

HACIA EL RELANZAMIENTO DE PEMEX

DANIEL ROMO RICO*

SERGIO MARTÍN GALINA HIDALGO**

El proceso de apertura de la industria petrolera en México ha coincidido con una menor actividad productiva de PEMEX en toda su cadena de valor. Si bien hay un incremento en la participación de otras empresas privadas nacionales e internacionales que darán dinamismo en los años siguientes, el fortalecimiento de la Empresa Productiva del Estado robustecería la seguridad energética nacional y posibilitaría relanzar una fuente de generación de divisas y de ingresos públicos, amén de ser una palanca de impulso a la economía. El objetivo de este capítulo es analizar algunas posibilidades de relanzar el crecimiento de PEMEX, que sirva como base de apoyo para el fortalecimiento de la industria petrolera nacional y la economía nacional. El trabajo plantea un diagnóstico de los resultados obtenidos en la industria petrolera a partir de la aprobación de reforma energética en 2013. Paso seguido se realiza un análisis de las condiciones financieras del gobierno mexicano para explorar espacios presupuestales que permitan canalizar adicionales recursos de inversión y los costos asociados. En un tercer apartado se exploran opciones de financiamiento para elevar las inversiones en PEMEX y las áreas de mayor impacto y beneficio para la economía nacional. Finalmente, se plantean conclusiones y recomendaciones.

ESTADO OPERATIVO DE PEMEX A PARTIR DE LA REFORMA ENERGÉTICA

A finales de la década de los noventa del siglo XX, PEMEX se encontraba entre las cinco mejores empresas petroleras del mundo de acuerdo con la clasificación de *Petroleum Intelligence Weekly* (PIW). Sin embargo, para el 2015 la empresa cayó hasta el lugar 15, es decir perdió 10 lugares en menos de

* Investigador SEPI-ESIA, Ticomán-Instituto Politécnico Nacional.

** Investigador del Instituto Mexicano del Petróleo.

dos décadas, y tan sólo del 2014 al 2015, descendió dos lugares. La clasificación de PIW se basa en una combinación de indicadores de las compañías petroleras, como son sus reservas y producción de petróleo y gas natural, elaboración de petrolíferos y ventas totales. En esta sección revisaremos algunos indicadores de la operación de PEMEX del 2013 a 2017, periodo a partir del cual se ha venido instrumentando el nuevo marco legal en el sector energético.

Reservas probadas. Los bajos niveles de inversiones en materia de exploración de hidrocarburos se han conjugado con el ritmo de extracción de petróleo y gas natural, así como las revisiones, que se tradujeron en disminuciones en los volúmenes reconocidos en las últimas dos décadas. Pero específicamente se puede observar en la tabla 1 que del año 2013 a 2015, la caída fue de un poco más de 850 millones de barriles de petróleo crudo equivalente que, como punto de comparación, es un volumen igual a la tercera parte de todas las reservas probadas de Colombia en 2014.

Asimismo, se observa una mayor caída en 2016 que ciertamente no puede ser atribuible únicamente a falta de actividad exploratoria de PEMEX, en virtud de que sólo incluye las reservas que la empresa conservó en la Ronda Cero. Sin embargo, en la práctica, para 2016, PEMEX contaba con 30% menos de reservas probadas que las que tenía en 2013.

TABLA 1
RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS EN MÉXICO (PEMEX)
(MILLONES DE BARRILES DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE)

Región	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Total	13 992	13 796	13 810	13 868	13 439	13 017	9 632
Región Marina Noreste	6 712	6 283	6 139	6 164	6 050	6 012	4 464
Región Marina Suroeste	1 892	2 076	2 116	2 165	2 169	2 227	1 847
Región Sur	4 036	4 001	3 980	3 851	3 639	3 258	1 232
Región Norte	1 352	1 436	1 575	1 689	1 581	1 520	2 090

* La cifra reportada en 2016 ya no incluye campos que no fueron asignados en la Ronda Cero para PEMEX ni las reservas de Campos en otras Rondas.

FUENTE: Anuario estadístico 2003-2014 y Base de Datos Institucional de PEMEX (2015).

Tasa de restitución de reservas. La tasa de restitución de reservas probadas en 2013 fue de 104.3%, lo que significa que no sólo se recuperó toda la producción del año, sino que incluso se añadió el equivalente a 4.3% de la producción anual en forma de reservas adicionales. Sin embargo, en los siguientes tres años la restitución de reservas cayó constantemente hasta 55%, lo que quiere decir que solamente esta fracción de la producción del año pudo reincorporarse como reserva probada, lo que tiene una consecuencia en la sustentabilidad de largo plazo de la producción petrolera de PEMEX.

Pozos perforados e información sísmica. Probablemente el principal indicador de actividad petrolera en una región o país es el número de pozos perforados. En 2013, PEMEX perforó 705 pozos de exploración y desarrollo (tabla 2), y desde entonces cada año se han perforado menos pozos hasta llegar a 125 en 2016, que equivalen solamente el 17.7% del total de 2013. Por tipo de pozo, la mayor reducción se observa en los pozos de desarrollo que cayeron de 665 a 103, lo que representa 85% menos. Al observar los datos parciales hasta septiembre de 2017 se puede inferir una actividad aún menor que la de 2016.

TABLA 2
POZOS PERFORADOS POR PEMEX

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Total	705	538	278	125	56
Exploración	40	22	22	22	19
Desarrollo	665	516	256	103	37

* Hasta septiembre de 2017.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

Otro importante indicador de la actividad exploratoria de una empresa es la obtención de información sísmica que en 2016 se suspendió por completo debido a los recortes presupuestales.

Producción de petróleo. En la tabla 3 se muestra que en los últimos cuatro años la producción de crudo ha caído alrededor de 22%, de 2.52 millones de barriles por día (mbd) a 1.97 mbd, con una pérdida de más de 550 mil barriles diarios (mbd), equivalente a la producción promedio de Ecuador (558 mbd) en 2014 y mayor a la de Libia (498 mbd), ambos países miembros de la OPEP.

También se observa que proporcionalmente, la mayor caída en producción se dio en crudos súper ligeros, los de mayor calidad, con un 31% menos al 2017.

TABLA 3
 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO CRUDO POR TIPO EN PEMEX
 (MILES DE BARRILES AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Total	2 522.1	2 428.8	2 266.8	2 153.5	1 970.9
Crudo pesado	1 365.1	1 265.5	1 152.3	1 102.6	1 050.9
Crudo ligero	847.1	864.2	838.0	785.1	704.8
Crudo súper ligero	310.0	299.0	276.5	265.8	215.2

* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

Producción de gas natural. La producción de 2013 a 2017 ha caído de 6 370 millones de pies cúbicos diarios (Mpcd) a 5 161 Mpcd, que equivale a 19% (tabla 4). La pérdida en cuatro años es de 1 209 Mpcd, lo que se puede equiparar a toda la producción de la principal región productora del país (Marina Noreste) en 2017, que reporta 1 289 Mpcd provenientes de los campos Cantarell y Ku-Maloob-Zaap.

TABLA 4
 PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL POR TIPO EN PEMEX
 (MILLONES DE PIES CÚBICOS AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Total	6 370.3	6 531.9	6 401.0	5 792.5	5 160.7
Gas asociado	4 607.7	4 819.9	4 825.7	4 540.9	4 137.8
Gas no asociado	1 762.6	1 712.0	1 575.3	1 251.6	1 023.0

* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

Envío de gas a la atmósfera. Lamentablemente, el volumen de gas enviado a la atmósfera ha aumentado de 123 Mpcd, equivalente a 2% de la producción en 2013, hasta 257 Mpcd en 2017, equivalente al 5% de la producción diaria o a la mitad de producción diaria de todo el Activo Burgos (principal productor de gas natural no asociado en el país). Las causas de este aumento en el aprovechamiento del gas pueden ser asociados a eventos temporales en la forma de adversidades climatológicas o incidentes, como el que se dio en la plataforma Abkatún-A en 2016, pero la mayor parte de esta deficiencia operativa obedeció a limitaciones en la capacidad del manejo y transporte del gas por falta de inversión.

Proceso de crudo. El volumen de crudo procesado en las refinerías de PEMEX registró una caída de poco más de 30% en el 2017 con respecto al 2013, caída equivalente a un procesamiento de 367 mbd menos (tabla 5). Las principales reducciones se observan en las refinerías de Salina Cruz y Minatitlán con 75 mbd y 71 mbd menos, respectivamente, aunque por porcentaje, la mayor diferencia se observa en Madero, que en 2017 está procesando 48% menos de crudo. Las causas del menor volumen procesado son, entre otras, los paros no programados, fallas en servicios auxiliares y una optimización del Sistema Nacional de Refinación. La capacidad de utilización de destilación primaria de PEMEX ha disminuido de 73.1% a 56.9% entre 2013 y 2016.

TABLA 5
PROCESO DE PETRÓLEO CRUDO POR REFINERÍA
(MILES DE BARRILES DIARIOS)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Total	1 224.1	1 155.1	1 064.5	933.1	832.5
Cadereyta	188.8	180.7	158.5	122.0	130.0
Madero	129.8	111.5	129.4	87.4	67.0
Minatitlán	182.8	167.6	151.7	112.5	99.3
Salamanca	194.5	171.0	149.0	170.9	163.9
Salina Cruz	282.4	269.6	239.7	238.7	181.9

* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

Producción de petrolíferos. La producción de petrolíferos en el Sistema Nacional de Refinación ha caído 32%, que equivale a 414 mbd menos de producción de 2013 a 2017 (tabla 6). Como resultado se producen menos gasolinas (diésel, gas licuado, turbosina y lubricantes, entre otros), destacando como único punto positivo el crecimiento en más de 350% de la gasolina Magna, ultra bajo azufre de la cual se producen más de 200 mbd con respecto a 2013.

Producción de petroquímicos. En la tabla 7 se observa que la producción de petroquímicos de 2013 a 2016 cayó en 1 900 toneladas; sin embargo, de acuerdo a la producción proyectada para 2017, la caída será de alrededor de 37%, o 2 700 toneladas. La baja en producción de derivados de etano es cercana a 50% entre 2013 y lo esperado en 2017.

Entre 2013 y 2017, el desempeño operativo de PEMEX ha caído en los principales indicadores y se ha llevado a cabo en un contexto en el que ha

TABLA 6
 PRODUCCIÓN DE PETROLÍFEROS EN PEMEX
 (MILES DE BARRILES AL DÍA)

<i>Concepto</i>	2013	2014	2015	2016	2017*
Petrolíferos	1 275.8	1 206.1	1 114.3	977.2	861.4
Gasolinas	437.3	421.6	381.4	325.3	281.8
PEMEX Magna	417.2	390.0	361.0	316.0	273.2
Magna	360.5	290.9	272.5	150.6	14.2
Magna UBA	56.7	99.1	88.4	165.5	259.0
PEMEX Premium	19.8	30.8	16.8	7.7	7.3
Diésel	313.4	286.6	274.7	216.2	170.4
PEMEX Diésel	217.7	186.9	191.5	130.1	97.8
Diésel UBA	92.1	97.8	83.0	85.1	69.7
Combustóleo pesado	268.8	259.2	237.4	228.1	236.8

* Promedio enero a septiembre.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

TABLA 7
 PRODUCCIÓN DE PETROQUÍMICOS
 (MILES DE TONELADAS)

	2013	2014	2015	2016	2017*	2017 <i>proyectado**</i>
Total	7 339.4	7 237.6	6 093.4	5 439.7	3 477.9	4 637.3
Derivados del metano	2 460.5	2 362.1	1 682.0	1 559.3	1 170.6	1 560.8
Derivados del etano	2 473.3	2 089.2	1 992.8	1 690.7	981.1	1 308.1
Propileno y derivados	52.2	64.9	66.0	42.8	9.0	12.0
Otros	1 233.0	1 479.1	1 300.1	1 126.3	696.8	929.1

* Acumulado enero a septiembre.

** Proyección de los doce meses con el promedio de los primeros nueve meses.

FUENTE: base de datos Institucional de PEMEX.

enfrentado un régimen fiscal más gravoso que el aplicado a otras petroleras: deficiente gestión corporativa, en donde se lucha contra las prácticas de corrupción y poca transparencia; elevada carga de la deuda, en particular de los adeudos a los fondos de pensiones; problemas de liquidez, en donde trascendió el nivel de deuda a proveedores hasta inicios de 2016; baja rentabilidad en sus operaciones, y en general a una situación financiera precaria por efecto de las pérdidas registradas a través del tiempo.

OPCIONES DE FINANCIAMIENTO PARA PEMEX EN EL ENTORNO DE MAYOR COMPETENCIA

Los ajustes presupuestales a PEMEX instrumentados desde 2015 revirtieron la tendencia del comportamiento robusto en los gastos corriente y de inversión, que la petrolera registró entre 2004 y 2014 (gráfica 1).¹ Dichos ajustes presupuestales consistieron en un recorte por 62 miles de millones de pesos (mMp) en 2015 y otro en 2016 consistente en el replanteamiento de inversiones por 65 mMp.² Esas medidas profundizaron la caída de la actividad productiva de la EPE, lo que la llevó a instrumentar una estrategia enfocada a propiciar su eficiencia operativa, racionalizando y disminuyendo sus costos de operación y gastos de administración, pero sobre todo buscando una mejora en su estructura financiera. Ello ha dado como producto el reportar resultados netos positivos, pero magros en términos operativos.

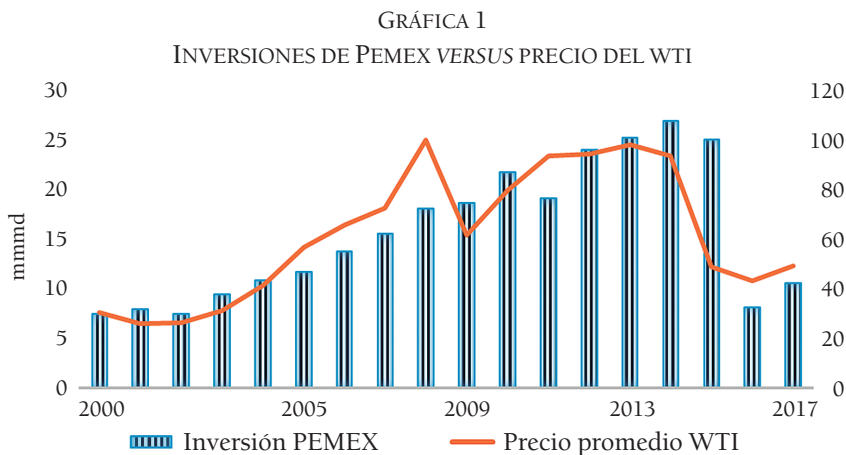
La estrategia de PEMEX fue apuntalada por la decisión del gobierno de apoyarla financieramente a fin de que su situación no se agudizara. Tales apoyos consistieron en la inyección de liquidez por 73.51 mMp para reducir permanentemente el pasivo con proveedores, así como la instrumentación de beneficios fiscales para reducir el déficit financiero por 39.5 mMp y una ayuda para fondear el pasivo laboral por 184 mMp.

El fortalecer operativa y financieramente a la EPE, significa para el Estado mexicano el acceso a una mayor renta petrolera que destine adicionales recursos al Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)³ y a los ingresos públicos de manera directa, tal como ha ocurrido durante el último trimestre del año

¹ En ese periodo, el monto de inversión promedio anual fue de alrededor de 18.7 miles de millones de dólares. El promedio entre 2015 y 2016 fue de 11.7 miles de millones de dólares.

² Adicionalmente, durante 2016 se instrumentó una reducción de costos y el aumento de eficiencias por 29 mMp, así como el ajuste al gasto de operación e inversión por 6.2 mil millones de pesos.

³ Constituido como un fideicomiso público para recibir los pagos que los participantes en la exploración y explotación de hidrocarburos realizan en favor del Estado mexicano, por concepto de las asignaciones y los contratos signados.



FUENTE: PEMEX y EIA.

previo y el primer semestre del 2017, periodo en el que PEMEX reportó resultados netos positivos.

La meta de aporte del FMP a los ingresos públicos se determinó en las leyes secundarias en el equivalente al 4.7% de producto interno bruto, monto que no se logró cubrir durante 2015 y 2016 y, por tanto, no hubo la posibilidad de generar excedentes para canalizar recursos adicionales al fortalecimiento de la formación de recursos humanos, la investigación y el desarrollo tecnológico e inversión, así como de acumular el ahorro futuro como se establece en sus reglas de operación (Poder Ejecutivo Federal, 2014).

Aunque la posibilidad de canalizar adicionales recursos al FMP por parte de PEMEX, depende del nivel de precios del petróleo crudo en los mercados internacionales, también lo puede hacer mediante un aumento del volumen de hidrocarburos extraído, que a su vez está en función de su eficacia y eficiencia para acceder a éstos. Un elemento para apuntalar el crecimiento de la EPE es a través del suministro de los recursos financieros para acceder a estudios, infraestructura, tecnología y a recursos humanos especializados, que faciliten el aumento en la productividad de los pozos en operación y adicional producción de hidrocarburos en campos nuevos, algunos de los cuales cuentan con características geológicas complejas, como el caso de los ubicados en Chicontepec.

Las alternativas de financiamiento que se plantean para fortalecer financieramente a la Empresa Productiva del Estado, algunas de las cuales están contenidas en su Plan de Negocios (PEMEX, 2016), son las siguientes:

Incremento del endeudamiento de la EPE. El acceso a recursos financieros puede operar bien a través de la emisión de deuda o su contratación directa a instituciones financieras. En ambos casos, el costo de esos financiamien-

TABLA 8
METAS DE PEMEX
2017-2021

<i>Concepto</i>	<i>Meta</i>	<i>Principales estrategias</i>
Exploración	Incorporación de reservas de 1 100 mmbpce a nivel 3P de 2017 a 2021.	✓ Alianzas con empresas petroleras internacionales.
Producción de petróleo crudo	Cambiar la tendencia bajista para alcanzar alrededor de 2.2 mbd en 2021.	✓ Programa de <i>farmouts</i> y otras asociaciones.
Transformación	Eliminar el balance financiero negativo y las pérdidas netas.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alianzas actividades auxiliares y para la configuración de refinerías. ✓ Mejora operativa y en el transporte. ✓ Disminución de la delincuencia.
Otros negocios	Propiciar su competitividad y rentabilidad de las otras subsidiarias.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Mejorar su confiabilidad operativa. ✓ Incremento en productividad laboral y cierre de negocios no rentables. ✓ Utilización de capacidad instalada (PEMEX Logística). ✓ Alianzas en servicios secundarios (PEMEX Etileno). ✓ Reestructurar las empresas para maximizar su valor (Fertilizantes).
Financiera	Registrar un balance financiero positivo a partir del 2019 y reducir la deuda consolidada en un poco más de 150 mMp en el lapso 2016-2021.	

FUENTE: PEMEX (2016).

tos está asociado a las calificaciones crediticias asignadas por las calificadoras de deuda, que se mantienen en niveles razonables para una empresa de país en desarrollo (tabla 9).⁴

TABLA 9
CALIFICACIONES DE LA DEUDA DE PEMEX, 2017

<i>Perfil</i>	<i>Fitch Ratings</i>	<i>HR Ratings</i>	<i>Moody's</i>	<i>Standard & Poor's</i>
Moneda extranjera (escala internacional)	BBB+	HR A-(G)	Baa3	BBB+
Moneda local (escala nacional)	AAA(mex)	HR AAA	Aa3.mx	mxAAA

FUENTE: PEMEX.

El nivel de apalancamiento de PEMEX es una de sus principales debilidades, toda vez que a mediados de 2017 alcanzó 1.5 veces, medida como la relación pasivo total a activos totales, siendo uno de sus principales componentes la reserva de beneficios a los empleados. La deuda financiera a activos totales representó el 82%. Estos niveles están muy por encima de los observados por las empresas de la industria petrolera internacional, constituyéndose como una importante limitante para elevar su endeudamiento. Dado este contexto, la capacidad de acceso a recursos para la inversión de PEMEX es compleja, pues adicionales endeudamientos conllevarían a agravar su nivel de apalancamiento, y como consecuencia elevarían su costo financiero por las bajas en las calificaciones crediticias que enfrentaría. El nivel de endeudamiento anual se determina en la Ley de Ingresos de la Federación, que para 2016 fue de hasta 110.5 mMp, en el caso del endeudamiento neto interno; y de hasta 8.5 mMp en el externo, siempre y cuando no se rebase el monto global de endeudamiento neto total del gobierno en su conjunto (Poder Ejecutivo Federal, 2015).

Ante estas circunstancias, sólo aplicaría el cambio en el perfil de plazo de la deuda financiera de la EPE, que es parte de la estrategia que la administración actual de PEMEX está instrumentando. Otra alternativa es apalancar aún más la empresa con recursos de los fondos de pensión registrados en la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro (CONSAR), cuyo saldo al cierre del 2016 sumó cerca de 146 mil millones de dólares.

⁴ Algunas agencias han expresado su preocupación sobre el volumen de deuda contratada por PEMEX, su nivel de liquidez y los pasivos laborales, así como los efectos posibles de potenciales ajustes a la baja en los precios del petróleo crudo.

No obstante, para ello se tendrían que realizar adecuaciones a la Ley Federal de Deuda Pública y a las reglas de inversión de las AFORES.

La alternativa de financiamiento al endeudamiento es la capitalización de la petrolera estatal, misma que puede ocurrir de las siguientes maneras:

- *Capitalización directa por parte del gobierno federal.* Como se desarrolló en el apartado anterior, la capacidad financiera del Estado mexicano para apoyar financieramente a la EPE es limitada, y depende de una decisión política para allegarle de los recursos bien obtenidos de ahorros en el gasto público, su reasignación o el aumento de la deuda pública. En todos los casos existen distintos márgenes de maniobra y restricciones, pero el que menos complicaciones presenta sería el aumento en la deuda pública, que tiene como restricción que no creciera por arriba del observado en otras naciones desarrolladas.

La experiencia mexicana de apoyo a la empresa pública tuvo como precedente más reciente la estrategia instrumentada en PEMEX con los proyectos denominados Pidiregas, la cual no fue exitosa en virtud de las prácticas de poca transparencia y corrupción, que llevaron a ampliar sus presupuestos iniciales, y por ende, a reducir su viabilidad económica e incluso a registrar resultados negativos, como en los proyectos ejecutados en Chicontepec. Un ejemplo del potencial que tiene el Estado para allegarse de la renta petrolera son que los costos de producción de petróleo históricamente han estado muy por debajo del nivel actual de los precios de petróleo. Entre 2014 y 2016 dichos costos promediaron 8.5 dólares por barril (PEMEX, 2016).

Otra opción posible, vía capitalización, sería que el gobierno absorbiera la reserva de beneficios a los empleados, que representó el 36% del pasivo total, liberando a la EPE de esa carga financiera en su balance, con lo cual su nivel de apalancamiento se establecería únicamente con base en la deuda documentada.

- *Mediante la colocación accionaria de su subsidiaria PMI, Comercio Internacional en la Bolsa de Valores.* Aunque está prohibida la participación accionaria de privados en el patrimonio de PEMEX, la petrolera sí puede realizar una oferta pública primaria de acciones de PMI, Comercio Internacional,⁵ quien hasta diciembre del 2017 será el comercializador

⁵ En diciembre de 2014, el Consejo de Administración de PEMEX autorizó con efectos a partir del 1º de enero de 2015, la transformación de la Compañía, de empresa de participación estatal mayoritaria a empresa filial de PEMEX. Compañías Subsidiarias de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI CIM) son: P.M.I. Marine, Ltd. (PMI Mar); P.M.I. Services, B.V. (PMI SHO); P.M.I. Holdings, B.V. (PMI HBV); P.M.I. Trading, Ltd. (PMI Trading); PEMEX Internacional España, S.A. (PMI SES); P.M.I. Holdings Petróleos España, S.L. (HPE); P.M.I. Services

del Estado para la venta de hidrocarburos de los contratos de producción compartida y la poseedora de la participación *Deer Park Refining Limited*. Además de captar recursos frescos, la petrolera estatal podría transparentar las operaciones de esa subsidiaria que, al cierre de 2016, contaba con un capital contable de 68.5 miles de millones de pesos (3.8 miles de millones de dólares),⁶ similar al de la compañía que cotiza en la Bolsa Mexicana de Valores, denominada Mexichem.

- *Financiamiento de empresas privadas a través de joint ventures*. Esta es una de las principales estrategias que establece PEMEX en su Plan de Negocios 2017-2021 (PEMEX, 2016), para adicionar recursos de financiamiento para sus proyectos de inversión, así como acceder a tecnología no disponible en la empresa, con la ventaja de que él o los socios pueden aprovechar el conocimiento y experiencia de la EPE en el país. Ante la diversidad de intereses de los involucrados, es fundamental establecer los términos de negociación bajo principios de claridad, transparencia y beneficio mutuo, que permitan el éxito del proyecto en todo su ciclo de vida (Kared, 2015), pues se ha identificado que la tasa de éxitos no excedió 55% en dos estudios realizados en 1991 y 2001 (Bamford, 2004). Otro estudio realizado para la industria petrolera identificó cinco variables económicas y cinco de sustentabilidad que son críticas en las operaciones de una *joint venture*⁷ (Almohsen, 2015). No se especifica de manera expresa cuál alternativa utilizarán en PEMEX: la de *Joint Venture* bajo dirección única de un socio, la de administración o conducción compartida o la independiente. Sin embargo, lo que sí resalta la EPE es focalizarse en actividades estratégicas. En principio, la EPE ha estado impulsando alianzas comerciales (Farm-outs), de hecho en noviembre de 2016 PEMEX envió a la Sener la solicitud de emigración con socio para la exploración y extracción

North America, Inc. (PMI SUS); P.M.I. Holdings North America, Inc. (PMI HNA); P.M.I. Norteamérica, S.A. de C.V. (PMI NASA); PMI Field Management Resources, S.L. (FMR); PMI Campos Maduros SANMA, S. de R.L. de C.V. (SANMA); Pro-Agroindustria, S.A. de C.V. (AGRO); PMI Azufre Industrial, S.A. de C.V. (PMI AZIND); PMI Infraestructura de Desarrollo, S.A. de C.V. (PMI ID); PMI Cinturón Transoceánico Gas Natural, S.A. de C.V. (PMI CT); PMI Transoceánico Gas LP, S.A. de C.V. (PMI TG); PMI Servicios Portuarios Transoceánicos, S.A. de C.V. (PMI SP), y PMI Midstream del Centro, S.A. de C.V. (PMI MC).

⁶ Este monto es reportado por PEMEX como empresas comercializadoras y contemplan, además de P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI CIM), a PMI MGAS, que no es subsidiaria de la primera. Por lo anterior, se debe restar a ese monto el capital contable de esta última.

⁷ Por el lado económico las variables fueron rentabilidad, acceso a nuevos mercados, crecimiento, participación de mercado y reputación. Desde el punto de vista de sustentabilidad se identificaron la antigüedad, estabilidad, desempeño ambiental, alineación con la comunidad y la resolución de disputas.

de los campos terrestres Cárdenas, Mora y Ogarrío. Adicionalmente, durante el primer semestre de 2017, PEMEX resultó ganador en dos bloques licitados en la Ronda 2.1 en el bloque 2, en consorcio con la empresa alemana Deutsche Erdoel AG (DEA), y en el bloque 8 en consorcio con la colombiana Ecopetrol.

- *Desinversión de activos improductivos en la EPE.* Uno de los retos de las empresas es optimizar sus activos fijos tales como: pozos, ductos, propiedades, planta y equipos, pero sobre todo monetizarlos en el caso de no ser usados, así como reducir los egresos para su mantenimiento, custodia o almacenamiento. Al cierre del año 2016 acumularon una cifra de 1 667 mMp, representando el 73% de los activos totales.
- *Régimen fiscal menos gravoso.* A través de la instrumentación de medidas de estímulo fiscal, el Estado puede aplicarle a la EPE una política tributaria menos gravosa, pues la empresa aún no puede deducir la totalidad de sus costos y gastos de operación en el cálculo de impuestos y derechos, como se puede aplicar a otra petrolera que opere en el país. Esta medida se ha instrumentado parcialmente desde agosto del 2017,⁸ empero, puede profundizarse con el objeto de acceder a un volumen mayor de hidrocarburos. Adicionalmente, el gobierno puede apoyar a la petrolera estatal empleando otras políticas de fomento, como la aplicación de métodos de depreciación acelerada.

En general, los criterios para llevar a cabo la capitalización de la EPE, debieran estar basados en el desarrollo de proyectos estrictamente autofinanciables y sujetos a criterios de evaluación económica, similares a los desarrollados por las empresas privadas, pues en condiciones de competitividad y eficiencia, las empresas públicas tienen el reto de desempeñarse mejor que las privadas, aún a pesar de los costes de intervención que limitan su competitividad (Vergés, 2011), como acontece en otras naciones, por ejemplo, en Francia.

REFLEXIONES FINALES

La reforma energética aprobada en 2013 cambió las condiciones de mercado en la industria petrolera nacional. Una de las principales víctimas por

⁸ El 18 de agosto de 2017, se redujo la carga fiscal, que consistió en ampliar los límites de costos deducibles para el Derecho por la Utilidad para campos petroleros terrestres, en aguas someras, de gas natural no asociado y Chicontepec. Como resultado de lo anterior, se espera dar viabilidad económica a una producción aproximada de 150 mil barriles por día y hasta 500 mil MMBTU para el caso de gas.

las limitaciones en su poder monopólico ha sido Petróleos Mexicanos, que ha agudizado sus problemas para incrementar sus reservas de hidrocarburos y su producción, así como para elevar sus volúmenes de productos petrolíferos y petroquímicos. Lo anterior, ha tenido como consecuencia el aumento del nivel de dependencia energética del país, pues se han estado adquiriendo adicionales volúmenes de gasolinas, gas natural y diésel que, combinado con los menores volúmenes de crudo exportado, han contribuido a agudizar el déficit comercial en materia de productos petroleros y derivados. Por lo tanto, el reto es apuntalar la política pública para propiciar la autosuficiencia energética en el país, al tiempo que se estimula el crecimiento de otros sectores económicos y se posibilitan precios más accesibles de los energéticos.

Si bien, la instrumentación de las rondas de licitación de bloques que contienen hidrocarburos que han promovido las autoridades energéticas del país, posibilitará impulsar la industria petrolera nacional hacia los años siguientes, existe la conveniencia de que el Estado mexicano a través de sus empresas públicas, en particular PEMEX, continúe fortaleciendo sus operaciones y ampliando sus capacidades técnicas para acceder a una mayor proporción de la renta petrolera y a potenciales utilidades, que apuntalen los ingresos públicos y mejoren las condiciones sociales en el país.

Las condiciones financieras del gobierno para apoyar a PEMEX son complicadas en el contexto actual, pero aplicando la reforma tributaria propuesta en el libro *Equidad Fiscal*, volumen 5 de esta colección de libros, es factible elevar la recaudación fiscal en diez puntos porcentuales del PIB.

En cuanto a la posibilidad de capitalización de PEMEX, los recursos pueden surgir de aportaciones directas del gobierno mexicano, mediante una colocación accionaria en la Bolsa Mexicana de Valores de su Subsidiaria PMI, Comercio Internacional, así como a través de la desinversión de activos fijos no productivos. Finalmente, otra alternativa para capitalizar a la EPE puede surgir de apoyos fiscales otorgados, bien bajo esquemas de depreciación acelerada, adicionales reducciones de impuestos y derechos en campos petroleros.

En cualquiera de las potenciales alternativas de fortalecimiento financiero de PEMEX, se considera que la condición para apuntalar nuevamente sus inversiones, contengan un enfoque de rentabilidad financiera de proyectos.

BIBLIOGRAFÍA

Almohsen, A. (2015), *Joint Ventures in the Oil and Gas Industry*, Calgary, Alberta, University Of Calgary.

- Bamford, J., D. Ernest y D.G. Fubini (2004), “Launching a World-Class Joint Venture”, en *Harvard Business Review*, núm. 9-806-105, February, Boston, disponible en <<https://hbr.org/2004/02/launching-a-world-class-joint-venture>>.
- BM (2016), *¿Qué hace falta para atraer más inversiones a México?*, disponible en <<http://www.bancomundial.org/es/news/feature/2016/05/31/investments-mexico>>.
- Davidson, P. (1994), *Post Keynesian Macroeconomic Theory. A Foundation for Successful Economic Policies for the Twenty-first Century*, Cheltenham, Edward Elgar Publishing Ltd.
- Doménech, R. (2004), “Política fiscal y crecimiento económico”, en F. D. Vasco-Navarras, *Crecimiento y competitividad. Bases del progreso*, Valencia, Universidad de Valencia, pp. 1-29.
- EIA (2017), *International Energy Outlook 2017*, Washington USA, Energy Information Administration.
- Foro Consultivo Científico y Tecnológico (2004), *Análisis de las finanzas públicas en México*, México.
- Harcourt, G. (2006), *The Structure of Post-Keynesian Economics. The Core Contributions of the Pioneers*, Cambridge, Cambridge University Press.
- Hernández, J.L. (2014), “Reinventando la política fiscal: ¿una nueva estrategia para la estabilización y el crecimiento económico?”, en *Cuadernos de Economía*, vol. 33, núm. 62, pp. 33-59.
- Kared, A. (2015), “Outlook Remains Strong Despite Ongoing Cost and Schedule Overruns”, en *Oil&Gas Financial Journal*, vol. 12, núm. 12.
- Martner, A.E. (2006), “Política fiscal y protección social”, en *Revista de la CEPAL 90*, diciembre.
- Moreno, I. A. (2011), “Determinantes del flujo de remesas en México”, en *EconoQuantum*, pp. 9-36.
- PEMEX, “Base de Datos Institucional (2013 a 2017)”, disponible en <<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=temas>>.
- PEMEX (2016), *Annual Report (Form 20-F)*, Washington, D.C., SEC.
- PEMEX (2015), *Anuario estadístico 2003-2014*, Base de Datos Institucional de PEMEX.
- PEMEX (2016), *Plan de Negocios, 2017- 2021*, México, PEMEX.
- Poder Ejecutivo Federal (2014), *Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo*, México.
- Poder Ejecutivo Federal (2015), *Ley de Ingresos de la Federación, 2016*, México.
- Vergés, J. (2011), *La eficiencia comparativa empresa pública vs empresa privada: evidencia empírica*, disponible en <<http://webs2002.uab.es/jverge>>.