

Hacia la reducción de la dependencia en las importaciones de petróleo y petrolíferos en México

Ideas clave

- > Existen alternativas sostenibles desde las perspectivas económica, social y ambiental para que México elimine gradualmente su dependencia en la importación de petróleo ligero y petrolíferos (gasolina, diésel).
- > Una condición necesaria para eliminar dicha dependencia es recuperar un nivel suficiente en la plataforma de producción de hidrocarburos, para lo cual es conveniente aprovechar el impulso de la reforma energética en cuanto a la atracción de inversión pública, privada y mixta en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos.
- > Asimismo, sería necesario destinar alrededor de 100,000 millones de pesos al mantenimiento y equipamiento de las seis refinerías existentes de Pemex en México; evaluar la implementación de la tecnología Hydro-IMP propuesta por el Instituto Mexicano del Petróleo para reconfigurar dichas refinerías y puedan utilizar una mayor proporción de crudo pesado; evaluar la construcción simultánea de refinerías modulares —como alternativa a una refinería de gran escala—, y evaluar el impulso a la producción de biocombustibles (etanol, biodiésel) con miras a su mezcla con petrolíferos (gasolina, diésel) en vehículos automotores.

Introducción

La finalidad de la presente nota estratégica es aportar información y análisis que puedan contribuir a la toma de decisiones estratégicas a nivel legislativo y de políticas públicas respecto a algunas alternativas para reducir de forma sostenible la dependencia de México respecto a las importaciones de petróleo ligero y petrolíferos (gasolina, diésel).

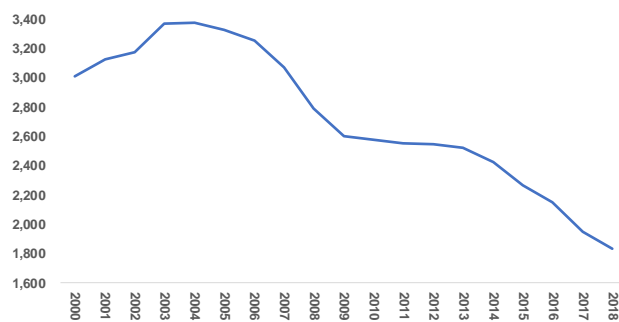
En el primer apartado se analizan las causas que han contribuido para que México sea importador neto de productos petroleros desde 2015. En el segundo apartado se abordan las medidas que impulsó la reforma energética para tratar de revertir la tendencia decreciente de la plataforma de producción de petróleo. En el tercer apartado se analizan algunos de los pros y contras del proyecto de construcción de una refinería de

gran escala. En el cuarto apartado se analizan algunas alternativas para eliminar de forma gradual y sostenible las importaciones de crudo ligero y petrolíferos en México, sin tener que recurrir a la construcción de una refinería de gran escala.

1. México como importador neto de productos petroleros

La reducción de la plataforma de producción de petróleo crudo, así como la creciente dependencia en la importación de gasolina, son las principales causas por las cuales México se convirtió en un importador neto de productos petroleros desde el año 2015. Durante el período 2000-2004 la plataforma de producción de petróleo de México mantuvo un crecimiento sostenido, con un promedio de 3,214 miles de barriles diarios (mbd). En el año 2004 México alcanzó su mayor producción de petróleo con un promedio de 3,383 (mbd). A partir de 2005 la producción nacional de petróleo ha mantenido un declive sostenido; durante el período 2005-2018 se tuvo una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de -4.5%. En 2018, la plataforma de producción de petróleo de México promedió 1,833 miles de barriles diarios (mbd), monto que representó el 54.2% de la producción máxima alcanzada en 2004.

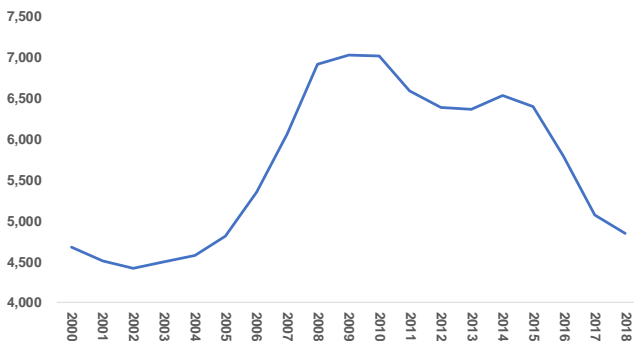
Gráfica 1. Producción de petróleo crudo en México 2000-2018 (miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Información Energética (SIE) de la Secretaría de Energía

Similarmente, la producción nacional de gas natural ha mantenido una tendencia decreciente desde el año 2012; dicha producción alcanzó un máximo histórico en 2009 con 7,031 millones de pies cúbicos diarios, y en 2018 había descendido a 4,847 millones de pies cúbicos diarios. Durante el período 2009-2018, la plataforma de producción de gas natural tuvo una TMCA de -2.8%. En este sentido, la plataforma de producción de hidrocarburos ha mantenido una tendencia decreciente que ha contribuido a que México se haya convertido en importador neto de productos petroleros desde 2015.

Gráfica 2. Producción de gas natural en México 2000-2018 (miles de pies cúbicos diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIE.

La reducción de la plataforma de producción de hidrocarburos en México fue una de las principales razones para impulsar la reforma energética. En primer lugar, se presentó una declinación de la mayoría de los campos petroleros terrestres y en aguas someras¹ de México. La facilidad en la extracción del petróleo convencional se determina por las características físicas del hidrocarburo y por su ubicación. En ese sentido, el petróleo “ligero”² es más fácil de extraer que el de mayor densidad o “pesado” (Casselman, 2011); en términos de su ubicación, el petróleo de fácil extracción es aquel que se encuentra en plataformas terrestres o zonas costeras de aguas someras. A nivel mundial el petróleo considerado de fácil acceso se está agotando (Casselman, 2011; Koppelaar y Middelkoop, 2017); en México ocurre lo mismo. En 2013, el 83% de las reservas probadas de petróleo de México se encontraban en campos en franca declinación o cerca de alcanzar su punto inicial de declinación (i.e. Cantarell, Ku-maloob-Zaap, Samaria Luna, Marina Suroeste, Bellota); la única región que no presentará declinación en el mediano plazo es Chicontepec (Senado de la República, 2013).

En segundo lugar, de acuerdo a Lajous (2014), Pemex Exploración y Producción ha cometido errores estratégicos en las actividades de extracción y

exploración de hidrocarburos. Por ejemplo, en el control del proceso de extracción de hidrocarburos en Cantarell, el cual por años se consolidó como el principal yacimiento petrolero de México, y uno de los más importantes a nivel mundial. Lajous (2014:92) afirma que la acelerada declinación del Activo Integral Cantarell “...no tiene precedente en grandes campos, y en ningún lugar del mundo se considera que pueda reflejar el control del proceso de extracción.” Diversos indicadores confirman lo grave de la situación que ha enfrentado Cantarell, por ejemplo, la productividad por pozo en operación se desplomó 63% entre el primer trimestre de 2007 y el tercero de 2010, la relación gas/petróleo ha implicado dificultades para mantener la presión del yacimiento, y se ha ‘venteadó’ (liberado a la atmósfera) más de la mitad del gas natural producido; la reducción en las reservas remanentes de crudo confirmaban que Cantarell iniciaba la etapa final de su ciclo de vida (Lajous, 2014).

Sin embargo, se ha argumentado que el mayor error estratégico en Cantarell se cometió desde la década de noventas al decidir inyectar nitrógeno en lugar de gas natural a los pozos productivos para recuperar petróleo (Flores & Pérez, 2004). De acuerdo con el Grupo de Ingenieros Petroleros Constitución del 17, asociación conformada por expertos jubilados de Pemex, la inyección de nitrógeno permite extraer entre 20 y 40 por ciento menos petróleo que al utilizar gas natural (Flores & Pérez, 2004). Un estudio llevado a cabo en el Campo Chuc por ingenieros petroleros de Pemex aporta evidencia sobre la conveniencia de inyectar gas natural en lugar de nitrógeno para recuperar petróleo de los pozos (Noyola et al, 2002). Se ha argumentado que la inyección de nitrógeno ha ocasionado el cierre prematuro de pozos y la contaminación de gas natural y petróleo en el yacimiento de Cantarell; se afirma que este error estratégico le ha costado al país miles de millones de dólares, además de ocasionar daños al medio ambiente (Flores & Pérez, 2004).

Lajous (2014) afirma que en el yacimiento de Chicontepec también se cometieron errores estratégicos como perforar de forma masiva sin comprender adecuadamente la naturaleza del subsuelo y la dinámica de producción en dicho yacimiento, y el estancamiento de la producción que le restó viabilidad económica al proyecto en los términos en los que se había planteado. En relación con proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra-profundas, Lajous (2014) argumenta que el error estratégico había consistido en que México no contase con un marco regulatorio específico en

¹ De acuerdo con el Instituto Mexicano del Petróleo (2010) las aguas someras son aquellas zonas costeras con una profundidad menor a los 500 metros (m); mientras que de acuerdo con Sener (2013) en las aguas profundas la profundidad es mayor o igual a 500 m y menor a 1,500 m,

y en las aguas ultraprofundas es mayor o igual a 1,500 m y menor a 3,000 m.

² El petróleo ligero tiene baja densidad y viscosidad; se considera petróleo ligero aquel con una medición de gravedad API (*American Petroleum Institute*) superior a 20 grados (Index Mundi, 2015).

materia de seguridad y derrames masivos de petróleo crudo en este tipo de aguas. Este vacío regulatorio en México se percibía como un factor de riesgo y representaba un obstáculo para el desarrollo de proyectos, sobre todo a partir del accidente de *British Petroleum* (BP) en el campo Macondo -en aguas profundas estadounidenses- con la explosión y hundimiento de la plataforma *Deepwater Horizon* y el consiguiente mayor derrame de petróleo mar adentro en la historia de Estados Unidos (Lajous, 2014).

En tercer lugar, Pemex enfrentaba restricciones financieras y legales para llevar a cabo todas las inversiones requeridas para la exploración, extracción y transformación de hidrocarburos. Tradicionalmente, Pemex ha tenido la función primordial de mantener el equilibrio fiscal del Gobierno de México, antes que proveer la seguridad energética o impulsar el desarrollo industrial del país (Senado de la República, 2013). La significativa dependencia de los ingresos presupuestarios totales respecto a los ingresos petroleros, mantenida a partir de la carga fiscal a Pemex, ha contribuido a una inversión insuficiente de recursos financieros de dicha empresa en tecnología, infraestructura, y en proyectos de exploración, extracción y transformación de hidrocarburos (Senado de la República, 2013). Adicionalmente, el manejo interno de los recursos financieros y humanos en Pemex contribuyó a la vulnerable situación financiera de esta empresa del Estado, e incluso se ha argumentado que Pemex ha adolecido de ineficiencias e incluso cuestionables manejos internos en relación con sus recursos financieros y humanos, lo que ha contribuido a debilitar la capacidad de la empresa para desarrollar proyectos petroleros. Uno de los objetivos planteados por el Gobierno de la República en la reforma energética fue el combatir de manera efectiva la corrupción en el sector energético.

En cuarto lugar, Pemex enfrentaba restricciones legales para asociarse con otras empresas con la finalidad de compartir el riesgo financiero en proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas o ultra-profundas. Cabe destacar, que los costos de perforación en aguas profundas son aproximadamente 10 veces mayores que los de aguas someras y 100 veces mayores que los de yacimientos terrestres, con el agravante de menores probabilidades de éxito. Entre 2004 y 2007, Pemex Exploración y Producción (PEP) perforó seis pozos en aguas profundas, de los cuales sólo uno tiene reservas suficientes para su operación comercial (Senado de la República, 2013). Además, en 2012 se perforaron 6 pozos en aguas profundas del Golfo de México, mientras que

en Estados Unidos se perforaron 137; en dicho país participan en estas actividades más de 70 compañías (Senado de la República, 2013). Si se considera únicamente a los pozos en aguas ultra-profundas, los cuales corresponden a las características predominantes de las aguas territoriales de México, se observa que Pemex comenzó actividades de perforación en 2010; desde ese año Estados Unidos ha perforado anualmente en sus aguas ultra-profundas 52 pozos, mientras que la cifra de Pemex en las aguas mexicanas ha sido de 5 pozos. Las alianzas estratégicas y la distribución del riesgo financiero es una práctica habitual a nivel internacional; Noruega, por ejemplo, desde sus inicios como nación petrolera en la década de 1960 ha incursionado en alianzas estratégicas entre su principal empresa petrolera estatal, anteriormente llamada *Statoil*, ahora *Equinor*, y compañías petroleras internacionales para explorar y explotar campos petroleros en aguas profundas y ultra-profundas (Statoil, 2014).

Mientras tanto, la creciente dependencia en la importación de gasolina se asocia a diversas causas. En primer lugar, la dependencia de las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros ha mermado el desarrollo de la industria de transformación de hidrocarburos (refinación de crudo, procesamiento de gas, petrolíferos³ y petroquímicos⁴) y ha limitado el equipamiento e infraestructura para el transporte, almacenamiento y distribución de estos productos. En segundo lugar, y en buena medida como consecuencia de esa falta de inversión en el sub-sector hidrocarburos, los escasos recursos se han destinado principalmente a la actividad que resultaba más rentable, es decir, la extracción y venta de petróleo crudo, en perjuicio de otras actividades productivas (Senado de la República, 2013).

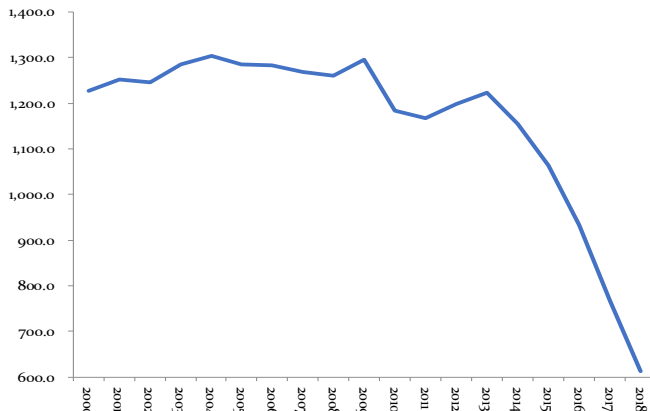
En tercer lugar, la organización que tenía Pemex anterior a la reforma energética aumentaba de forma innecesaria los gastos de administración y complicaba la operación de la empresa (Senado de la República, 2013). Así, la estructura administrativa que tenía Pemex con cuatro subsidiarias (Pemex Exploración y Producción; Pemex Refinación; Pemex Gas y Petroquímica Básica, y Pemex Petroquímica) evitaba tener una política integral en materia petrolera, y limitaba la inversión en refinación, petrolíferos, petroquímica, almacenamiento y distribución (Senado de la República, 2013). En cuarto lugar, Lajous (2014:37) afirmó que "los análisis periódicos de desempeño comparativo contratados por Pemex muestran que sus refinerías se encuentran entre las más ineficientes del mundo", y que este resultado es atribuible al deterioro

³ Los petrolíferos son productos que se obtienen de la refinación del petróleo o del procesamiento del gas natural y que derivan directamente de hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y gas licuado de petróleo.

⁴ Los petroquímicos son aquellos líquidos o gases que se obtienen del procesamiento del gas natural o de la refinación del petróleo y su transformación, que se utilizan habitualmente como materia prima para la industria.

del desempeño operativo y financiero de Pemex Refinación.

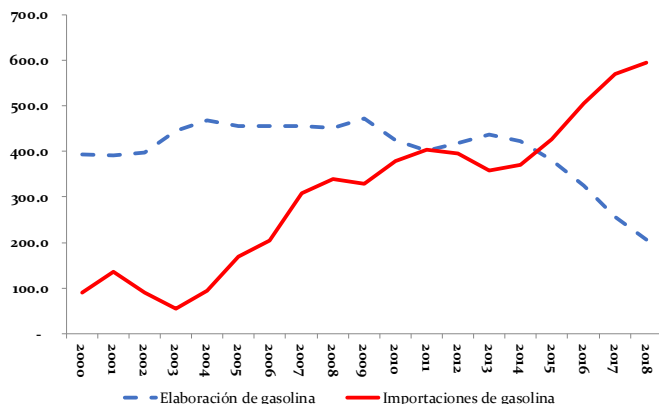
Gráfica 3. Refinación de petróleo en México 2000-2018 (miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del SIE.

Como consecuencia de los factores enunciados, la capacidad instalada de refinación en México no se aprovecha de forma óptima. Se estima que durante el primer semestre de 2017 se aprovechaba el 57% de la capacidad instalada de refinación; para el primer trimestre de 2018 se estimaba que esta proporción se ubicaba en 40%, y para octubre de 2018 se estimaba que las refinadoras operaban a un 29% de su capacidad (Cruz, 2017; Cruz, 2018). A partir de datos del Sistema de Información de Energía (SIE) de la Secretaría de Energía, se observa que el aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación en México era de 35.2% en abril de 2019. Una tendencia adicional que ha dificultado el aprovechamiento de la capacidad instalada nacional de refinación ha sido la cada vez menor extracción de petróleo ligero en México. Con base en los datos del SIE, la producción de petróleo ligero en México ascendía a 888.3 miles de barriles diarios (mbd) en enero de 2002, mientras que para noviembre de 2018 se ubicaba en 508.1 mbd.

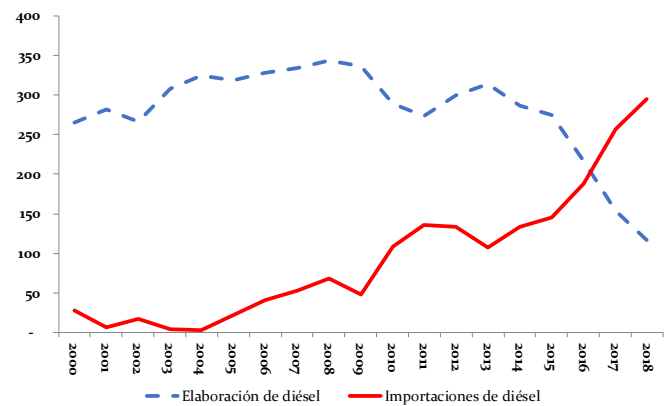
Gráfica 4. Elaboración e importación de gasolina en México 2000-2018 (miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de SIE.

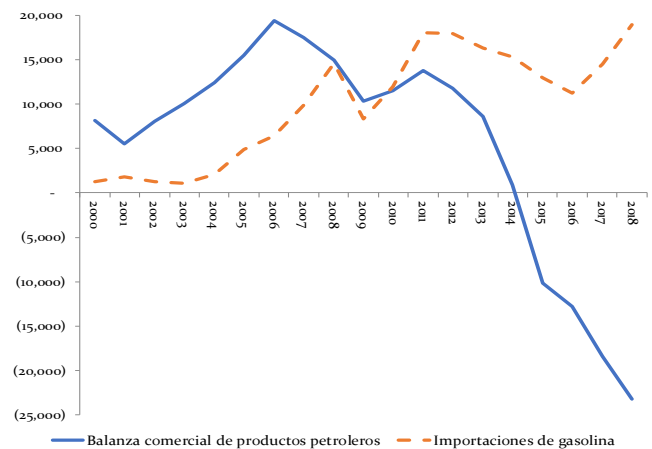
Lo anterior, ha sido un factor negativo para el proceso de refinación en México, ya que la mayoría de las refinadoras del país fueron diseñadas para procesar predominantemente petróleo ligero. México ha tenido que depender cada vez más en las importaciones de petrolíferos (gasolina y diésel) para satisfacer sus necesidades de consumo. Ante la caída de la producción nacional de gasolina, las importaciones de dicho combustible representaron en promedio el 80.9% de las ventas de este petrolífero en México durante 2018. En noviembre de 2018 se alcanzó un máximo histórico, ya que las importaciones de gasolina representaron el 87.4% de las ventas nacionales de dicho combustible. Similarmente, ante la caída en la producción nacional de diésel, las importaciones de este petrolífero representaron en promedio el 78.6% de las ventas nacionales de dicho combustible.

Gráfica 5. Elaboración e importación de diésel en México 2000-2018 (miles de barriles diarios)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de SIE.

Gráfica 6. Balanza comercial de productos petroleros e importaciones de gasolina de México 2000-2018 (millones de dólares corrientes)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de INEGI.

El resultado agregado de la combinación de los diversos factores mencionados ha sido que la balanza comercial de productos petroleros de México se haya tornado

negativa desde el año 2015. En este sentido, un país que por décadas se mantuvo entre los 10 principales productores de petróleo a nivel mundial, se convirtió en importador neto de productos petroleros.⁵ Durante el período 2000-2018, la balanza comercial de productos petroleros de México alcanzó un máximo de 19,380 millones de dólares en 2006, y un mínimo de -23,190 millones de dólares en 2018. Las importaciones de gasolina en México alcanzaron un máximo de 18,966 millones de dólares en 2018, y este monto representó 81.8% del déficit de la balanza comercial de productos petroleros en dicho año.

2. Medidas impulsadas en la reforma energética para revertir la tendencia decreciente de la plataforma de producción de petróleo

Las principales medidas contempladas por la reforma energética para hacerle frente a la caída en la plataforma de producción de petróleo fueron las siguientes. Abrir la posibilidad para que empresas privadas nacionales o extranjeras participen en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por medio de distintos tipos de contratos. Asimismo, a partir de la reforma se permitió que Pemex pueda asociarse con empresas privadas para incursionar, entre otras, en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. En este entorno de mayor competencia de mercado para Pemex, la reforma energética contempló una medida para asegurar que, esta empresa productiva del Estado mantuviera el acceso a una parte significativa de los recursos petroleros probados y probables de México.

Esta medida fue conocida como Ronda Cero, en la cual se asignaron a Pemex las áreas de exploración y extracción petrolera que esta empresa deseaba mantener. Con tales asignaciones Pemex contaría con el 83% de las reservas petroleras probadas y probables, y 21% de los recursos petroleros prospectivos del país. La posibilidad de que empresas privadas participen en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y que Pemex no tenga ya impedimentos legales para asociarse en este tipo de actividades con otras empresas, podría revertir la tendencia decreciente de la producción de petróleo en México.

Los bajos precios internacionales del petróleo que prevalecían desincentivaron la inversión en proyectos de hidrocarburos, y fueron un factor relevante para explicar los resultados negativos obtenidos en el primer

proceso licitatorio de la llamada Ronda Uno⁶. Sus resultados se conocieron en julio de 2014, 12 de las 14 licitaciones de áreas de exploración de hidrocarburos en aguas someras quedaron desiertas. En algunas licitaciones no se presentaron propuestas, y en otras se recibieron propuestas con ofertas de participaciones para el Estado mexicano menores al porcentaje mínimo establecido por la Secretaría de Hacienda (SHCP). Otro factor fundamental para explicar estos negativos resultados fue que se licitaron áreas de exploración y no de extracción de hidrocarburos, lo cual implica un mayor riesgo para los proyectos. En relación con los dos contratos adjudicados, el Estado estará recibiendo el 74% de las utilidades en el primer contrato, y el 83% en el segundo contrato. La Secretaría de Energía estimó un monto de inversión de 2,700 millones de dólares durante la vigencia de los contratos adjudicados en la primera licitación de la Ronda Uno.

Los resultados del segundo proceso de licitación de la Ronda Uno se dieron a conocer en septiembre de 2015, donde 2 de las 5 licitaciones de áreas de extracción de hidrocarburos en aguas someras quedaron desiertas. En este segundo proceso licitatorio se adjudicaron contratos a empresas que ofrecieron participaciones al Estado mexicano de 75.9% de utilidades en promedio, las cuales fueron significativamente superiores a los montos mínimos que tenía contemplados SHCP de 34.8% de utilidades en promedio. La Secretaría de Energía estimó un monto de inversión de 3,100 millones de dólares durante la vigencia de los contratos adjudicados en la segunda licitación de la Ronda Uno.

En diciembre de 2015 se conocieron los resultados del tercer proceso de licitación de la Ronda Uno y, por primera vez, pudieron asignarse contratos al total de las áreas licitadas. En este tercer proceso fueron licitadas 25 áreas terrestres de extracción de hidrocarburos, y el Estado recibiría en promedio el 63% de los ingresos brutos en los contratos adjudicados. La Secretaría de Energía estimó un monto de inversión de 1,100 millones de dólares durante la vigencia de los contratos adjudicados en la tercera licitación de la Ronda Uno.

En diciembre de 2016 se dieron a conocer los resultados de la cuarta fase de licitación, en la cual fueron licitadas 10 áreas de exploración de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México, de las cuales fueron adjudicadas 8. En esta cuarta licitación, el Estado estaría recibiendo, en promedio, entre 59.8% y 66.1% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados. La Secretaría de Energía estimó un monto de inversión de 34,400 millones de dólares

⁵ Con base en información de EIA, la posición de México en el ranking mundial de países productores de petróleo desde 1980 a 2017 fue la siguiente: 1980 (6° lugar); 1981-1988 (4° lugar); 1989-1996 (5° lugar); 1997 (6° lugar); 1998-1999 (5° lugar); 2000 (6° lugar); 2001 (5° lugar); 2002 (4° lugar); 2003-2004 (5° lugar); 2005-2007 (6° lugar); 2008-2010 (7° lugar); 2011 (8° lugar); 2012-2013 (9° lugar); 2014 (10° lugar); 2015-2017 (11° lugar).

⁶ La Ronda 1 se refiere al primer paquete de licitaciones emitido por el Estado para adjudicar contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, en los cuales pueden participar tanto empresas privadas como Pemex, de manera individual, en consorcio o en asociación.

durante la vigencia de los contratos adjudicados en la cuarta licitación de la Ronda Uno.

En junio de 2017 la Secretaría de Energía anunció los resultados de la primera convocatoria de licitación de la Ronda Dos, la cual incluyó 15 bloques para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas someras del Golfo de México. Fueron adjudicadas 10 áreas, y el Estado estará recibiendo, en promedio, entre 77.4% y 83.9% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados, así como un pago en efectivo por 30 millones de dólares derivado de un empate en el área contractual 9. La Secretaría de Energía estimó que los contratos asignados tienen una inversión asociada de aproximadamente 8,200 millones de dólares durante los próximos 30-40 años.

Los resultados de la segunda convocatoria de licitación fueron dados a conocer en julio de 2017; se adjudicaron 7 de las 10 áreas terrestres licitadas, las cuales se ubican en las Cuencas de Burgos y del Sureste. Asimismo, en julio de 2017 se anunciaron los resultados de la tercera licitación; se adjudicaron las 14 áreas que terrestres licitadas, las cuales se ubican en las Cuencas de Burgos y del Sureste, así como en Tampico-Misantla y Veracruz. En los contratos adjudicados en la segunda y tercera licitación de la Ronda Dos, el Estado recibirá, en promedio, 75% de las utilidades generadas; asimismo, recibirá un total de 88 millones de dólares como montos en efectivo por desempate. La Secretaría de Energía estimó que los contratos asignados tendrían una inversión asociada de aproximadamente 2,064 millones de dólares durante los próximos 30 años.

En enero de 2018 se dieron a conocer los resultados de la cuarta licitación; 19 de las 29 áreas de aguas profundas del Golfo de México fueron adjudicadas. El Estado recibiría, en promedio, entre 64.7% y 67.2% de las utilidades generadas en los contratos adjudicados; asimismo, recibiría un total de 525 millones de dólares derivado de las ofertas ganadoras. La Secretaría de Energía estimó que los contratos adjudicados tendrían una inversión asociada de aproximadamente 92,800 millones de dólares durante los próximos 35 años.

En marzo de 2018, la Secretaría de Energía anunció los resultados de la primera licitación de la Ronda Tres; fueron adjudicadas 16 de las 35 áreas de aguas someras del Golfo de México licitadas. El Estado recibiría en promedio 72% del valor de las utilidades de los proyectos adjudicados. La Secretaría de Energía estimó que la inversión total a lo largo de la vigencia de los contratos adjudicados podría ascender a 8,600 millones de dólares. La segunda licitación de la Ronda Tres buscaba la adjudicación de 34 áreas terrestres, mientras que la tercera licitación de dicha ronda tenía contemplada 9 áreas terrestres adicionales. Sin embargo, el 7 de diciembre de 2018, la Secretaría de Energía solicitó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que se cancelaran la segunda y

tercera licitaciones de la Ronda Tres con objeto de revisar la política energética y evaluar los resultados y avances de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos vigentes.

Hasta antes de que se interrumpiera el proceso de licitaciones de las rondas, la Secretaría de Energía había estimado que los proyectos adjudicados durante las licitaciones que se llevaron a cabo en las Rondas Uno, Dos y Tres, tendrían una inversión asociada acumulada aproximada de 152,964 millones de dólares durante la vigencia de dichos contratos. Como referencia, al tipo de cambio de principios de marzo de 2019 (19.60 pesos por dólar), este monto de inversión ascendería a 2,998,094.4 millones de pesos, cantidad equivalente al 12.7% del Producto Interno Bruto (PIB) de México durante 2018. Mientras tanto, de acuerdo con los estados financieros dictaminados de Pemex para 2017, el total el pasivo y patrimonio (déficit) neto de dicha empresa productiva del Estado ascendía en dicho año a 2,132,002.1 millones de pesos, cantidad equivalente a 9.1% del PIB de México en 2018.

Dada la vulnerable situación financiera de Pemex, la reforma energética consideraba una fortaleza el permitir que la inversión de privados nacionales y extranjeros contribuyera a revertir en el mediano plazo la tendencia decreciente de su plataforma de producción de petróleo. El Fondo Monetario Internacional (FMI, 2017) reportó que la reforma energética había sido exitosa en atraer jugadores privados a la cadena de valor del sector, porque la inversión total comprometida durante los primeros años de implementación de la reforma tan sólo en proyectos de exploración de hidrocarburos era de aproximadamente 3,000 millones de dólares, cifra que podría superar los 60,000 millones de dólares dependiendo del éxito en la tasa de exploración. Por otro lado, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE, 2017) enfatizaba que la reforma energética contribuyó a incrementar la inversión extranjera directa (IED). Al comparar lo que sucedió un trienio antes y después de la aprobación de las leyes secundarias de la reforma energética (2014) se observa un nivel promedio superior en la IED destinada al sector petrolero. Así, mientras que en el trienio 2011-2013 se destinó anualmente un promedio de IED de 72.5 millones de dólares (mdd) a la extracción de petróleo y gas, en el trienio 2015-2017 se alcanzaron 617.4 mdd. Sin embargo, cabe enfatizar que los proyectos de exploración y/o extracción de hidrocarburos requieren un período de maduración de varios años antes de entrar en una fase productiva. En este sentido, el impacto del incremento en la inversión en este tipo de proyectos tendría un impacto en el mediano plazo en el aumento de la producción en el sector de hidrocarburos.

Por otro lado, con la finalidad de fortalecer financieramente a Pemex la reforma energética contempló medidas como las siguientes. En primer lugar, se estableció un nuevo régimen fiscal, el cual supuso la simplificación y eliminación de distintos derechos que anteriormente se cobraban a la empresa. En segundo lugar, se creó un nuevo Consejo de Administración, el cual tiene mayores responsabilidades y atribuciones bajo un esquema de gobierno corporativo con la finalidad de hacer más eficiente la administración de la empresa. En tercer lugar, se estableció que la EPE debería alcanzar un acuerdo para modificar el contrato colectivo de trabajo aplicable en la empresa y organismos subsidiarios, y que se debía implementar un Programa de Austeridad del Gasto; la reforma contempló que en el mediano plazo debería concretarse una disminución de las obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones de Pemex. En 2016, el Gobierno Federal asumió una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones de Pemex por un monto de 134,200 millones de pesos (mdp), el cual correspondió a los ahorros de las obligaciones de la empresa derivados de los acuerdos realizados para disminuir sus pasivos pensionarios.

Por otro lado, la reforma energética estipuló que a más tardar el 31 de diciembre de 2016 se podrían otorgar permisos de importación de gasolina y diésel a cualquier particular calificado para llevar a cabo esta actividad. La Secretaría de Energía anunció que a partir del 1 de abril de 2016 se comenzarían a otorgar permisos de importación de gasolina y diésel a particulares. Similarmente, se estableció en la reforma energética que a más tardar el 31 de diciembre de 2015 se levantaría la restricción de que sólo Pemex, sus subsidiarias o filiales fueron los únicos autorizados para importar gas licuado; actividad que ya pueden realizar particulares calificados. Si la industria nacional de transformación de hidrocarburos no incrementa su nivel de competitividad, el país enfrentará una creciente amenaza de que, ante un entorno de mayor competencia de mercado derivado de la liberalización de las importaciones de gasolina, diésel y gas licuado, pueda deteriorarse aún más la balanza comercial de hidrocarburos y sus derivados. En este sentido, podría evaluarse devolver a Pemex y a sus subsidiarias la exclusividad de la importación de gasolina, diésel y gas licuado.

3. Pros y contras del proyecto de construcción de la refinería de gran escala

Se ha estimado que la proyectada refinería de gran escala que el Gobierno de México impulsa en el Puerto de Dos Bocas ubicado en el municipio de Paraíso, Tabasco, para convertirse en la séptima refinería de

Pemex en el país, tendría un costo de inversión aproximado de 8,000 millones de dólares (Villamil, 2019), aunque en un informe del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP) se indica que dicho costo podría ser de 14,470 millones de dólares (Forbes, 2019). El 30 de enero de 2019 se presentó una controversia respecto a la opinión del IMP sobre el proyecto de la refinería de Dos Bocas. En un principio, se dio a conocer que el IMP consideraba que el proyecto de dicha refinería, la cual buscaría procesar 340,000 barriles de petróleo diarios, no era viable desde un punto de vista técnico y financiero (Forbes, 2019). Entre las razones de la postura inicial del IMP se mencionó que el proyecto no generaría beneficios, sino hasta después de 20 años de entrar en operación (Forbes, 2019). El IMP considera que el proyecto requeriría 1 año de planeación y 4 de construcción, contrario a los 3 años en total que la Secretaría de Energía estima que tomaría (Forbes, 2019).

Por su parte, Marco Oviedo, quien es jefe de investigación económica para América Latina del banco británico Barclay's, considera que, debido a la complejidad en la construcción y los tiempos de entrega, con la refinería de Dos Bocas podría suceder algo similar como lo acontecido con la refinería de Tula, Hidalgo, la cual no se construyó (Juárez, 2019). Marco Oviedo señala que ningún país del mundo ha logrado construir una refinería de gran escala en tres años (Sin Embargo, 2019). Cabe destacar, que aún en el caso de que la actual administración lograra terminar de construir la refinería de Dos Bocas en el año 2024 —como se tiene programado— y en ese mismo año comenzara sus operaciones, con base en las estimaciones del IMP, podría ser hasta el año 2044 cuando dicha refinería podría comenzar a reportar posibles ganancias monetarias. El mismo 30 de enero del presente año se reportó que el IMP señalaba que el proyecto de la refinería de Dos Bocas sí es viable, debido a que busca contribuir a la autosuficiencia en materia de combustibles del País (Forbes, 2019b).

Ciertamente, la evaluación exclusivamente financiera del proyecto de la refinería de Dos Bocas no incluye externalidades positivas y negativas del mismo, siendo una positiva la de contribuir a la seguridad energética de México. Desde una perspectiva exclusivamente financiera el proyecto de la refinería de Dos Bocas podría no ser viable en el escenario de que para el 2044 en que pudiera comenzar a reportar ganancias monetarias, posiblemente ya se haya consolidado la tercera revolución energética mundial y el petróleo haya sido desplazado como principal fuente de energía para que su lugar sea ocupado por las energías renovables. Se estima que en el período 2040-2050 podría darse esa consolidación de la tercera revolución energética mundial (Cherif *et al*, 2017; De Vries, 2017; Foro Económico Mundial, 2017; Nasdaq, 2017).

Ahora bien, desde un punto de vista socioeconómico habría que considerar las posibles externalidades tanto positivas como negativas del proyecto de Dos Bocas. Ciertamente, una refinería de gran escala implica la generación de miles de empleos temporales durante su etapa de construcción, así como de una cantidad significativa de empleos permanentes desde que entre en operación. Asimismo, un proyecto de esta magnitud tiene el potencial de convertirse en un polo de desarrollo regional que detone la creación de empresas complementarias y encadenamientos productivos, así como una mayor derrama de recursos que permita incrementar el dinamismo de la economía local. El Gobierno de México estima que se crearán 100,000 empleos directos e indirectos a partir de la refinería de Dos Bocas. Sin embargo, una refinería de gran escala también tendría externalidades negativas, sobre todo en términos ambientales.

En primer lugar, resulta inevitable eliminar la vegetación existente dentro de las 566 hectáreas que abarca el terreno donde será construida la refinería de Dos Bocas. Cabe destacar que el terreno donde se planea construir la refinería está rodeado de manglares, los cuales se ha afirmado que serán protegidos, y es un área proclive a las inundaciones. El experto en riesgos hidrometeorológicos, Polioptro Martínez, explica que la refinería de Dos Bocas estará en una zona inundable que forma parte del Delta del Río Grijalva; asimismo, señala que hay una fuerte erosión costera en esa zona, y que se debe tener en cuenta la subida del mar que se está acelerando por el deshielo en el Ártico (Forbes, 2019b). Martínez argumenta que se deberán revisar los riesgos de construir la refinería de Dos Bocas en esa zona, y se deberán llevar a cabo los estudios pertinentes para evaluar si pudiera ser necesario incluir obras de protección costera y/o fluvial para el proyecto (Forbes, 2019b).

En segundo lugar, las refinerías de gran escala son unas de las principales fuentes de emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, y, por ende, también uno de los factores asociados a la actividad humana que más contribuyen al calentamiento global. Como señalan Pierard *et al* (2019), un proyecto como el de la refinería de Dos Bocas complicaría aún más que México alcance compromisos internacionales adquiridos para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. En 2016, México firmó el Acuerdo de París, en el cual se comprometió a reducir para 2030 en 22% sus emisiones de gases de efecto invernadero de manera autónoma, así como reducir en 36% dichas emisiones en un entorno de colaboración internacional (Pierard *et al*, 2019). Asimismo, en la Ley General de Cambio Climático, se estableció que de 2010 a 2050, México debería reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en al menos 50% (Pierard *et al*, 2019).

4. Alternativas para eliminar de forma gradual y sostenible las importaciones de petróleo ligero y petrolíferos

Existen alternativas a la construcción de una refinería de gran escala que también permitirían eliminar de forma gradual y sostenible las importaciones de crudo ligero y petrolíferos. En el presente subapartado se analizará la posible combinación de las siguientes alternativas: i) potenciar la inversión en exploración y extracción de hidrocarburos; ii) incrementar el aprovechamiento de la capacidad instalada de las 6 refinerías de Pemex en México; iii) construir simultáneamente refinerías modulares con capacidad igual o mayor a la de una refinería de gran escala; iv) impulsar la mezcla de petrolíferos (gasolina, diésel) con biocombustibles (bioetanol, biodiésel).

3.1 Potenciar la inversión pública, privada y mixta en exploración y extracción de hidrocarburos

La reforma energética supondría medidas para potenciar la inversión requerida en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos al permitir la participación de empresas privadas nacionales y extranjeras en dichas actividades, ya sea en asociación con Pemex o por su cuenta. El permitir la participación de empresas privadas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos podría ser conveniente para México por varias razones. En primer lugar, es altamente probable que las próximas dos o tres décadas sean las últimas de la era del petróleo como la principal fuente de energía a nivel mundial; en este sentido, la premura por llevar a cabo inversiones que aún sean rentables desde una perspectiva financiera en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se torna en una especie de ‘carrera contra el tiempo’. Cabe destacar, que los proyectos de inversión en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos requieren un tiempo de maduración de varios años antes de entrar en una fase productiva, por lo que el tiempo que se pierda en retrasar dicha inversión, podría tener un significativo costo de oportunidad.

En segundo lugar, la tendencia decreciente de la plataforma nacional de producción de petróleo ha sido de tal magnitud que ha contribuido a que México se haya convertido desde 2015 en un importador neto de productos petroleros, a pesar de que hasta hace algunos años aún figuraba entre las diez naciones con mayor producción de crudo a nivel mundial. Para revertir esta tendencia se requieren cuantiosas inversiones en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, sobre todo porque México no escapa a la tendencia mundial de un creciente agotamiento del petróleo de fácil extracción. En 2013 se estimaba que el

83% de los campos petroleros de México, los cuales se encuentran en aguas someras o plataformas terrestres, se encuentran en un nivel de franco agotamiento (Senado de la República, 2013). Explorar potenciales campos petroleros en aguas profundas y/o ultra profundas implica un mayor riesgo financiero, al ser menores las probabilidades de éxito; asimismo, explorar y extraer petróleo en aguas profundas y/o ultra profundas implica un costo significativamente superior que realizar este tipo de actividades en plataformas terrestres o en aguas someras. El dejar todo el peso de la responsabilidad a Pemex de invertir lo requerido para revertir en el mediano plazo la tendencia decreciente en la plataforma nacional de producción de petróleo en un contexto en el que aún persiste una significativa carga fiscal a dicha empresa productiva del Estado —a pesar de que dicha carga se ha reducido—, y dada la magnitud del endeudamiento de Pemex, implicaría un reto difícil de sortear por su cuenta para Pemex.

Cabe destacar, que Pemex ha sido ubicada por *Bloomberg* como la empresa petrolera más endeudada a nivel mundial. De acuerdo con datos de *Bloomberg*, la deuda de Pemex asciende a 108,000 millones de dólares, monto que representa, aproximadamente, la deuda conjunta de *Exxon*, *Chevron*, y *Equinor*, o que supera en cerca de 40% la deuda de *Royal Dutch Shell* o en más de 50% la deuda de *British Petroleum* (BP). Asimismo, Pemex también se enfrenta cada vez más a un mayor costo al emitir deuda; en un año, el rendimiento de sus bonos con vencimiento en 2027 subió 22 puntos base (Estañol y Sigler, 2019). La aceleración de la deuda financiera de Pemex se produjo a lo largo de la pasada administración, y en especial entre 2014 y 2016, en medio de una fuerte contracción de los precios internacionales del petróleo, los cuales pasaron en poco tiempo de casi 100 a 30 dólares por barril (Ibidem).

A principios de febrero de 2019 Pemex acumulaba 130 emisiones de deuda, y el 81% de las nuevas obligaciones financieras se pidieron en dólares o estaban referenciadas a esta moneda, y sólo el 13% estaban referenciadas en pesos; asimismo, la dependencia de Pemex respecto al gobierno ha crecido, lo que le resta atractivo frente a sus pares en otras naciones de América Latina, como Colombia, Brasil o Perú (Ibidem). La calificadora Fitch Ratings disminuyó en enero de 2019 la nota de Pemex a BBB-, lo que implicaba que estaba a un paso del grado especulativo, y por lo tanto le encarecería aún más a Pemex la emisión de deuda para financiarse (Ibidem). El 6 de junio de 2019, Fitch Ratings redujo a BB+ la nota de largo plazo en moneda local y extranjera de Pemex. Cabe destacar que, a partir de ese nivel de calificación crediticia se pierde el grado de inversión, por lo que los bonos de deuda de largo plazo emitidos por Pemex son considerados como “bonos basura”, de acuerdo al argot de las calificadoras crediticias (Solís, 2019). Moody's

también degradó la calificación crediticia de Pemex, de una posición de estable a negativa. La baja de calificación crediticia de Pemex, de acuerdo con Moody's, se debió a la continua declinación de las reservas petroleras de la empresa, además de la visión negativa que tiene la agencia calificadora sobre que la cantidad de inversiones que se destinarán a estas tareas resultarán insuficientes para frenar la caída de dichas reservas en el corto plazo (Sigler, 2019). Asimismo, Moody's argumenta que existe incertidumbre sobre los retos para construir la nueva refinería de Dos Bocas, pues considera que los costos y los tiempos en que se planean por parte del gobierno federal son difíciles de cumplir (Ibidem).

La inyección de recursos públicos a Pemex para reducir su vulnerabilidad financiera y permitirle incrementar sus inversiones, implica un esfuerzo fiscal que no estaría exento de un costo de oportunidad. Así, los recursos públicos que se destinen a profundizar el saneamiento de las finanzas de Pemex, y a permitirle una mayor actividad en la exploración y extracción de hidrocarburos, dejan de destinarse a otros rubros de impulso del desarrollo y bienestar en México. Ciertamente, existe el reto de continuar con el apoyo al fortalecimiento financiero de Pemex, para colocarla en una mejor posición de participación en un entorno de mayor competencia que inició con la puesta en marcha de la reforma energética. Es necesario explorar alternativas para reducir aún más la carga fiscal que se le impone a Pemex, lo cual será más fácil de alcanzar si se elimina de forma gradual y sostenible la dependencia de las finanzas públicas respecto a los ingresos petroleros. De cualquier forma, llevar a cabo esa eliminación en la dependencia fiscal en relación con la renta petrolera podría ser inevitable en algunas décadas si con la previsible consolidación de la tercera revolución energética mundial disminuye de forma significativa el precio del petróleo al dejar de ser utilizado este combustible fósil como la principal fuente de energía. En este sentido, sería recomendable adoptar medidas para que la eliminación de dicha dependencia fiscal sobre los ingresos provenientes del petróleo sea gradual y más fácil de asimilar sin poner en riesgo la sostenibilidad de las finanzas públicas de México.

Posiblemente, como una reacción a la reducción de la calificación crediticia de Pemex, el 13 de junio de 2019 se reporta que dicha empresa productiva del Estado ofertará entre empresas privadas contratos de servicios para la perforación y desarrollo de 148 nuevos campos petroleros entre 2020 y 2024, medida que contribuiría a buscar la meta de elevar en 36% la producción de crudo a final de dicho período (Cruz, 2019). Se estima que a partir de los futuros nuevos contratos con empresas privadas, y de la estrategia de capitalización y de reducción de costos operativos para Pemex, se podría alcanzar una inversión de 804 mil millones de pesos

durante los primeros tres años del gobierno de la actual administración. Se argumenta que gran parte de dichos recursos se destinaría a la contratación de servicios de perforación de 491 pozos en los próximos seis años; a la instalación de 108 plataformas marinas, 160 plataformas terrestres, y la construcción de 4,474 kilómetros de ductos (Ibidem).

Recuadro 1. ¿Qué hacer con el fracking?

Los yacimientos de petróleo y gas en lutitas se definen como un sistema petrolero de rocas arcillosas orgánicamente ricas y de muy baja permeabilidad; para que el sistema funcione como yacimiento se requiere crear permeabilidad a través de la perforación de pozos horizontales que requieren fracturamiento hidráulico (*fracking*) múltiple, para inducir el flujo de fluidos hacia el pozo. (Sener, 2012). Los hidrocarburos de lutitas o *shale* suelen encontrarse a profundidades de entre mil y cinco mil metros. Los procesos de *fracking* se llevan a cabo al inyectar grandes volúmenes de agua y una combinación de arena y diversos químicos bajo una elevada presión para fracturar formaciones geológicas y recuperar petróleo o gas natural (Garmezy, 2013; Perry, 2012).

El *fracking* implica riesgos ambientales, como la fuga de gas metano a la atmósfera; la contaminación de cuerpos subterráneos o superficiales de agua con metano o con los químicos que son mezclados con los millones de litros de agua utilizados en el proceso; la contaminación de suelos con dichos químicos y la contaminación del aire por la combustión del diésel utilizado por los equipos de perforación y bombeo (Ehrenberg, 2012; Perry, 2012; Peduzzi y Harding, 2013; Garmezy, 2013; Walton y Woocay, 2013; Jackson *et al*, 2014; Sovacool, 2014). Los grandes volúmenes de agua requeridos para fracturar las formaciones geológicas para extraer petróleo o gas *shale* representan un costo en términos de capital natural por sí mismos; en Estados Unidos, por ejemplo, cada pozo requiere entre 10 y 15 millones de litros de agua (Sovacool, 2014). El *fracking* implica potenciales riesgos para la salud humana, por ejemplo, por la contaminación de agua para consumo humano con diversos químicos, algunos de los cuales incluso están clasificados como posibles cancerígenos (Ehrenberg, 2012; Greenstone & Looney, 2012; Walton & Woocay, 2013; Jackson *et al*, 2014; Sovacool, 2014). Por otro lado, la producción de petróleo *shale* implica mayores costos de producción y menores rendimientos en términos de la energía utilizada para extraerlo y procesarlo, respecto a la producción de petróleo convencional (Cleveland y O'Connor, 2010; Brandt y Baradwaj, 2013; Arezki y Blanchard, 2014).

Como señala EIA (2013), México cuenta con significativas reservas potenciales de petróleo *shale*, las cuales ascienden a 13 mil millones de barriles de crudo y ubican a México como el octavo productor potencial

de ese hidrocarburo no convencional. Asimismo, EIA (2013) señala que México posee la sexta mayor dotación potencial de gas *shale* del mundo, equivalente a 32 veces las reservas probadas actuales de México de gas natural convencional. A pesar del gran potencial de México para incursionar en proyectos de hidrocarburos *shale*, es factible que la mejor decisión para el país sería la de prohibir o imponer una moratoria a los proyectos que emplean el *fracking* con la finalidad de evitar costos ambientales y sociales difíciles de cuantificar. Sin embargo, si se tomara la decisión de permitir este tipo de proyectos en México, debiera al menos asegurarse que se seguirán las mejores prácticas internacionales para intentar que se reduzcan lo más posible los potenciales impactos negativos del *fracking* en términos ambientales y sociales.

Cuadro 1. Países con mayores reservas potenciales de petróleo *shale* a nivel mundial

Ranking	País	Petróleo <i>shale</i> (miles de millones de barriles)	Porcentaje respecto a la dotación mundial de petróleo <i>shale</i>
1	Rusia	75	21.7%
2	Estados Unidos	58	16.8%
3	China	32	9.3%
4	Argentina	27	7.8%
5	Libia	26	7.5%
6	Australia	18	5.2%
7	Venezuela	13	3.8%
8	México	13	3.8%
9	Paquistán	9	2.6%
10	Canadá	9	2.6%
Dotación de los 10 primeros países		280	81.2%
Dotación mundial		345	100.0%

Fuente: Elaboración propia con base en información de EIA (2013).

Cuadro 2. Países con mayores reservas potenciales de gas *shale* a nivel mundial

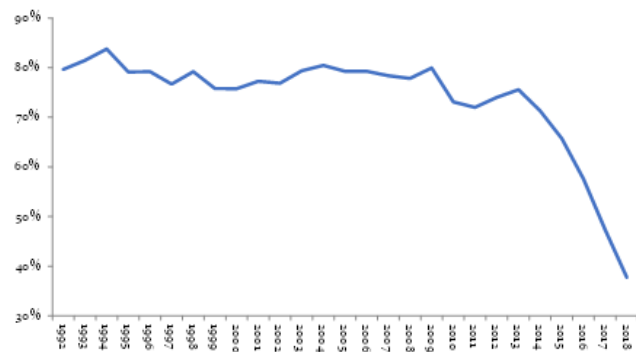
Ranking	País	Gas <i>shale</i> (billones de pies cúbicos)	Porcentaje respecto a la dotación mundial de gas <i>shale</i>
1	China	1,115	15.3%
2	Argentina	802	11.0%
3	Argelia	707	9.7%
4	Estados Unidos	665	9.1%
5	Canadá	573	7.9%
6	México	545	7.5%
7	Australia	437	6.0%
8	Sudáfrica	390	5.3%
9	Rusia	285	3.9%
10	Brasil	245	3.4%
Dotación de los 10 primeros países		5,764	79.0%
Dotación mundial		7,299	100.0%

Fuente: Elaboración propia con base en información de EIA (2013).

3.2 Aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación

Como explica Díaz (2018), Pemex cuenta actualmente con seis refinерías en México: i) Refinería “Miguel Hidalgo” en Tula Hidalgo; ii) Refinería “Francisco I. Madero” en Ciudad Madero, Tamaulipas; iii) Refinería “Ing. Antonio M. Amor” en Salamanca, Guanajuato; iv) Refinería “Ing. Antonio Dovalí Jaime” en Salina Cruz, Oaxaca; v) Refinería “Gral. Lázaro Cárdenas del Rio” en Minatitlán, Veracruz; vi) Refinería “Ing. Héctor Lara Sosa” en Cadereyta, Nuevo León. Hasta 1991 Pemex contó con una séptima refinерía en México, la llamada Refinería “18 de marzo”, que se ubicaba en la delegación Azcapotzalco, en la Ciudad de México. La decisión de cerrar esta séptima refinерía de Pemex en México obedeció a la contaminación que generaba para el aire de la Zona Metropolitana en el Valle de México, al igual que la contaminación que ocasionó al suelo donde se asentaba durante sus casi 60 años de operación (Villasana y Navarrete, 2017). En cuanto a las seis refinерías de Pemex en México, éstas tienen una capacidad conjunta de refinación de 1,620,000 barriles de petróleo diarios (bpd) (Díaz, 2018). A partir de datos de SIE para el período 1992-2018 se observa una tendencia decreciente en el aprovechamiento de la capacidad instalada conjunta de las refinерías de Pemex en México; dicha tendencia se ha acentuado desde 2014, a tal grado que en 2018 se alcanzó un mínimo histórico con un promedio de aprovechamiento de la capacidad instalada nacional de refinación de tan sólo el 37.8%. Sin embargo, en enero de 2019 se alcanzó un nuevo mínimo histórico de 31.3% en relación con dicha variable.

Gráfica 7. Porcentaje de aprovechamiento de la capacidad instalada de refinación en México, 1992-2018



Fuente: Elaboración propia con base en datos de SIE.

Por otro lado, Pemex es co-propietaria de la refinерía *Shell Deer Park*, junto con la empresa petrolera británica-holandesa *Royal Dutch Shell* (comúnmente

conocida como *Shell*); cada una tiene el 50% de las acciones de dicha refinерía. *Shell Deer Park* está ubicada en Texas, Estados Unidos, y es la sexta mayor refinерía de dicho país, con una capacidad de procesamiento de 360,000 barriles de petróleo diarios (bpd) (Díaz, 2018). Cabe destacar que, se contabilizan como importaciones de gasolina también las que hace México de la refinерía *Shell Deer Park*. Industria Petrolera señala que la co-propiedad de Pemex de la refinерía *Shell Deer Park* se da por medio de Pemex Internacional (PMI). Además, señala que en 1988 Pemex conformó PMI como su brazo comercial en el mercado internacional, en respuesta a las demandas de una feroz competencia global; se indica que PMI es un grupo de 11 empresas con carácter internacional.⁷ De acuerdo con datos de la Refinería *Shell Deer Park*, ésta envía diariamente a México un promedio de 20 a 30 mbd de gasolina. Díaz (2018) explica que, aunque Pemex pagó por la co-propiedad de la refinерía *Shell Deer Park*, no recibe ganancias por las utilidades que esta refinерía reporta debido a que las maneja PMI. Al desincorporar PMI del resto de Pemex, la primera se maneja como una entidad independiente que no tiene que rendirle cuentas al corporativo de Pemex (Díaz, 2018). Se estima que las operaciones de PMI le dejan ganancias a México por un monto aproximado de 2,000 millones de dólares anuales, pero esas ganancias no llegan a reinvertirse de forma directa en Pemex, sino que se usan discrecionalmente en función de los requerimientos de SHCP (Díaz, 2018).

Lajous (2014:56) afirmó que "el mal desempeño que se le ha tolerado al eslabón de refinación de Pemex es una forma de disipación de la renta económica del petróleo que se traduce en pérdidas y en una baja rentabilidad de sus inversiones." En el mismo documento, Lajous argumentó que el eslabón de refinación de Pemex "...está obligado a reducir la intensidad energética de sus plantas de proceso; corregir el sobre-empleo que caracteriza a sus centros de trabajo; asignar más y mejores recursos al mantenimiento de sus instalaciones para reducir costos y mejorar la confiabilidad de sus equipos; reducir los periodos de paro programado e imprevisto para aumentar la disponibilidad de las plantas...", entre otros. En cuanto a la inversión requerida para mejorar el mantenimiento y modernización de las instalaciones y equipos de las seis refinерías de Pemex en México, Díaz (2018) señala que, de acuerdo con técnicos petroleros retirados, sería necesario un monto estimado de 5,000 millones de dólares para dejar al 100% el estado de la infraestructura y equipamiento con la que cuentan dichas refinерías. La inversión en mantenimiento y modernización de las instalaciones y equipos de las refinерías nacionales es una condición necesaria para

⁷ Industria Petrolera señala que las que conforman PMI son: i) PMI Comercio Internacional; ii) PMI Holdings Petróleos España; iii) PMI Holdings; iv) PMI Norteamérica; v) PMI Trading, Limited; vi) PMI

Marine, Limited; vii) PMI Services North America, Inc.; viii) PEMEX Services Europe, Limited; ix) PEMEX Internacional España; x) PMI Holdings North America, Inc.; xi) PMI Services BV.

evitar que el costo de producir gasolina suba; si se descuidan estos aspectos aunados a la pérdida de eficiencia en la producción de combustibles, las refinerías con las que cuenta Pemex podrían quedar obsoletas, al grado de dejar de ser útiles (Díaz, 2018).

Como señalan Del Río y Rosales (2018), las subsidiarias de Pemex fueron reconfiguradas con la reforma energética y actualmente las actividades de producción, comercialización, transporte y almacenamiento de petrolíferos están a cargo de Pemex Transformación Industrial (PTRI) y Pemex Logística (PLOG). Del Río y Rosales (2018) señalan que dichas subsidiarias de Pemex han enfrentado serias deficiencias operativas que limitan su capacidad para generar valor económico y rentabilidad para el Estado. Así, por ejemplo, la Auditoría Superior de la Federación observó en sus informes de auditoría que estas subsidiarias de Pemex carecían de sistemas de control de costos en materia de transporte, almacenamiento y comercialización, además de que no contaban con mecanismos para la contabilización del volumen y las pérdidas económicas provocadas por las tomas clandestinas de combustible.

La nueva administración federal ha emprendido medidas para enfrentar el robo de combustible, actividad que le costaba miles de millones de pesos en pérdidas cada año a Pemex. Además de estas necesarias medidas emprendidas por el nuevo Gobierno de México para abatir el robo de combustible a Pemex –así como cualquier otra dinámica que pueda estar asociada con actos de corrupción y pérdida de recursos para Pemex–, como parte de una estrategia integral orientada a mejorar el aprovechamiento de la capacidad instalada nacional de refinación podrían tomarse las medidas sugeridas por Lajous (2014) para mejorar el desempeño operativo y financiero del eslabón de refinación de Pemex, incluyendo el invertir en el mantenimiento y modernización de las instalaciones y equipos con los que cuentan las seis refinerías de Pemex en México como sugieren Lajous (2014) y Díaz (2018).

Un segundo conjunto de posibles medidas para incrementar el aprovechamiento de la capacidad instalada nacional de refinación se asocia al tipo de mezcla de petróleo que puedan procesar las refinerías de Pemex en México con adecuados márgenes de rentabilidad. La mayoría de las refinerías de México fueron diseñadas para procesar predominantemente petróleo ligero, el cual es más líquido y contiene menos impurezas como el exceso de azufre y nitrógeno que contamina al aceite (Romo, 2016). Mientras más ligero sea el petróleo, mayor será su nivel de pureza y calidad,

y podrá ser mejor aprovechado para producir gasolina; además, mientras más ligero sea el petróleo, mayor será su precio (Jasso, 2018).⁸

A pesar de la cuantiosa inversión que implicó, desde la década de los 90's, México inició un proceso de reconfiguración en algunas de sus refinerías para adaptarlas a procesar una mezcla de crudo con una mayor proporción de petróleo pesado. Con la excepción de las refinerías de Tula y Salamanca, las cuatro refinerías restantes de Pemex no estaban adaptadas para procesar crudo pesado, por lo que hace diez años era necesario suministrar al sistema nacional de refinación un promedio de 45% de petróleo pesado y 55% de petróleo ligero con el fin de mantener rendimientos aceptables en términos de la producción de destilados (Barnés, 2008). Las refinerías de Madero, Cadereyta y Minatitlán fueron sometidas a procesos de reconversión para que pudieran procesar una mayor proporción de petróleo pesado (Barnés, 2008). Como resultado, se estima que las refinerías en México requieren actualmente un promedio de 70% de crudo pesado y 30% de crudo ligero para operar. Sin embargo, al analizar los datos de SIE para el período 1992-2018, el procesamiento de petróleo y líquidos en las refinerías de México utilizó en promedio 57.9% de petróleo ligero y superligero, 36.3% de petróleo pesado, 5.5% de petróleo reconstituido, y 0.3% de líquidos. La razón por la cual se ha utilizado una proporción mayor de petróleo ligero y superligero en los procesos de refinación respecto a la posibilidad técnica promedio de 70% crudo pesado y 30% de crudo ligero, es que la rentabilidad financiera en la producción de gasolina se incrementa mientras mayor sea la proporción de petróleo ligero y superligero utilizada, y menor la proporción de petróleo pesado.

La reconfiguración de procesos y maquinaria de las refinerías para que puedan procesar una mayor proporción de crudo pesado implicaría un costo elevado. Por otro lado, prevalece una tendencia decreciente en la producción nacional de petróleo ligero, el cual requieren las refinerías de Pemex en México para operar. En este sentido, se ha enfrentado una disyuntiva entre efectuar cuantiosas inversiones para profundizar el proceso de reconfiguración de las refinerías nacionales con la finalidad de que puedan procesar una mayor proporción de crudo pesado, u optar por importar el petróleo ligero que requieren dichas refinerías. Se ha optado por lo segundo, aunque puede existir una tercera alternativa. El Ing. Jorge Ancheyta, del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), considera que la opción de importar crudos ligeros para mezclarlos con petróleo pesado, y poder así suministrar

⁸ En México se extraen tres tipos de petróleo: i) pesado (Maya); ii) ligero (Istmo); iii) superligero (Olmeca) (Jasso, 2018). Como explica Jasso (2018), la medición de la calidad del petróleo se mide con la unidad API establecida por el Instituto Americano del Petróleo; mientras mayor sea la unidad API, menor será la densidad del petróleo y mayor será su calidad. El petróleo Maya (pesado) tiene 22 grados

API, el Istmo (ligero) tiene 33.6 grados API, y el Olmeca (superligero) tiene 39.3 grados API (Jasso, 2018). A partir de datos de SIE para el período 2002-2018, se observa que, en promedio, la producción de petróleo en México correspondió 60.6% a petróleo pesado, 30.3% a petróleo ligero, y 9.2% a petróleo superligero.

a las refinerías nacionales, es una opción de corto plazo (Ancheyta, 2016; Notimex, 2017). El Ing. Ancheyta argumenta que una opción sostenible para México consistiría en mejorar sus crudos pesados mediante una tecnología de transformación denominada HIDRO-IMP mediante la cual se alcanza una mejora parcial en la calidad de los crudos pesados al incrementar su contenido de destilados, a la vez que se reduce su contenido de impurezas. Esta tecnología requiere bajos niveles de inversión y bajos costos de operación, mientras que optar por el diseño o reconversión de refinerías para procesar crudos pesados es complejo y costoso (Ancheyta, 2016; Notimex, 2017).

Se estima que, si las seis refinerías de Pemex en México aprovecharan al 100% su capacidad instalada, podrían producir 648,000 barriles de gasolina por día; sin embargo, en la práctica no es siquiera recomendable que una refinería opere a su máxima capacidad debido a que ocasionaría un desgaste prematuro de sus equipos y aumentaría la probabilidad de eventuales fallas (Díaz, 2018). A partir de los datos de SIE, se observa que durante el período 1992-2018, el año en el que se promedió el mayor nivel de aprovechamiento de la capacidad nacional de refinación fue 1994 con 83.8%. Si se estableciera la meta de alcanzar un promedio de aprovechamiento de la capacidad instalada de 85% en las seis refinerías de Pemex en México, se podría tener una producción aproximada de 550,800 barriles de gasolina por día. A partir de datos de SIE se obtiene que el promedio de ventas de gasolina en México durante el período 2015-2017 fue de 804,509 barriles de gasolina por día. Si se estableciera que en promedio se requiere satisfacer un consumo de 820,000 barriles de gasolina por día en México, se estaría satisfaciendo entonces el 67.2% de dicho consumo. En este escenario, aún se enfrentaría el reto de encontrar la forma de satisfacer las necesidades de combustible en México sin la necesidad de importar ese 32.8% de gasolina faltante (269,200 barriles de gasolina diarios); para lograrlo, podrían existir dos alternativas sin que fuera necesario recurrir a la construcción de una nueva refinería de gran escala.

3.3 Construcción simultánea de refinerías modulares

Una de las alternativas para incrementar la capacidad de refinación en México sin tener que construir una

refinería de gran escala es la de construir refinerías modulares, tal como lo que plantea el Dr. Rafael Díaz Real, experto en temas energéticos y miembro del staff de investigación de *Oil & Gas Magazine*⁹. El Dr. Díaz explica que las refinerías modulares son plantas de proceso construidas llave en mano y que son relativamente flexibles, usan tecnologías más actuales, y pueden ser rápidamente armables (Díaz, 2018). Asimismo, explica que algunas de las características de las refinerías modulares son las siguientes: i) Son unidades de refinación que procesan crudos ligeros y pesados a un bajo costo; ii) Fueron creadas para ser totalmente autónomas (se proveen a sí mismas sus servicios auxiliares), capaces de producir principalmente diésel y gasolinas, para satisfacer necesidades de autoconsumo o consumo masivo, su construcción y puesta en operación es significativamente más rápida en comparación con una refinería de gran escala; una refinería modular puede construirse en 2 años y una vez terminada ponerse en operación en 2 a 3 meses, mientras que una refinería de gran escala requiere aproximadamente 6 años en total para construirse y ponerse en operación; iii) Requieren de una inversión menor¹⁰ y cuentan con varios modelos de volumen de producción; por ejemplo, con la reforma energética se proyectaba que el grupo de capitales estadounidenses constituido como RefMex destinaría una inversión de 1,542 millones de dólares para la construcción de la primera refinería privada que se ubicaría en Campeche¹¹, la cual tendría una capacidad de procesamiento de crudo de entre 40,000 y 60,000 barriles diarios; iv) Se tiene un beneficio económico en el producto terminado de hasta 40% y representan una excelente inversión, ya que la recuperación del capital es muy corta, en algunos casos menor a un año; con un especial atractivo financiero bajo el esquema de autoconsumo; vi) Facilita la participación de los particulares en la actividad de refinación, al estar ya autorizada la refinación de hidrocarburos en México como resultado de la reforma energética (Díaz, 2018). A partir de las oportunidades que ofrece la reforma energética para la participación de empresas privadas en la actividad de refinación de hidrocarburos, el consorcio RefMex pretende construir nueve refinerías modulares con una inversión total de 11,626 millones de dólares en ubicaciones potenciales como Cadereyta, Nuevo León; Campeche, Campeche; Dos Bocas,

su favor un costo de proyecto y construcción muy inferiores a los sistemas alternos presentados por empresas norteamericanas y europeas.

¹¹ Como explica Díaz (2018), esta refinería, cuyo arranque de proyecto real está aún pendiente y cuya construcción y desarrollo podría tomar entre 18 y 30 meses, luego de los estudios y la obtención de permisos que todavía llevan a cabo los potenciales inversionistas, será modular o ensamblada por piezas; el proyecto podría ser únicamente privado a cargo de RefMex o contar con alguna asociación con PEMEX, lo cual está aún por definirse.

⁹ El Dr. Díaz cuenta con una sólida formación académica y conocimiento del sector energético. El Dr. Díaz tiene una Ingeniería en Química y Sistemas; posteriormente obtuvo una Maestría en Tratamiento de Petróleo Pesado, y un Doctorado en Catarsis por la Universidad de Ottawa, Canadá; asimismo, el Dr. Díaz es Profesor de la cátedra virtual de Administración de Proyectos en la Industria de los Hidrocarburos de la Universidad de Viña del Mar, Chile.

¹⁰ Díaz (2018) sugiere considerar la opción de las refinerías modulares de tecnología rusa, ya que son equipos simples, de fácil operación, que se fabrican bajo la norma 3, 4 y 5 Europea de Seguridad Ambiental, tanto o más exigentes como las normas de EUA y México, sumando a

Tabasco; Minatitlán, Veracruz; Lázaro Cárdenas, Michoacán; Manzanillo, Colima; Salina Cruz, Oaxaca; Tula, Hidalgo, y Tuxpan, Veracruz (Díaz, 2018).

Ahora bien, también es factible que la construcción de refinerías modulares por parte exclusiva de Pemex o en asociación con privados pueda ser visto como una estrategia de impulso a las ganancias de esta empresa productiva del Estado, lo cual podría ser positivo para mejorar su sostenibilidad financiera, y eso en sí mismo sería una importante externalidad positiva para México para tener en cuenta. Se podrían construir simultáneamente varias refinerías modulares que en conjunto pudieran ofrecer una capacidad igual o mayor de procesamiento de crudo y de producción de petrolíferos a la que se estima se tendría con la refinería de Dos Bocas. Se estima que Dos Bocas podrá procesar 340,000 barriles diarios de crudo, a partir de los cuales podría sostener una producción diaria de 170,000 barriles de gasolina, 120,000 barriles de diésel, además de producir turbosina y asfaltos. Un período de tres años sería más que suficiente para construir y poner en operación el número requerido de refinerías modulares que pudieran ofrecer la misma capacidad de procesamiento de la refinería de gran escala de Dos Bocas.

La propuesta de considerar la construcción de plantas de refinación pequeñas es compartida por el Ing. Gerardo Bazán Navarrete, investigador del Programa Universitario de Energía de la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM), quien se desempeñó como responsable de tecnología en Pemex-Refinación. El Ing. Bazán explica que una alternativa para satisfacer la demanda nacional de combustibles sin tener que construir una o varias grandes refinerías, sería construir varias plantas de refinación pequeñas, con capacidad de entre 50 mil y 150 mil barriles diarios cada una, en diferentes estados del país que han mostrado interés en alojarlas (Cárdenas, 2019). Asimismo, el Ing. Bazán sugiere observar los ejemplos de Corea del Sur, la India y Japón (país que no produce petróleo), ya que estas naciones delinearon una política industrial con énfasis en la refinación de crudo y ahora tienen más capacidad para hacerlo que México (Cárdenas, 2019). El Ing. Bazán también recomienda observar la experiencia de exitosa de Brasil, país que al igual que México tenía una gran dependencia de la importación de gasolinas, ante lo cual decidió no sólo la construcción de refinerías, sino la producción local de bioetanol para complementar la demanda de combustibles para sus vehículos automotores (Cárdenas, 2019).

3.4 Mezcla de petrolíferos con biocombustibles

Una segunda alternativa para complementar una producción nacional reforzada de combustible sería apostar por la mezcla de petrolíferos con biocombustibles (bioetanol, biodiésel). Cualquier vehículo de gasolina sin necesidad de modificaciones a su motor podría utilizar una mezcla de 50% gasolina y 50% bioetanol, mientras que los vehículos de combustible flexible están diseñados para funcionar con gasolina o con una mezcla de gasolina y bioetanol que puede llegar a ser de 15% gasolina y 85% bioetanol (Oxifuel, 2018; Oficina para las Energías Renovables y la Eficiencia Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos, 2018). Mientras tanto, cada vez proliferan más los vehículos que utilizan una mezcla de 70% diésel y 30% biodiésel (Consejo Europeo del Biodiésel, 2018). En México sería factible diseñar e implementar una estrategia integral tanto para impulsar polos de desarrollo regional enfocados en la producción de biocombustibles¹², como para que se utilicen mezclas de petrolíferos con biocombustibles, incluyendo incentivos a la proliferación de los vehículos de combustible flexible, ya sea que éstos utilicen mezclas de gasolina con bioetanol, o de diésel con biodiésel.

Cabe destacar, que la producción de biocombustibles debe ser sostenible desde las perspectivas ambiental, económica y social. En este sentido, no se considera recomendable impulsar la producción de biocombustibles con insumos que pongan en riesgo el abastecimiento para la alimentación humana o animal, por ejemplo, a partir de granos básicos como el caso del maíz. Del Río (2008) argumentó que la producción de bioetanol con base en maíz en Estados Unidos fue uno de los factores que pudieron haber contribuido a la crisis alimentaria internacional experimentada en 2008, ya que ante el incremento en los precios del petróleo, se produjo un automático incremento en los precios de la gasolina, el cual fue seguido por un aumento en el precio internacional del maíz, y de otros granos como el trigo o la soya debido a la correlación existente entre sus precios con el del maíz. Lo anterior, debido a que la creciente producción de bioetanol que alcanzó el principal productor de maíz a nivel mundial (Estados Unidos) ocasionó que los mercados no sólo consideraran al maíz como un alimento, sino también como un energético. Del Río (2006, 2008) demostró que esta dinámica ha ocasionado que exista una relación de largo plazo entre los precios internacionales del maíz y de la gasolina, ya que indirectamente el maíz se ha

¹² Los biocombustibles son energías obtenidas de recursos biológicos o biomasa proveniente de materia orgánica de actividades agrícola, pecuaria, silvícola, acuicultura, algacultura, residuos (i.e. de la pesca, domésticos, comerciales, industriales) y de microorganismos (RBA Ambiental, 2018). Los biocombustibles se consideran como

renovables, es decir, que la materia prima utilizada para producir cualquier biocombustible puede ser repuesta a una tasa igual o más rápida a la que el biocombustible es consumido (RBA Ambiental, 2018). Estas energías renovables, son utilizadas principalmente como reemplazo de gasolina o diésel en el transporte.

convertido en un sustituto de la gasolina, al utilizarse en grandes cantidades por Estados Unidos para producir bioetanol.

La empresa mexicana Oxifuel produce bioetanol a partir de caña de azúcar cultivada en Veracruz. El impulsar la producción de etanol mediante el uso de la caña de azúcar como insumo debe evaluarse integralmente con la finalidad de estimar los posibles costos y beneficios en términos ambientales, económicos y sociales. Mientras tanto, existe la posibilidad de impulsar la producción de etanol celulósico en México, el cual utiliza materia vegetal de desecho como podría ser la planta del maíz una vez que ya ha sido cultivada, o las astillas de madera de los aserraderos. Por su parte, la producción de biodiésel podría impulsarse mediante el cultivo de algas, o el aprovechamiento de aceite de cocina usado, entre otros insumos. Cabe destacar, que producir biodiésel en México al utilizar la *jatropha*¹³ como insumo es una alternativa atractiva. De acuerdo con la Organización para la Alimentación y la Agricultura de las Naciones Unidas (FAO por sus siglas en inglés) en su Informe Global de Bioenergía 2008, el cultivo de la *jatropha* o piñoncillo es considerado como uno de los insumos más viables y sustentables para la producción de biodiesel a nivel mundial.

Conclusiones y recomendaciones

Al analizar las distintas posibilidades para impulsar una estrategia orientada a la eliminación gradual y sostenible de las importaciones de petrolíferos, se considera que las mejores alternativas para México son las siguientes. En primer lugar, continuar con la estrategia para combatir el robo de combustible y cualquier otra dinámica que pueda estar asociada con corrupción y pérdida de recursos para Pemex. En segundo lugar, aprovechar el impulso ganado con la reforma energética para incrementar la inversión pública, privada y mixta en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, con miras a reducir el tiempo en el que se pueda recuperar la plataforma nacional de producción de dichos combustibles fósiles. En tercer lugar, invertir lo necesario en el mantenimiento y modernización de la infraestructura y equipamiento de las seis refinerías de Pemex en México. En cuarto lugar, evaluar la opción de adoptar la tecnología HIDRO-IMP para incrementar la proporción de petróleo pesado en las mezclas de crudo procesadas en las refinerías de Pemex, sin la necesidad de incurrir en cuantiosas inversiones. En quinto lugar, impulsar la

inversión de Pemex en refinerías modulares, ya sea de forma independiente o con acompañamiento de socios privados, con la finalidad de asegurar un negocio atractivo que le permita obtener necesarias ganancias a dicha empresa productiva del Estado con miras a fortalecer su sostenibilidad financiera. En sexto lugar, evaluar la posibilidad de devolverle a Pemex y sus subsidiarias la exclusividad para importar petrolíferos. En séptimo lugar, impulsar una ambiciosa estrategia de creación de polos de desarrollo regionales especializados en la producción de biocombustibles, así como impulsar las medidas necesarias a nivel de legislación y políticas públicas que incentiven el uso de mezclas de petrolíferos (gasolina, diésel) con biocombustibles (bioetanol, biodiésel) en los vehículos automotores.

Se considera necesario apostar desde ahora por el impulso de las energías renovables para satisfacer la demanda de combustibles como una medida que posicionará a México en mejores condiciones para prepararse ante la previsible consolidación de la tercera revolución energética mundial. Si bien con el paso de los años el uso de la mezcla de biocombustibles con petrolíferos o incluso el posible uso exclusivo de biocombustibles en vehículos automotores, podrían enfrentar una mayor competencia con alternativas tecnológicas ya existentes como el uso de la electricidad o el hidrógeno como fuente de propulsión en medios de transporte, el apostar por la mezcla de biocombustibles con petrolíferos puede ser la mejor opción con la que actualmente cuenta México para contribuir, junto con las otras estrategias planteadas, a reducir de forma gradual y sostenible tanto su dependencia en la importación de petrolíferos como su dependencia energética en los combustibles fósiles. Como señala el especialista en economía internacional Jeffrey Sachs, director del Instituto de la Tierra en la Universidad de Columbia, México tiene el potencial de convertirse en una potencia mundial en energías renovables (Villamil, 2019). Sachs considera a las energías renovables como “la industria del siglo XXI con increíbles retornos, ambientales y económicos”.

Referencias

- Ancheyta, J. (2016), *Deactivation of Heavy Oil Hydroprocessing Catalysts: Fundamentals and Modeling*, Wiley.
- Andrés Manuel López Obrador (2019), *Inicio de trabajos de la nueva refinería de Dos Bocas Paraíso, Tabasco*.

¹³ La *jatropha*, es una planta que cuenta con diversos beneficios: i) crece en terrenos desérticos, por tanto, no compite con tierras destinadas a la agricultura; ii) requiere poca agua para su cultivo; iii) se produce en grandes volúmenes si afectan los precios de los alimentos; iv) Produce un tipo de aceite ideal para la producción de

biodiésel; v) una hectárea de *jatropha* puede producir entre 1.5 y 2.5 toneladas de biodiésel (Martínez, 2007). Este cultivo no sólo no compite con la alimentación humana y animal, sino que es resistente a la sequía y puede llevarse a cabo en tierras áridas no aptas para la agricultura.

- Disponibile en: <https://www.youtube.com/watch?v=ERn32uNlumI>
- Animal Político (2019), *Secretario de la OCDE alerta impactos ambientales en Tren Maya y nueva refinería*, Animal Político. Disponible en: <https://www.animalpolitico.com/2019/05/ocde-alerta-ambientales-tren-maya-refineria/?fbclid=IwARoLvYzqkjl6Rbt5rnhJVrHA11qO5nt86p7kSxkf8dkAszjLvaFjRZz4>
- APRO (2002), *La histórica corrupción de PEMEX*, Proceso, Disponible en: <http://www.proceso.com.mx/?p=239431>
- APRO (2018), *Comisión Nacional de Hidrocarburos cancela licitaciones de la Ronda 3; evalúan contratos*, Proceso, Disponible en: <https://www.proceso.com.mx/563352/comision-nacional-de-hidrocarburos-cancela-licitaciones-de-la-ronda-3-evaluan-contratos>
- Arezki, R. and Blanchard, O. (2014), *Seven Questions About Recent Oil Price Slump*, IMF, Recuperado de: <http://blog-imfdirect.imf.org/2014/12/22/seven-questions-about-the-recent-oil-price-slump/>
- Aristegui Noticias (2019), *No al fracking, somos ambientalistas de verdad: AMLO*, Aristegui Noticias, Disponible en: <https://aristeguinioticias.com/0402/multimedia/no-al-fracking-somos-ambientalistas-de-verdad-amlo-enterate/>
- Barnés, F. (2008), *Hacia una estrategia nacional para el abasto de combustibles: ¿Dependencia, autosuficiencia o integración regional?*, Comisión Reguladora de Energía (CRE). Recuperado de: <http://www.cre.gob.mx/documento/1428.pdf>
- Brandt, A., Egländer, J. and Baradwaj, S. (2013), *The energy efficiency of oil sands extraction: Energy return ratios from 1970 to 2010*, *Energy*, Vol. 55, Elsevier.
- Brino, A. and Nearing, B. (2011), *New waterless fracking method avoids pollution problems, but drillers slow to embrace it*, Inside Climate News.
- Campbell, C., Laherrerre, J. (1998), *The End of Cheap Oil*, *Scientific American*, Vol. 278, No. 3, Scientific American, a division of Nature American Inc.
- Cárdenas, G. (2019), *Nueva refinería: gran reto para México*, *Ciencia UNAM*, Disponible en: <http://ciencia.unam.mx/leer/831/nueva-refineria-gran-reto-para-mexico>
- Cherif, R., Hasanov, F., Husain, A. (2017), *El fin de la era del petróleo: Es sólo cuestión de tiempo*, FMI Blog, Fondo Monetario Internacional. Disponible en: <https://blog-dialogoafondo.imf.org/?p=8291>
- Cleveland, C. and O'Connor P. (2010), *An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale*, Western Resource Advocates.
- Cruz, N. (2017), *México arranca en 2018 importación de crudo*, El Universal. Recuperado de: <http://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/economia/2017/01/31/mexico-arranca-en-2018-importacion-de-crudo>
- Cruz, N. (2017b), *Producción de Pemex roza mínimo de 36 años*, El Universal. Recuperado de: <http://www.eluniversalqueretaro.mx/cartera/22-07-2017/produccion-de-pemex-roza-minimo-de-36-años>
- Cruz, N. (2019), *AMLO dará juego a IP en producción de petróleo*, El Universal. Disponible en: <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/amlo-dara-juego-ip-en-produccion-de-petroleo?fbclid=IwARogR9QdkR1qehlgolpK-ZKwWZevStcQtgHaVYoTIXeW8avertowb5ysITo>
- Del Río, J. (2006), *Long-run linkage between fuels' and commodities' prices: A co-integration approach*, Conference Paper for The Pacific Food System Outlook 2006-07, Singapore.
- Del Río, J. (2008), *Co-Integration between International Prices of Gasoline and Ethanol Agricultural Inputs: An Underlying Factor of the World Food Crisis*, Seminario de Análisis Económico del Banco de México.
- Del Río, J., Rosales, M., Ortega, V., Maya, S. (2016). *Análisis de la Reforma Energética*. Serie: Reformas estructurales: avances y desafíos, Número 6, Primera edición. Instituto Belisario Domínguez, Senado de la República.
- De Vries, A. (2017), *Will the Third Great Energy Revolution End the Oil & Gas Industry?* Oilprice.com. Disponible en: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/The-Era-Of-Oil-And-Gas-Is-Nearing-Its-End.html>
- Díaz, R. (2018), *Una opción para lograr si tener refinerías funcionales dentro de este sexenio: Las Refinerías Modulares*, *Oil & Gas Magazine*, Disponible en: <https://oilandgasmagazine.com.mx/2018/09/una-opcion-para-lograr-si-tener-refinerias-funcionales-dentro-de-este-sexenio-las-refinerias-modulares/>
- Dutzik, T. et al (2013), *Who Pays the Costs of Fracking? Weak Bonding Rules for Oil and Gas Drilling Leave the Public at Risk*, Environment Colorado Research & Policy Center.
- Ehrenberg, R. (2012), *The facts behind the FRACK: Scientists weigh in on the hydraulic fracturing debate*, *Science News*, Vol.182, No. 5, Society for Science and the Public.
- EIA (2013), *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, U.S. Energy Information Administration (EIA).
- Energía Hoy (2018), *México necesita reconfigurar tres refinerías para procesar crudo pesado: Sener*, *Energía Hoy*. Disponible en: <http://energiahoy.com/2018/04/16/mexico->

- necesita-reconfigurar-tres-refinerias-para-procesar-crudo-pesado-sener/
 Estañol, A. y Sigler, E. (2019), *Pemex es la petrolera más endeudada del mundo*, Expansión, Disponible en: https://expansion.mx/empresas/2019/02/01/pemex-es-la-petrolera-mas-endeudada-del-mundo?fbclid=IwAR2FAyUMuAk5aUEfckOeNn86ZT_v9AYolia5VlpgfxM9_pjyGOTuqEytj90
- Expansión (2019), *Golpe a Pemex: para Fitch, sus bonos son 'basura'*, Expansión. Disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2019/06/06/moody-s-pone-en-negativa-la-perspectiva-de-la-nota-de-pemex?fbclid=IwAR3C37pRkDrlDAjOEowb5N5Oj2lgGrklcCg63kHLkWwP6jzXJvAxHzWFMNk>
- FAO (2008), *Informe Global de Bioenergía 2008*, FAO. Disponible en: http://www.globalbioenergy.org/uploads/media/0711_KnowGenix__Sustainable_biodiesel_feedstock._Jatropha_a_strategic_option_01.pdf
- Flores, N. y Pérez, A. (2004), *Cantarell: Daños irreversibles*, Contralínea Periodismo de Investigación. Disponible en: <http://contralinea.com.mx/archivo/2004/marzo/capitales/index.html>
- Forbes (2018), *Pemex avanza en su plan de refinar petróleo ligero del extranjero este año*, Forbes México, Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/pemex-preve-cambiar-al-crudo-liviano-para-sus-refinerias-este-2018/>
- Forbes (2019), *La refinería de Dos Bocas es inviable, señala el IMP*, Forbes México, Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/la-refineria-de-dos-bocas-es-inviable-senala-el-imp/>
- Forbes (2019b), *Construcción de Refinería Dos Bocas estaría en riesgo por inundación*, Forbes México. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/construccion-de-refineria-dos-bocas-estaria-en-riesgo-por-inundacion/?fbclid=IwAR3XgNv2LPO2DbHyXd7xEV7nstPeojUYdaNGb8wYxLTuNcvUBu9cPRgKOLw>
- Forbes (2019c), *Moody's cambia perspectiva de Pemex de estable a negativa*, Forbes México. Disponible en: https://www.forbes.com.mx/moodys-cambia-perspectiva-de-pemex-de-estable-a-negativa/?fbclid=IwAR2FikMA9vGHZWx5Z_W2ffwlolJN3dwuvtpInYlulT-NN8EVD5jz1yqGtDg
- Foro Económico Mundial (2017), *El fin de la era del petróleo es sólo cuestión de tiempo*, Foro Económico Mundial. Disponible en: https://es.weforum.org/agenda/2017/09/el-fin-de-la-era-del-petroleo-es-solo-cuestion-de-tiempo?utm_content=buffer2ed09&utm_medium=social&utm_source=facebook.com&utm_campaign=buffer
- Garmez, A. (2013), *Balancing hydraulic fracturing's environmental and economic impacts: The need for a comprehensive federal baseline and the provision of local rights*, Duke Environmental Law & Policy Forum, Vol. XXIII, Duke University.
- González, L. (2019), *La refinería de Dos Bocas es inviable, pero al presidente no se le contradice*, El Economista, Disponible en: <https://www.economista.com.mx/opinion/La-refineria-de-Dos-Bocas-es-inviable-pero-al-presidente-no-se-le-contradice-20190201-0030.html?fbclid=IwARo6aOB4pQ8rhnsPKqlgSKD8D-eptGxq3VN-6Ayd-esUM-iw8N9E4ZkzglI>
- Greenstone, M. and Looney, A. (2012), *Paying too much for energy? The true costs of our energy choices*, Daedalus, Vol.141, No.2, American Academy of Arts & Sciences.
- Hernández, A. (2019), *Fitch deja calificación de Pemex en "bonos basura"*, El Universal. Disponible en: https://www.eluniversal.com.mx/carera/economia/fitch-deja-calificacion-de-pemex-en-bonos-basura?fbclid=IwAR2GdcUtL_zLaHnDXQwSjHZbvonvIzh5MAF9dlzrTGgfTXialAHg8NSLBUA
- Instituto Mexicano del Petróleo (2010), *Estudio del arte y prospectiva de la tecnología para la explotación de campos petroleros en aguas profundas*, Academia de Ingeniería de México.
- Jackson, R. et al (2014), *The environmental costs and benefits of fracking*, The Annual Review of Environmental Resources, Vol. 39, No. 7, Stanford University.
- Jasso, M. (2018), *Petróleo pesado frena proyecto de refinerías*, Crónica, Disponible en: <http://www.cronica.com.mx/notas/2018/1089605.html>
- Jiménez, G. y Pérez, J. (2019), *Dos Bocas ya cuenta con la manifestación de impacto ambiental: Sener*, El Sol de México. Disponible en: <https://www.elsoldemexico.com.mx/finanzas/refineria-dos-bocas-ya-cuenta-con-la-manifestacion-de-impacto-ambiental-sener-3707712.html>
- Juárez, P. (2019), *Barclays prevé que refinería de Dos Bocas no se construirá*, Milenio. Disponible en: https://www.milenio.com/negocios/barclays-preve-que-refineria-de-dos-bocas-no-se-construira?fbclid=IwARodXz9Bgi_a2BOHox5E9AH-kyugogFwGSwJ1dES2bLosHKysyyOGTqAunQ
- Kiger, P. (2014), *Green Fracking? 5 Technologies for Cleaner Shale Energy*, National Geographic, No. 9, Recuperado en: <http://www.polyestertime.it/files/Green-Fracking--21-03-2014.pdf>
- Koppelaar, R., Middelkoop, W. (2017), *Peak Oil Revisited: The End of Cheap Oil*, in Koppelaar, R., Middelkoop, W. (2017), *The Tesla Revolution*, Amsterdam University Press.
- Lajous, A. (2014), *La industria petrolera mexicana: Estrategias, gobierno y reformas*, Fondo de Cultura

- Económica, Consejo Nacional para la Cultura y las Artes.
- Lajous, A. (2017), *Del oro negro al número rojo: la dependencia de las importaciones de hidrocarburos de México*, Nexos. Disponible en: <https://www.nexos.com.mx/?p=31468>
- Mares, M. (2019), *Fracking, sí: Rocío Nahle*, El Economista, Disponible en: <https://www.economista.com.mx/opinion/Fracking-si-Rocio-Nahle-20190130-0008.html?fbclid=IwAR03aGYfxWn4-qXXSSSLPS4ND1jocZUYQR8spsY59NWYehKo6-baeCMtBAw>
- Molina, H. (2019), *En áreas de crudo y refinación, Pemex está en quiebra*, El Economista, Disponible en: https://www.economista.com.mx/empresas/Carga-fiscal-quiebra-a-Pemex-Exploracion-Produccion-y-Transformacion-ASF-20190220-0120.html?fbclid=IwAR3FKF1NJNSoKYC9nYktEJ_XCcoFNbLWCzOl5afp-3_FHEB7nWN5aEvjOmA|
- Murphy, D. (2014), *The implications of the declining energy return on investment of oil production*, Philosophical Transactions: Mathematical, Physical and Engineering Sciences, Vol. 372, No. 2006, The Royal Society Publishing.
- Nasdaq (2017), *The Era of Oil and Gas Is Nearing Its End*, Nasdaq. Disponible en: <https://www.nasdaq.com/article/the-era-of-oil-and-gas-is-nearing-its-end-cm871033>
- Notimex (2017), *Producción de crudo y opción para refinación en México*, Notimex. Disponible en: <https://www.20minutos.com.mx/noticia/291931/o/produccion-de-crudo-opcion-para-refinacion-en-mexico-experto/>
- OECD (2017), *Economic Survey of Mexico 2017*, OECD Economics Department. Disponible en: <http://www.oecd.org/eco/surveys/economic-survey-mexico.htm>
- Peduzzi, P. and Harding, R. (2013), *Gas fracking: Can we safely squeeze the rocks?* Environmental Development, Vol. 6, Elsevier, Université de Genève, Archive Ouverte UNIGE.
- Perry, S. (2012), *Addressing the societal costs of unconventional oil and gas exploration and production: A framework for evaluating short-term, future, and cumulative risks and uncertainties of hydrofracking*, Environmental Practice, Vol. 14, No. 4.
- Pierard, E. et al (2019), *Refinerías y cambio climático*, Nexos. Disponible en: <https://www.nexos.com.mx/?p=42714&fbclid=IwAR2iql3ChvoEEg-khmFFwwKPbtFZ4ikYnqeivoITTGq8EsXy64NmgGj3jk>
- Rivera, E. (2018), *‘Desaparece’ el petróleo crudo ligero que produce el País*, El Financiero, Disponible en: <https://www.elfinanciero.com.mx/monterrey/desaparece-el-petroleo-crudo-ligero-que-produce-el-pais>
- Romo, D. (2016), *Refinación de petróleo en México y perspectiva de la reforma energética*, Revista Problemas del Desarrollo, Vol. 187, No. 47, Instituto de Investigaciones Económicas, Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM).
- Ruiz, V. (2015), *Los pros y los contras de la reforma energética de acuerdo con el paradigma del desarrollo sustentable*, Revista Digital Universitaria (RDU), Vol. 16, No. 1, UNAM. Recuperado de: <http://www.revista.unam.mx/vol.16/num1/art8/art8.pdf>
- Secretaría de Energía (2012), *¿Qué es el shale gas/oil y cuál es su importancia?*, Secretaría de Energía. Recuperado de: http://www.energia.gob.mx/webSener/shale/shale_sp.html
- Secretaría de Energía (2013), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2013-2027*, Secretaría de Energía.
- Secretaría de Energía (2015), *Resultados de licitación de contratos para exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes a la 1a convocatoria de la Ronda Uno*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-licitacion-de-contratos-para-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-correspondientes-a-la-1a-convocatoria-de-la-ronda-uno>
- Secretaría de Energía (2015b), *Resultados de la Licitación de Contratos para la Extracción de Hidrocarburos correspondientes a la Segunda Convocatoria de la Ronda Uno*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-licitacion-de-contratos-para-la-extraccion-de-hidrocarburos-correspondientes-a-la-segunda-convocatoria-de-la-ronda-uno>
- Secretaría de Energía (2015c), *Resultados de la Tercera Convocatoria de la Ronda Uno*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-uno?idiom=es>
- Secretaría de Energía (2016b), *Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Uno [y de la Primera Convocatoria para asociaciones con Pemex]*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-uno-y-de-la-primera-convocatoria-para-asociaciones-con-pemex>
- Secretaría de Energía (2017), *Resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Dos*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-dos>
- Secretaría de Energía (2017b), *Resultados de la Segunda y Tercera Convocatorias de la Ronda Dos*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados->

de-la-segunda-y-tercera-convocatorias-de-la-ronda-dos

Secretaría de Energía (2018), *Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-dos>

Secretaría de Energía (2018b), *Resultados de la Primera Convocatoria de la Ronda Tres*, Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/resultados-de-la-primera-convocatoria-de-la-ronda-tres-152576?idiom=es>

Senado de la República (2013), *Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales; de Energía, y Estudios Legislativos, Primera, con Proyecto de Decreto por el que se Reforman y Adicionan Diversas Disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía*, Senado de la República. Recuperado de: http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2013/12/asun_3054419_20131210_1386743657.pdf

Sin Embargo (2019), *Barclays: "Dos Bocas no se va a hacer", ningún país del mundo ha logrado una refinería en 3 años*, Sin Embargo. Disponible en: <https://www.sinembargo.mx/12-06-2019/3595491>

Solís, A. (2018), *Pemex insiste en importar petróleo durante 2018*, *Forbes México*. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/pemex-insiste-en-importar-petroleo-durante-2018/>

Solís, A. (2019), *Fitch degrada calificación de Pemex a 'bono basura'*, *Forbes México*. Disponible en: https://www.forbes.com.mx/fitch-degrada-calificacion-de-pemex-a-bono-basura/?fbclid=IwAR12k7nO1_LJ5RpPoZXUIwQdmFVB_qaYivylngFZFotvoBLbhdSy_9rY7k

Sovacool, B. (2014), *Cornucopia or curse? Reviewing the costs and benefits of shale gas hydraulic fracturing (fracking)*, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 37, Elsevier.

Vanguardia (2018), *Refinerías sólo trabajan al 40% de su capacidad*, Vanguardia. Recuperado de: <https://www.vanguardia.com.mx/articulo/refinerias-solo-trabajan-al-40-de-su-capacidad-denuncian>

Villamil, J. (2019), *Recomiendan a México olvidarse de Pemex: "podría ser superpotencia en energía renovable"*, Bloomberg, Disponible en: <https://es-us.finanzas.yahoo.com/noticias/profesor-columbia-futuro-m%C3%A9xico-energ%C3%ADa-205321954.html?fbclid=IwARoeNGSXWw5bd3IY1xdQJTeBxzh2QfEuIMHQpEsPolhStzNpz7Iw1USHig>

Sitios consultados

- Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) (<https://www.eia.gov/>)
- Banco de México (<http://www.banxico.org.mx/>)
- Banco Mundial (<http://www.worldbank.org/>)
- Base de Datos Institucional de Pemex (<http://ebdi.pemex.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>)
- Instituto Belisario Domínguez del Senado de la República (IBD) (www.senado.gob.mx/ibd)
- Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI) (www.inegi.org.mx)
- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (<https://www.gob.mx/inecc>)
- One Green Planet (<http://www.onegreenplanet.org/environment/countries-except-united-states-that-have-banned-fracking/>)
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) (<http://www.oecd.org/>)
- Oxifuel: <https://oxifuel.com.mx/>
- Petróleos Mexicanos (Pemex) (<http://www.pemex.com/Paginas/default.aspx>)
- Reformas en Acción (<http://reformas.gob.mx/>)
- Rondas México (<https://rondasmexico.gob.mx/>)
- Secretaría de Energía, Sener (www.energia.gob.mx)
- Servicio Geológico Mexicano (<http://portalweb.sgm.gob.mx>)
- Sistema de Información Energética (<http://sie.energia.gob.mx/>)
- Statista (<https://www.statista.com>)