cuentas individuales.

La SHCP informó, mediante el oficio 710/DGAIS/376/17 del 31 de marzo de 2017, que a través de una adecuación en el ramo 18, que implicó un gasto para el GF y un ingreso para Pemex, el GF realizó apoyos por 26,500.0 mdp y 134,230.6 mdp, y que en el comunicado de prensa 048/2016 del 13 de abril de 2016 se anunciaron las medidas para fortalecer la posición financiera de Pemex y compensar parcialmente la disminución de sus ingresos propios, a efecto de cubrir la deuda con proveedores y contratistas con la finalidad de utilizar el espacio presupuestal generado por el ajuste realizado en febrero de 2016.

Cabe señalar que, en dicho comunicado de prensa, la SHCP señaló que “El apoyo del Gobierno Federal considera también la modificación el régimen fiscal de Pemex, permitiendo que la empresa pueda realizar mayores deducciones de costos en los casos de asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres o en aguas someras. Específicamente, se establece que los límites de deducciones aplicables para determinar el derecho por la utilidad compartida para aguas someras y para campos terrestres serán de cuando menos 6.10 y 8.30 dólares por barril de petróleo crudo equivalente, respectivamente.”^{35/}

Asimismo, el 18 de agosto de 2017 el Ejecutivo Federal publicó en el DOF el Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, relativo a modificaciones a los montos máximos de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, para efectos de permitir que se apliquen límites de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones, mayores a los previstos en los artículos 41, fracciones I, II, III y V, y 42, fracción I, incisos a), b), c) y e) de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

La agencia calificadora Fitch Ratings señaló que los ajustes fiscales representan un cambio relevante en la relación entre el GF y la EPE, pero son relativamente pequeños con un efecto limitado en la carga tributaria de Pemex. Una reducción mayor y sostenida en la carga fiscal permitiría desacelerar más su trayectoria de deuda y estar en posibilidad de destinar mayores recursos a inversión de capital en proyectos de exploración y producción.^{36/}

En relación con la disminución de adeudos con proveedores, Pemex proporcionó copia de los oficios DCF-SP-38-2016 del 29 de febrero de 2016 y DCF-SP-35-2017 del 28 de febrero de 2017, en los que informó a la SHCP el monto y características de su pasivo circulante del gasto programable al cierre del ejercicio fiscal inmediato anterior, en el que refleja una disminución de 31,525.7 mdp entre 2015 y 2016, principalmente en el rubro de Obra Pública. Asimismo, señaló que la formulación del presupuesto considera los compromisos presupuestales previamente establecidos, así como la programación de compromisos futuros, entre otros, que permitan dar cumplimiento a los planes y programas autorizados, además de mandatos de carácter normativo que la LPM prevé, y que las modificaciones al presupuesto consideran el reconocimiento de ingresos excedentes o disminución de estos, aportaciones al patrimonio o entero de Dividendo Estatal, variaciones al endeudamiento neto, movimientos al

^{35/} Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado en el DOF el 18 de abril de 2016.

^{36/} Fitch Ratings, “Fitch: Estímulos Fiscales son un Cambio Positivo para Pemex”, comunicado del 23 de agosto de 2017.

calendario, movimientos compensados entre rubros de gasto e inversión del flujo de efectivo, así como ampliaciones o reducciones en los ingresos y egresos en general.

Las medidas aplicadas para el saneamiento de la posición financiera de Pemex, auxiliaron a la empresa en su problema de liquidez a corto plazo. Sin embargo, estos apoyos son por única vez y no son recursos recurrentes, además de que podrían resultar insuficientes para mejorar su posición financiera en el mediano plazo.

Pemex informó que “En lo que compete al riesgo de liquidez derivado de la contratación de financiamientos y las obligaciones que derivan de estos, PEMEX, a través de la planeación de financiamientos y el equilibrio de sus cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente tanto a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago”.^{37/}

Cabe señalar que la empresa no proporcionó los criterios, metodologías o normativa que determinen los niveles adecuados de liquidez.

Además, Pemex indicó que la Gerencia de Financiamientos ha gestionado la contratación de 5 líneas de crédito sindicadas por un total de 6,700.0 mdd y 23,500.0 mdp. El monto agregado de estas líneas asciende aproximadamente a 8,000.0 mdd y equivale a 1.8 veces los vencimientos de deuda en 2018.

Estas líneas de crédito permitirían a la empresa hacer frente a obligaciones de pago en el corto plazo. Sin embargo, su uso tendría un impacto directo en el saldo de la deuda de la empresa, y por tanto en el SHRFSP.

Asimismo, la ASF identificó la pertinencia de que la SHCP revise y flexibilice los elementos con posibilidad de ajuste del régimen fiscal aplicable a Pemex, una vez que la participación de terceros productores de petróleo en el mercado energético retribuya a las finanzas públicas, a fin de que esta EPE pueda contar con recursos suficientes para realizar inversiones que le reditúen en un incremento de su productividad, eficiencia y valor patrimonial, y compita en mejores condiciones sin afectar la sostenibilidad de las finanzas públicas del SPF.

Mediante el oficio núm. 710/DGAIS/0014/18 del 10 de enero de 2018, la SHCP informó respecto de la LISH lo siguiente:

- Cabe destacar que el pago de derechos de extracción y exploración de hidrocarburos, y demás obligaciones fiscales aplicables en la LISH son análogas y equivalentes a algunas de las contraprestaciones aplicables para cualquier persona moral que realice actividades de exploración y extracción bajo un contrato suscrito con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por lo que una flexibilización de dichas obligaciones para las empresas productivas del Estado, implicaría favorecer de manera inequitativa a los asignatarios, que participan bajo condiciones de competencia en el mercado.
- En 2017 la tasa del derecho de utilidad compartida fue de 67.50%, y para 2018 se redujo a 66.25%. A partir de 2019 se aplicará una de 65.0%, que corresponde a una tasa de mercado, al encontrarse dentro de los umbrales observados en las licitaciones en las que

^{37/} Oficios núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/031/2017 del 12 de diciembre de 2017, y CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/033/2018 del 18 de enero de 2018.

han participado jugadores relevantes de la industria a nivel nacional e internacional, por lo que una reducción adicional a esta tasa mermaría la equidad en la competencia del mercado de hidrocarburos en México.

- La LH permite a Pemex solicitar a la SENER la migración de las asignaciones de las que sean titulares a contratos para la exploración y extracción, bajo los distintos esquemas contractuales, para acceder a mejores oportunidades para el desarrollo y mantenimiento de los campos, ya sea de manera individual o en asociación con empresas de capacidad probada, a mejores prácticas y tecnologías, liberar capacidad operativa y reducir la carga fiscal propia, sin que esto afecte el balance de los ingresos esperados para el Estado en el largo plazo.
- Para flexibilizar los límites de deducción aplicable al derecho por la utilidad compartida, el GF publicó en el DOF el "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos", y el "Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican".^{38/}
- La propia naturaleza de los proyectos petroleros requiere de un período de maduración para poder apreciar los resultados a plenitud. Los contratos vigentes para la exploración y extracción representan menos del 2.0% de los ingresos petroleros percibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo y de la producción nacional, por lo que el monto captado por las actividades de los contratistas no ha permitido compensar los beneficios fiscales otorgados a Pemex.

La SHCP informó, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, que ha revisado y realizado cambios al marco fiscal aplicable a Pemex, con lo que se solventa lo observado.

Se requiere que la SHCP continúe con la revisión de los mecanismos fiscales a los que está sujeta la empresa, a fin de otorgarle mayores recursos para que sean canalizados hacia las actividades más rentables y, a su vez, Pemex establezca esquemas que garanticen que dichos recursos se destinarán a inversión productiva.

Conclusiones

Derivado de la importancia, de los precios internacionales de la mezcla mexicana y los volúmenes de producción petrolera que afectan los ingresos del SPP, es importante que la SHCP y Pemex vigilen con mayor cuidado el manejo de estas variables por su relevancia en las finanzas públicas.

Las estimaciones contenidas en los CGPE contrastan con los resultados de las cifras observadas, debido a que en la plataforma de producción se esperaba un incremento de 17.9% entre 2016 y 2021, y en el precio de la mezcla mexicana una cotización de alrededor de 60.00 dpb a partir de 2018. Sin embargo, los resultados más recientes no convergen con esas metas, ya que de 2016 a 2017 dicha plataforma se redujo 9.2%, y el precio del barril fue de 45.62 dpb.

^{38/} Publicados en el DOF el 7 de diciembre de 2016 y el 18 de agosto de 2017, respectivamente.

Los ingresos propios de Pemex, que descuentan el pago de impuestos y contribuciones al GF, sólo representaron el 29.3% de sus ingresos totales en 2016, monto que se reduce si se restan las aportaciones del GF por 26,500.0 mdp y por 134,230.6 mdp para mejorar su patrimonio y la asunción de pasivos laborales, respectivamente.

Cabe señalar que entre 2011 y 2015, los ingresos propios de Pemex representaron menos del 27.4% de los ingresos totales, por lo que los recursos restantes fueron transferencias al GF, así como para el pago de mercancías de importación para su reventa en el país. Esta situación ha disminuido la capacidad de la empresa para cumplir con el pago de pasivos, así como para incrementar el gasto en inversión física que se refleje en una mejora de su patrimonio.

Se requiere que la SHCP continúe con la revisión de los mecanismos fiscales a los que está sujeta la empresa, a fin de otorgarle mayores recursos para que sean canalizados hacia las actividades más rentables y, a su vez, Pemex establezca esquemas que garanticen que dichos recursos se destinarán a inversión productiva.

Las medidas aplicadas para el saneamiento de la posición financiera de Pemex, auxiliaron a la empresa en su problema de liquidez a corto plazo. Sin embargo, estos apoyos resultarían insuficientes en el mediano plazo y de ninguna manera se deben considerar como recursos recurrentes.

Además, la EPE no está exenta de nuevos ajustes presupuestarios, por lo que podría disminuir su capacidad de acción ante un problema de solvencia, sobre todo si se considera que la asunción de pasivos sólo representó el 18.3% del total estimado.

Por lo anterior, es pertinente que Pemex implemente esquemas para disminuir su riesgo de liquidez y se fortalezca la capacidad de la empresa para hacer frente a sus compromisos de corto y mediano plazos, particularmente en escenarios de alta volatilidad e incertidumbre, además de que sirva como referente para posibles mejoras en la calificación y perspectivas sobre su posición financiera.

Las acciones emitidas con base en este resultado están dirigidas a promover la implementación de mejores prácticas gubernamentales, y a fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas.

16-6-90T9N-02-0056-01-001 Recomendación

Para que Petróleos Mexicanos considere implementar estrategias y mecanismos que le permitan disminuir los riesgos de liquidez en el mediano plazo, de manera que la empresa pueda hacer frente a sus compromisos financieros de corto y mediano plazos.

Se hace notar que Petróleos Mexicanos informó que, a través de la planeación de financiamientos y el equilibrio de sus cajas, mantiene saldos en moneda nacional y en dólares que se consideran adecuados para hacer frente a sus gastos de operación e inversión, así como a otras obligaciones de pago.

En razón de lo anterior, una vez que la Auditoría Superior de la Federación cuente con la evidencia de los criterios, metodologías o normativa que definan los niveles adecuados de liquidez, se podrá dar por atendida la recomendación.

3. Egresos

Para el ejercicio fiscal 2016, Pemex estimó egresos totales por 1,622,650.9 mdp, menores en 234,722.1 mdp, 12.6% nominal al estimado para el cierre de 2015. De ese monto, el 33.7% correspondió a gasto presupuestario (547,560.1 mdp).

El gasto proyectado se estableció con base en objetivos que sirvieran de apoyo para alcanzar las metas estratégicas de la EPE, entre las que destacaron: mantener la producción promedio de crudo en un rango de 2,100.0 mbd a 2,300.0 mbd; la de gas natural entre 4,500.0 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) y 5,200.0 mmpcd; restituir las reservas probadas en una cantidad igual o mayor al 100.0%; mantener costos bajos y optimizar los relativos al descubrimiento y desarrollo, para llevarlos hacia niveles similares a compañías internacionales; impulsar la eficiencia operativa y energética; e incrementar la productividad laboral, con estructuras de organización flexibles, entre otros.

Al cierre de 2016, los egresos totales ascendieron a 1,655,388.0 mdp, menores en 3.6% en términos reales a lo ejercido en 2015, pero 2.0% mayores que lo aprobado. De ese monto, el 47.7% correspondió al pago de impuestos directos e indirectos (789,144.0 mdp), el 29.9% al gasto programable y el resultado neto de las operaciones ajenas (495,743.0 mdp), y el restante 22.4% a las importaciones y mercancía para reventa (370,501.0 mdp).

GASTOS DE PEMEX, 2015-2016
(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2015	2016			Variación		
		Aprobado	Modificado	Ejercido	Absoluta 2016/2015	Nominal	
						Ejercido/ Aprobado	
						Real	
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E) = (D-A)	F= (D/B)	G= (D/A)
I. Egresos totales (I.1+I.2+I.3+I.4+I.5)	1,641,101.0	1,622,650.9	1,656,205.1	1,655,388.0	14,287.0	2.0	(3.6)
I.1 Programable (I.1.1+I.1.2)	502,996.2	478,282.0	496,086.2	495,950.0	(7,046.2)	3.7	(5.7)
I.1.1 Corriente ^{1/}	196,807.8	185,214.0	196,965.7	196,832.0	24.2	6.3	(4.4)
I.1.2 Inversión ^{2/}	306,188.4	293,068.0	299,120.5	299,118.0	(7,070.4)	2.1	(6.6)
I.2 Mercancía para reventa	330,346.9	302,655.6	370,500.7	370,501.0	40,154.1	22.4	7.2
I.3 Operaciones ajenas netas	407.7	0.0	561.3	(207.0)	(614.7)	n.a.	n.a.
I.4 Impuestos indirectos	378,943.7	387,230.1	467,535.8	467,957.1	89,013.4	20.8	18.1
I.5 Impuestos directos	428,406.5	454,483.1	321,521.1	321,186.9	(107,219.5)	(29.3)	(28.3)
II. Costo financiero	72,553.6	69,278.1	86,935.5	86,922.7	14,369.1	25.5	14.6
III. Gasto Presupuestario (I.1+I.3+II)	575,957.5	547,560.1	583,583.0	582,666.3	6,708.2	6.4	(3.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informe Anual 2016; SHCP, Cuenta Pública 2015-2016; y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

Las variaciones reales fueron calculadas con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.0459 (2016).

1/ Incluye: Servicios personales, Pensiones y Jubilaciones, Gastos de Operación y Otros.

2/ Incluye: Inversión Física y Financiera.

n.a. No aplicable.

Los egresos relacionados con el gasto programable, sin considerar el resultado neto de las operaciones ajenas, ascendió a 495,950.0 mdp, menor en 5.7% real a lo ejercido en 2015 y 3.7% mayor que lo autorizado en el PEF. En clasificación económica, el 39.7% fue gasto corriente y 60.3% gasto de inversión.

El gasto corriente fue inferior en 4.4% respecto de 2015 y mayor en 6.3% al presupuesto aprobado, principalmente por:

- El monto erogado en servicios personales por 79,143.8 mdp, fue menor en 11,805.2 mdp respecto de lo programado (13.0%) y en 3,585.0 mdp al cierre de 2015 (8.5% real), debido a las medidas de ahorro, como la restricción en coberturas del personal activo, la disminución de tiempo extraordinario y la congelación de vacantes.
- El gasto de operación (materiales y suministros y servicios generales) fue de 60,609.1 mdp, menor en 9.3% real a un año antes, pero mayor a lo programado en 36.1%.
- En pensiones y jubilaciones se ejercieron recursos por 56,182.5 mdp, mayores en 8.4% real respecto del cierre de 2015, principalmente por mayores aportaciones al Fondo Laboral de Petróleos Mexicanos (FOLAPE).

El gasto en inversión fue por 299,118.0 mdp, menor en 6.6% real a 2015. De este monto, 299,115.4 mdp correspondieron a la inversión física (bienes muebles, inmuebles e intangibles, inversión pública, y transferencias a fideicomisos, mandatos y otros análogos) y los 2.6 mdp restantes correspondieron a inversión financiera por la compra de títulos y valores, lo cual fue resultado de canalizar recursos en actividades rentables en un contexto de precios bajos del petróleo:

- En bienes muebles, inmuebles e intangibles la disminución de 32.3% real se debió a menores recursos en el Corporativo para la adquisición de equipos de cómputo completos y complementarios; en Pemex Exploración y Producción (PEP), por la reprogramación de adquisiciones para cumplir con el programa de ahorro y disciplina presupuestal; en Pemex Transformación Industrial (PTI), por las irregularidades de compromisos y pagos de años anteriores; en Pemex Logística (PL), por la no adquisición de vehículos tácticos, equipamiento operativo y unidades recuperadoras y componentes tecnológicos de seguridad física, entre otros; en Pemex Etileno (PE), al atraso en la formalización de los contratos de suministros de equipos para las reparaciones de las diferentes plantas.
- En inversión pública, la disminución fue de 5,134.5 mdp, 6.0% real respecto del cierre de 2015 y 3.2% superior al presupuesto aprobado, lo que resultó de la reprogramación y depuración de compromisos en PTI; en Pemex Perforación y Servicios (PPS) por la aplicación de las políticas ampliadas de pago de contratos; en Pemex Fertilizantes (PE), por el atraso en la formalización de los contratos para las rehabilitaciones de plantas; en PF, porque no se realizó la reparación de la planta de amoniaco VII, ni la obra de actualización del complejo Petroquímico Cosoleacaque.

Durante 2016 la inversión de Pemex se ejerció de la siguiente manera:

GASTO DE INVERSIÓN DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS, 2015-2016
(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2015	2016			Variación (%)		
		Aprobado	Modificado	Ejercido	Absoluta 2016/2015	(%)	
						Nominal Ejercido/ Aprobado	Real 2016/2015
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)=(D-A)	(F)=(D/B)	(G)=(D/A)
I. Total (II+III)	306,188.4	293,068.0	299,120.5	299,118.0	(7,070.4)	2.1	(6.6)
II. Organismos subsidiarios	41,826.0	n.s.	n.s.	n.s.	n.a.	n.a.	n.a.
III. Empresas Productivas Subsidiarias del Estado	264,362.4	293,067.6	299,120.5	299,118.0	34,755.6	2.1	8.2
III.1. Exploración y Producción	255,746.1	216,058.1	241,228.4	241,228.4	(14,517.7)	11.6	(9.8)
III.2. Transformación Industrial	4,952.3	56,770.2	45,158.7	45,158.7	40,206.4	(20.5)	771.9
III.3. Cogeneración y Servicios	228.0	0.0	0.0	0.0	(228.0)	n.s.	n.a.
III.4. Perforación y Servicios	n.d.	3,215.5	3,587.9	3,587.9	n.a.	11.6	n.a.
III.5. Fertilizantes	221.8	525.0	378.9	378.9	157.1	(27.8)	63.3
III.6. Etileno	426.3	1,881.3	746.0	746.0	319.7	(60.3)	67.3
III.7. Logística	630.6	6,316.3	7,017.0	7,014.5	6,383.9	11.1	963.5
III.8. Corporativo	2,157.3	8,301.2	1,003.6	1,003.6	(1,153.7)	(87.9)	(55.5)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informe Anual 2016.

NOTA: Las variaciones reales fueron calculadas con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.0459.

n.s. No significativo.

n.a. No aplicable.

n.d. No disponible.

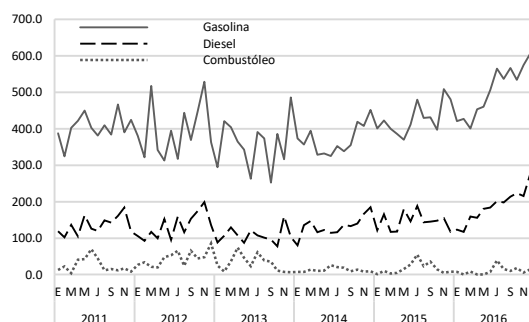
El gasto vinculado con las importaciones y mercancía para reventa ascendió a 370,501.0 mdp, mayor en 7.2% real a lo ejercido en 2015, principalmente por el incremento de las compras al exterior de gasolinas para cubrir el aumento en la demanda interna por 77.8 mbd,^{39/} en conjunto con una disminución promedio de 55.9 mbd en la producción nacional por parte del Sistema Nacional de Refinación (SNR).

El gasto por compras de gasolinas al exterior fue de 370,501.0 mdp en 2016, debido a la mayor demanda interna de combustibles en 77.8 mbd y a la disminución promedio de 55.9 mbd en la producción nacional por parte del SNR, mientras que el gasto en inversión fue de 299,118.0 mdp en ese año. Por lo que se requiere que Pemex establezca mecanismos que incrementen la producción interna de estos combustibles.

^{39/} Si se considera la producción de gasolina, diésel y combustóleo del SNR, ésta fue inferior en 123.3 mbd en promedio respecto de 2015.

VOLUMEN DE IMPORTACIÓN DE PETROLÍFEROS, 2011-2016

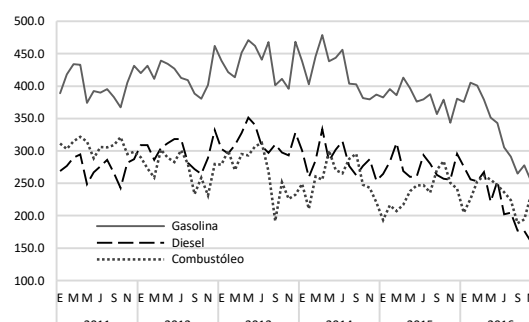
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SENER; Sistema Nacional de Información Energética, noviembre de 2017.

PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETROLÍFEROS, 2011-2016

(Miles de barriles diarios)



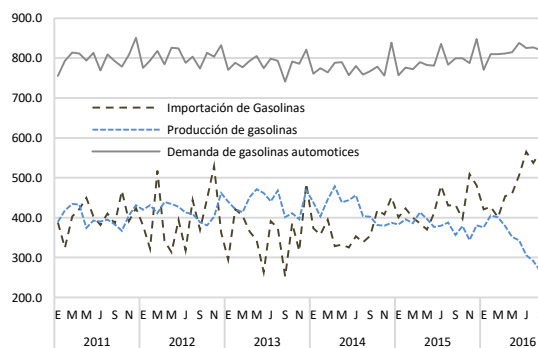
FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SENER; Sistema Nacional de Información Energética, noviembre de 2017.

NOTAS: La producción de gasolinas excluye las naftas.

VOLUMEN DE IMPORTACIÓN, PRODUCCIÓN Y DEMANDA

DE GASOLINAS, 2011-2016

(Miles de barriles diarios y miles de toneladas)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SENER; Sistema Nacional de Información Energética, <http://sie.energia.gob.mx>, noviembre de 2017.

NOTAS: La producción de gasolinas excluye las naftas.

El pago de impuestos indirectos fue de 467,957.1 mdp, un crecimiento real anual de 18.1% respecto de 2015, debido al aumento de 28.2% en el pago del IEPS por la mayor importación de gasolinas para cubrir la demanda, así como por el incremento de 2.1% en los pagos por concepto del Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Por su parte, los impuestos directos erogados fueron de 321,186.9 mdp, menores en 28.3% respecto de lo pagado en 2015. Sin embargo, a su interior destaca el rubro de Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) que ascendió a 264,938.0 mdp, que creció 197.2% real anual, aun cuando Pemex fue objeto del estímulo fiscal otorgado en abril de 2016.^{40/}

^{40/} En el Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado en el DOF el 18 de abril de 2016, se "otorga un estímulo fiscal a los contribuyentes a que se refiere el artículo 39 de la Ley de Ingresos sobre

PAGOS DE IMPUESTOS Y DERECHOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS Y EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS, 2015-2016
(Millones de pesos)

Concepto	2015	2016	Variación	
			Absoluta	Real (%)
Impuestos Indirectos	378,943.7	467,957.1	89,013.4	18.1
Impuesto al Valor Agregado	147,110.0	157,148.0	10,038.0	2.1
Impuesto Especial sobre Producción y Servicios	231,833.8	310,809.2	78,975.4	28.2
Impuestos Directos	428,406.5	321,186.9	(107,219.6)	(28.3)
Derecho Ordinario sobre Hidrocarburos	(10,484.9)	n.d.	n.a.	n.a.
Sobre Extracción de Hidrocarburos	437.6	n.d.	n.a.	n.a.
Especial sobre Hidrocarburos	10.8	n.d.	n.a.	n.a.
Sobre Hidrocarburos para el Fondo de Estabilización	23,478.7	n.d.	n.a.	n.a.
Para la Fiscalización Petrolera	6.6	n.d.	n.a.	n.a.
Para la investigación científica y tecnológica en materia de energía	1,440.6	n.d.	n.a.	n.a.
Extraordinario sobre Exportación de Petróleo Crudo	(4,580.9)	n.d.	n.a.	n.a.
Adicional sobre Hidrocarburos	19.7	n.d.	n.a.	n.a.
Para regular y supervisar hidrocarburos	19.5	n.d.	n.a.	n.a.
Por la Utilidad Compartida DUC (Anticipos)	266,136.0	0.0	n.a.	n.a.
Por la Utilidad Compartida DUC (Declaraciones)	85,234.0	264,938.0	179,704.0	197.2
De Extracción de Hidrocarburos	46,119.8	41,652.3	(4,467.5)	(13.7)
Por la Exploración de Hidrocarburos	906.6	950.6	44.0	0.3
Impuestos varios	19,662.3	13,646.1	(6,016.2)	(33.6)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informe Anual 2016.

NOTAS: Las variaciones reales fueron calculadas con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.0459.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

n.a. No aplicable.

n.d. No disponible.

El costo financiero es uno de los rubros con mayor crecimiento en las erogaciones de Pemex. En 2016 fue de 86,922.7 mdp, mayor en 14.6% real en comparación con 2015 y 25.5% respecto de lo programado, debido a un mayor nivel de deuda externa (aproximadamente 471,326.6 mdp), a la depreciación del peso frente al dólar (20.5%) y el incremento en las tasas de interés de referencia (la TIIE aumentó 2.6 pp).

Entre 2011 y 2016, los gastos totales, como porcentaje del PIB, pasaron de 12.2% a 8.5%, el rubro que disminuyó su gasto en mayor proporción fue “Impuestos directos” de 5.9% a 1.6%, con una TMCRA negativa de 20.6%. Por su parte, los impuestos indirectos crecieron a una TMCRA de 25.5% en ese periodo, y pasaron de 0.9% del PIB a 2.4% en el periodo. En este renglón influyó el cambio en 2015 de la clasificación del IEPS por la enajenación de gasolinas y diésel, bajo el supuesto de que se trata de gravámenes que se aplican al consumo y no a las actividades de exploración o extracción de hidrocarburos.

Hidrocarburos, respecto del porcentaje aplicable para efectos del límite en el monto de deducción por concepto de costos, gastos e inversiones en el cálculo del derecho por la utilidad compartida, en áreas terrestres o en áreas marítimas con tirante de agua inferior a quinientos metros”.

En términos de su participación dentro de los gastos totales, el gasto corriente representó el 11.9%, el de inversión 18.1%, mientras que los impuestos indirectos el 28.3%. Cabe señalar que este último es el rubro con mayor crecimiento en comparación con 2011, cuando fue 7.1% del total. Por otra parte, el costo financiero pasó de 1.4% a 5.3% en ese periodo.

GASTOS DE PEMEX, 2011-2016
(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TMCRA (%)
I. Gastos Totales (I.1+I.2+I.3+I.4+I.5)	1,775,135.0	1,927,101.1	1,878,882.2	1,900,847.6	1,641,101.0	1,655,388.0	(4.7)
I.1 Programable (I.1.1+I.1.2)	412,102.8	465,888.0	495,320.2	533,065.0	502,996.2	495,950.0	0.3
I.1.1 Corriente ^{1/}	144,842.2	153,894.7	161,750.0	174,286.1	196,807.8	196,832.0	2.8
I.1.2 Inversión ^{2/}	267,260.6	311,993.3	333,570.2	358,778.9	306,188.4	299,118.0	(1.1)
I.2 Mercancía para reventa	381,396.7	397,214.2	373,424.1	382,954.4	330,346.9	370,501.0	(3.9)
I.3 Operaciones Ajenas netas	(2,590.5)	(3,809.8)	(7,731.6)	(291.8)	407.7	(207.0)	(41.7)
I.4 Impuestos Indirectos	126,647.0	136,946.5	146,753.6	194,732.4	378,943.7	467,957.1	25.5
I.5 Impuestos Directos	857,579.0	930,862.2	871,115.9	790,387.6	428,406.5	321,186.9	(20.6)
II. Costo Financiero	25,228.0	38,396.6	32,600.7	42,658.8	72,553.6	86,922.7	23.8
III. Gasto Presupuestario (I.1+I.3+II)	434,740.2	500,474.7	520,189.3	575,432.0	575,957.5	582,666.3	2.5
Porcentaje del PIB (%)							
I. Gastos Totales (I.1+I.2+I.3+I.4+I.5)	12.2	12.3	11.7	11.0	9.0	8.5	
I.1 Programable (I.1.1+I.1.2)	2.8	3.0	3.1	3.1	2.8	2.5	
I.1.1 Corriente ^{1/}	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.0	
I.1.2 Inversión ^{2/}	1.8	2.0	2.1	2.1	1.7	1.5	
I.2 Mercancía para reventa	2.6	2.5	2.3	2.2	1.8	1.9	
I.3 Operaciones Ajenas netas	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	n.s.	
I.4 Impuestos Indirectos	0.9	0.9	0.9	1.1	2.1	2.4	
I.5 Impuestos Directos	5.9	6.0	5.4	4.6	2.3	1.6	
II. Costo Financiero	0.2	0.2	0.2	0.2	0.4	0.4	
III. Gasto Presupuestario (I.1+I.3+II)	3.0	3.2	3.2	3.3	3.2	3.0	
Proporción de los Gastos Totales (%)							
I. Gastos Totales (I.1+I.2+I.3+I.4+I.5)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
I.1 Programable (I.1.1+I.1.2)	23.2	24.2	26.4	28.0	30.6	30.0	
I.1.1 Corriente ^{1/}	8.2	8.0	8.6	9.2	12.0	11.9	
I.1.2 Inversión ^{2/}	15.1	16.2	17.8	18.9	18.7	18.1	
I.2 Mercancía para reventa	21.5	20.6	19.9	20.1	20.1	22.4	
I.3 Operaciones Ajenas netas	(0.1)	(0.2)	(0.4)	(0.0)	0.0	(0.0)	
I.4 Impuestos Indirectos	7.1	7.1	7.8	10.2	23.1	28.3	
I.5 Impuestos Directos	48.3	48.3	46.4	41.6	26.1	19.4	
II. Costo Financiero	1.4	2.0	1.7	2.2	4.4	5.3	
III. Gasto Presupuestario (I.1+I.3+II)	24.5	26.0	27.7	30.3	35.1	35.2	

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2008-2014; de Pemex, Informes Anuales 2008-2016, y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

Las TMCRA fueron calculadas con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.1853.

1/ Incluye: Servicios personales, Pensiones y Jubilaciones, y Otros.

2/ Incluye: Inversión Física y Financiera.

TMCRA Tasa media de crecimiento real anual.

n.s. No significativo.

n.a. No aplicable.

La suma de los impuestos directos e indirectos y el gasto corriente representan 59.5% de los gastos totales, la importación de mercancías el 22.4%, mientras que la inversión física sólo equivale a 18.1% de dichos gastos.

Pemex señaló que con el fin de contar con los recursos financieros requeridos para los proyectos de inversión física, aprovecha las oportunidades de negocio susceptibles de realizarse a través de asociaciones y alianzas con terceros, entre los que destacan los *farmouts*, esquemas de contratos de servicios, alianzas en el SNR, entre otros mecanismos alternos que al materializarse podrán traer beneficios a la empresa en inversiones, competitividad e incremento patrimonial, aunque no necesariamente están sujetos a lo establecido en el artículo 102, fracción II, inciso b).^{41/}

Al respecto, Pemex no proporcionó evidencia, como estimaciones o proyecciones, del incremento que estos mecanismos podrán tener en el valor patrimonial de la empresa.

Entre los principales riesgos identificados en los egresos se encuentran los derivados de las provisiones por los beneficios para los empleados, que se revisaron en el Resultado 2.

Plan de Ajuste Presupuestario

La SHCP anunció el 17 de febrero de 2016 un ajuste preventivo al gasto por aproximadamente 100,000.0 mdp, derivado de los menores ingresos petroleros por la caída de los precios internacionales del petróleo. Al respecto, la ASF solicitó a Pemex proporcionar la documentación que justifique la estimación, aprobación e implementación de su programa de ajuste presupuestal.

De la revisión del Acta de Sesión Extraordinaria 905, en relación con los egresos, el Director General señaló que la empresa, para cumplir con su meta de balance financiero, reduciría su gasto en la misma proporción que los ingresos.

Las líneas de ajuste propuestas en el corporativo y en todas las empresas subsidiarias serían:

- Generar eficiencias y reducir costos por un total estimado de 28.9 miles de mdp para incrementar la productividad en la operación y promover un uso racional de los recursos.
- Diferir y replantear inversiones por 64.9 miles de mdp, pero comprometer lo menos posible la producción futura en función de su rentabilidad y disponibilidad de recursos.
- Ajustar el gasto de operación e inversión ante la caída de 25.0 dólares en el precio promedio del barril de crudo, a fin de canalizar los recursos hacia proyectos rentables bajo los precios actuales. El monto de ajuste sería de aproximadamente 6.2 miles de mdp, aplicable siempre y cuando las inversiones diferidas no fueran rentables a los precios actuales y que no afectaran proyectos que ya estuvieran en proceso de producción en 2016.

De acuerdo con el boletín de prensa número 15, publicado por Pemex el 29 de febrero de 2016, el ajuste presupuestal por cada subsidiaria se distribuyó de la manera siguiente:

^{41/} Oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/023/2017 del 11 de diciembre de 2017.

AJUSTE PRESUPUESTAL DE PEMEX, 2016

(Miles de millones de pesos)

Líneas de Acción	Corporativo	Exploración y Producción ^{1/}	Transformación industrial	Otras Empresas Productivas Subsidiarias ^{2/}	Logística	Total
Generar eficiencias y reducir costos	13.1	13.1	0.8	0.1	1.8	28.9
Diferir o replantear inversiones	0.0	27.5	35.4	0.2	1.8	64.9
Ajustar el gasto de operación e inversión	0.0	6.2	0.0	0.0	0.0	6.2
Total	13.1	46.8	36.2	0.3	3.6	100.0

FUENTE: Pemex, Boletín de prensa 15 del 29 de febrero de 2016.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Incluye Pemex Exploración y Producción, así como Pemex Perforación y Servicios.

2/ Pemex Fertilizantes, Pemex Etileno, y Pemex Cogeneración y Servicios.

De estos ajustes, los más significativos se dieron en Exploración y Producción, y en Transformación Industrial, con 83.0 miles de mdp, en las que el rubro “Diferir o replantear inversiones” fue el más afectado.

En clasificación económica, el rubro de Inversión Física se redujo en 88,445.8 mdp, principalmente en Obra Pública; el Gasto Corriente en 11,610.1 mdp, y a su interior la mayor disminución fue en el apartado De Operación, por 6,236.6 mdp, resultado neto de la disminución en los conceptos de Fletes, Conservación y Mantenimiento, Servicios Técnicos, y Otros Servicios Generales, mientras que los Servicios Personales decrecieron en 5,172.0 mdp.

SOLICITUD AUTORIZADA DE ADECUACIÓN PRESUPUESTAL PARA PEMEX, 2016

(Millones de pesos)

Concepto	Aprobado A	Modificado B	Diferencia C= (B-A)
I. Total Egresos (I.1+I.2)	547,560.1	447,498.4	(100,061.7)
I.1. Gasto Programable (I.1.1+I.1.2+I.1.3)	478,282.0	378,220.3	(100,061.7)
I.1.1. Gasto Corriente (I.1.1.1+I.1.1.2+I.1.1.3)	137,763.9	126,153.8	(11,610.1)
I.1.1.1 Servicios personales	90,949.0	85,777.0	(5,172.0)
I.1.1.2 De Operación	45,497.2	39,260.6	(6,236.6)
I.1.1.3 Otras erogaciones	1,317.6	1,116.2	(201.4)
I.1.2. Pensiones y jubilaciones	47,450.1	47,444.3	(5.8)
I.1.3. Inversión Física	293,068.0	204,622.2	(88,445.8)
I.2.Costo Financiero Neto	69,278.1	69,278.1	0.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio no. CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/343/2017 del 8 de agosto de 2017.

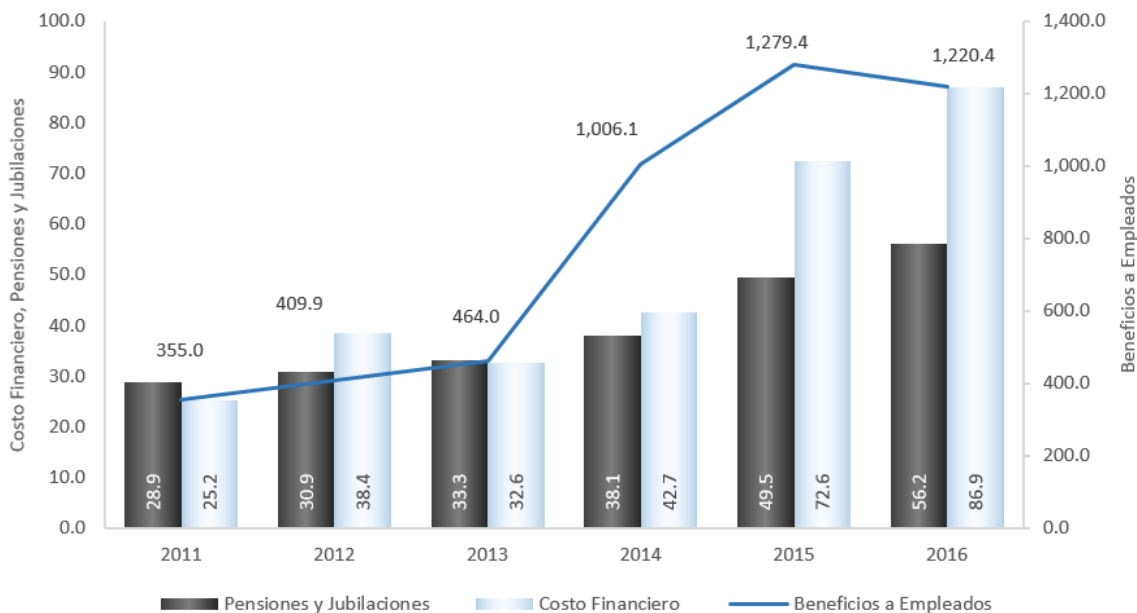
NOTA: La solicitud fue autorizada con número de folio 2016-52-tiy-2 del Módulo de Adecuaciones Presupuestales (MAPE) con fecha de autorización 08-02-2016.

El menor impacto de los ajustes en el gasto fue en el costo financiero, y en pensiones y jubilaciones, debido a que son gastos ineludibles.

Entre 2011 y 2016, el costo financiero neto tuvo una TMCRA de 23.8%, las pensiones en curso de pago una tasa de 10.4% y el pasivo laboral de Pemex de 23.7%. Estos rubros tienen una tendencia creciente como proporción del gasto total.

BENEFICIOS A LOS TRABAJADORES, COSTO FINANCIERO Y PENSIONES Y JUBILACIONES EN CURSO DE PAGO, 2011-2016

(Miles de millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2011-2016; Pemex, Estados Financieros Dictaminados 2011-2012.

Es importante señalar que a pesar de las modificaciones al sistema de pensiones de Pemex y a la asunción de una parte del pasivo laboral por parte del GF, el monto, de acuerdo con los Estados Financieros Dictaminados, fue de 1,220,409.4 mdp al cierre de 2016, mientras que los recursos en los fideicomisos denominados Fondo Laboral Pemex (Folape) y el Fideicomiso de Cobertura Laboral y de Vivienda (Ficolavi) fueron de 9,489.7 mdp, por lo que sólo cubren el 0.8% de dicho pasivo. Este factor, entre otros, ha sido señalado por diversas agencias calificadoras como un elemento de riesgo para la EPE, por lo que no se descartan futuras acciones de apoyo por parte del GF cuando esta empresa así lo requiera.^{42/}

Conclusiones

Al cierre de 2016, los egresos totales fueron por 1,655,388.0 mdp, menores en 3.6% real a lo ejercido en 2015. El 47.7% correspondió al pago de impuestos directos e indirectos (789,144.0 mdp), el 29.9% al gasto programable (corriente 11.8% e inversión 18.1%) y el resultado neto de las operaciones ajenas (495,743.0 mdp) y el restante 22.4% a las importaciones y mercancía para reventa (370,501.0 mdp).

^{42/} Moody's, "Moody's afirma las calificaciones de PEMEX de Aa3.mx/Baa3; mantiene la BCA en b3 y la perspectiva negativa", comunicado de prensa, 27 de abril de 2017.

Fitch Ratings, "Fitch Ratifica Calificaciones de Pemex en AAA(mex); Perspectiva Estable", comunicado de prensa, 28 de junio de 2017.

Por otro lado, el costo financiero representó el 5.3% de los egresos totales.

El gasto vinculado con las importaciones y mercancía para reventa fue mayor en 7.2% real a lo ejercido en 2015, derivado de una disminución de 55.9 mbd en la producción de gasolinas y un incremento de 77.8 mbd en la importación de combustibles.

De los ajustes preventivos al gasto por 100.0 miles de mdp, los más significativos se dieron en Exploración y Producción, y en Transformación Industrial, con 83.0 miles de mdp, en los que el rubro de “Diferir o Replantear Inversiones” fue el más afectado.

Al cierre de 2016, el pasivo laboral fue de 1,220,409.4 mdp, mientras que los recursos en el Folape y en el Ficolavi solamente cubrieron el 0.8% de este pasivo. Lo anterior ha sido identificado como un factor de riesgo, debido a que la EPE podría ser objeto de nuevas aportaciones patrimoniales por parte del GF, lo que tendría implicaciones en las finanzas públicas.

Por lo anterior, para que Pemex compita en mejores condiciones, se requiere que reduzca de una manera viable el gasto de operación y administración no productivo e implemente mecanismos para vigilar el crecimiento del pasivo laboral, así como ajustar el gasto en inversión para incrementar su patrimonio.

Las acciones emitidas con base en este resultado están dirigidas a promover la implementación de mejores prácticas gubernamentales, y a fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas.

16-6-90T9N-02-0056-01-002 Recomendación

Para que Petróleos Mexicanos considere implementar, como parte de la actualización de su Plan de Negocios, una estrategia viable que le permita incrementar el gasto en inversión física, a fin de fortalecer su competitividad productiva y aumentar su valor patrimonial, conforme al artículo 102, fracción II, inciso b), de la Ley de Petróleos Mexicanos, en beneficio del Estado Mexicano.

Se hace notar que Petróleos Mexicanos informó que, con el fin de contar con los recursos financieros requeridos para los proyectos de inversión física, definió en su Plan de Negocios 2017-2021 las oportunidades de negocio susceptibles de realizarse a través de asociaciones y alianzas con terceros, entre otros esquemas, que al materializarse podrán traer beneficios a esta empresa en inversiones, competitividad e incremento patrimonial.

En razón de lo anterior, una vez que la Auditoría Superior de la Federación cuente con la evidencia de que estos mecanismos alternos incrementarán el valor patrimonial de Petróleos Mexicanos, se podrá dar por atendida la recomendación.

4. Posición Financiera de Pemex

El artículo 14 de la LPM establece que el Plan de Negocios de Pemex se elaborará y actualizará con un horizonte de cinco años y contendrá, entre otros, un diagnóstico de la situación operativa y financiera de la empresa.

El marco legal de México no tiene una definición de la posición financiera ni sobre los elementos que deban considerarse para evaluarla. Sin embargo, la literatura y las mejores prácticas en la materia sugieren que una forma de realizar dicho análisis es con base en los

ingresos y gastos (que incluyen los subsidios y transferencias), cuyo resultado puede ser un déficit o un superávit, y complementarlo con el comportamiento de los préstamos netos (disposiciones menos amortizaciones), lo cual se realizará en el siguiente resultado, a fin de identificar fortalezas y áreas de oportunidad de la entidad.

Pemex, en su Plan de Negocios 2016-2020, estimó alcanzar un superávit financiero en su balance entre 2019-2020,^{43/} como resultado de asignaciones en exploración y producción de petróleo rentables, alianzas operacionales de actividades auxiliares, disciplina operativa y eficiencia en costos.

En el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2016 se determinó que la meta de déficit financiero para Pemex sería de 149,167.2 mdp, resultado de ingresos propios por 398,392.9 mdp y un gasto presupuestario por 547,560.1 mdp. El GF estimó que dicha meta garantizaba que el desempeño financiero de la EPE estaría en línea con la política fiscal y contribuiría a incrementar el gasto en inversión en el sector energético del país.

Balance Financiero

A consecuencia de la disminución en el precio de referencia de la mezcla mexicana en enero de 2016, Pemex redujo su portafolio de inversión y modificó sus objetivos comprometidos en el Plan de Negocios 2016-2020, para cumplir con la meta de balance financiero establecida en el PEF 2016, lo que implicó un ajuste presupuestario por 100,000.0 mdp. Además, reportó una cuenta por pagar con proveedores y contratistas por 147,000.0 mdp, lo que presionó el presupuesto y la liquidez de la empresa, y se determinó que el monto por pagar en 2017 sería de 73,200.0 mdp.

Al cierre de 2016, el balance financiero de Pemex registró un déficit de 101,659.9 mdp, una mejora respecto de los 146,948.2 mdp obtenidos en 2015, resultado de incrementar sus ingresos propios en 7.2% real y disminuir su gasto en 3.3% real. Con este resultado, Pemex cumplió con la meta aprobada para el ejercicio fiscal 2016.

^{43/} Estimación que refrendó en su Plan de Negocios 2017-2021.

INDICADORES FISCALES DE PEMEX, 2015-2016

(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	2015	2016			Variación (%)		
		Aprobado	Modificado	Ejercido	Absoluta 2016/2015	($(\%)$)	
						Nominal Ejercido/ Aprobado	Real 2016/2015
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)=(D-A)	(F)=(D/B)	(G)=(D/A)
I. Balance financiero (IV-V)	(146,948.2)	(149,167.2)	(102,126.9)	(101,659.9)	45,288.3	(31.8)	(33.9)
II. Balance primario (IV-V.1)	(74,394.6)	(79,889.1)	(15,191.5)	(14,737.2)	59,657.4	(81.6)	(81.1)
III. Balance operativo ^{1/}	(146,948.2)	(149,167.2)	(102,126.9)	(101,659.9)	45,288.3	(31.8)	(33.9)
IV. Ingresos propios	429,009.3	398,392.9	481,456.1	481,006.4	51,997.1	20.7	7.2
V. Gasto presupuestario (V.1+V.2)	575,957.5	547,560.1	583,583.0	582,666.3	6,708.8	6.4	(3.3)
V.1 Gasto programable	502,996.2	478,282.0	496,086.2	495,950.0	(7,046.2)	3.7	(5.7)
V.2 Costo financiero	72,553.6	69,278.1	86,935.5	86,922.7	14,369.1	25.5	14.6

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas; de Pemex, Informe Anual 2016, y del Instituto Nacional de Estadística y Geografía; y del Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

Las variaciones reales fueron calculadas con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.0459.

1/ El resultado del balance operativo es igual al financiero, debido a que en 2015-2016 no se realizaron transferencias del GF, las aportaciones de capital fueron consideradas como inversión financiera para Pemex.

El balance financiero de Pemex en 2016 mejoró 33.9% real comparado con 2015, resultado en el que influyeron principalmente los factores siguientes:

- Los apoyos del GF por 134,230.6 mdp para reducir el pasivo laboral por las pensiones de los trabajadores; 40,213.9 mdp de un estímulo fiscal al Derecho por la Utilidad Compartida (DUC); y 73,500.0 mdp por inyección de liquidez para el pago a proveedores y pensiones en curso.
- Los ajustes presupuestarios en los egresos, entre los que destacaron el recorte de 88,445.8 mdp en la inversión física; 11,610.1 mdp en el gasto corriente; y de 5.8 mdp en las pensiones y jubilaciones.
- Se revirtió el deterioro de los activos fijos de las Empresas Productivas Subsidiarias PEP, PTI, PL y PE, de conformidad con las normas internacionales de contabilidad, en 271,709.4 mdp, 52,498.8 mdp, 5,829.5 mdp y 1,276.5 mdp, respectivamente, debido a que Pemex prevé un escenario más estable en el mercado de los hidrocarburos y por la reasignación de recursos hacia los proyectos con mayor rentabilidad y flujos netos de efectivo derivados de mayor eficiencia en la extracción de petróleo, así como menores costos de producción, la apreciación del dólar estadounidense frente al peso, por el cambio en el periodo utilizado para estimar los precios a largo plazo de las reservas probadas, el aumento en los años de recuperación de los activos fijos, así como una mejora en los pronósticos de precios de las refinerías y la disminución en la tasa de descuento.
- El costo financiero fue mayor en 25.5% respecto de lo aprobado y tuvo un incremento de 14.6% real respecto de 2015.
- La caída de los precios del petróleo. La mezcla mexicana de exportación pasó de un promedio anual de 43.21 dpb en 2015 a 35.44 dpb en 2016.

- La depreciación del peso respecto del dólar de los EUA, que fue equivalente a 99,247.2 mdp.
- El incremento en las tasas de interés que repercutió en un mayor costo financiero de la deuda en aproximadamente 31,070.9 mdp.

Los resultados del balance financiero mostraron que los ingresos propios no fueron suficientes para cubrir el gasto presupuestario de la empresa, lo que en parte se atribuye a la elevada carga fiscal a la que está sujeta Pemex.^{44/}

Las proyecciones realizadas por la Agencia Internacional de Energía consideran que los precios de las referencias internacionales del petróleo podrían alcanzar los 80.00 dpb en 2020,^{45/} lo que contribuiría a mejorar la posición financiera de Pemex.

Balance Primario

En 2016, el balance primario fue deficitario en 14,737.2 mdp, una mejora de 81.1% real respecto de 2015, aunque el costo financiero ascendió a 86,922.7 mdp, hecho por el que los intereses de la deuda se cubrieron con mayor endeudamiento.

Por lo anterior, con el propósito de mejorar la posición financiera, se recomienda fortalecer el balance primario a mediano plazo, de tal forma que se generen los ingresos propios que permitan cubrir el monto del costo financiero anual, o por lo menos su incremento, lo que haría posible mantenerlo con una tendencia constante o decreciente.

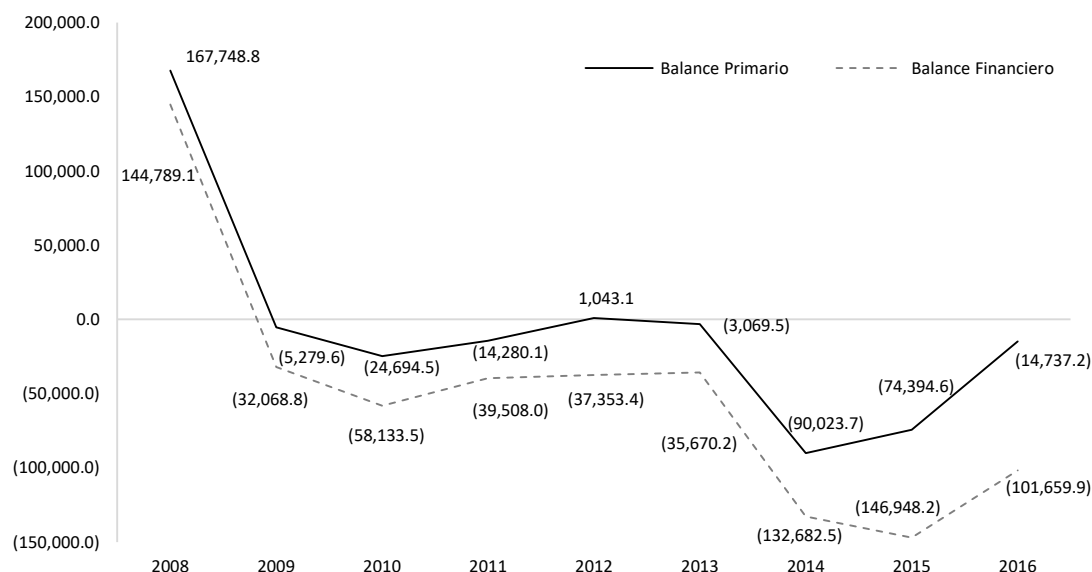
Los resultados de los indicadores fiscales muestran que se cumplieron las metas financieras aprobadas para Pemex, en lo cual influyeron el ajuste presupuestario, las aportaciones patrimoniales y los apoyos de liquidez otorgados por el GF.

Los balances financiero y primario de Pemex, principales indicadores para conocer la posición financiera de la EPE, son deficitarios desde 2009, mientras que las mayores pérdidas se registraron entre 2014 y 2016 debido a un mayor gasto en los rubros corriente, impuestos y costo financiero; adicionalmente influyó el menor monto por ventas al exterior, asociadas a la reducción en la plataforma de exportación y a la volatilidad de los precios de la mezcla mexicana de crudo.

^{44/} Fitch Ratings, "Fitch Ratifica Calificaciones de Pemex en 'AAA(mex)'; Perspectiva Estable", comunicado de prensa, 28 de junio de 2017".

^{45/} International Energy Agency, "World Energy Outlook 2016", pp. 48 y 109, 2016.

BALANCE FINANCIERO Y BALANCE PRIMARIO DE PEMEX, 2008-2016
(Millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Informe Anual 2011-2016; y de la SHCP, Estadísticas Oportunas de Finanzas Públicas, octubre 2017.

Balance financiero se refiere a la diferencia entre los ingresos propios y la suma del gasto programable, las operaciones ajenas y el costo financiero.

Balance primario es el resultado de restar a los ingresos propios el gasto programable y las operaciones ajenas.

En los CGPE de 2017 y 2018 se estimó que Pemex presentará déficits en su balance financiero de aproximadamente 99,200.0 mdp y 89,500.0 mdp, respectivamente,^{46/} con lo que se mantendrá la tendencia negativa en este indicador.

La calificadora Fitch Ratings, en su reporte “Petroleos Mexicanos (Pemex) Sensitivity Analysis” de octubre de 2016, advirtió que Pemex podría enfrentar en el mediano plazo una insolvencia derivada de su elevada carga fiscal,^{47/} un paquete de medidas de apoyo gubernamental insuficiente y por un efecto de largo plazo por la reducción de Capex.^{48/}

Asimismo, la calificadora explicó que México, a diferencia de otros países emergentes como Brasil y Colombia, mantuvo las obligaciones tributarias y de pago de dividendos para la empresa sin ajustarse a las condiciones de mercado, lo cual orilló a Pemex a endeudarse para cubrir el 100.0% de sus impuestos y con ello tener elevados costos financieros, estrategia que definió como una “maniobra de fondeo ineficiente”. Por tanto, estimó que en el futuro la

^{46/} SHCP, CGPE 2018, p. 65.

^{47/} Fitch Ratings, “Petroleos Mexicanos (Pemex) Sensitivity Analysis”, 21 de octubre de 2016.

^{48/} Capital Expenditures (Capex o inversiones en bienes de capitales) son inversiones de capital que crean beneficios. Se ejecuta cuando un negocio invierte en la compra de un activo fijo, o para añadir valor a un activo existente con una vida útil que se extiende más allá del año imponible.

empresa podría endeudarse aún más conforme se incrementa la presión del GF para recaudar más impuestos.

En marzo de 2016,^{49/} Fitch señaló que la “liquidez de la compañía está reforzada por su generación robusta de flujo antes de impuestos, la cual es apoyada por su estructura competitiva de costos operativos”, sin embargo Pemex tenía “indicadores de flujo de efectivo débiles debido a los montos elevados transferidos al gobierno mexicano por derechos e impuestos”.

Por lo anterior, la ASF solicitó a Pemex los supuestos considerados para determinar que se alcanzaría el equilibrio financiero entre 2019 y 2020, como lo ha señalado en su Plan de Negocios, así como los elementos que soporten dichos supuestos.^{50/}

Pemex respondió que la encargada de elaborar el Plan de Negocios 2016-2020 fue la entonces llamada Subdirección de Planeación Estratégica,^{51/} con el apoyo de diversas áreas corporativas de la EPE y sus subsidiarias durante 2015, y fue aprobado por el Consejo de Administración en diciembre de ese año, por lo que los supuestos, las premisas y las proyecciones se basaron en la información que imperaba en ese momento.

Dicho documento estuvo vigente durante 2016 y determinaba las condiciones de la apertura de los diferentes mercados, por lo que se realizaron supuestos sobre la trayectoria bajo la cual se materializaría el balance financiero, con información sobre el gasto, la rentabilidad, las migraciones y transformaciones industriales, entre otras premisas.^{52/}

En relación con lo anterior, la ASF solicitó la metodología para la evaluación y cálculo de algunos riesgos asociados con la elaboración del Plan de Negocios y la estimación sobre el balance financiero.^{53/}

Pemex informó algunas consideraciones que utilizó para la evaluación de los riesgos. Sin embargo, no proporcionó los cálculos que demuestran estos supuestos con el objetivo de lograr el equilibrio financiero. La información se presenta en el cuadro siguiente:

^{49/} Fitch Ratings, “Fitch Asigna Calificación ‘AAA(mex)’ a Emisión de Certificados Bursátiles de PEMEX”, 15 de marzo de 2016.

^{50/} Oficio núm. DGAIE/222/2017 del 17 de marzo de 2017.

^{51/} Oficio núm. AI-SADC-530/2017 del 10 de abril de 2017.

^{52/} De acuerdo con Pemex, mediante la información proporcionada a esta ASF, la información específica fue reservada por 5 años, a partir del 7 de abril de 2017, con fundamento en la LFTAIP, en relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

^{53/} Oficio núm. DGAIE/222/2017 del 17 de marzo de 2017.

Riesgo	Evaluación
Cambio estructural del mercado nacional de gasolina y diésel	La información con la que se contaba sobre la apertura del mercado de gasolinas y diésel, durante la elaboración del Plan de Negocios, era que las importaciones se abrirían en 2017 y el precio sería liberado en 2018, por lo que Pemex realizó supuestos del comportamiento de sus importaciones de ambos combustibles.
Liberalización e incremento de la importación	Con los supuestos realizados para las importaciones, Pemex estimó en primer lugar la demanda total esperada. Sin embargo, tomó como base la producción nacional, sin considerar que Pemex tendría un incremento en las importaciones de gasolina y diésel.
Una menor participación de Pemex en la producción de gasolinas para el mercado nacional	No se realizó un análisis bajo este supuesto, ya que se estimó que Pemex mantendría sus seis refinerías, con lo que cubriría aproximadamente el 50.0% de la demanda total de gasolinas; además, dada la capacidad excedente de refinación en el mundo, no se consideró el riesgo de que terceros pudieran construir refinerías adicionales, ya que no es económicamente razonable en México.
Cambio estructural del mercado nacional de gas LP y gas natural	En la Reforma Energética se establecieron los plazos para que el mercado de gas LP se abriera a la competencia: las importaciones se abrirían en 2016 y el precio se liberaría en 2017, se supuso que habría una pérdida inmediata de al menos el 10.0% del mercado en 2016 y otro 10.0% en 2017, y a partir de ese año se daría una pérdida gradual hasta alcanzar un porcentaje de participación del 20.0% de las importaciones en 2024. En el caso del gas natural, se estimó una reducción gradual hasta 2019.
Liberalización de los precios	Las premisas que se utilizaron para las estimaciones de los precios de largo plazo de las gasolinas, consideraron los “Criterios Generales de Política Económica 2015”, en los que se estableció un esquema transitorio de incrementos graduales para que en 2018 se pudieran liberar los precios. En ese sentido, Pemex proyectó los precios sin aplicar bandas en los montos de IEPS y los costos por logística, costos de manejo, márgenes a estaciones de servicio y ajustes de calidad no fueron modificados. En el caso de la frontera norte se consideró que el precio de las gasolinas dejaría de estar homologado al sur de Estados Unidos. Para el precio del gas LP, de acuerdo a lo establecido en el artículo 29 transitorio de la Ley de Hidrocarburos, se consideró que su precio se liberaría a partir de 2017 y se aplicó lo establecido en la directiva de la Comisión Reguladora de Energía, por lo que las proyecciones de precios se realizaron con base en los precios de referencia internacionales de los productos que forman el gas LP.
Programa de Cesión de Contratos de Gas Natural	Los supuestos utilizados a este respecto se referencian con el cambio estructural del mercado de gas LP y gas natural. Sin embargo, el primer documento oficial que establece la obligación de Petróleos Mexicanos de instrumentar un Programa de Cesión de Contrato fue publicado en el DOF el 15 febrero de 2016 (RES/997/2015), posterior a la autorización del Plan de Negocios.
Ajuste de las condiciones del modelo económico de los contratos en las rondas futuras	A fin de mejorar la participación de contratos en futuras rondas, Pemex consideró participar en licitaciones para contratos de exploración en aguas profundas y no convencionales, con base en la primera versión del Plan Quinquenal de Licitaciones para Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019, ya que el inventario de asignaciones de producción contaba con suficientes reservas a desarrollar. Para estos casos, estimó un régimen fiscal para garantizar un retorno aceptable para cada bloque asignado. Por su parte, las asignaciones de producción, se clasificaron en cuatro grandes rubros: I) Asignaciones que, bajo el régimen fiscal de asignaciones, aún eran rentables después de impuestos y para las cuales Pemex contaba con capacidades técnicas para su explotación. II) Asignaciones rentables después de impuestos, pero para las que Pemex necesitaba desarrollar capacidades técnicas. III) Aquéllas que eran rentables antes de impuestos, pero no así después de impuestos. IV) Aquéllas que no eran rentables antes de impuestos. Para los numerales I) y IV), no se realizaron ajustes al modelo económico. En el caso de II) y III), se modificó para cada asignación el régimen fiscal para permitir obtener un retorno razonable y, en el caso de aquellas candidatas a <i>farmout</i> con socio, dado que ya tenían una inversión importante por parte de Pemex, se supuso que, a partir de que fueran migradas, además de modificar el régimen fiscal para permitir un retorno razonable, Pemex aportaría el 40% de las inversiones futuras a cambio de recibir el 60% de los ingresos

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-530/2017 del 10 de abril de 2017.

NOTAS: De acuerdo con Pemex, mediante la información proporcionada a la ASF, la información específica fue reservada por 5 años, a partir del 7 de abril de 2017, con fundamento en la LFTAIP, en relación al artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Farmout es una asociación estratégica entre una empresa que tiene derechos de explotación y producción con un tercero (o varios) a quien le transfieren (migran) algunos de esos derechos. Estos acuerdos pueden tener diferentes metas según sea el contrato. De parte del dueño del bloque se puede pretender: arrendar el uso del subsuelo para incrementar producción, capitalizarse, compartir riesgos, obtener información geológica, obtener acceso a tecnología, liberar capacidad operativa y reducir requerimientos de capital, o simplemente perforar pozos.

Pemex señaló que las premisas utilizadas en la elaboración del Plan de Negocios 2016-2020 cambiaron drásticamente durante 2016, por lo que se revisó dicho plan con premisas y supuestos conservadores. Cabe señalar que en el Plan de Negocios 2017-2021 se presentan las perspectivas financieras y operativas de Pemex bajo un escenario central y uno mejorado, pero no se hace referencia a uno con supuestos menos favorables.

Asimismo, mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/023/2017 del 11 de diciembre de 2017, Pemex informó que se realizaron esfuerzos institucionales para la generación de un proyecto de Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales,^{54/} y que para las próximas actualizaciones del Plan de Negocios se establecerán los riesgos estratégicos para la construcción de los escenarios de riesgos establecidos en el artículo 14 de la LPM.

La ASF tuvo acceso a las variables y supuestos utilizados por Pemex para la elaboración de sus planes de negocios 2016-2020 y 2017-2021. Las principales diferencias entre ambos planes de negocios, se describen a continuación:

PRINCIPALES DIFERENCIAS EN LOS SUPUESTOS UTILIZADOS PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE NEGOCIOS		
Premisa	2016-2020	2017-2021
Precio del petróleo	Promedio estimado para el periodo 2016-2025.	En línea con los futuros del Brent y ajustados a la mezcla mexicana, lo que resultó en un precio mayor.
Tasa de interés		Tasas crecientes de acuerdo a los promedios de futuros en el mercado.
Tipo de cambio		Depreciación de 2.0 pesos por dólar.
PIB		Disminución en 1.0 punto porcentual.
Supuestos:	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de gastos. • Focalización en negocios rentables. • Alianzas en transformación industrial. • Retiro de mercados no rentables. • Reducción del pasivo laboral. • Proyectos de desarrollo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se mantiene la disminución de costos lograda en 2016. • Incrementos en productividad. • Asignaciones rentables después de impuestos. • Agresivo programa de <i>farmout</i> en PEP. • Alianzas en operaciones auxiliares y para la configuración de refinerías.
FUENTE:	Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficios núm. AI-SADC-530/2017 del 10 de abril de 2017 y CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/347/2017 del 9 de agosto de 2017.	
NOTA:	De acuerdo con Pemex, la información específica fue reservada por 5 años, a partir del 7 de abril de 2017, con fundamento en la LFTAIP y en relación con el artículo 111 de la Ley de Petróleos Mexicanos.	
PEP	Pemex Exploración y Producción.	

La ASF comparó las variables macroeconómicas consideradas en los escenarios base del Plan de Negocios con estimaciones realizadas por la SHCP y Bloomberg. Las variables consultadas fueron:

^{54/} Presentado al Comité de Auditoría de Pemex, Acuerdo 006 de la Sesión Extraordinaria 23/2017 del CAUD.

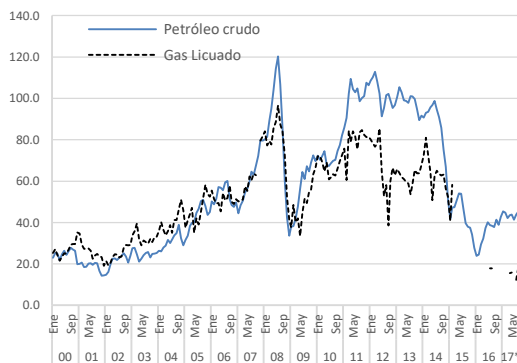
PROYECCIÓN DE VARIABLES ECONÓMICAS CLAVE
(Dólares por barril y porcentajes)

Premisa	CGPE 2018		Bloomberg	
	2017	2018	2017	2018
Precio del petróleo Mezcla Mexicana	43.00	46.00		
Precio del petróleo BRENT			56.73	55.75
Tasa de crecimiento del PIB de México	2.0-2.6	2.0-3.0	2.10	2.20
Tasa de interés	6.70	7.00	7.00	6.35
Tipo de cambio (pesos por dólar)	18.70	18.10	18.10	18.29

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Criterios Generales de Política Económica 2018; y de Bloomberg, octubre 2017.

Entre 2000 y 2017, los resultados de las plataformas de producción y de exportación, de los precios del petróleo y del gas LP mantienen una tendencia a la baja, además de que la brecha entre demanda y producción de petrolíferos cada vez es más amplia.

PRECIOS DEL PETRÓLEO CRUDO Y DEL GAS LICUADO, 2000-2017
(Dólares por barril)

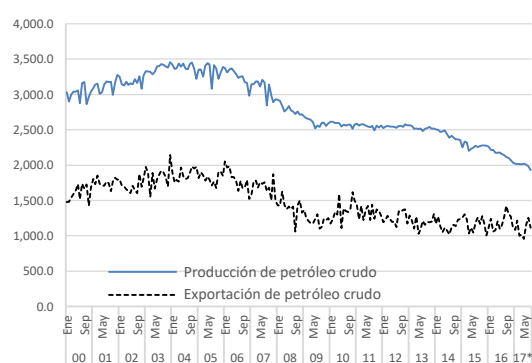


FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, base de datos institucional, octubre de 2017.

La serie de gas licuado no presenta información para los años 2015-2016.

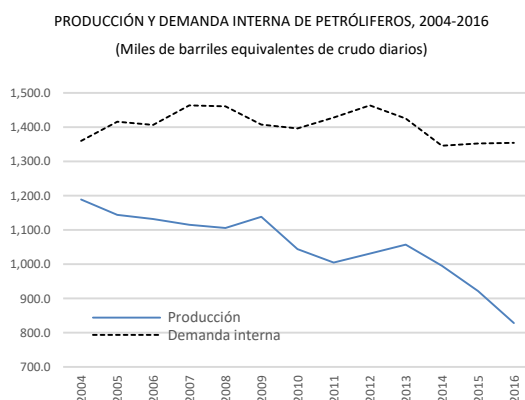
* El dato de 2017 corresponde al mes de agosto.

PRODUCCIÓN Y EXPORTACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO, 2000-2017
(Miles de barriles diarios)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, base de datos institucional, octubre de 2017.

* El dato de 2017 corresponde al mes de agosto.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, base de datos institucional, octubre de 2017.

* El dato de 2017 corresponde al mes de agosto.

Los resultados de los balances financiero y primario entre 2009 y 2016, así como las perspectivas para 2017 y 2018, sugieren que para regresar al equilibrio financiero en 2019-2020, Pemex requiere identificar áreas de mejora en su planeación financiera, en la canalización de recursos a aquellas actividades de mayor rentabilidad y en incrementar la productividad de la empresa, con el propósito de fortalecer los resultados en el mediano plazo, debido a que el deterioro de la posición financiera de Pemex comenzó antes de la caída de los precios internacionales del petróleo en 2015.

De acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la materia, se considera que la sostenibilidad en las finanzas y la deuda de un ente público se logra cuando se mantiene, a mediano plazo, una tendencia constante o decreciente en la relación entre el total de sus pasivos respecto de los ingresos que tiene la capacidad de generar y obtener.^{55/}

Con base en este criterio, se recomienda aplicar las medidas de disciplina, responsabilidad y prudencia financiera que permitan incrementar los ingresos propios, disminuir el gasto de operación y administración no productivo, elevar la inversión presupuestaria, administrar con eficiencia la deuda y el costo financiero, para fortalecer de manera persistente a mediano plazo los balances financiero y primario.

Para lograr lo anterior, será pertinente incrementar de forma sostenida la producción; disminuir el costo de producción, ventas y logística; elevar la productividad en todas las actividades; y mejorar la carga fiscal sin detrimento de su contribución en los ingresos petroleros del Gobierno Federal.

^{55/} Al respecto se sugiere revisar:

- FMI, "Assessing Sustainability", 2002;
- FMI, "Modernizing the Framework for Fiscal Policy and Public Debt Sustainability Analysis", 2011;
- INTOSAI, "ISSAI 5411 Indicadores de Deuda", 2010; y
- Banco Interamericano de Desarrollo, "Vivir con Deuda-Cómo contener los riesgos del endeudamiento público", 2007.

Asimismo, la ASF reitera la necesidad de evaluar la posición financiera de Pemex con base en parámetros objetivos y confiables, debido a que los planes de negocios 2016-2020 y 2017-2021 plantean que la empresa alcanzará el equilibrio financiero entre 2019-2021. Sin embargo, el comportamiento de las variables no converge con lo estimado para alcanzar las metas planteadas que estabilicen y reviertan el declive de la producción en el mediano plazo, y con ello coadyuvar a alcanzar dicho equilibrio financiero.

Además, se considera pertinente que Pemex implemente esquemas financieros que no sólo impliquen la disminución del gasto no productivo y la reducción del financiamiento para cumplir con sus compromisos, sino que también incrementen la productividad y competitividad, así como implementar las estrategias de negocios que generen mayor valor para el Estado Mexicano.

Información contable

I. Estados Consolidados del Resultado Integral

Uno de los factores para alcanzar el equilibrio financiero es revertir la pérdida integral. Al cierre de 2016, Pemex redujo 90.3% en términos reales su pérdida integral, debido a que diversos rubros de costos, gastos y pago de impuestos disminuyeron más que sus ingresos.

ESTADOS CONSOLIDADOS DEL RESULTADO INTEGRAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2016

(Millones de pesos)

	Al 31 de diciembre		Variación	
	2015	2016	Nominal	Real (%)
Ventas netas:				
En el país	746,235.9	670,000.5	(76,235.4)	(14.2)
De exportación	407,214.4	395,118.1	(12,096.3)	(7.2)
Ingresos por servicios	12,912.1	14,427.1	1,515.0	6.8
Total de ventas	1,166,362.5	1,079,545.7	(86,816.8)	(11.5)
(Reversa) deterioro de pozos, ductos, propiedades, planta y equipo	477,944.7	(331,314.3)	(809,259.0)	n.a.
Beneficio por modificación en plan de pensiones	(92,177.1)	0.0	92,177.1	n.a.
Costo de lo vendido	895,068.9	867,580.6	(27,488.3)	(7.3)
Rendimiento (pérdida) bruto	(114,474.0)	543,279.4	657,753.4	n.a.
Otros ingresos (Gastos), neto	(2,373.3)	18,955.6	21,328.8	n.a.
Gastos generales:				
Gastos de distribución, transportación y venta	28,928.6	25,231.2	(3,697.4)	(16.6)
Gastos de administración	112,472.1	112,653.5	181.4	(4.2)
Beneficio por modificación en plan de pensiones	(103,861.0)	0.0	103,861.0	n.a.
Rendimiento (pérdida) de operación	(154,387.1)	424,350.2	578,737.3	n.a.
Ingreso financiero ^{1/}	14,990.9	13,749.3	(1,241.6)	(12.3)
Costo financiero ^{2/}	(67,773.6)	(98,844.5)	(31,070.9)	39.4
Costo por derivados financieros, neto	(21,449.9)	(14,001.0)	7,448.9	(37.6)
Pérdida en cambios, neto	(154,765.6)	(254,012.7)	(99,247.2)	56.9
	(228,998.2)	(353,108.9)	(124,110.8)	47.4
Rendimiento neto en la participación en los resultados de compañías asociadas y	2,318.1	2,135.8	(182.3)	(11.9)
Rendimiento (pérdida) antes de derechos, impuestos y otros	(381,067.2)	73,377.1	454,444.2	n.a.
Derechos sobre extracción de petróleo y otros	377,087.5	304,813.4	(72,274.1)	(22.7)
Impuestos netos a la utilidad	(45,587.3)	(40,291.9)	5,295.3	(15.5)
Total de derechos, impuestos y otros	331,500.2	264,521.4	(66,978.8)	(23.7)
Pérdida neta (controladora y no controladora)	(712,567.4)	(191,144.3)	521,423.1	(74.4)
Pérdida neta controladora	(712,434.9)	(191,645.6)	520,789.3	(74.3)
Pérdida neta no controladora	(132.4)	501.2	633.6	n.a.
Otros resultados integrales:				
Partidas que serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Activos financieros disponibles para la venta	(3,206.3)	207.8	3,414.1	n.a.
Efecto por conversión	13,262.1	21,386.9	8,124.8	54.2
Partidas que no serán reclasificadas posteriormente al resultado del ejercicio:				
Ganancias (pérdidas) actuariales por beneficios a empleados	78,556.6	106,277.8	27,721.2	29.4
Total de otros resultados integrales	88,612.4	127,872.5	39,260.1	38.0
Resultado integral total	(623,955.0)	(63,271.9)	560,683.2	(90.3)

FUENTE: Elaborado por la ASF con datos de la SHCP, Cuenta Pública 2016, del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, Banco de Información Económica, febrero de 2017.

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

Las variaciones reales se calcularon con el deflactor del índice de precios implícitos del PIB de 1.0459.

1/ Incluye productos financieros por inversiones y ganancia por tasa de descuento de pasivo por taponamiento de pozos en 2015 y 2016.

2/ Incluye principalmente intereses de la deuda.

n.a. No aplicable.

A diciembre de 2016, los ingresos totales (total de ventas) de Pemex fueron 1,079,545.7 mdp, menores en 11.5% real respecto al mismo mes de 2015, principalmente por la disminución del precio promedio de la mezcla mexicana de exportación que pasó de 86.08 dpb en 2014 a 35.44 dpb en 2016,^{56/} y una reducción promedio de 11.3% en la plataforma de producción durante ese periodo.

La carga impositiva de la empresa fue de 264,521.4 mdp, un decremento real de 23.7% en comparación con el monto erogado en diciembre de 2015 y fue equivalente al 24.5% de los ingresos totales, 3.9 puntos porcentuales (pp) menos de lo observado en 2015. Sin embargo,

^{56/} Entre 2015 y 2016, el precio promedio del petróleo pasó de 43.21 dpb a 35.44 dpb.

al considerar los costos de ventas y de administración, Pemex presentó una pérdida neta del ejercicio de 191,144.3 mdp.

El reporte al cuarto trimestre de 2016 señaló que el costo de ventas disminuyó 60.0%,^{57/} debido a una reversión parcial del deterioro de los activos por mayor eficiencia, registrada en el concepto “otros” derivada, principalmente por lo siguiente:

- i) Eficiencias en extracción y costos de producción;
- ii) Apreciación del dólar frente al peso;
- iii) El cambio en el periodo utilizado para estimar el valor de recuperación de los activos fijos de 20 a 25 años de acuerdo con la modificación al procedimiento de cuantificación y certificación de reservas;
- iv) La recuperación en el precio de la mezcla.

En consecuencia, el rendimiento bruto pasó de una pérdida de 114,474.0 mdp en 2015 a una ganancia de 543,279.4 mdp.

La cuenta de otros ingresos se vio afectada por una pérdida ocasionada por la cesión de activos al Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), parcialmente contrarrestada por la acreditación de impuestos de ejercicios anteriores.^{58/}

Los gastos generales (de distribución, transportación y venta, de administración y Beneficio por modificación del Plan de Pensiones) aumentaron 100,345.0 mdp, debido principalmente a que en 2015 se contabilizó un ahorro en los beneficios a los empleados por modificaciones al plan de pensiones y jubilaciones.

Como resultado de lo anterior, el rendimiento de operación fue de 424,350.2 mdp, por lo que logró revertirse luego de la pérdida de operación de 154,387.1 mdp registrada en 2015.

Respecto a los impuestos y derechos, si bien el régimen fiscal de Pemex ha sido modificado en diversas ocasiones desde la aprobación de la Reforma Energética, la carga fiscal de la EPE aún es considerado como elevada.

El GF otorgó, en 2016 y 2017, beneficios fiscales a operadores de asignaciones, con lo cual pueden elegir entre dos esquemas para calcular el límite de deducibilidad de costos aplicable al Derecho por la Utilidad Compartida (DUC):

^{57/} Representa el costo de producción o adquisición de los inventarios al momento de la venta, incrementado, en su caso, por las reducciones en el valor neto de realización de los inventarios durante el periodo. Incluye principalmente depreciación, amortización, gastos asociados al personal y gastos relacionados con el proceso productivo.

^{58/} Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía actualiza el Titular del Permiso de Transporte de Gas Natural G/061/TRA/99, correspondiente al Sistema Nacional de Gasoductos, para quedar a nombre del Centro Nacional de Control del Gas Natural.

DERECHO POR UTILIDAD COMPARTIDA: LÍMITE DE DEDUCIBILIDAD DE COSTOS

Tipo de campo	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos	Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, DOF, abril 2016
Terrestre	2016 – 11.075%	8.30 dpb
	2017 – 11.550%	
Aguas someras	2018 – 12.025%	6.10 dpb
	2019 – 12.500%	

FUENTE: Pemex, Reporte de resultados dictaminados al 31 de diciembre de 2016.

Por lo anterior, a partir de 2015, los Derechos se refieren solamente al Derecho a la Utilidad Compartida, y los impuestos y derechos a la exploración y extracción de hidrocarburos están considerados dentro del costo de ventas.

El beneficio que se obtuvo por la aplicación del Decreto fue de 40,213.9 mdp. También se otorgó por parte del GF un estímulo fiscal por la cantidad de 28,439.4 mdp el 16 de noviembre de 2016. Este estímulo consistió en un crédito contra el DUC como medida para atenuar el impacto generado en el entorno financiero de las empresas asignatarias de exploración y extracción de hidrocarburos en México, debido a que los precios internacionales de los energéticos continuaban deprimidos, lo que afectó las economías de diversos países.

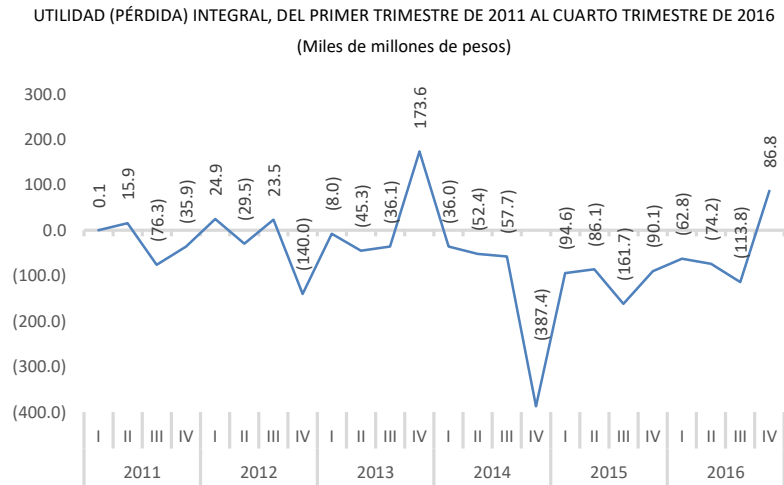
En lo que se refiere a la evolución de la pérdida neta, presentó una disminución de 74.4% real, en comparación a un año antes. Dicha disminución se explicó principalmente por la mejora en el rendimiento de operación que fue contrarrestado, entre otros, por los factores siguientes:

- El incremento de 39.4% real en los intereses a cargo netos respecto a 2015.
- Una pérdida en cambios mayor en 56.9% real en comparación con el cierre de 2015, resultado de la depreciación del peso frente al dólar.
- El impuesto neto a la utilidad fue mayor en 15.5% real respecto de 2015.

Con base en lo anterior, la Pérdida Integral en 2016 fue de 63,271.9 mdp, menor en 90.3% real respecto de 2015, en lo que incidió el incremento de 38.0% real anual en el rubro de otros resultados integrales, principalmente por el incremento de los beneficios para los empleados por ganancias actuariales, las cuales se originaron por la actualización de las tasas utilizadas para el cálculo de dichos beneficios.

En el análisis trimestral de la información contable, la pérdida integral en el cuarto trimestre de 2016 se revirtió para ubicarse en 86,809.8 mdp. El primer resultado positivo en 11 trimestres.^{59/}

^{59/} De acuerdo con el Informe de Resultados de Pemex al tercer trimestre de 2017, la pérdida integral fue de 101,808.0 mdp.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Reporte de Resultados, informes trimestrales del primer trimestre de 2011 al cuarto trimestre de 2016.

Del análisis de la información del estado de resultados consolidado de Pemex, se detectó que continúa la vulnerabilidad de la EPE, en especial un riesgo de liquidez, por la carga impositiva sobre los ingresos de la empresa.

II. Estado de Situación Financiera

Los estados financieros consolidados han sido preparados bajo la hipótesis de negocio en marcha, la que supone que Pemex podrá cumplir con sus obligaciones de pago y considera los flujos de efectivo de sus actividades de operación en 2017. Las principales variaciones con respecto al año siguiente, se muestran a continuación:

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015

(Millones de pesos)

Concepto	2016	2015	Variaciones	
			Nominal	Porcentual
Activo circulante				
Efectivo y equivalentes de efectivo	163,532.5	109,368.9	54,163.6	49.5
Cuentas por cobrar, neto	133,220.5	79,245.8	53,974.7	68.1
Inventarios, neto	45,892.1	43,770.9	2,121.2	4.8
Activos no financieros mantenidos para la venta	7,460.7	33,213.8	(25,753.1)	(77.5)
Activos financieros disponibles para la venta	435.6	0.0	435.6	100.0
Instrumentos financieros derivados	4,857.5	1,601.1	3,256.4	203.4
Total del activo circulante	355,398.9	267,200.5	88,198.4	33.0
Activo no circulante				
Activos financieros disponibles para la venta	6,027.5	3,944.7	2,082.8	52.8
Inversiones permanentes en acciones	23,154.6	24,165.6	(1,011.0)	(4.2)
Pozos, ductos, propiedades, planta y equipo, neto	1,667,742.2	1,344,483.6	323,258.6	24.0
Documentos por cobrar a largo plazo	148,607.6	50,000.0	98,607.6	197.2
Impuestos diferidos	100,324.7	54,900.4	45,424.3	82.7
Efectivo restringido	10,478.6	9,246.8	1,231.8	13.3
Activos intangibles	8,639.2	14,305.0	(5,665.8)	(39.6)
Otros activos	9,512.6	7,407.7	2,104.9	28.4
Total del activo no circulante	1,974,487.0	1,508,453.8	466,033.2	30.9
Total del activo	2,329,885.9	1,775,654.3	554,231.6	31.2

ESTADO CONSOLIDADO DE SITUACIÓN FINANCIERA AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016 Y 2015

(Millones de pesos)

Concepto	2016	2015	Variaciones	
			Nominal	Porcentual
Pasivo circulante				
Deuda a corto plazo y porción circulante de la deuda LP	176,166.2	192,508.7	(16,342.5)	(8.5)
Proveedores	151,649.5	167,314.2	(15,664.7)	(9.4)
Impuestos y derechos por pagar	48,839.6	43,046.7	5,792.9	13.5
Cuentas y gastos acumulados por pagar	18,666.6	13,237.4	5,429.2	41.0
Instrumentos financieros derivados	30,868.0	27,300.7	3,567.3	13.1
Total del pasivo circulante	426,189.9	443,407.7	(17,217.8)	(3.9)
Pasivo no circulante				
Deuda a largo plazo	1,807,004.5	1,300,873.2	506,131.3	38.9
Beneficios a los empleados	1,220,409.4	1,279,385.4	(58,976.0)	(4.6)
Provisión para créditos diversos	88,317.9	73,191.8	15,126.1	20.7
Otros pasivos	16,837.9	8,288.1	8,549.8	103.2
Impuestos diferidos	4,134.5	2,183.8	1,950.7	89.3
Total del pasivo no circulante	3,136,704.2	2,663,922.3	472,781.9	17.7
Total del pasivo	3,562,894.1	3,107,330.0	455,564.1	14.7
Patrimonio (déficit), neto				
Participación controladora:				
Certificados de Aportación A	356,544.4	194,604.8	161,939.6	83.2
Aportaciones del Gobierno Federal	43,730.6	43,730.6	0.0	0.0
Reserva legal	1,002.1	1,002.1	0.0	0.0
Resultados acumulados integrales	(163,399.4)	(306,023.0)	142,623.6	(46.6)
Déficit acumulado:				
De ejercicios anteriores	(1,280,217.0)	(552,808.8)	(727,408.2)	131.6
Pérdida neta del año	(191,645.6)	(712,435.0)	520,789.4	(73.1)
Total participación controladora	(1,233,984.9)	(1,331,929.3)	97,944.4	(7.4)
Total participación no controladora	976.7	253.3	723.4	(285.6)
Total del patrimonio (déficit), neto	(1,233,008.2)	(1,331,676.0)	98,667.8	(7.4)
Total del pasivo y patrimonio (déficit), neto	2,329,885.9	1,775,654.0	554,231.9	31.2

El efectivo y equivalentes de efectivo se incrementó en 54,163.6 mdp (49.5%) debido al efecto neto entre la cobranza y captaciones de recursos por financiamientos, compensándose parcialmente con el pago de impuestos y amortizaciones de financiamientos, así como al pago de compromisos de operación e inversión.

Las cuentas por cobrar neto aumentaron en 53,974.7 mdp (68.1%) originado, por mayores saldos de clientes extranjeros por 17,700.0 mdp (102.2%) ocasionados por un mayor precio de la mezcla de exportación al cierre de 2016 en comparación con 2015, así como por incrementos en el volumen vendido y la apreciación del dólar americano frente al peso, mayores saldos en clientes nacionales por 10,341.0 mdp (35.4%), un incremento en deudores diversos por 11,664.0 mdp (108.4%), y el incremento en derechos e impuestos por recuperar de años anteriores en 18,651 mdp (61.3%).

Activos no financieros mantenidos para la venta disminuyeron en 25,753.1 mdp (77.5%) debido a que se realizó la transferencia de activos a CENAGAS, dando de baja 35,333.0 mdp, compensado con el registro por 7,461.0 mdp derivado de la solicitud por parte de PEP a la Secretaría de Energía (SENER) del resarcimiento del valor de las inversiones en activos fijos asociados a campos que no le fueron asignados.

El rubro de instrumentos financieros derivados se incrementó en 3,256.4 mdp (203.4%) debido a la reestructura de instrumentos financieros derivados y a los movimientos de las variables de mercado involucradas en la valuación del valor razonable, como tipos de cambio, tasas de interés de las divisas y el spread crediticio de las contrapartes financieras (CVA o Ajuste por Riesgo de Crédito).

La variación pozos, ductos, propiedades, planta y equipo por 323,258.6 mdp es resultado del efecto neto de las nuevas inversiones y la depreciación del ejercicio y principalmente al reconocimiento de una reversa neta de deterioro en los activos fijos (efectuado el año anterior) por un monto de 331,314.3 mdp, originada principalmente por la reasignación de recursos hacia los proyectos con mayor rentabilidad y flujos netos de efectivo derivados de mayor eficiencia en la extracción de petróleo, así como menores costos de producción, la apreciación del dólar estadounidense frente al peso y por el cambio en el periodo utilizado para estimar los precios a largo plazo de las reservas probadas, el aumento en los años de recuperación de los activos fijos, así como una mejora en los pronósticos de precios de las refinerías.

El incremento en documentos por cobrar a largo plazo por 98,607.6 mdp (197.2%) se originó por la aportación del Gobierno Federal soportada en títulos de crédito para asumir una proporción de las obligaciones de las pensiones y jubilaciones en curso de pago.

Los impuestos diferidos se incrementaron en 45,424.3 mdp (82.7%), derivado del reconocimiento del Derecho por la Utilidad Compartida diferido activo por 27,651.0 mdp asociado a asignaciones, el cual podrá aprovecharse en ejercicios fiscales futuros contra deducciones no aplicadas hasta el ejercicio 2016, así como a un incremento en impuestos sobre la renta diferido activo por 17,773.0 mdp.

El pasivo se incrementó en 455,564.1 mdp (14.7%) ubicándose en 3,562,894.1 mdp, principalmente por los siguientes efectos:

Deuda documentada, la porción de deuda a corto plazo disminuyó en 16,342.5 mdp y la deuda a largo plazo aumentó en 506,131.3 mdp, presentando un aumento neto de 489,789.0 mdp (32.8%) en comparación con el saldo al 31 diciembre de 2015.

Los pasivos por beneficios a los empleados mostraron una disminución de 58,976.0 mdp (4.6%), por el reconocimiento de las ganancias actuariales derivadas del incremento en la tasa de descuento utilizada para determinar el valor presente de las obligaciones por este concepto, misma que pasó de 7.41% en 2015 a 8.17% en 2016, y al reconocimiento del costo neto del periodo, disminuido por las aportaciones realizadas al Fondo Laboral Pemex (FOLAPE) y por los pagos efectuados por concepto de los servicios médicos y hospitalarios otorgados a los pensionados y sus beneficiarios.

Se incrementó el patrimonio en 161,939.6 mdp (83.2%). El 21 de abril de 2016 el GF efectuó una aportación patrimonial a Pemex por un monto de 26,500.0 mdp, esta aportación se reconoció como un incremento en los Certificados de Aportación "A". El 3 de agosto de 2016, se incrementó el patrimonio por 135,439.6 mdp, el cual es el resultado de la asunción de pasivos por 184,230.6 mdp por parte del GF que forman parte de las obligaciones de pago de las pensiones y planes de jubilación de PEMEX; menos el pagaré por 50,000.0 mdp, entregado a PEMEX el 24 de diciembre de 2015, más el incremento en el valor de los pagarés por el periodo del 29 de junio al 15 de agosto de 2016 por 1,209.0 mdp, fecha en que Pemex recibió los pagarés.

Los resultados acumulados integrales se incrementaron 142,623.6 mdp (46.6%) debido a las ganancias actuariales por beneficios a los empleados por 108,187.0 mdp, como consecuencia del incremento de la tasa de descuento utilizada para determinar el valor presente del pasivo laboral; la apreciación del dólar frente al peso originó un efecto por conversión de 21,170.0 mdp y el reconocimiento de un incremento de 13,059.0 mdp en impuestos diferidos y una ganancia en instrumentos financieros por 208.0 mdp.

En los resultados acumulados se originó un efecto desfavorable de 727,408.2 mdp (131.6%), originado por la aplicación de la pérdida del ejercicio 2015.

La pérdida neta del ejercicio ascendió a 191,144.3 mdp, que representó 521,423.1 mdp menor que la obtenida en el ejercicio 2015, que ascendió a 712,567.4 mdp.

Conclusiones

La meta de déficit financiero para Pemex establecida en el PEF 2016 fue de 149,167.2 mdp, los resultados alcanzados fueron de 101,659.9 mdp y en el déficit primario de 14,737.2 mdp, sin embargo, el marco legal de México no tiene una definición de la posición financiera que fortalezca la meta de balance financiero.

Las metas comprometidas en los indicadores fiscales de Pemex se cumplieron, debido al ajuste presupuestario, a los ingresos no recurrentes (entre los que se encuentran la capitalización de los 134,230.6 mdp de la asunción del pasivo laboral, 26,500.0 mdp por la inyección de liquidez, los 47,000.0 mdp de la liquidación del bono parcial provisional de la asunción de pasivos de 2015) y la estrategia de pago con proveedores.

Fitch Ratings advirtió en 2016 que Pemex enfrentará en el mediano plazo una insolvencia derivada de su elevada carga fiscal, que las medidas de apoyo gubernamental fueron

insuficientes y un efecto de largo plazo por la reducción de Capex. Que si bien la liquidez de la compañía está reforzada por su generación robusta de flujo antes de impuestos, apoyada por su estructura competitiva de costos operativos, sus indicadores de flujo de efectivo son débiles debido a las transferencias al GF por derechos e impuestos.

Pemex presentó un déficit primario o financiero a partir de 2008. Las mayores pérdidas financieras se registraron entre 2014 y 2016, y del análisis del estado de resultados consolidado de Pemex se identificó que continúa su vulnerabilidad, sobre todo el riesgo de liquidez, derivado de la carga impositiva.

Por lo anterior, la ASF reitera la necesidad de evaluar de manera objetiva y confiable, con diferentes escenarios prospectivos a mediano plazo sobre la posición financiera de Pemex, debido a que los planes de negocios 2016-2020 y 2017-2021, consideran que la empresa alcanzará el equilibrio financiero entre 2019-2021. Sin embargo, los resultados alcanzados están por debajo de los estimados para alcanzar las metas planteadas.

Asimismo, la ASF identificó que los supuestos de las variables económicas consideradas para la elaboración del Plan de Negocios y los resultados estimados de los balances primario y financiero, no consideraron la materialización de distintos riesgos, por lo que sugiere fortalecer la presentación de dicho Plan de Negocios en el que se consideren diferentes escenarios sobre las estimaciones financieras y operativas de Pemex, para estar en línea con lo que establece el artículo 13, fracción III, de la LPM, que prevé en las funciones del Consejo de Administración el “Aprobar, revisar y, en su caso, actualizar anualmente el Plan de Negocios...” y que dicho plan se elaborará y actualizará con un horizonte de cinco años, y contendrá al menos, entre otros, los principales escenarios de riesgos estratégicos y comerciales de la empresa, el comportamiento de la economía a largo plazo, innovaciones tecnológicas, tendencias en la oferta y demanda y factores geopolíticos.

De acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la materia, se considera que la sostenibilidad en las finanzas y la deuda de un ente público se logra cuando se mantiene, a mediano plazo, una tendencia constante o decreciente en la relación entre el total de sus pasivos respecto de los ingresos que tiene la capacidad de generar y obtener, por lo que se recomienda aplicar las medidas de disciplina, responsabilidad y prudencia financiera que permitan incrementar los ingresos propios, disminuir el gasto de operación y administración no productivo, elevar la inversión presupuestaria, administrar con eficiencia la deuda y el costo financiero, para fortalecer de manera persistente a mediano plazo los balances financiero y primario.

Las acciones emitidas con base en este resultado están dirigidas a promover la implementación de mejores prácticas gubernamentales, y a fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas.

16-6-90T9N-02-0056-01-003 Recomendación

Para que Petróleos Mexicanos considere complementar su Plan de Negocios y consecuentes actualizaciones, con distintos escenarios sobre la evolución de su situación financiera y operativa con base en los riesgos estratégicos, comerciales, macroeconómicos y de mercado que se señalan en el artículo 14, fracción III, de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Se hace notar que Petróleos Mexicanos informó que se han realizado esfuerzos institucionales en materia de riesgos, los cuales han derivado en la generación de un proyecto de Políticas y Lineamientos de Administración de Riesgos Empresariales, y que en las próximas actualizaciones del Plan de Negocios se establecerán los riesgos estratégicos.

En razón de lo anterior, una vez que la Auditoría Superior de la Federación cuente con la evidencia de lo ejecutado por Petróleos Mexicanos al respecto, se podrá dar por atendida la recomendación.

16-6-90T9N-02-0056-01-004 Recomendación

Para que Petróleos Mexicanos considere diseñar y aplicar medidas de disciplina, responsabilidad y prudencia financiera que permitan incrementar los ingresos propios, disminuir el gasto de operación y administración no productivo, elevar la inversión presupuestaria, administrar con eficiencia la deuda y el costo financiero, para fortalecer de manera persistente a mediano plazo los balances financiero, primario y operativo.

En el supuesto de que Petróleos Mexicanos no considere procedentes los términos jurídicos o técnicos de esta recomendación, se requiere plantear una alternativa viable que incluya acciones concretas programadas, con la finalidad de solventar los aspectos observados como resultado de la auditoría practicada, entre los cuales se encuentra fortalecer sus balances primario, financiero y operativo, a fin de reducir los riesgos de liquidez en el mediano plazo.

En cumplimiento de lo previsto en el Artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, se hace constar que al cierre de esta auditoría, no fue posible acordar las recomendaciones planteadas a Petróleos Mexicanos, ni definir los mecanismos para su atención. La ASF realizará el pronunciamiento establecido en el Artículo 41 de esa ley, sobre la respuesta que proporcione la entidad fiscalizada en el plazo definido en el Artículo 39 de la misma normativa.

5. Deuda Pública y Otros Pasivos

Entre los cambios del marco normativo y fiscal derivado de la Reforma Energética, destaca que el Congreso de la Unión es quien aprueba el techo de endeudamiento para Pemex, lo que establece las bases para desvincular su situación financiera y su calificación crediticia respecto a la de la Federación.

El artículo 1° de la LFDP establece que la deuda pública está constituida por obligaciones de pasivos, directas o contingentes, derivadas de financiamiento a cargo, entre otras entidades, de las Empresas Productivas del Estado y sus Empresas Productivas Subsidiarias, como es el caso de Pemex, por lo que un aumento en el saldo de la deuda de esta empresa tiene un impacto directo o indirecto en las finanzas públicas del Sector Público Federal (SPF).

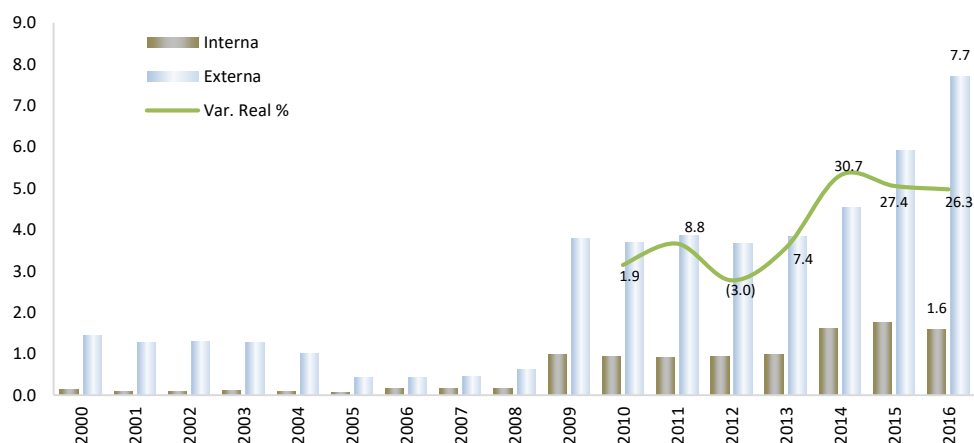
De 2000 a 2016, el saldo de la deuda de Pemex se incrementó 1,823,179.0 mdp, equivalentes a 7.7 puntos porcentuales del PIB, con una tasa media de crecimiento real anual de 14.4%. Este comportamiento resultó, en parte, por el reconocimiento como deuda pública directa en 2009 de los Pidiregas, por 895,992.6 mdp,^{60/} equivalentes a 7.0% del PIB,^{61/} lo que implicó un aumento en el endeudamiento neto externo de 451,330.8 mdp.

Asimismo, entre 2014 y 2016 el saldo de la deuda bruta presentó las tasas de crecimiento reales más significativas como resultado de mayores techos de endeudamiento aprobados y a la depreciación del peso frente al dólar de 58.5%. En este periodo se presentaron las mayores pérdidas de Pemex.

^{60/} De acuerdo con la Cuenta Pública 2009, el reconocimiento de los pasivos Pidiregas de Pemex en la deuda directa fue por 895,992.5 mdp, de los cuales amortizó 350,517.6 mdp por lo que el efecto neto fue de 545,475.0 mdp.

^{61/} Estimado por la ASF con base en cifras del PIB revisado por el INEGI en febrero de 2016.

DEUDA PÚBLICA DE PEMEX, 2000-2016
(Porcentajes del PIB)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2000-2016; y del INEGI, Banco de Información Económica febrero de 2016.

Al cierre de 2016, la deuda externa de Pemex fue equivalente a 7.7% del PIB, mientras que la interna a 1.6%, lo que incrementa el perfil de riesgo de la deuda si se considera que el tipo de cambio es un factor que no está bajo control del GF ni de Pemex.

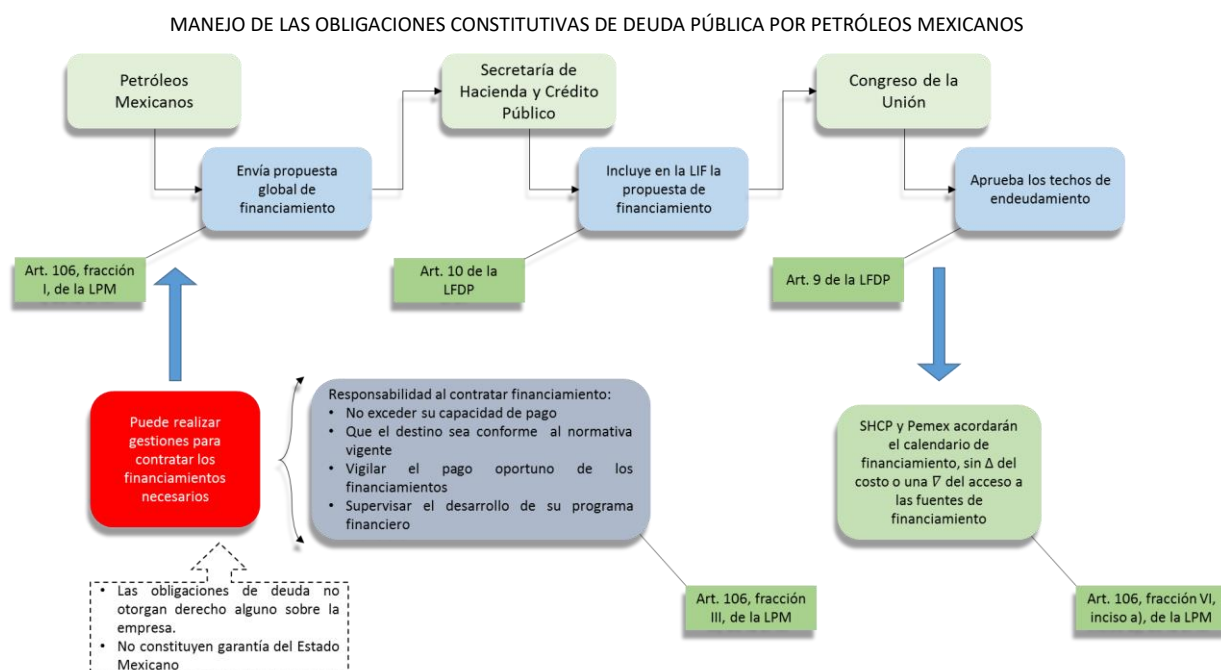
De acuerdo con Pemex, su política de financiamiento busca atender de manera óptima las necesidades de recursos financieros en el corto y largo plazos.^{62/} Las líneas de política de endeudamiento son:^{63/}

- Diversificar las fuentes de financiamiento y ampliar la base de inversionistas.
- Mantener líneas de crédito para el manejo de la liquidez con el fin de hacer frente a compromisos de corto plazo y apoyar las condiciones de solvencia de Pemex para no afectar el riesgo crediticio.

Para el manejo de las obligaciones de deuda, Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias se sujetarán a lo siguiente:

^{62/} Pemex, Informe Anual 2016.

^{63/} Pemex, Informe semestral sobre el uso del endeudamiento de Petróleos Mexicanos y sus empresas productivas subsidiarias, correspondiente al primer semestre de 2016, previsto en el artículo 108 de la Ley de Petróleos Mexicanos.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la Ley de Petróleos Mexicanos publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014; y de la Ley Federal de Deuda Pública reformada el 27 de abril de 2016.

NOTA: El Director General de Pemex propone al Consejo de Administración para su aprobación, las características generales y políticas para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública, directas y contingentes, a cargo de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

LPM Ley de Petróleos Mexicanos.

LFDP Ley Federal de Deuda Pública.

Δ Incremento.

∇ Decremento.

Para el ejercicio fiscal 2016, el Consejo de Administración aprobó la propuesta global de financiamiento de Pemex en la sesión 894 extraordinaria del 10 de julio de 2015 para que fuera enviada a la SHCP, la cual se detalla a continuación:

PROPUESTA GLOBAL DE FINANCIAMIENTO PARA EL EJERCICIO FISCAL 2016

Fuente de Financiamiento	Endeudamiento neto	
	Interno	Externo
	(Millones de pesos)	(Millones de dólares)
Endeudamiento neto solicitado	78,250.0	7,500.0
Total de Disposiciones	270,400.0	18,100.0
Mercado nacional	90,000.0 - 120,000.0	6,000.0 - 8,000.0
Mercado internacional	120,000.0 - 160,000.0	8,000.0 - 11,000.0
Préstamos bancarios	7,000.0 - 23,000.0	500.0 - 1,500.0
Agencias de Crédito a la Exportación (ECAs)	15,000.0 - 30,000.0	1,000.0 - 2,000.0
Otros	3,000.0 - 7,000.0	20.0 - 50.0
Total de Amortizaciones	80,400.0	5,400.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

La propuesta fue modificada en la sesión 898 extraordinaria del 18 de agosto de 2015, debido a que las necesidades de PEP para hacer frente a contratos de obras en ejecución por 3,100.0 mdd sería financiado a través de arrendamiento financiero, por lo que los nuevos montos ascendieron a 110,500.0 mdp en el endeudamiento interno neto y 8,500.0 mdd para el externo. Dicha propuesta fue enviada a la SHCP mediante el oficio DCF-425-2015 del 19 de agosto de 2015.

La LIF 2016 autorizó a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias la contratación y ejercicio de créditos, empréstitos y otras formas del ejercicio del crédito público, incluso mediante la emisión de valores, así como el canje o refinanciamiento de sus obligaciones constitutivas de deuda pública, a efecto de obtener un monto de endeudamiento neto interno de hasta 110,500.0 mdp, y un monto de endeudamiento neto externo de hasta 8,500.0 mdd. Para fines comparativos, el monto total ascendió a 175,216.9 mdp.^{64/}

La ASF, mediante el oficio núm. DGAIE/222/2017 del 17 de marzo de 2017, solicitó a Pemex la calendarización de financiamiento acordada con la SHCP, el proceso de estimación para evitar el incremento en el costo financiero o la reducción de las fuentes de financiamiento, y el proceso mediante el cual se determinó la capacidad de pago y la forma en que se supervisa el desarrollo del programa financiero.

Pemex informó, mediante el oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017, que la Gerencia de Financiamientos e Inversiones de Pemex realiza un análisis para examinar la suficiencia en la capacidad de pago a pesar de no contar con un documento normativo que describa el procedimiento para efectuar dicho análisis, y especificó que dicha suficiencia en la capacidad de pago considera el nivel de reservas probadas como un "proxy" para la

^{64/} El tipo de cambio utilizado fue 20.7314 pesos por dólar, que corresponde al que indica el artículo 2o, penúltimo párrafo, de la LIF 2016 que establece que el cómputo de lo establecido en los dos párrafos anteriores se realizará en una sola ocasión, el último día hábil bancario del ejercicio fiscal de 2016 y se debe considerar el tipo de cambio para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera pagaderas en la República Mexicana que publique el Banco de México en el DOF, así como la equivalencia del peso mexicano con otras monedas que dé a conocer el propio Banco de México, en todos los casos en la fecha en que se hubieren realizado las operaciones correspondientes.

estimación del pronóstico adecuado del flujo de efectivo futuro con el que Pemex hará frente a sus obligaciones,^{65/} ya que son las que aportan directamente a la producción.

La estimación de la capacidad de endeudamiento compara el valor presente de los ingresos futuros con el valor de la estimación de los flujos anuales que representa la deuda. Para ello, Pemex consideró el flujo de ingresos futuros esperados en valor presente por 420,521.0 mdd al cierre de 2014.^{66/}

Una vez analizados los recursos con los cuales puede hacer frente a sus obligaciones, estudió los compromisos a mediano y largo plazos, y estimó el saldo de la deuda al cierre de 2015 por 87,500.0 mdd aproximadamente, con una vida promedio de 6.97 años y un costo promedio de 5.35%.

FLUJOS DE EFECTIVO DE PEMEX RESPECTO A SUS OBLIGACIONES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015

(Millones de Dólares)

Pago de Interés	Días	t(Act/Act)	Interés	Pago	Flujo Total = Interés + Pago	Factor Descuento	VPN Flujo
31-dic-15	-	-	-	0.0	0.0	1.00000	0
31-dic-16	366	1.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.94922	4,352.0
31-dic-17	365	2.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.90101	4,131.0
31-dic-18	365	3.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.85526	3,921.0
31-dic-19	365	4.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.81182	3,722.0
31-dic-20	366	5.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.77060	3,533.0
31-dic-21	365	6.0	4,585.0	0.0	4,585.0	0.73146	3,354.0
31-dic-22	365	7.0	4,585.0	85,700.0	90,285.0	0.69432	62,686.0
VPN Deuda							85,700.0

FUENTE: Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

t(Act/Act) Todos los meses se computan por los días reales que tienen y los años por los días reales que tienen.

Con los datos anteriores, determinó que contaba con una capacidad de endeudamiento por los montos contenidos en la LIF 2016 y además consideró lo siguiente:

^{65/} Las reservas probadas son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas comercialmente en años futuros, de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones gubernamentales existentes a una fecha específica.

Al 31 de diciembre de 2014, Pemex contaba con reservas probadas (reservas 1P) de 12,380.0 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce), según datos publicados en la Forma 20-F enviada a la Securities and Exchange Commission (SEC) de los EUA. En términos de aceite y gas natural, las reservas probadas fueron de 10,292.0 mmbpce y 10,859.0 millones de pies cúbicos (mmpc) de gas natural (equivalentes aproximadamente a 2,088.0 mmbpce). La vida media de estas reservas es en promedio de 9.6 años.

Además, Pemex cuenta con reservas probables y posibles. Conforme a lo establecido por la Society of Petroleum Engineers, la definición de cada una considera cierta probabilidad de poder extraer los recursos: 1) la reserva probada cuenta, en promedio, con un 90.0% de probabilidad de ser económicamente recuperada; 2) la reserva probable 50.0%, y 3) la reserva posible de 10.0%.

^{66/} El monto se puede deducir de los datos presentados en la Forma 20-F, publicado en 2015.

- La vida promedio de 9.6 años de las reservas probadas garantizan las obligaciones adquiridas por financiamiento, debido a que es mayor que la duración de la deuda, dichas reservas ascendían a 12,380.0 mmbpce.^{67/}
- La previsión de desendeudamiento a partir de 2018 contenido en el Plan de Negocios.

Respecto de la supervisión del desarrollo del programa financiero en términos del artículo 106, fracción III, inciso d, de la LPM, sólo proporcionó información sobre el programa de financiamiento y no especificó si dicho programa se realiza con base en lo establecido en el artículo 106, fracción III, inciso d, de la LPM, respecto de la supervisión del desarrollo del programa financiero.

Pemex indicó que para supervisar el desarrollo del programa de financiamiento, envía la calendarización de colocaciones a la SHCP, y en caso de modificación, notifica los cambios. Una vez aprobados los techos de financiamientos en la LIF 2016, envió la calendarización estimada el 8 de diciembre de 2015.

^{67/} Al 31 de diciembre de 2014, Pemex contaba con reservas en términos de aceite ascendían a 10,292.0 mmbpce y de gas natural por 2,088.0 mmbpce (10,859.0 millones de pies cúbicos).

ENDEUDAMIENTO NETO ORIGINAL Y EJERCIDO POR FUENTE DE FINANCIAMIENTO 2016

(Millones de pesos)

Concepto	Disposiciones		Amortizaciones		Endeudamiento Neto	
	Aprobado	Registrado	Aprobado	Registrado	Aprobado	Registrado
Endeudamiento Neto						220,203.5
Interno						(7,812.5)
Externo						228,016.0
Deuda Documentada	343,387.3	608,351.5	102,837.3	376,733.5	240,550.0	231,618.1
Deuda Interna	167,430.1	85,508.4	56,930.1	90,443.9	110,500.0	(4,935.5)
Arrendamiento Financiero						
Bancarios	42,430.1	42,000.0	14,430.1	35,830.1	28,000.0	6,169.9
Operaciones de Mercado CP	5,000.0	0.0	5,000.0	0.0	0.0	0.0
Operaciones Mercado	100,000.0	5,000.0	17,500.0	17,500.0	82,500.0	(12,500.0)
Otros		1,508.4		113.9	0.0	1,394.6
Créditos Revolventes	20,000.0	37,000.0	20,000.0	37,000.0	0.0	0.0
Deuda Externa	175,957.2	522,843.1	45,907.2	286,289.5	130,050.0	236,553.6
Arrendamiento Financiero	49,170.7	34,752.7	2,980.9	2,631.9	46,189.8	32,120.8
Bancarios		18,470.6	5,202.0	92,189.9	(5,202.0)	(73,719.3)
ECAS	15,300.0	5,535.8	15,121.1	19,167.9	178.9	(13,632.1)
Operaciones Mercado	109,257.3	379,289.8	20,633.6	84,381.5	88,623.7	294,908.3
Otros Créditos	2,229.2	146.2	1,969.6	2,788.7	259.6	(2,642.5)
FPSO		0.0		468.2	0.0	(468.2)
COPFS		146.2		2,320.5	0.0	(2,174.3)
Créditos Revolventes		84,648.0		85,129.6		(481.6)
Recouponing ^{1/}						(8,537.6)
Venta de cuenta por cobrar futuras ^{2/}						(2,877.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficios núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017 y CA/COMAUD/AI/GAEPSPMF/EIF/347/2017 del 9 de agosto de 2017.

NOTAS: El tipo de cambio utilizado en los techos externos aprobados fue de 15.3 pesos por dólar que fue instruido por parte de la Subsecretaría de Ingresos de la SHCP, lo cual difiere al tipo de cambio de CGPE 2016 del 15.9 pesos por dólar ya que las cifras de deuda no fueron modificadas porque el anteproyecto de presupuesto ya había sido enviado a dicha secretaría. Los montos de la columna de registrado la Cuenta Pública los señala en pesos.

Generalmente los instrumentos financieros que entran en el techo de endeudamiento son considerados métodos tradicionales de financiamiento.

La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.

1/ Sólo se registró en la parte externa. Este monto se ubica en este rubro de acuerdo a la opinión de la Unidad de Política Presupuestal comunicada a Petróleos Mexicanos con oficio N° 340-A-990 del 23 de mayo del 2000.

2/ Este monto se ubica en este rubro de acuerdo a la opinión sobre el registro presupuestario de los beneficios y pérdidas que observe Pemex a través de instrumentos financieros derivados, emitida por las Unidades de Política y Control Presupuestario, de Crédito Público, de Planeación Económica de la Hacienda Pública y la Dirección General de Programación y Presupuesto "B" con oficio 312.A.E.-451 del 25 de noviembre de 2015.

ECAS Agencias de Crédito a la Exportación (Export Credit Agency)

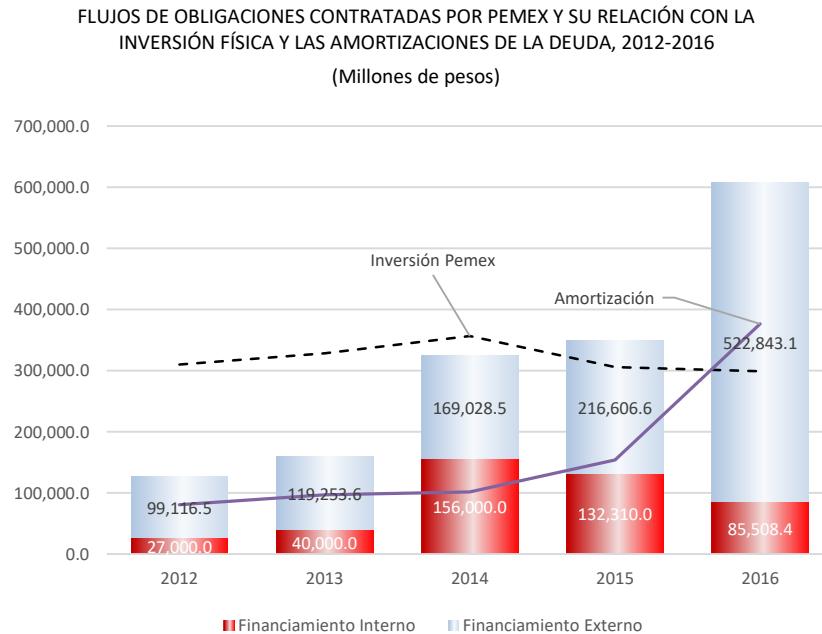
FPSO Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (Floating Production Storage and Offloading).

COPF Contratos de Obra Pública Financiada.

De acuerdo con el artículo 106, fracción III, inciso b), de la LPM, los recursos que se obtengan por financiamiento deben ser destinados conforme a las disposiciones jurídicas aplicables. Al respecto, el artículo 4o, fracción IV, de la Ley Federal de Deuda Pública (LFDP) establece que los recursos procedentes de financiamientos constitutivos de la deuda pública se destinen a la realización de proyectos, actividades y empresas que apoyen los planes de desarrollo económico y social, que generen ingresos para su pago o que se utilicen para el mejoramiento de la estructura del endeudamiento público.

Pemex remitió el cuadro “Presupuesto de Egresos de la Federación 2016. Flujo de Efectivo” para indicar los ingresos obtenidos vía endeudamiento, así como el pago de intereses y la inversión física de la empresa, y señaló que para el año 2016 el endeudamiento neto fue menor que el gasto en inversión.

Entre 2012 y 2015, la inversión física fue mayor que las amortizaciones. Sin embargo, en 2016, este comportamiento se revirtió, lo que implica un servicio de la deuda cada vez mayor, como se muestra en la gráfica siguiente.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

NOTA: Las obligaciones de deuda contratadas por Pemex incluyen: certificados bursátiles, emisión de bonos, financiamiento de proyectos, COPFS, arrendamientos financieros, créditos (directos, sindicados y revolventes).

Al cierre de 2016, el saldo de la deuda pública bruta de Pemex fue de 1,927,889.4 mdp, equivalente a 9.3% del PIB, mayor en 26.3% real y de 1.6 pp del PIB respecto a 2015, y a su interior destacan los montos en emisiones de bonos en los mercados bursátiles. En 2010, el saldo total de la deuda fue de 648,933.8 mdp.^{68/}

DEUDA PÚBLICA DE PEMEX 2015-2016
(Millones de pesos y porcentajes)

Concepto	Saldo al cierre de 2015	Saldo al cierre de 2016	Variación		% del PIB	
			Nominal	Real (%)	2015	2016
Total	1,459,763.2	1,927,889.4	468,126.1	26.3	7.7	9.3
I. Interna	333,993.7	330,793.2	(3,200.5)	(5.3)	1.8	1.6
I.1 Certificados Bursátiles	237,090.5	226,325.5	(10,765.0)	(8.7)	1.2	1.1
I.2 Créditos Directos	38,703.3	45,467.7	6,764.5	12.3	0.2	0.2
I.3 Créditos Sindicados	43,800.0	39,000.0	(4,800.0)	(14.9)	0.2	0.2
I.4 Otros	14,400.0	20,000.0	5,600.0	32.8	0.1	0.1
II. Externa	1,125,769.5	1,597,096.1	471,326.6	35.6	5.9	7.7
II.1 Emisión de Bonos	907,226.8	1,393,758.7	486,531.9	46.9	4.8	6.7
II.2 Créditos Bilaterales	91,219.9	92,345.2	1,125.4	(3.2)	0.5	0.4
II.3 Créditos Sindicados	34,413.0	41,328.0	6,915.0	14.8	0.2	0.2
II.4 Banca Comercial	4,301.6	17,655.3	13,353.7	292.4	0.0	0.1
II.5 Otros	88,608.2	52,008.9	(36,599.4)	(43.9)	0.5	0.3

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública; y del INEGI, Banco de Información Económica, agosto de 2017.

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

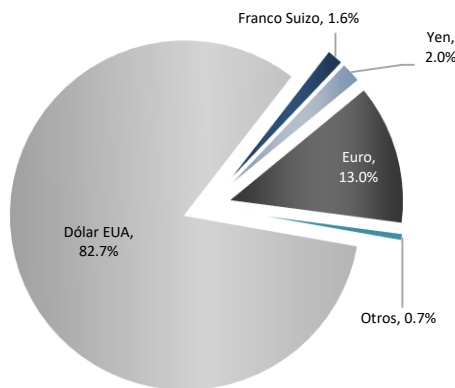
La variación real se calculó con el deflactor del índice de precios implícito del PIB de 1.0459.

El 82.8% del saldo total de la deuda estaba contratada en moneda extranjera, principalmente en bonos denominados en dólares, y el restante 17.2% en el mercado interno, mayormente en Certificados Bursátiles (CEBURES).

Por plazo, el 92.8% estaba contratada a largo plazo, y de este porcentaje el componente externo representó 85.2 pp.

^{68/} En 2009, el GF reconoció como deuda directa los pasivos de los Pidiregas de Pemex por 895,992.6 mdp, de los cuales se amortizaron 350,517.6 mdp, por lo que efecto neto fue por 545,475.0 mdp.

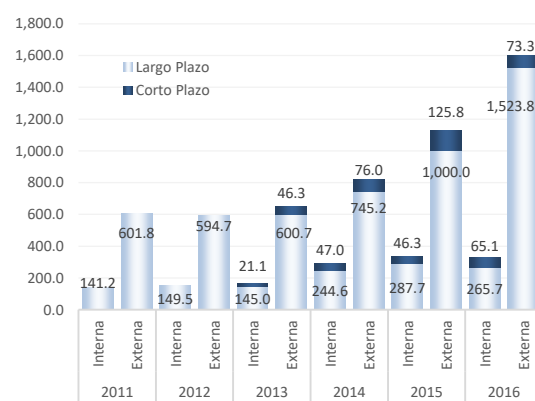
COMPOSICIÓN DE LA DEUDA POR TIPO DE DIVISA, 2016
(Participación porcentual)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2016.

NOTA: El concepto de Otros incluye la deuda en libras esterlinas (79.9%) y en dólares australiano (20.1%).

SALDOS DE LA DEUDA BRUTA DE PEMEX POR PLAZO Y ORIGEN, 2011-2016
(Miles de millones de pesos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2011-2016.

Las sumas pueden no coincidir debido al redondeo.

Conforme a las reglas contables, las cifras de corto plazo son aquellas que amortizan el año siguiente al cierre del ejercicio y las de largo plazo al resto de las amortizaciones. Las cifras difieren del Estado Analítico de la Deuda debido a que en ese documento se refiere al vencimiento en que se contrataron los créditos.

Excluye intereses devengados no pagados.

El informe semestral sobre el uso del endeudamiento de 2016, señaló que Pemex busca tener presencia en diferentes mercados internacionales para realizar operaciones que mejoren el perfil de su portafolio en términos de costo, plazo y liquidez, además que ha implementado una estrategia de cobertura con el objetivo de mitigar la exposición al riesgo por divisas distintas al dólar mediante instrumentos financieros derivados (IFD).^{69/}

A partir de 2013, Pemex reportó deuda a corto plazo que pasó de 67,358.8 mdp en ese año a 138,347.4 mdp en 2016.^{70/} Endeudarse a corto plazo como instrumento para financiar presenta algunas ventajas como: 1) la ausencia de tipo de interés en determinados créditos comerciales, 2) cierta facilidad de adaptación a las necesidades financieras, y 3) niveles bajos de intereses y costos de contratación que en el largo plazo.

^{69/} De acuerdo con el Banco de México, un instrumento financiero derivado es aquel contrato que reúne las siguientes características:

- Tiene uno o más subyacentes (es el precio o tasa de un activo o pasivo, pero no es el activo o pasivo en sí mismo) e incorpora uno o más montos notacionales o condiciones de pago, o ambos; dichos conceptos determinan el monto de la liquidación o liquidaciones y, en algunos casos, si se requiere o no liquidación;
- Requiere una inversión neta inicial nula o pequeña respecto a otro tipo de contratos que incorporan una respuesta similar ante cambios en las condiciones de mercado, y
- Sus términos requieren o permiten una liquidación neta. El contrato puede ser liquidado de manera neta a través de medios o mecanismos que se encuentran fuera del mismo, o bien, estipula la entrega de un activo que coloca al receptor en una posición sustancialmente similar a la liquidación neta.

^{70/} La Cuenta Pública 2014 actualizó el saldo de la deuda de corto plazo de 2013.

También presenta desventajas, como el incremento en riesgo de refinanciamiento o renovación, debido a que pueden presentarse dificultades al momento de renovar los créditos o puede ocurrir que no haya acceso cuando el endeudamiento a corto plazo es mayor o que afecte las fluctuaciones en las tasas de interés.^{71/}

Por lo anterior, la ASF solicitó la metodología que sirve de base para determinar que el portafolio de deuda de Pemex sea consistente con la mejor opción entre mercado interno y externo, así como especificar las métricas que utiliza para evaluar los riesgos de refinanciamiento, de mercado y de madurez, ya que la deuda de corto plazo supone el aumento en el riesgo.

Pemex señaló que busca obtener oportunidades de financiamiento competitivas durante el año, las cuales se analizan caso por caso y conforme a las condiciones de mercado prevalecientes en el momento. Asimismo, señaló que durante 2016 consideró realizar una emisión en el mercado local, sin embargo, el apetito por instrumentos en moneda nacional estaba disminuido y las condiciones de mercado podrían tornarse aún más difíciles, por lo cual concluyó que para realizar una emisión con un monto mayor en el mercado local hubiera sido necesario elevar el costo de financiamiento.

En consecuencia, se evaluaron las oportunidades de financiamiento en los mercados internacionales, con el fin de favorecer su estructura de flujos (mayor monto de ingresos referenciados al dólar que el de sus egresos),^{72/} la mayor parte de la deuda de Pemex se emite en dólares o es convertida a dólares a través de IFD de tipo swap, por lo que dichas emisiones no están expuestas al riesgo de tipo de cambio.^{73/}

Como consecuencia de lo anterior, Pemex señaló que el riesgo cambiario de la deuda emitida en divisas internacionales distintas al dólar, se encuentra completamente cubierto.^{74/}

En este sentido una depreciación del peso frente al dólar no afecta la capacidad de Pemex para honrar sus obligaciones en dólares, ya que éstas son pagadas con ingresos que se perciben en dólares o son dolarizados, a su vez, la mayoría de las obligaciones contraídas en pesos, son cubiertas con flujos de ingresos en dólares.

^{71/} Al respecto, revisar FMI y Banco Mundial, "Formulación de una estrategia de gestión de la deuda a mediano plazo: Nota de orientación para las autoridades nacionales", febrero 2009.

^{72/} En dólares se determinan en su mayoría los provenientes de las exportaciones y productos derivados del petróleo y las ventas de gas natural y sus condensados, petroquímicos y las ventas domésticas de gasolina y diésel netos del IEPS, cuotas, estímulos y otros conceptos indizados a precios internacionales.

Por su parte, los ingresos por las ventas de gas licuado se determinan en pesos. Sin embargo, Pemex indicó que a partir de enero de 2017, estas ventas también están referenciadas a precios en dólares.

Respecto a los egresos, en dólares se determinan los derechos sobre los hidrocarburos, el costo de importación de los hidrocarburos que se adquieren para la reventa. El monto por gastos de inversión y operación de Pemex es en pesos.

^{73/} El resto de la deuda se encuentra denominado en pesos o en Unidades de inversión (UDIs), y en el caso de la deuda en UDIs la mayor parte se ha convertido a pesos a través de la IFD con el fin de evitar el riesgo inflacionario.

^{74/} La deuda emitida en pesos y UDIs presenta una exposición al riesgo de tipo de cambio, y dado que Pemex no cuenta con activos referenciados a la inflación, la deuda en UDIs está expuesta al riesgo inflacionario.

Una apreciación del peso frente al dólar genera un costo en relación al pago de obligaciones de deuda contraídas en pesos, ya que la mayoría de estas son pagadas con flujos provenientes de ingresos en dólares o dolarizados.

De acuerdo con la Cuenta Pública de 2011 y de 2016, la deuda externa de Pemex creció 995,260.1 mdp en ese periodo, a una tasa media de crecimiento real anual de 17.5%. Este crecimiento se debió al acelerado ritmo de endeudamiento, el efecto del incremento del tipo de cambio, que pasó de 13.9904 pesos por dólar a 20.7314 en ese periodo.

Pemex señaló en su informe semestral de 2016 que la “utilidad o pérdida cambiaria” del estado de resultados es un monto no realizado en su mayoría, pues corresponde a la deuda contraída tanto a corto como a largo plazo, por lo que el único monto que corresponde a un resultado realizado son los intereses y amortizaciones de deuda del año fiscal correspondiente.

El costo financiero de la deuda externa representa una carga importante en las finanzas de la empresa que mantiene una tendencia creciente al pasar de 58.5% del total del costo en 2011 al 82.5% en 2016.

En este sentido, la captación de financiamientos externos en 2016 por parte de Pemex ascendió a 27,253.8 mdd, de los cuales 19,798.3 mdd (72.6% del total) correspondieron a colocaciones en el mercado de capitales y el restante 27.4% a recursos provenientes del mercado bancario y el comercio exterior.^{75/}

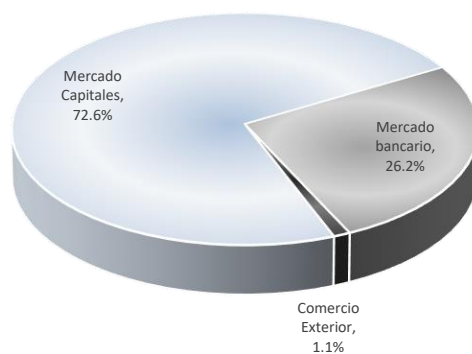
^{75/} Se refiere a Créditos con Export Development Canada, GPA Energy S.A. de C.V. y PTD Servicios Múltiples S. de R.L. de C.V. para financiar el Programa de Inversión y de Operación de Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias y el Valor de Importación de Bienes y Servicios Utilizados en el Desarrollo de Diversos Proyectos de Pemex.

EMISIONES DE BONOS DE PEMEX EN LOS MERCADOS
INTERNACIONALES DE CAPITAL DURANTE 2016

Fecha de colocación	Monto (Millones de dólares)	Plazo (Años)	Tasa de interés anual (%)
Total	19,798.3		
Febrero 4	750.0	3.0	5.500
Febrero 4	1,250.0	5.0	6.375
Febrero 4	3,000.0	10.0	6.875
Marzo 15	1,538.3	3.0	3.750
Marzo 15	1,025.6	7.0	5.125
Junio 14	231.1	2.0	1.500
Junio 14	154.0	5.5	2.375
Julio 26	780.0	10.0	0.540
Septiembre 21	2,000.0	7.0	4.625
Septiembre 21	2,000.0	31.0	6.750
Octubre 3	69.3	7.0	4.625
Octubre 3	1,500.0	31.0	6.750
Diciembre 13	1,000.0	5.3	Libor 3M+3.650
Diciembre 13	1,500.0	5.3	5.375
Diciembre 13	3,000.0	10.3	6.500

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2016.

CAPTACIÓN DE FINANCIAMIENTOS EXTERNOS
DE PEMEX EN 2016



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de la SHCP, Cuenta Pública 2016.

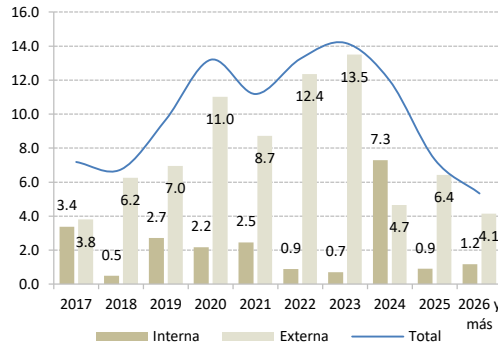
NOTAS: Elaborado con base en el criterio de deudor directo ante el extranjero.

Las sumas pueden no coincidir debido al redondeo.

Esta captación se destinó principalmente al financiamiento de gasto de inversión y operaciones de refinanciamiento. En particular, las operaciones de diciembre, por 5,500.0 mdd permitieron a Pemex el pre financiamiento de obligaciones del 2017 para alargar el plazo promedio de la deuda y regresar la caja a niveles más adecuados.

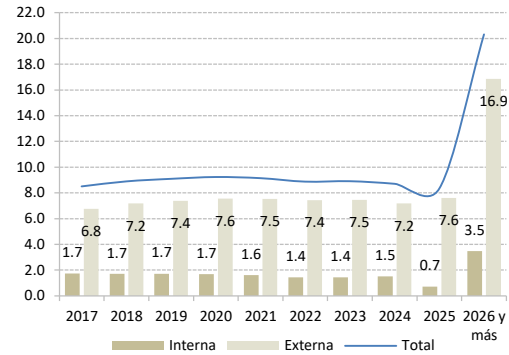
Con base en la información proporcionada por Pemex, la estrategia de alargar el plazo promedio de la deuda propicia que no disminuya el saldo total de la deuda, es decir, sólo se trasladaron los saldos hacia un horizonte de tiempo mayor, pero sin realizar pagos que disminuyan el saldo total, y se continúa con diferimientos. Esta estrategia, sumada a las necesidades de inversión, generará un incremento en las necesidades de financiamiento, como la tendencia de los últimos años.

AMORTIZACIONES COMO PROPORCIÓN DE LA DEUDA TOTAL DE PEMEX
PENDIENTE DE PAGO
(Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

INTERESES COMO PROPORCIÓN DE LA DEUDA TOTAL DE PEMEX
PENDIENTE DE PAGO
(Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

Cabe señalar que Pemex reportó, en los resultados al primer semestre de 2017, una disminución de su nivel de deuda consolidada de 156.0 miles de mdp, sin embargo, el efecto se debió a la apreciación del peso frente al dólar y, como lo señaló Pemex, no por una acción realizada para disminuir la deuda.

Por lo anterior, a fin de fortalecer su posición financiera, se requiere que Pemex y sus Empresas Públicas Subsidiarias y otras empresas subsidiarias y filiales, establezcan mecanismos para disminuir el saldo de su deuda externa y su costo financiero en el mediano plazo.

Mediante el oficio núm. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/033/2018 del 18 de enero de 2018, Pemex proporcionó información sobre su programa de financiamiento el cual, con base en los supuestos y escenarios de su Plan de Negocios 2017-2021, busca acotar el endeudamiento neto al déficit financiero. Con base en los escenarios propuestos en dicho Plan de Negocios, el plan de desendeudamiento es el siguiente:

- Escenario base. Entre 2017 y 2021, el balance financiero pasa de un déficit de 94,000.0 mdp a un superávit de 43,000.0 mdp, mientras que la deuda consolidada pasaría de 1,794.0 miles de mdp en 2016 a 1,990.0 miles de mdp en 2020 y disminuiría a 1,956,000.0 mdp en 2021.
- Escenario mejorado. El déficit financiero de 94,000.0 mdp en 2017 se revierte en un superávit de 145,000.0 mdp en 2021, con lo que la deuda consolidada comienza un comportamiento decreciente de 1,863,000.0 a 1,638,000.0 mdp en ese periodo.

Pemex informó, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, que cuenta con una estrategia de desendeudamiento, con lo que se solventa lo observado.

En este sentido, es necesario que Pemex continúe con acciones dirigidas a materializar la reducción de su deuda, e incluya en futuras actualizaciones del Plan de Negocios los avances logrados con esa estrategia, de manera que mejore su posición financiera y su balance primario que le permita contar con mayores recursos para mejorar su competitividad.

Comparación de Saldos de la Deuda de Pemex entre los Estados Financieros y los Resultados Generales de la Cuenta Pública

En los estados financieros dictaminados incluidos en Tomo VIII de la cuenta Pública de 2016 se presentó un saldo por 3,583,399.2 mdp, mientras en los reportes de Deuda Pública del Tomo I se presentó un total de 1,927,889.0 mdp, que corresponde a deuda documentada interna y externa a corto y largo plazo. La variación se debió a que en el Tomo I se incluyó la deuda documentada para efectos de la determinación de los resultados de las finanzas públicas, mientras que en los estados financieros presentados en el Tomo VIII se reconocieron todos los pasivos por obligaciones laborales, acreedores, impuestos y en caso de estar contratados en moneda extranjera, se valoraron al tipo de cambio de cierre, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera. La diferencia se presenta como sigue:

CONCILIACIÓN DE LOS SALDOS DE LA DEUDA DE PEMEX ENTRE ESTADOS FINANCIEROS (TOMO VIII) Y RESULTADOS GENERALES (TOMO I) DE LA CUENTA PÚBLICA		
Concepto	2016	2015
Deuda y Otros Pasivos Estado Financiero (Tomo VIII)	3,583,399.2	3,107,330.0
Resultados Generales (Tomo I)	1,927,889.0	1,459,763.0
Diferencia	1,655,510.2	1,647,566.8
FUENTE: Elaborado por la ASF con los estados financieros de PEMEX publicados por la SHCP en el Tomo VIII "Empresas Productivas del Estado", en la Cuenta Pública de 2016 y con los estados financieros dictaminados por el auditor externo de 2016.		
NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir debido al redondeo.		

Respecto de los riesgos, Pemex cuenta con disposiciones generales que promueven un marco integrado para la gestión de riesgos, las cuales regulan el uso de los IFD y guían el desarrollo de estrategias de mitigación del riesgo.^{76/}

En línea a las prácticas internacionales de administración de riesgos, Pemex presentó la exposición a los diferentes riesgos prevalecientes en los instrumentos financieros siguientes:

- Riesgo de refinanciamiento: realiza un análisis interno que considera factores como el nivel de captación y los cambios en la calificación crediticia, con el fin de medir el posible incremento en el costo financiero de la deuda ante diversos escenarios.

^{76/} Pemex utiliza los IFD con el propósito de cubrir los riesgos financieros asociados a sus operaciones, compromisos en firme, transacciones pronosticadas y a sus activos o pasivos reconocidos en el estado de situación financiera.

ESTIMACIÓN DEL IMPACTO DEL ENDEUDAMIENTO EN EL COSTO FINANCIERO, 2016
(Miles de millones de pesos)

Endeudamiento Neto	Calificación crediticia	Años									
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
150.0	BBB (2016)	91.0	103.4	108.1	111.0	113.3	115.8	120.3	125.6	130.8	137.3
	BB (2017)	91.0	104.8	112.0	117.3	121.5	126.5	133.0	140.4	147.3	156.0
200.0	BBB (2016)	91.0	104.9	112.6	118.6	124.0	129.6	137.2	145.7	154.2	163.8
	BB (2017)	91.0	106.8	117.8	126.9	135.0	143.9	154.3	165.6	176.6	189.3

FUENTE: Pemex oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

- Riesgo de mercado: para enfrentar la volatilidad en los tipos de cambio y las tasas de interés, la cuantificación del riesgo de tasa de interés se toma en cuenta la cartera de deuda vigente, así como los IFD contratados en la moneda respectiva y se realizan ejercicios de sensibilidad de ambas carteras a un desplazamiento de 10 puntos base (pb).^{77/} A continuación se muestra el análisis para el año, ubicado en la nota 13 de la Forma 20-F del año respectivo:

CUANTIFICACIÓN DEL RIESGO.
(Dólares)

Moneda	Sensibilidad Deuda	Sensibilidad IFD	Neto	Sensibilidad Curva Pemex
Dólar Australiano	296,021.0	(296,021.0)	0.0	287,190.0
Franco Suizos	1,423,683.0	(1,423,683.0)	0.0	1,315,506.0
Euro	46,702,364.0	(46,702,368.0)	(5.0)	38,443,088.0
Libra Esterlina	4,951,479.0	(4,951,479.0)	0.0	4,266,948.0
Yen	3,078,996.0	(3,078,996.0)	0.0	2,585,881.0
Peso	48,991,865.0	4,760,153.0	53,752,017.0	45,727,709.0
UDI	19,092,568.0	(10,801,196.0)	8,291,372.0	17,689,064.0
Dólar Americano	524,085,745.0	48,510,382.0	572,596,127.0	328,973,950.0

FUENTE: Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

NOTA: Las siglas IFD se refieren a los Instrumentos Financieros Derivados.

Para la cuantificación del riesgo cambiario se sensibilizan las carteras a un movimiento negativo de 1.0% en el tipo de cambio aplicable.

^{77/} La información del riesgo de tasa de interés y tipo de cambio se publica en la Forma 20-F del año respectivo.

CURVAS DE RENDIMIENTO INTERBANCARIO
(Dólares y porcentajes)

Moneda	1.0% Sensibilidad Deuda	1.0% Sensibilidad IFD	1.0% Neto	VaR 95.0% Neto	Curva Pemex 1.0% Deuda
Dólar Australiano	(1,371,789.0)	1,371,789.0	0.0	0.0	(1,339,697.0)
Franco Suizos	(3,462,020.0)	3,462,020.0	0.0	0.0	(3,235,075.0)
Euro	(82,197,968.0)	82,197,921.0	(48.0)	(24.0)	(73,149,233.0)
Libra Esterlina	(8,304,635.0)	8,304,635.0	0.0	0.0	(7,385,927.0)
Yen	(10,492,781.0)	10,492,781.0	0.0	0.0	(9,935,423.0)
Peso	(180,007,826.0)	(17,502,802.0)	(197,510,628.0)	(105,540,719.0)	(176,179,220.0)
UDI	(27,529,285.0)	18,456,627.0	(9,072,658.0)	(5,135,248.0)	(26,045,851.0)

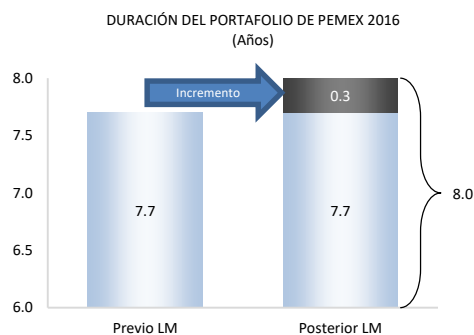
FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.

- Riesgo de madurez: las métricas utilizadas por Pemex son la duración y la vida promedio.

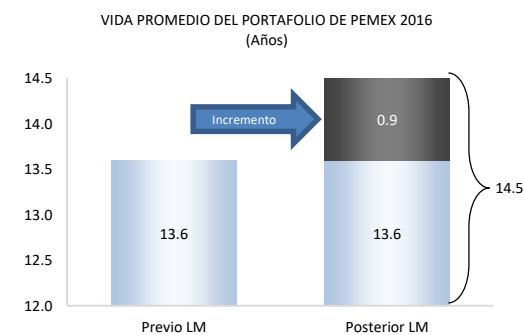
Durante 2014 y 2016 la EPE realizó operaciones de manejo de pasivos (LM) con el fin de homologar el perfil de vencimientos de su deuda en el corto y largo plazos.

Durante septiembre de 2016, ejecutó una operación de manejo de pasivos, para disminuir el perfil de vencimientos de corto plazo, así como ampliar el plazo promedio de la deuda en dólares y como complemento de la emisión de los bonos de referencia a 7 y 31 años realizada el 13 de septiembre.

Una parte de los recursos obtenidos se utilizó en la recompra de los bonos con vencimiento en 2018 y 2019, lo que mejoró la duración y la vida promedio del portafolio de la deuda.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.
LM Operaciones de manejo de pasivos.



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, oficio núm. AI-SADC-494/2017 del 3 de abril de 2017.
LM Operaciones de manejo de pasivos.

Pemex señaló que adicional a la evaluación de estos riesgos, en su Plan de Negocios 2016-2020 previó un desendeudamiento, lo cual mitigaría el riesgo de madurez en el corto y mediano plazos.

Conclusiones

De 2000 a 2016, el saldo de la deuda de Pemex se incrementó 1,823,179.0 mdp, equivalentes a 7.7 puntos porcentuales del PIB, con una tasa media de crecimiento real anual de 13.5%, en parte por el reconocimiento en 2009 como deuda pública directa de los Pidiregas de Pemex.

Entre 2013 y 2016, el saldo de la deuda bruta presentó tasas de crecimiento real entre 25.0% y 31.0% como resultado de mayores techos de endeudamiento aprobados y a la depreciación del peso frente al dólar de 58.5%.

La LIF 2016 autorizó a Pemex y sus Empresas Productivas Subsidiarias un techo de endeudamiento neto interno de hasta 110,500.0 mdp, y un externo de hasta 8,500.0 mdd.

Pemex informó la metodología aplicada para examinar la suficiencia en la capacidad de pago, pero señaló que no cuenta con un documento normativo que describa el procedimiento para efectuar dicho análisis. Por lo anterior, se considera prudente que esta EPE, en conjunto con sus Empresas Productivas Subsidiarias, elabore un manual de procedimientos que incluya métricas para determinar dicha capacidad de pago, a fin de que cuente con los elementos para fortalecer el manejo de sus obligaciones constitutivas de deuda pública.

Pemex proporcionó el programa de financiamiento, pero no especificó si dicho programa se realiza con base en lo establecido en el artículo 106, fracción III, inciso d, de la LPM, respecto de la supervisión del desarrollo del programa financiero.

Al cierre de 2016, el 82.8% del saldo total de la deuda estaba contratada en moneda extranjera, principalmente en emisión de bonos denominados en dólares, y el restante 17.2% en el mercado interno, mayormente en CEBURES.

Pemex señaló que durante 2016 consideró realizar una emisión en el mercado local, sin embargo, el apetito por instrumentos en moneda nacional estaba disminuido y las condiciones de mercado podrían tornarse aún más difíciles, por lo que para realizar una emisión con un monto mayor en el mercado local hubiera sido necesario elevar el costo de financiamiento.

Los resultados publicados por Pemex al primer semestre de 2017 presentan una disminución en su nivel de deuda consolidada de 156.0 miles de mdp, debido a la apreciación del peso frente al dólar.

En este sentido, es necesario que Pemex continúe con acciones dirigidas a materializar la reducción de su deuda, e incluya en futuras actualizaciones del Plan de Negocios los avances logrados con esa estrategia, de manera que mejore su posición financiera y su balance primario que le permita contar con mayores recursos para mejorar su competitividad.

Asimismo, es conveniente que realice un manual de procesos para determinar la capacidad de pago, que incluya la definición de este concepto, metodología, procedimientos y cálculos para Pemex y sus empresas públicas subsidiarias, además de establecer normas específicas para publicar su programa financiero y para instrumentar de manera reglamentaria la supervisión del desarrollo de su programa financiero, en términos del artículo 106, fracción III inciso d) de la LPM.

Las acciones emitidas con base en este resultado están dirigidas a promover la implementación de mejores prácticas gubernamentales, y a fortalecer la transparencia y la rendición de cuentas.

16-6-90T9N-02-0056-01-005 **Recomendación**

Para que Petróleos Mexicanos considere elaborar, en conjunto con sus Empresas Productivas Subsidiarias, un manual de procedimientos que incluya métricas para determinar su capacidad de pago, a fin de que esta Empresa Productiva del Estado cuente con los elementos para supervisar el manejo de sus obligaciones constitutivas de deuda pública, en concordancia con el artículo 106, fracción III, inciso a), de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Se hace notar que Petróleos Mexicanos informó que pondrá a consideración de la Unidad de Control Interno la elaboración o puesta en marcha de un manual de procedimientos que incluya las directrices bajo las cuales se realizará el análisis de capacidad de pago de esta Empresa Productiva del Estado.

En razón de lo anterior, una vez que la Auditoría Superior de la Federación cuente con la evidencia de la elaboración de dicho manual de procedimientos por Petróleos Mexicanos, se podrá dar por atendida la recomendación.

6. **Indicadores Financieros y Operativos**

Con el objetivo de evaluar el desempeño financiero de Pemex, la ASF calculó algunos indicadores relevantes con la información de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados para el periodo 2011-2016.

INDICADORES FINANCIEROS DE PEMEX, 2011-2016

Índice	Fórmula	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Índice de Solvencia (veces)	Activo Circulante/Pasivo Circulante	1.4	1.3	1.0	0.9	0.6	0.8
Prueba Severa de Solvencia (veces)	(Activos circulantes - Inventarios)/ Pasivos circulantes	1.2	1.1	0.8	0.7	0.5	0.7
Índice de Endeudamiento (%)	Pasivo total/Activo total	112.6	113.4	109.0	136.1	175.0	152.9
Razón de cobertura de intereses (veces)	Utilidad antes de intereses e impuestos (UAI) / Intereses	10.9	12.4	24.6	10.6	(2.1)	4.3
Margen bruto de utilidades (%)	Utilidad bruta / Ventas	49.9	49.5	49.4	45.5	(9.8)	50.3
Margen neto de utilidades (%)	Utilidad neta / Ventas	(5.9)	0.2	(10.6)	(16.7)	(61.1)	(17.7)
Retorno de inversión (%)	Utilidad neta / Activo	(6.0)	0.1	(8.3)	(12.5)	(40.1)	(8.2)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Aching Guzmán, César, "Ratios Financieros y Matemáticas de la Mercadotecnia", Editor Juan Carlos Martínez Coll, 2006; del Bancomext, Calculadoras Financieras; <http://www.bancomext.com/asistencia-tecnica-financiera/calculadoras/calculadoras-financieras>, octubre de 2017.

De acuerdo con el Índice de Solvencia, Pemex presenta problemas en su capacidad para enfrentar sus obligaciones a corto plazo con todos sus activos circulantes al pasar de 1.4 veces en 2011 a 0.8 veces en 2016, este indicador debe ser mayor a 1, por lo tanto estos resultados

indican que es necesario disminuir el endeudamiento.^{78/} Al calcular la Prueba Severa de Solvencia, es decir, eliminar los inventarios, y con ello restringir la liquidez, el resultado es 0.7 veces para 2016.

En lo que respecta al índice de endeudamiento, pasó de 112.6% a 152.9% entre 2011 y 2016, el parámetro de este indicador establece que entre 0.0% y 40.0%, la empresa presenta un nivel de exceso de capitales propios superior al recomendable; entre 40.0% y 60.0% es lo óptimo; si es mayor a 60.0% indica que la empresa incrementa el riesgo de incumplimiento, por lo que se requiere que Pemex revise su gestión de manejo de deuda.

Para estimar su capacidad de pago de intereses de los préstamos de largo plazo, se estimó la razón de coberturas de intereses, la cual mide cuántas veces la utilidad de operación puede cubrir el pago de intereses, los resultados señalan un deterioro, al pasar de 10.9 veces en 2011 a 4.3 veces en 2016, aunque conserva capacidad de pago.

Referente al margen de utilidad bruto, es decir, el porcentaje de utilidad obtenida por cada peso, el margen bruto indica una mayor eficiencia del costo de venta, 50.3% en 2016 mayor al 49.9% obtenido en 2011, sin embargo, al descontar los impuestos, derechos, gastos e intereses, el resultado fue una pérdida neta de 17.7%, de acuerdo con el indicador de margen neto de utilidades.

El resultado del rendimiento sobre activo fue negativo por cuarto año consecutivo, con una pérdida neta de 8.2% por cada peso invertido en activo.

Indicadores de producción de Pemex

La ASF elaboró un análisis con indicadores de productividad para el periodo de 2011 a 2016 de dos de las principales actividades agregadas que componen a Pemex: upstream (exploración y producción) y downstream (refinación, comercialización, entre otros).^{79/}

Adicionalmente, con el fin de identificar las mejores prácticas internacionales, se compararon los resultados obtenidos por Pemex con tres de las empresas más importantes en el sector petrolero a nivel mundial.

Indicadores Upstream

El upstream es la actividad más relevante y el que reporta más ganancias y gastos, en la industria del petróleo y gas.

Las actividades upstream incluyen la parte de exploración, investigación, desarrollo y producción de petróleo crudo y de gas natural. Su principal objetivo es lograr un crecimiento en la producción de hidrocarburos, a la vez que se procura mantener un alto nivel de ganancias por barril.

^{78/} En el documento "Informe semestral sobre el uso del endeudamiento de Petróleos Mexicanos y sus empresas Productivas Subsidiarias", correspondiente al primer semestre de 2017, Pemex señaló que "El cambio en el nivel de endeudamiento del cierre de 2016 al 30 de Junio de 2017 se atribuye a un aumento de 47.2 miles de millones de pesos de endeudamiento neto, un aumento de 0.5 miles de millones de pesos de endeudamiento neto de compañías filiales, y una variación en el tipo de cambio de 20.66 a 17.90 pesos por dólar que se tradujo en un efecto favorable de 203.7 miles de millones de pesos".

^{79/} Colombano, Alfonso y Colombano, Alberto, "Oil & Gas Company Analysis, Upstream, Midstream and Downstream", 2015.

Del análisis de la producción e ingresos de Pemex se obtuvieron los indicadores siguientes:

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD UPSTREAM DE PEMEX, 2011-2016

Indicador	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Producción de Hidrocarburos diaria (mbpced)	3,724.9	3,697.3	3,652.6	3,538.1	3,268.9	3,037.0
Productividad por Pozo Petrolero (bpced)	448.0	391.7	371.4	370.2	349.1	347.1
Tasa de Reemplazo de Reservas (%)	101.1	104.3	67.8	67.4	(183.7)	57.5
Ganancia Neta por barril de petróleo crudo equivalente producido (pesos)	43.4	69.5	(31.6)	(118.8)	(559.3)	(41.4)
Ingreso por Venta Total por barril de petróleo crudo equivalente (pesos)	935.3	985.3	938.2	878.5	578.8	555.9
Precio promedio mezcla mexicana (dólares)	101.2	102.0	98.5	86.1	43.2	35.4
Precio promedio mezcla mexicana (pesos)	1,415.9	1,326.4	1,288.4	1,266.9	743.5	734.8
<i>Diferencial ingresos por bpce/precio promedio de la mezcla mexicana (pesos)</i>	480.6	341.1	350.3	388.4	164.7	178.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Reporte de Resultados Dictaminados, 2011-2016; Base de Datos Institucional, octubre 2017; Las Reservas de Hidrocarburos de México, enero de 2017; Evaluación de las Reservas de Hidrocarburos, enero de 2017; Reservas 1P al 1 de enero de 2017; y del Banco de México, Estadísticas, julio 2017.

NOTA: El precio de la mezcla mexicana en pesos se calculó con el tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera de 2011 (13.9904), 2012 (13.0101), 2013 (13.0765), 2014 (14.718) 2015 (17.2065) y 2016 (20.7314).

bpce Barriles de petróleo crudo equivalente.

bpced Barriles de petróleo crudo equivalente diario.

mbpced Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario.

El indicador de Producción de Hidrocarburos diaria (PHd) mide la producción total de petróleo y gas calculada en términos de barriles de petróleo crudo equivalente. Para ello, se utiliza la razón 6 a 1, que indica que 6,000 pies cúbicos estándar de gas natural equivalen a 1 barril de petróleo crudo equivalente (bpce).^{80/}

De 2011 a 2016, la producción de hidrocarburos disminuyó en 687.9 mbpced, principalmente por la declinación natural de campos petroleros como en los Activos Cantarell en la Región Marina Noreste, Burgos y Veracruz de la Región Norte, así como la reducción de programas de actividades de perforación y terminación de pozos de gas natural.

El indicador de Productividad por Pozo petrolero (PP) mide la producción promedio diaria de bpce por pozo petrolero neto.

La productividad diaria entre 2011 y 2016 por pozo petrolero neto entre 2011 y 2016 disminuyó en 100.9 bpced, principalmente por la menor actividad programada como resultado de los ajustes presupuestales aprobados, así como por la declinación en la producción de campos petroleros. Para el cálculo del indicador se utilizó la siguiente fórmula:

^{80/} Ibid., p. 58.

$$PP = \frac{Pbpced}{PPN}$$

Donde:

PP = Productividad diaria por pozo petrolero

Pbpced = Producción de barriles de petróleo crudo equivalente diaria

PPN = Pozos promedio neto en operación

El indicador de Tasa de Reemplazo de Reservas (TRR) indica qué porcentaje de la producción de petróleo de una empresa es reemplazada en términos de aumentos en las reservas cada año. Para el cálculo de este indicador se utiliza la siguiente fórmula:

$$TRR = \frac{RP_t - (RP_{t-1} - PT_t)}{PT_t}$$

Donde:

TRR = Tasa de Reemplazo de Reservas

RP_{t0} = Reservas probadas al final del periodo actual

RP_{t-1} = Reservas probadas al final del periodo anterior

PT_{t0} = Producción anual de hidrocarburos del periodo actual

Entre 2011 y 2016, la TRR tuvo una disminución, ya que pasó de una tasa de 101.1% a una de 57.6%, debido principalmente a que la producción de petróleo no se ha restituido por nuevas reservas, a los precios bajos de los hidrocarburos,^{81/} a la disminución en el desarrollo de campos petroleros y el comportamiento de los mismos,^{82/} así como por la reducción del presupuesto de inversión que el GF otorga a Pemex, la cual impacta en la incorporación y la reclasificación de las reservas.

El indicador de Ganancia Neta por Barril de petróleo equivalente producido (GNBU), mide que tan rentable son las operaciones de exploración y producción. Para el cálculo del indicador se utilizó la fórmula siguiente:

$$GNBU = \frac{RN}{PAbpce}$$

Donde:

GNBU = Ganancia Neta por Barril de Petróleo Crudo Equivalente producido

^{81/} La estimación de los ingresos permite determinar la rentabilidad y variación de las reservas de hidrocarburos. Dicha estimación se genera a partir del análisis de los precios del petróleo que, junto con otros factores, fijan el flujo de efectivo y límite económico de las diferentes propuestas de explotación en cada categoría de reserva.

^{82/} La estimación de petróleo crudo equivalente considera los encogimientos y rendimientos de gas natural que se presentan durante su manejo y distribución, desde el pozo en los campos donde se produce, hasta los complejos donde se procesa, por lo que cualquier cambio en los sistemas de recolección y transporte, incidirá de manera directa en el valor final del volumen total.

RN = Rendimiento Neto

PAbpce = Producción anual de barriles de petróleo crudo equivalente

Entre 2011 y 2016, el resultado del indicador GNBU pasó de una ganancia neta de 43.4 pesos a una pérdida neta de 41.4 pesos. Esta variación se explica por la caída en los precios del petróleo a nivel internacional que repercutió en un menor ingreso por ventas, aunado a una disminución en la producción de hidrocarburos.

El indicador de Ingresos Totales por bpce (Vbpce) ayuda a determinar qué cantidad de los ingresos de las compañías vienen de petróleo (crudo o líquido) y qué parte de gas natural. Los ingresos por barril producido se comparan con el precio promedio de la mezcla mexicana de exportación y mediante el diferencial entre ambos se puede inferir que parte de la producción se encuentra relacionada con la producción de gas natural, lo cual repercute en los ingresos promedio por barril cuando se comparan con los precios del petróleo crudo. Si las ventas por barril son más bajas que el precio del petróleo de referencia, se puede inferir que existe una alta proporción de producción de gas natural.

Para el cálculo del indicador se utilizó la siguiente fórmula:

$$Vbpce = \frac{VTU}{PAbpce}$$

Donde:

Vbpce = Ventas por bpce

VTU = Ventas Totales en Upstream

PAbpce = Producción anual de barriles de petróleo crudo equivalente

Para el año 2016, los ingresos de ventas por bpce fueron de 555.9 pesos, menor en 178.9 pesos respecto al precio de la mezcla mexicana, que tuvo una cotización promedio de 734.8 pesos por barril en promedio durante ese año. En 2011, la diferencia fue de 480.6 pesos, estos resultados revelan que Pemex está centrado en el negocio del petróleo.

De acuerdo con la CRE, y con la incursión del sector privado para la importación, transporte, distribución y comercialización del gas natural a precios del mercado, Pemex tendrá un plazo de cuatro años, para ceder a particulares 70.0% de la comercialización que se hace a industriales de gas natural en el país. El programa para la transición al Mercado de Gas Natural prevé que la petrolera otorgue dos tercios de los contratos que tiene para la venta del gas natural de manera directa, por lo que el plan del GF es liberar gradualmente toda la cadena del suministro de este hidrocarburo.

Al respecto, Pemex y el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) firmaron el contrato de transferencia de la infraestructura de transporte por ducto de gas natural.^{83/} El valor en libros de los activos a ser transferidos al 31 de diciembre de 2015 fue de 33,213.8 mdp, como resultado del proceso de identificación de activos durante el ejercicio 2016, este importe se incrementó a 35,333.4 mdp, en diciembre de 2016, Pemex Logística y el CENAGAS acordaron establecer un valor final por los activos transferidos de 7,450.9 mdp, resultado de considerar el valor que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) confiere a dicha infraestructura, generándose como resultado una pérdida de 27,882.5 mdp.^{84/}

Con fines informativos, la ASF realizó un comparativo de los indicadores upstream de Pemex con tres empresas petroleras extranjeras, en los que resultó con mejores resultados, los cuales se muestran a continuación:

COMPARACIÓN DE INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD UPSTREAM 2016

Indicador	Pemex	Petroleras Extranjeras		
		A	B	C
Producción de Hidrocarburos diaria (mbpced)	3,037.0	2,548.0	4,053.0	3,668.0
Productividad por Pozo Petrolero (bpced)	347.1	259.9	96.4	210.5
Tasa de Reemplazo de Reservas (%)	57.5	8.0	(227.9)	213.7
Ganancia Neta por barril de petróleo producido (pesos)	(41.4)	30.9	2.8	(57.7)
Ventas Totales por Bpce (pesos)	555.9	761.1	596.3	517.1
<i>Diferencial ingresos por Bpce/precio petróleo WTI (pesos)</i>	<i>338.5</i>	<i>133.4</i>	<i>296.2</i>	<i>377.3</i>

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Reporte de Resultados Dictaminados, 2011-2016, de la U.S. Energy Information Administration, julio de 2017; de la United States Securities and Exchange Commission; y del Banco de México, Estadísticas, julio de 2017.

NOTA: El precio en pesos del barril de petróleo WTI se calculó con el tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera de 2011 (13.9904), 2012 (13.0101), 2013 (13.0765), 2014 (14.7180 pesos por dólar) 2015 (17.2065 pesos por dólar) y 2016 (20.7314).

bpce Barriles de petróleo crudo equivalente.

bpced Barriles de petróleo crudo equivalente diario.

mbpced Miles de barriles de petróleo crudo equivalente diario.

Indicadores Downstream

Las actividades downstream generalmente consideran los conceptos siguientes:

- Refinación de petróleo crudo y otras materias primas en derivados, tales como la gasolina, diésel, turbosina, asfalto, entre otros.

^{83/} Al respecto, el 29 de abril de 2015 la Unidad de Política de Ingresos No tributarios de la SHCP emitió los "Lineamientos financieros y de contraprestaciones a los que se sujetarán Petróleos Mexicanos, la Comisión Federal de Electricidad y el Centro Nacional de Control del Gas Natural" con dichos lineamientos, CENEGAS negoció con Pemex y Pemex Gas y Petroquímica Básica el "Contrato de Transferencia de Infraestructura de Transporte por Ducto de Gas Natural", el cual se firmó con fecha 28 de octubre de 2015, que entró en vigor el 1 de enero de 2016.

Oficio núm. SE/113/048/2016 del 2 de junio de 2016 de la Coordinación General de Órganos de Vigilancia y Control de la Secretaría de la Función Pública.

^{84/} Cuenta Pública 2016, Dictamen del Auditor Externo.

- Comercialización al por menor y por mayor de productos refinados del petróleo.
- Traspotación de petróleo crudo y productos refinados de petróleo.
- Manufactura de aceites básicos y lubricantes para diferentes aplicaciones.
- Manufactura, distribución y comercialización de petroquímicos.

Del análisis realizado a la producción e ingresos de Pemex se obtuvieron los indicadores siguientes:

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD DOWNSTREAM DE PEMEX, 2011-2016

Indicador	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Capacidad Instalada de Refinerías (mbd)	1,690.0	1,690.0	1,690.0	1,690.0	1,690.0	1,602.0
Capacidad Utilizada de Refinación (%)	69.0	71.0	72.4	68.4	63.0	58.2
Porcentaje de Producción de Petrolíferos Limpios (%)	55.5	57.9	58.6	57.6	62.9	59.8
Ganancia Neta por Barril en downstream (pesos)	(278.3)	(212.1)	(246.5)	(239.3)	(280.7)	(198.6)

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex, Reporte de Resultados Dictaminados, 2011-2016, de la U.S. Energy Information Administration, julio de 2017, y del Banco de México, Estadísticas, julio 2017.

mbd Miles de barriles diarios.

El indicador de Capacidad Instalada de Refinerías (CIR), mide la capacidad total de refinación de petróleo crudo de las instalaciones con las que cuenta la empresa. De 2011 a 2015, dicha capacidad instalada se mantuvo en 1,690.0 mbd, sin embargo, en 2016 se presentó una disminución de 5.2% y ubicarse en 1,602.0 mbd, debido principalmente al menor proceso de crudo, además de la reducción en la proporción del crudo pesado en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), consecuencia del incremento en las salidas a mantenimiento no programado de diversas plantas lo que incrementó los índices de paros no programados, en el índice de intensidad energética y en un menor rendimiento de destilados.

El indicador de Capacidad Utilizada de Refinación (CUR) mide qué porcentaje de la capacidad instalada de refinación es utilizada. Cuanto mayor es el porcentaje, más volúmenes de refinación se procesan. Un porcentaje bajo de utilización indicaría la existencia de equipos inactivos, condiciones económicas adversas, o problemas de fiabilidad que hacen que la refinería no pueda procesar la mayor cantidad posible de materias primas.

Para el cálculo del indicador se utilizó la siguiente fórmula:

$$CUR = \frac{VR}{CIR}$$

Donde:

CUR = Capacidad Utilizada de Refinación

VR = Volumen de Refinación

CIR = Capacidad Instalada de Refinación

Entre 2011 y 2016, la CUR tuvo una variación negativa de 10.8 pp, al bajar de 69.0% a 58.2%.

La menor capacidad instalada y utilizada de refinación se explica por la disminución en la inversión en el sector de refinación lo que ha ocasionado que desde 1979 no se haya incrementado esta capacidad.

El indicador de Porcentaje de Producción de Petrolíferos Limpios (PPL) mide el total de petrolíferos limpios producidos (gasolina, turbosina y diésel) como proporción del total de petrolíferos producidos.^{85/} Este indicador mide qué tan rentable es la configuración de refinación de la empresa en comparación con sus competidores, debido a que si está equipada para incrementar la producción de petrolíferos limpios tendrá mejores expectativas de ganancia.

Para el cálculo de este indicador se utiliza la fórmula siguiente:

$$PPL = \frac{PLd}{PTPd}$$

Donde:

PPL = Porcentaje de Producción de Petrolíferos Limpios

PLd = Petrolíferos Límpios producidos por día

PTPd = Producción Total de Petrolíferos por día

De 2011 a 2016, la producción de petrolíferos limpios tuvo un incremento de 4.3 pp, al pasar de 55.5% a 59.8% del total de petrolíferos producidos, lo cual indica que más de la mitad de la producción se enfoca en aquellos que brindan las mayores ganancias.

El indicador Ganancia Neta por Barril de petróleo equivalente producido (GNBD), mide qué tan rentable es una empresa en actividades downstream. Una petrolera con un portafolio de inversiones de alta calidad (por ejemplo, con alta producción de petrolíferos limpios), que se maneja eficientemente, que controla sus costos e incrementa sus ingresos, tenderá a contar con mayores niveles de ganancias por barril que sus competidores. Para el cálculo del indicador se utilizó la siguiente fórmula:

$$GNBD = \frac{RN}{PAP}$$

Donde:

GNBD = Ganancia Neta por Barril en Downstream

RN = Rendimiento Neto

PAP = Producción Anual de Petrolíferos

De 2011 a 2016, las actividades downstream de Pemex han tenido una pérdida neta por barril de productos petrolíferos producidos (bPPP). En 2011, dicha pérdida fue de 278.3 pesos por bPPP y para 2016 se redujo a 198.6 pesos por barril.

^{85/} Los petrolíferos limpios son los productos refinados más rentables que produce una refinería en comparación con combustibles de petróleo pesado, coque de petróleo o asfalto, que tienen poco valor de mercado.

Lo anterior se explica por factores como un alto costo de ventas aunado a gastos de administración; de distribución y transportación, así como por movimientos en el tipo de cambio.

Contrario a las actividades upstream, Pemex presenta desventaja frente a otras empresas petroleras extranjeras en actividades downstream, como se muestra a continuación:

INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD DOWNSTREAM 2016

Indicador	Pemex	Petroleras extranjeras		
		A	B	C
Capacidad Instalada de Refinerías (Mbd)	1,602.0	2,176.0	4,907.0	3,086.0
Capacidad Utilizada de Refinación (%)	58.2	83.6	87.0	87.5
Porcentaje de Producción de Petrolíferos Limpios (%)	59.8	69.9	81.0	77.5
Ganancia Neta por Barril en downstream (pesos)	(198.6)	178.8	44.1	128.5

FUENTE: Elaborado por la ASF con información de Pemex; Reporte de Resultados Dictaminados, 2011-2016, de la U.S. Energy Information Administration, julio de 2017; de la United States Securities and Exchange Commission; y del Banco de México, Estadísticas, julio de 2017.

NOTA: Para el cálculo de la ganancia neta por barril de las petroleras extranjeras, se utilizó el tipo de cambio para solventar obligaciones en moneda extranjera de 20.7314.

mbd Miles de barriles diarios.

Conclusiones

El conjunto de indicadores calculados revelan que Pemex mantiene un flujo de recursos robusto antes de impuestos, sin embargo, continúa con un riesgo de liquidez, principalmente por la participación que esta empresa tiene en el proceso presupuestario, particularmente en lo relacionado con la meta de ingresos, por lo que es necesario revertir las pérdidas monetarias en aquellos rubros donde se concentran o establecer prioridades en plan de asociaciones que permitan generar ingresos adicionales que compensen las pérdidas originadas por la carga que presentan las finanzas públicas federales.

En 2016, en actividades upstream, Pemex mostró una caída constante en su producción de hidrocarburos, que en parte se puede explicar por los menores precios del petróleo, lo que ha reducido las tareas de exploración y producción, al agotamiento de campos petroleros, así como a ajustes presupuestarios que han reducido los recursos para inversiones de PEP.

Asimismo, los indicadores upstream mostraron que Pemex se destacó en productividad por pozo y reemplazo de reservas, así como presentar áreas de oportunidad en las demás actividades analizadas.

Por otra parte, en las actividades downstream tuvo un comportamiento menos favorable que las empresas petroleras extranjeras consideradas, debido a que los indicadores de Pemex fueron los más bajos. La Capacidad Instalada de Refinerías fue menor, lo cual sugiere que para aumentar dicha capacidad se requiere una mayor inversión en esta actividad, lo que coadyuvaría a incrementar el porcentaje de utilización con base en la estrategia de eficientizar la refinación conforme a lo propuesto en el Plan de Negocios 2017-2021.

Si bien con la Reforma Energética de 2014 está permitida la participación de empresas extranjeras en las actividades de exploración y producción, así como en refinación, resulta conveniente analizar la posibilidad de destinar una mayor inversión en Pemex que le permita incrementar su productividad en actividades estratégicas del Plan de Negocios, lo que a su vez coadyuve a ubicarse mejor respecto de otras empresas petroleras y generar mayor valor para el Estado Mexicano. Para ello, una oportunidad se presenta en la posible modificación del régimen fiscal de Pemex, que la pone en condiciones desiguales frente a las demás empresas del sector petrolero y que permita iniciar un proceso de disminución de su deuda, sin afectar los RFSP y su saldo histórico, así como tampoco la competitividad y participación asociada con el sector privado.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinó (aron) 4 observación (es) la (s) cual (es) generó (aron): 5 Recomendación (es).

Además, se generó (aron) 2 Sugerencia (s) a la Cámara de Diputados.

Dictamen

Con base en los resultados de los procedimientos de la auditoría practicada, cuyo objetivo fue revisar la posición financiera de Petróleos Mexicanos, en términos de lo establecido en la normativa vigente y de acuerdo con las mejores prácticas internacionales en la materia, respecto de la revisión del comportamiento de los ingresos, los egresos, la deuda y la capacidad de pago, los efectos de los beneficios o pérdidas de Pemex en las finanzas públicas del Gobierno Federal, la viabilidad de los Planes de Negocios 2016-2020 y 2017-2021, así como los Estados Financieros Consolidados de Pemex, se concluye que en general se cumplieron las disposiciones legales y normativas que son aplicables en la materia, con excepción de las deficiencias, riesgos y oportunidades de mejora que se indican a continuación:

1. Se considera pertinente revisar las estimaciones de las variables petroleras propuestas para el proceso presupuestario, debido a que una reducción en los precios internacionales de la mezcla mexicana o un bajo dinamismo en el crecimiento de la plataforma de producción de petróleo, afectan de manera negativa el nivel de ingresos petroleros y a las finanzas públicas. Las estimaciones contenidas en los CGPE señalan resultados diferentes a las cifras observadas, debido a que en la plataforma de producción se esperaba un incremento de 17.9% entre 2016 y 2021, y en el precio de la mezcla mexicana una cotización de alrededor de 60.00 dpb a partir de 2018. Sin embargo, los resultados más recientes no convergen con esas metas, ya que en septiembre de 2017 la producción fue de 1,730.2 mbd, que representa una reducción de 15.0% respecto de diciembre de 2016, mientras que el precio del barril fue de 47.61 dpb a esa misma fecha. Los ingresos propios de Pemex, que descuentan el pago de impuestos y contribuciones, sólo representaron el 29.3% de sus ingresos totales en 2016, monto que se reduce si se restan las aportaciones del GF por 26,500.0 mdp y por 134,230.6 mdp para mejorar el patrimonio y la asunción de pasivos laborales de la EPE. Por lo anterior, se requiere que se continúe con la revisión de los mecanismos fiscales a los que está sujeta la empresa, a fin de otorgarle mayores recursos para que sean canalizados hacia las actividades más rentables y, a su vez, se establezcan esquemas que garanticen que dichos recursos se destinarán a inversión productiva.

2. Las medidas aplicadas para el saneamiento de la posición financiera de Pemex, auxiliaron a la empresa en su problema de liquidez a corto plazo. Sin embargo, no está exenta de nuevos ajustes presupuestarios, por lo que podría disminuir su capacidad de acción ante un problema de solvencia. Por lo anterior, se considera pertinente que Pemex elabore una estrategia que permita disminuir los riesgos de liquidez, de manera que se fortalezca la capacidad de la empresa para hacer frente a sus compromisos de corto y mediano plazos, sobre todo en escenarios de alta volatilidad e incertidumbre, además de que sirva como referente para posibles mejoras en la calificación y perspectivas sobre su posición financiera.
3. Los resultados alcanzados están por debajo de los estimados para alcanzar las metas planteadas, por lo cual se considera pertinente que Petróleos Mexicanos considere presentar en la actualización de su Plan de Negocios, una estrategia viable que le permita aumentar el gasto en inversión física, a fin de incrementar su valor patrimonial, su productividad y competitividad, en beneficio del Estado Mexicano.
4. Los planes de negocios 2016-2020 y 2017-2021, plantean que la empresa alcanzará el equilibrio financiero entre 2019-2021, por lo cual es prudente que Pemex considere diseñar y aplicar medidas de disciplina, responsabilidad y prudencia financiera que permitan incrementar los ingresos propios, disminuir el gasto de operación y administración no productivo, elevar la inversión presupuestaria, administrar con eficiencia la deuda y el costo financiero, para fortalecer de manera persistente a mediano plazo los balances financiero, primario y operativo.
5. De 2000 a 2016, el saldo de la deuda de Pemex se incrementó 1,823,179.0 mdp, equivalente a 7.7 puntos porcentuales del PIB, por lo que se considera pertinente que esta EPE, en conjunto con sus Empresas Productivas Subsidiarias, cumpla con su estrategia para disminuir el saldo de su deuda en el mediano plazo.
6. La deuda externa de Pemex creció 995,260.1 mdp entre 2011 y 2016. Este crecimiento se debió al acelerado ritmo de endeudamiento, el efecto del incremento del tipo de cambio, que pasó de 13.99 pesos por dólar a 20.73 en ese periodo, por lo que sería pertinente que considere dentro de su estrategia, en conjunto con sus Empresas Productivas Subsidiarias, la disminución del saldo de su deuda externa de manera que mejore su posición financiera, así como su balance primario.
7. La EPE informó no contar con un documento normativo para examinar la suficiencia en la capacidad de pago, por lo que se considera prudente que Pemex, con sus Empresas Productivas Subsidiarias, elabore un manual de procedimientos que incluya métricas para determinar dicha capacidad de pago, a fin de que cuente con los elementos para fortalecer el manejo de sus obligaciones constitutivas de deuda pública.

Los procedimientos de auditoría aplicados, la evidencia objetiva analizada, así como los resultados obtenidos, fundamentan las conclusiones anteriores.

El presente dictamen se emite el 31 de enero de 2018, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó con base en la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Lic. Miguel Luis Anaya Mora

Lic. Ricardo Miranda Burgos

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Examinar la información financiera consolidada para evaluar los objetivos y estrategias de mediano plazo.
2. Comprobar la información financiera de Pemex, Subsidiarias, Filiales y otras empresas en la información financiera consolidada.
3. Evaluar los beneficios otorgados por el Gobierno Federal y su impacto en las finanzas públicas.
4. Examinar el comportamiento de los ingresos, los egresos, la deuda y la capacidad de pago.
5. Revisar los efectos de los beneficios o pérdidas de Pemex en las finanzas públicas del Gobierno Federal.
6. Revisar la viabilidad del Plan de Negocios 2016-2020.
7. Examinar la sostenibilidad de la deuda de Pemex.
8. Examinar el marco institucional, contratos y modelos para financiar la inversión en infraestructura.
9. Examinar el modelo institucional de administración de riesgos.
10. Verificar la política financiera.

Áreas Revisadas

- Petróleos Mexicanos: la Dirección Corporativa de Finanzas.
- La Secretaría de Hacienda y Crédito Público: las unidades de Crédito Público, de Planeación Económica de la Hacienda Pública y de Contabilidad Gubernamental.

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, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 9, 10, 11, 14, fracción III, 15, 17, fracciones XV, XVI y XVII, 34, fracción V, 36, fracción V, 37, 39, 40, 49 y 67, fracciones I, II, III y IV, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

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 esta entidad fiscalizadora para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.



Consejo de Administración
Comité de Auditoría
Auditoría Interna
Gerencia de Auditoría a Filiales, Legalidad,
Tecnologías de Información y Enlace con Instancias Revisoras

Oficio No. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/033/2018

Ciudad de México, a 18 de enero de 2018.

ASUNTO: Se atienden Resultados Finales y Observaciones Preliminares, Auditoría No. 56-DE, Cuenta Pública 2016.

LIC. RICARDO MIRANDA BURGOS

Director General de Análisis e Investigación Económica
Auditoría Superior de la Federación
Carretera Picacho-Ajusco No. 167, Col. Ampliación Fuentes del Pedregal

Me refiero al Acta No. 002/CP2016 del 15 de diciembre de 2017, mediante la cual se presentaron los Resultados Finales y Observaciones Preliminares que se originaron en la Auditoría No. 56-DE denominada "Posición Financiera de Petróleos Mexicanos", que realiza ese Órgano Superior de Fiscalización sobre la Cuenta Pública 2016 de Petróleos Mexicanos.

Al respecto, por instrucciones del C.P. Carlos Joel Hernández Rodríguez, Gerente de Auditoría a Filiales, Legalidad, Tecnologías de Información y Enlace con Instancias Revisoras, en seguimiento al oficio No. CA/COMAUD/AI/GAFLTIEIR/EIR/005/2018 del 9 de enero de 2018, para atender los Resultados de referencia me permito enviarle lo siguiente:

1.- Copia del correo electrónico que se remitió a ese Órgano Fiscalizador el 14 de diciembre de 2017, con la documentación que proporcionó la Gerencia de Finanzamientos e Inversiones, adscrita a la Subdirección de Tesorería de la Dirección Corporativa de Finanzas, para atender la Recomendación No. 7.

2.- Copia del oficio No. DCF-ST-GPT-SEC-4-2018 con documentación y un CD que turnó la Gerencia de Procesos de Tesorería, adscrita a la Subdirección de Tesorería de la Dirección Corporativa de Finanzas, para complementar la atención de los Resultados Nos. 2 y 5, así como la Recomendación No. 7.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

Atentamente

LIC. FILIBERTO REYES ESPINOSA
Subgerente

c.c.p.
Mtro. Luis Bartolini Esparza.- Titular de la Auditoría Interna de Petróleos Mexicanos. TE piso 42.
Lic. Luz Angélica Ramírez Medina.- S.P.A del Gerente de Auditoría a Petróleos Mexicanos. Edificio D piso 11.
C.P. Carlos Joel Hernández Rodríguez.- Gerente de Auditoría a Filiales, Legalidad, Tecnologías de Información y Enlace con Instancias Revisoras. TE piso 18.
MAO. Juan Carlos Pérez Tejada López.- Asesor de la Dirección Corporativa de Finanzas. TE piso 38.

Revisó: Lic. Luis José Moreno Cervantes. Coordinador de los Trabajos de la Auditoría No. 56-DE.

Elaboró: Lic. Carla Mora Lara. Coordinador Especialista "D".

AUDITORIA SUPERIOR DE LA FEDERACION
2018 PM 7 34
DIRECCION GENERAL DE ANALISIS E INVESTIGACION ECONOMICA

Recomendación 2

Para que Petróleos Mexicanos considere implementar estrategias y mecanismos que le permitan disminuir los riesgos de liquidez en el mediano plazo, de manera que la empresa pueda hacer frente a sus compromisos financieros de corto y mediano plazos.

La gestión de riesgo de liquidez contempla el análisis integral de la estructura de ingresos y egresos, tal y como se señaló en el resultado 2 de los resultados finales de la auditoría en cuestión. Los ingresos, entre otros, dependen directamente de los precios internacionales de la mezcla mexicana y de la plataforma de producción. El programa de financiamiento de Petróleos Mexicanos por su parte, tiene como principal propósito complementar los recursos generados por su operación para apoyar el desarrollo de los proyectos de inversión de PEMEX y sus Empresas Productivas Subsidiarias, así como llevar a cabo operaciones de refinanciamiento y de manejo de pasivos encaminadas a mejorar el perfil de vencimientos de la deuda, aprovechando las oportunidades que se presenten en los mercados financieros.

Dentro del ámbito de competencia de la Gerencia de Financiamientos, se ha gestionado la contratación de líneas de crédito para ser utilizadas en caso de presentarse requerimientos inesperados de liquidez y disminuir dicho riesgo. Como ya se mencionó, Pemex cuenta con cinco líneas de crédito sindicadas para administración de liquidez por un total de 6,700 millones de dólares y 23,500 millones de pesos. El monto agregado de estas líneas asciende a 8,000 millones de dólares aproximadamente y equivale a 1.8 veces los vencimientos de deuda en 2018.

Asimismo, en lo que compete al riesgo de liquidez derivado de la contratación de financiamientos y las obligaciones que derivan de estos, se han celebrado operaciones de manejo de pasivos dirigidas a mejorar el perfil de amortizaciones de deuda en los siguientes años, disminuyendo el riesgo de refinanciamiento.

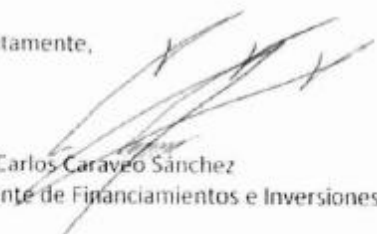
Recomendación 7

Para que Petróleos Mexicanos considere elaborar, en conjunto con sus Empresas Productivas Subsidiarias, un manual de procedimientos que incluya métricas para determinar su capacidad de pago, a fin de que esta Empresa Productiva del Estado cuente con los elementos para supervisar el manejo de sus obligaciones constitutivas de deuda pública, en concordancia con el artículo 106, fracción III, inciso a), de la Ley de Petróleos Mexicanos.

Se hace notar que Petróleos Mexicanos informó que pondrá a consideración de la Unidad de Control Interno la elaboración de un manual de procedimientos que incluya las directrices bajo las cuales se realizará el análisis de capacidad de pago. En razón de lo anterior, una vez que la ASF cuente con la evidencia de la elaboración de dicho manual de procedimientos por Petróleos Mexicanos se podrá dar por atendida la recomendación.

Respecto a la recomendación recibida por parte de la Auditoría Superior de la Federación para elaborar un manual de procedimientos que incluya métricas para determinar su capacidad de pago y como se estableció en respuestas anteriores, Petróleos Mexicanos está en proceso de coordinación con la Unidad de Control Interno, para la elaboración de tal guía, la cual se pretende que incluya las directrices bajo las cuales se analiza la capacidad de pago de la empresa, siguiendo los procedimientos institucionales.

Atentamente,



Ing. Carlos Caraveo Sánchez
Gerente de Financiamientos e Inversiones

Sugerencias a la Cámara de Diputados

16-0-01100-02-0056-13-001

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de las comisiones de Hacienda y Crédito Público, y de Presupuesto y Cuenta Pública, considere analizar la conveniencia de reformar el Título Tercero, Capítulos I, II, III y IV, y el Título Cuarto, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, para que Petróleos Mexicanos cuente con mayores ingresos propios y fortalezca su posición financiera sostenible. Lo anterior, a fin de que esta Empresa Productiva del Estado reduzca los riesgos de liquidez e incremente la inversión productiva que genere valor patrimonial para el Estado Mexicano, sin afectar los Requerimientos Financieros del Sector Público y su saldo histórico, la sostenibilidad de las finanzas públicas, ni el marco institucional de competitividad y asociación con el sector privado. [Resultado 2]

16-0-01100-02-0056-13-002

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de las comisiones de Energía, y de Presupuesto y Cuenta Pública, en el ámbito de su competencia, considere analizar la conveniencia de reformar el artículo 44 de la Ley de Petróleos Mexicanos, para que se establezcan mecanismos de vigilancia y control sobre las operaciones que Petróleos Mexicanos realiza con los recursos que se asignan para cumplir con su objetivo en materia de inversiones productivas. Lo anterior, a fin de que esta Empresa Productiva del Estado reduzca los riesgos de incumplimiento de las metas en la materia. [Resultado 2]