

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Programación financiera de los
ingresos estimados de las asignaciones y
contratos de hidrocarburos

Octubre 2019

Programación financiera octubre 2019

Esta programación actualiza los pronósticos de los ingresos esperados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo) de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el 2019 y presenta los correspondientes a 2020. Con ese fin, se analiza el comportamiento de los principales factores que impactan dichos ingresos, tales como: el precio y producción de los hidrocarburos. Lo anterior, en cumplimiento al artículo 8, fracción II, inciso f), de la Ley del Fondo, a la Cláusula Décima, fracción VIII, de su Contrato Constitutivo, así como al acuerdo de la sesión del 23 de octubre de 2015 del Comité Técnico de ese fideicomiso.

ADVERTENCIA

A menos que se especifique lo contrario, este documento está elaborado con información disponible al 30 de septiembre de 2019. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

I. Introducción	5
II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros	6
II.1. Contexto internacional	6
II.3. Contexto nacional	15
III. Supuestos macroeconómicos	19
IV. Ingresos estimados para 2019 y 2020	23
V. Conclusiones	26
Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos	27

I. Introducción

El presente documento contiene la actualización de la estimación de los ingresos esperados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (indistintamente "Fondo" o "FMP") derivados de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para lo que resta de 2019 y 2020.

La estimación se realiza bajo un escenario en el que los precios de los principales referentes de petróleo han presentado episodios de alta volatilidad. Dicha dinámica se explica por diversos factores que se espera influyan tanto en la demanda como en la oferta de crudo. Por el lado de demanda, la desaceleración económica causada principalmente por los conflictos comerciales entre EE. UU. A. y China han presionado los precios a la baja. Por el lado de la oferta, la reducción en la producción de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y otros productores (OPEP+), los conflictos geopolíticos de medio oriente y una menor producción esperada de EE. UU. A. han generado presiones al alza.

Además, existen expectativas de disminución en los precios de crudos amargos respecto a los precios de crudos dulces, debido a la entrada en vigor de la nueva norma de la Organización Marítima Internacional (OMI), que restringe el contenido de azufre al 0.5%.

Por lo que toca a los factores internos, durante el segundo semestre del año se ha observado una ligera recuperación en la plataforma petrolera derivada de incrementos en la producción de algunos de los principales campos de Pemex, así como de algunos contratos, lo cual se espera se prolongue hacia el 2020.

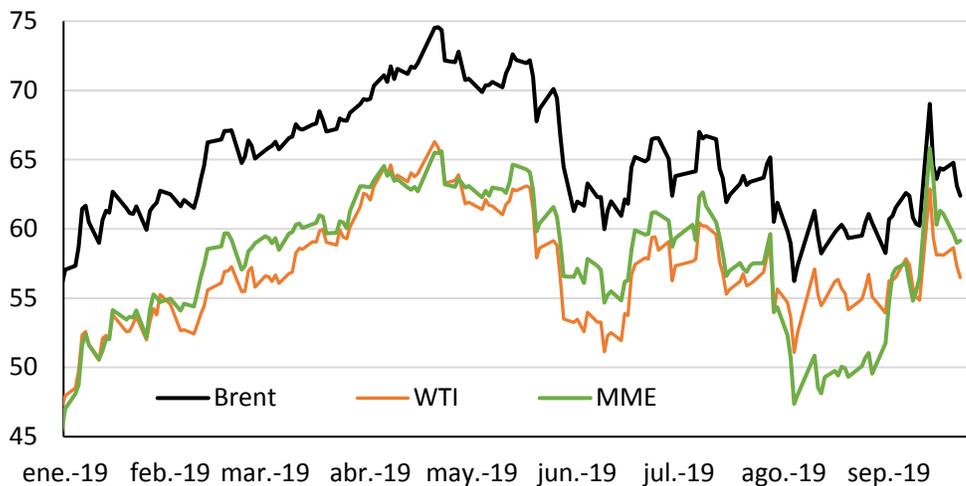
Con base en los factores antes señalados, se estima que los ingresos del Fondo al cierre de este año representen el equivalente al 1.7% del Producto Interno Bruto (PIB) de Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2019, mientras que para el cierre de 2020 se espera que éstos representen el 1.4% del PIB de CGPE 2020.

II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros

II.1. Contexto internacional

Durante 2019 los precios internacionales de los crudos marcadores han presentado un incremento promedio de 18% desde el inicio del año y hasta el cierre de septiembre. El Brent ha presentado un incremento del 11%, el West Texas Intermediate (WTI) un aumento de 16% y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) un 26%. Este incremento ha estado aparejado de algunos eventos de volatilidad, observándose precios máximos de casi 66 dólares por barril (dpb) para la MME a mediados de septiembre y mínimos por debajo de 46 dólares. A continuación se presentan los principales factores que afectaron la oferta y demanda de crudo en este periodo.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(Dólares por barril)

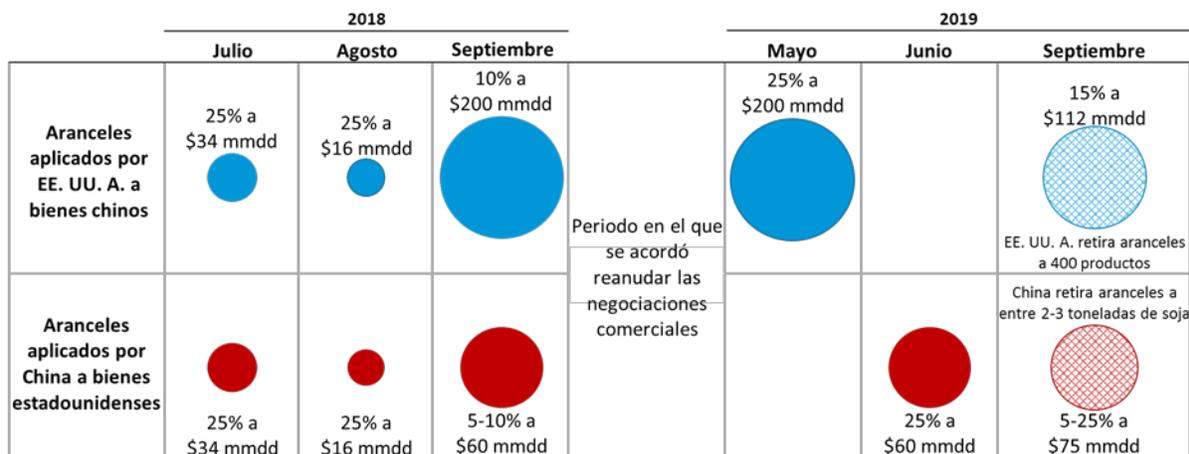


Fuente: Bloomberg.

Por el lado de la demanda, la variación en los precios internacionales observada durante el año ha sido resultado de una desaceleración en la actividad económica mundial, que se ha reflejado en una menor inversión privada y una contracción en la actividad manufacturera en las principales economías avanzadas y emergentes tales como EE. UU. A., la zona euro, Japón, Reino Unido y China. De igual manera, durante el periodo se intensificaron las disputas entre diferentes países relacionadas a temas geopolíticos y conflictos comerciales, lo cual incrementó los riesgos sobre el crecimiento global, provocando que en julio el Fondo Monetario Internacional disminuyera en 0.1% su perspectiva de crecimiento para 2019 y 2020, en comparación con cifras publicadas en enero de 2019 (3.2% y 3.5% respectivamente).

En mayo de 2019, se reactivó el conflicto comercial entre EE. UU. A. y China, quienes habían acordado un periodo de tregua desde diciembre de 2018. El conflicto comercial ha propiciado un bajo desempeño en la actividad económica china, propiciando que en agosto de 2019 el banco central de este país devaluara su moneda situando al tipo de cambio por encima de 7 yuanes por dólar, nivel no observado desde 2008.

Gráfica 2. Línea de tiempo del conflicto comercial entre EE. UU. A. y China



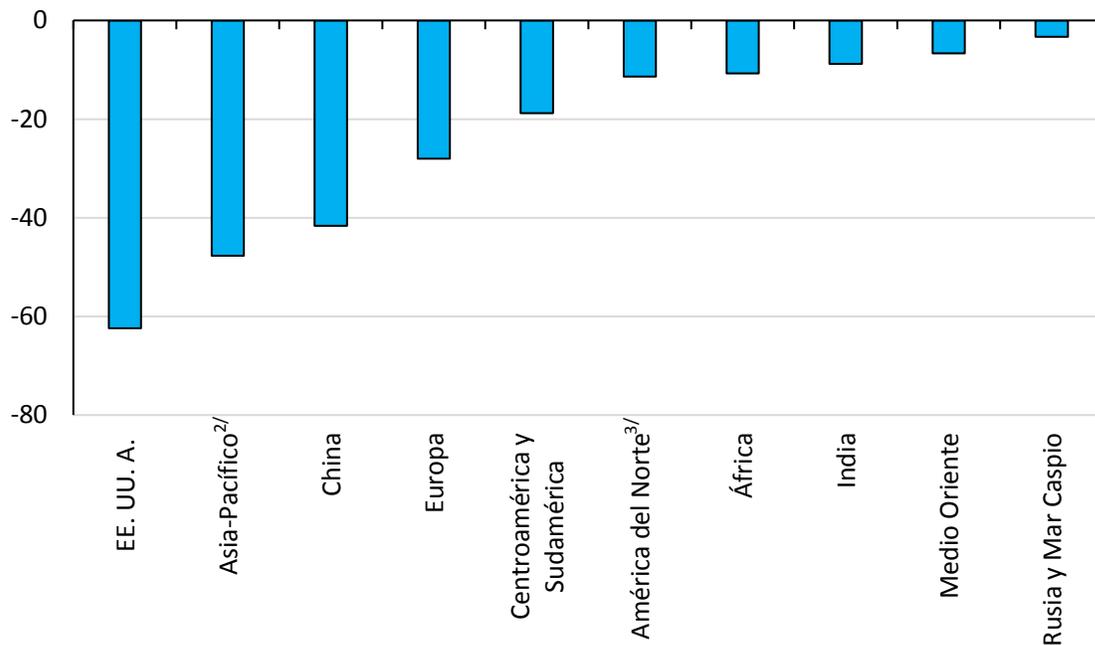
Fuente: Elaboración propia con información de Bloomberg.

En línea con lo anterior, durante el año distintas agencias especializadas han recortado sus perspectivas de crecimiento de la demanda de petróleo. En particular, en la actualización de septiembre la Agencia de Información Energética de EE. UU. A. (EIA por sus siglas en inglés) proyectó que la demanda de petróleo crecerá anualmente 900 mil barriles día (mbd) en 2019 y 1.4 millones de barriles día (Mmbd) en 2020. Cabe mencionar que es la primera vez desde 2008 en que el crecimiento anual de la demanda se estima por debajo de 1.0 Mmbd.

De acuerdo con datos de Wood Mackenzie (WM) un escalamiento del conflicto¹ entre ambos países podría llegar a disminuir la demanda global de hidrocarburos líquidos en 250 mbd, siendo EE. UU. A. el país que influiría más en esta reducción (ver Gráfica 3).

¹ Contempla la aplicación de aranceles en diciembre de 2019 entre 5 y 25% a 5,000 productos.

Gráfica 3. Disminución en la demanda global ^{1/} ante un escalamiento en el conflicto comercial entre EE. UU. y China
(Miles de barriles día)



Fuente: Wood Mackenzie.

1/ Se refiere a la demanda global de líquidos.

2/ No incluye a China.

3/ No incluye a EE. UU. A.

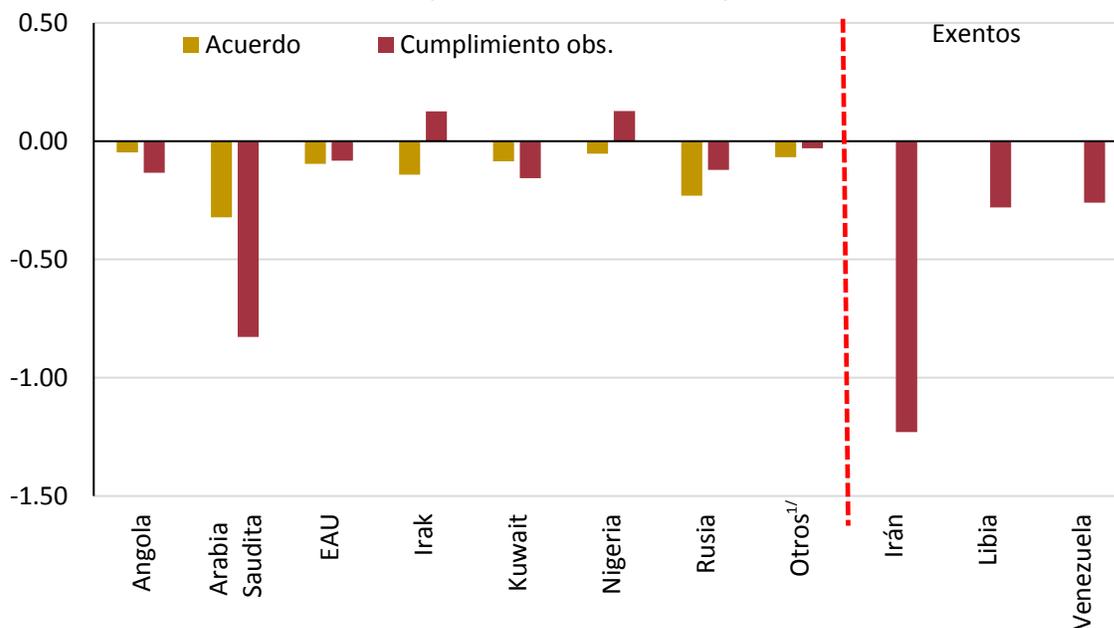
Por el lado de la oferta, cabe recordar que el aumento en la producción de campos no convencionales de EE. UU. A. observada durante 2018 propició la importante caída de los precios internacionales en ese año. Con el objetivo de revertir la tendencia, en diciembre de 2018 los miembros de la OPEP+ acordaron recortar su producción a un nivel de 50.2 Mmbd, lo que implica un recorte de 1.2 Mmbd. Inicialmente el pacto vencía a mediados de 2019, pero en junio la OPEP+ acordó extender los recortes hasta marzo del 2020.

De acuerdo con información reportada por Bloomberg, en agosto de 2019 se observó una disminución en 3.196 Mmbd, lo que resulta en un cumplimiento del pacto equivalente al 266% de lo acordado, situando a la producción en un nivel de 49.2 Mmbd. Gran parte de este recorte provino de Arabia Saudita, país que disminuyó su producción en 828 mbd, 257% mayor a lo pactado.

Por otra parte, en Venezuela e Irán la producción se ha visto afectada por las sanciones impuestas por EE. UU. A., reduciendo las exportaciones de crudo de dichos países. A lo anterior, se suma la persistencia de los conflictos políticos en Libia, que llevó a que la producción de la OPEP+ se situara por debajo de la meta, así durante agosto estos tres países produjeron 977 mbd menos que octubre de 2018.

Gráfica 4. Recorte OPEP+ vs Recorte acordado en agosto 2019

(Millones de barriles día)



Fuente: Bloomberg.

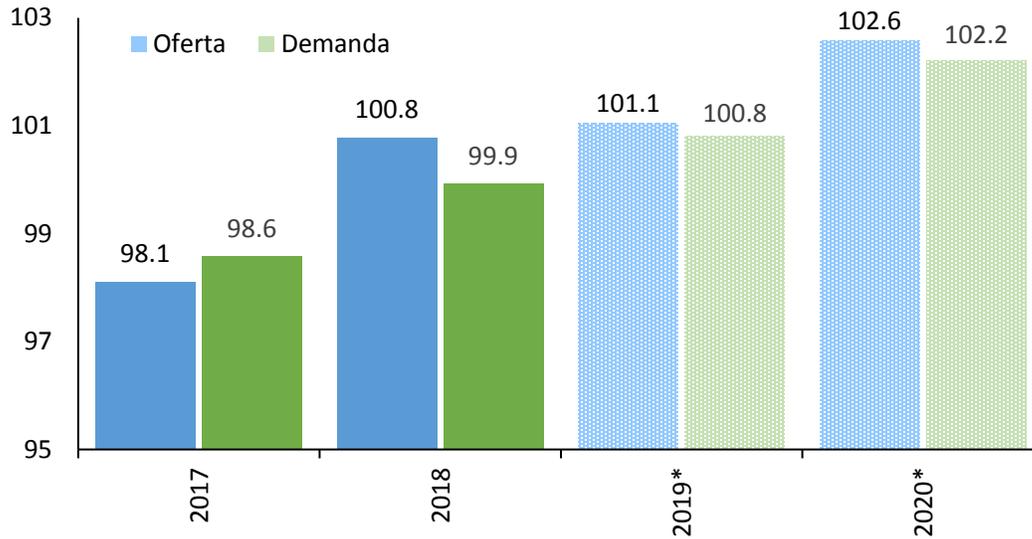
1/ Otros: Argelia, Congo, Ecuador, Gabón, Guinea Ecuatorial.

Adicionalmente, en el último año se han presentado diversos conflictos en Medio Oriente que han interferido con la producción global de petróleo, cabe mencionar que esta región alberga cerca de un tercio de la capacidad global. De acuerdo con la EIA, tan solo por el estrecho de Ormuz transitó alrededor del 21% de la producción total de petróleo durante 2018. En lo que va del año varios buques petroleros de diferentes nacionalidades han sido interceptados mientras navegaban por este estrecho. Asimismo, las instalaciones de la empresa petrolera estatal de Arabia Saudita, Aramco, han sido objeto de múltiples ataques, siendo la mayor disrupción la presenciada el 16 de septiembre de este año, cuando se vio interrumpida la extracción de 5.7 Mmbd, lo que representa alrededor de un 5% de la producción mundial.

Otro factor que ha influido en la oferta mundial durante 2019 es la producción de EE. UU. A. la cual ha seguido incrementando, sin embargo los niveles presentados durante el año han sido menores a lo esperado.

Con los factores descritos, la EIA estima que en 2019 y 2020 la oferta excederá la demanda en 239 mbd y en 358 mbd respectivamente.

Gráfica 5. Cambios en oferta y demanda
(Millones de barriles día)



Fuente: EIA.

* Se refiere a proyecciones realizadas por la EIA.

Adicionalmente, durante 2019, se observaron dinámicas particulares para los precios de los crudo pesados derivado de que Arabia Saudita, Iraq y Venezuela, tres de los principales proveedores de ese hidrocarburo a los EE. UU. A., disminuyeron su volumen de exportación respecto al año anterior, generando escasez en la costa del Golfo lo que afectó a las refineras de EE. UU. A. (ver Tabla 1).

- Durante 2018, el volumen de crudo importado por EE. UU. A. ascendió a 7,757 mbd.
- En lo que va de 2019, las importaciones de crudo promedian 7,042 mbd.

Tabla 1. Porcentaje de participación en las importaciones de crudo de EE. UU. A. 2018-2019

País de origen	2018	2019	2019-2018 (puntos porcentuales)
Canadá	47.6%	54.0%	6.4
Arabia Saudita	11.2%	8.3%	-2.9
México	8.6%	8.7%	0.1
Iraq	6.7%	5.0%	-1.7
Venezuela	6.5%	2.3%	-4.2
Colombia	3.8%	5.3%	1.4
Subtotal	84.4%	83.6%	-
Otros	15.6%	16.4%	0.9
Total	100%	100%	-

Fuente: FMP con información de la EIA.

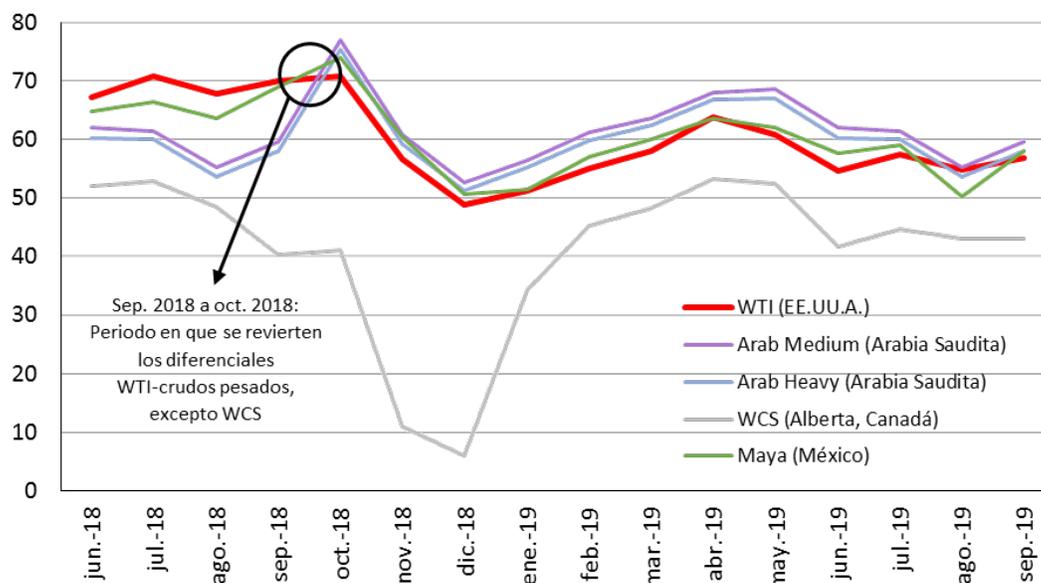
Lo anterior ha propiciado que países como Canadá, Colombia y México aumenten su participación en las exportaciones totales a EE. UU. A., a pesar de las restricciones implementadas a la producción en Alberta desde enero de 2019.

En promedio, las importaciones de crudo provenientes de Canadá han incrementado en 108 mbd en 2019. Aunque no se trata de un incremento significativo en niveles, sí lo es respecto al total de importaciones de EE. UU. A., pasando de 47.6% en 2018 a 54% en lo que va de 2019.

Cabe recordar que las restricciones de producción de Canadá son una estrategia para elevar los precios del crudo producido en ese país, luego del colapso que sufrieron a finales del 2018 debido a problemas en los oleoductos que afectaron todas las calidades de crudo del oeste de Canadá. Si bien las restricciones han disminuido de 325 mbd en enero a 175 mbd en agosto, el gobierno canadiense no descarta continuar con los recortes durante 2020.

Adicionalmente, la escasez de crudo pesado ha provocado que, desde el segundo semestre del 2018, la diferencia de precio entre crudos pesados y ligeros disminuya o incluso se revierta (ver Gráfica 6).

Gráfica 6. Precios de crudos pesados vs. WTI^{1/}
(Dólares por barril)



Fuente: FMP con información de Bloomberg y Wood Mackenzie.

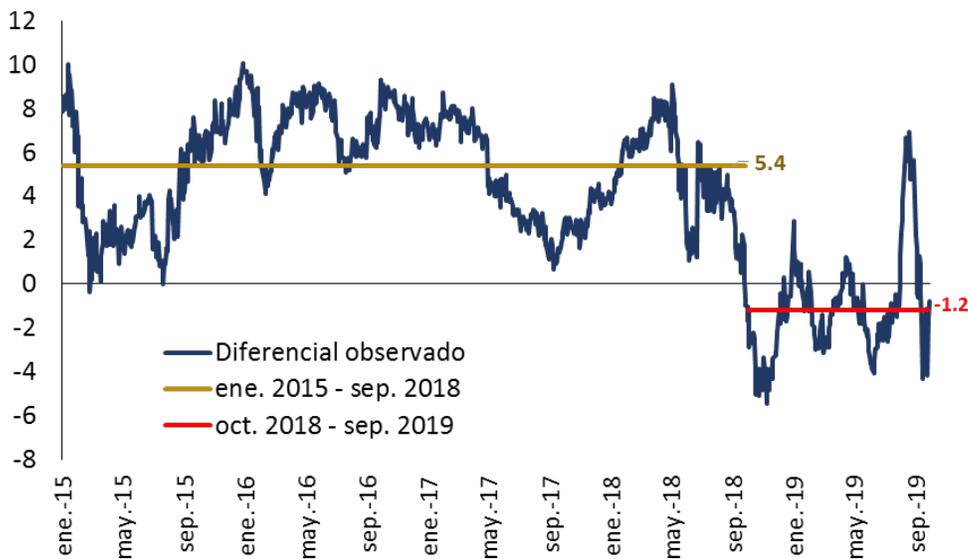
1/ WTI: crudo ligero y dulce.

Lo anterior ha generado que a lo largo del 2019 el precio de la MME se mantuviera, en promedio, por arriba de la cotización del WTI, situación que resulta inusual considerando

las características de estos crudos, ya que por un lado, el WTI es un crudo ligero y dulce, mientras que la MME es un crudo pesado y amargo. En circunstancias normales, el petróleo pesado presenta importantes descuentos respecto al ligero.

Entre 2015 y 2018 el diferencial WTI-MME reflejaba las diferencias en calidades al ubicarse en promedio en 5.4 dpb. Al considerar únicamente los últimos 12 meses dicha situación se revierte y el diferencial promedio es de -1.2 dpb, lo cual puede atribuirse a la escasez de crudo pesado en las refinerías de EE. UU. A., país al que se exporta el 54% del crudo Maya. Cabe mencionar que la MME se compone de tres crudos de diferentes calidades, sin embargo desde 2018 solamente se exporta crudo maya que es el componente de la MME con menor calidad (grados API: 21-22 y contenido de azufre: 3.4%), por lo que se esperarían menores precios respecto al WTI.

Gráfica 7. Diferencial WTI-MME
(Dólares por barril)



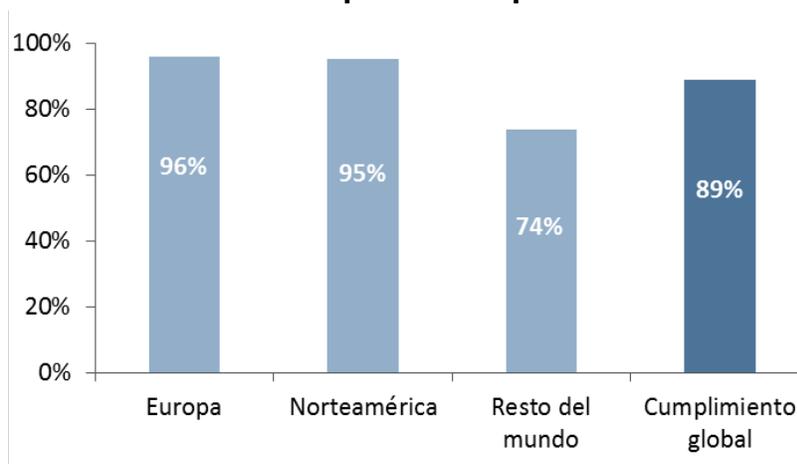
Fuente: Banco de México.

La dinámica observada en los precios de los crudos pesados y amargos se podría revertir hacia el cierre de 2019 y durante todo 2020 como consecuencia de la nueva regulación emitida por la OMI, la cual limita el contenido de azufre hasta 0.5% en el combustóleo utilizado por buques marinos, desde un 3.5% permitido actualmente, medida que será aplicable a partir del 1 de enero de 2020.

En línea con lo anterior, WM estima que el nivel de cumplimiento promedio que se alcanzará en 2020 será del 89%, siendo Europa y Norteamérica las regiones en las que se observen los niveles de cumplimiento más altos, debido al estricto régimen regulatorio, al desarrollo de

tecnologías y a la disponibilidad de crudos dulces. En contraste, se espera menor cumplimiento en las economías en desarrollo, debido a la escasez del combustible reglamentario y la falta de eficiencia en las refinerías para procesar crudos amargos y producir menos combustóleo en el proceso.

Gráfica 8. Cumplimiento esperado OMI

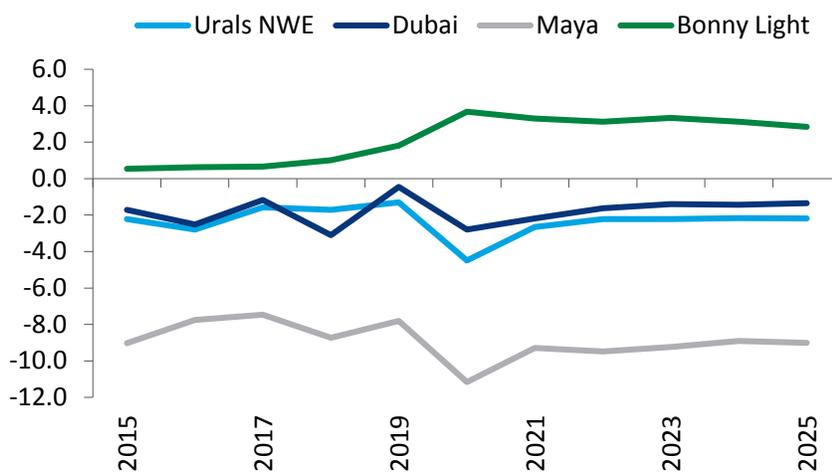


Fuente: Wood Mackenzie.

Se estima que en 2020 cerca de 90,000 buques estarán en operación, lo que implica que la mayoría de las embarcaciones demandarán combustible con bajo contenido de azufre. Esto podría traducirse en un incremento en el precio de los crudos dulces y una disminución en aquel de los crudos amargos (ver Gráfica 9).

Gráfica 9. Estimación de diferenciales de precios respecto al Brent

(Dólares por barril)



Fuente: Wood Mackenzie.

Hacia adelante, debido a que el crudo mexicano de exportación posee características no compatibles con los nuevos estándares de la OMI, WM estima que el precio promedio del crudo Maya alcanzará los 49 dpb para 2020. Esto representa una disminución en el precio de la MME de 10 dólares respecto a lo observado en los últimos 12 meses.

Por otra parte, considerando los futuros del WTI, se espera que el precio promedio del WTI para 2020 sea de 53.3 dpb. Aunque dicho precio presente una disminución de 4.5 dólares respecto a lo observado en los últimos 12 meses, es 4.3 dólares superior al precio estimado para el crudo Maya. Esta nueva reversión en el diferencial responde a las expectativas de reducción de precios de crudos amargos del mercado.

Consistente con las expectativas del mercado, en el presente ejercicio de programación financiera se considerará un diferencial de 4 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para el último trimestre de 2019 y para todo 2020, la cual se presenta más adelante.

Tabla 2. Diferencial de precios WTI-MME

(Dólares por barril)

Tipo de crudo	2019^{1/}	2020
WTI	57.8	53.3 ^{2/}
Maya	59.0	49.0 ^{3/}
WTI-Maya	-1.2	4.3

1/ Precio promedio observado de oct. 2018 a sep. 2019.

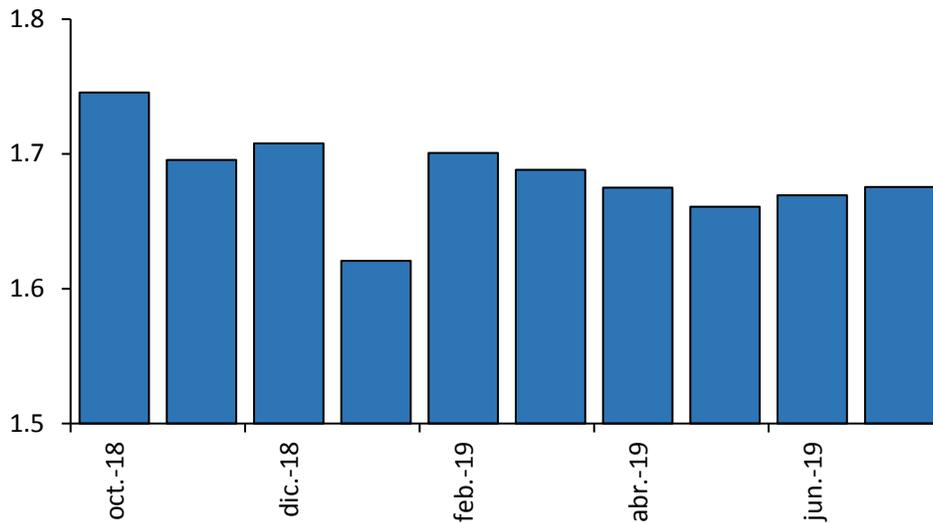
2/ Promedio de los futuros del WTI del 24 al 30 de septiembre.

3/ Se refiere a la estimación del precio del crudo Maya de Wood Mackenzie.

II.3. Contexto nacional

Entre enero y julio de 2019, la plataforma nacional de petróleo ha promediado 1.670 Mmbd. Con base en las tres últimas observaciones, la plataforma muestra una ligera tendencia al alza (ver Gráfica 10). El incremento observado ha sido impulsado principalmente por los contratos los cuales han incrementado 26% y los principales campos de las asignaciones como Ku-Maloob-Zaap y Ayatsil que en conjunto han aumentado 8% entre enero y julio de 2019, según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Gráfica 10. Plataforma nacional de petróleo
(Millones de barriles diarios)



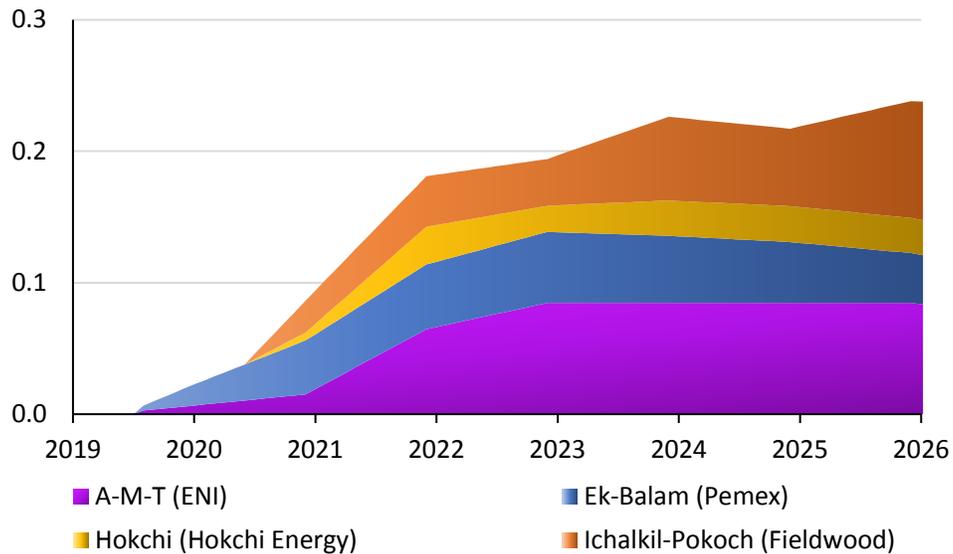
Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria.

Cabe resaltar que la producción de los contratos se ha visto impulsada por la reciente incorporación del campo Amoca-Miztón-Tecoalli en julio de 2019, correspondiente al contrato de la empresa italiana Eni, adjudicado en la ronda uno licitación dos (R1.2). Con esto se convierte en la primera empresa privada que descubre y desarrolla un campo en México desde 1938. De acuerdo con el plan de desarrollo aprobado por la CNH, se estima que los campos produzcan 8 mbd durante 2019 y alcancen 90 mbd en el pico de producción en 2023.

En cuanto a los dos contratos restantes de la R1.2, se estima que durante 2020 Ichalkil-Pokoch y Hokchi comiencen la etapa de producción comercial regular y que estarían aportando hasta 131 mbd en su pico de producción.

De igual manera, el plan de desarrollo aprobado por la CNH para la migración Ek-Balam perteneciente a Pemex, contempla un incremento en la producción para alcanzar 100 mbd a finales de 2022 (ver Gráfica 11).

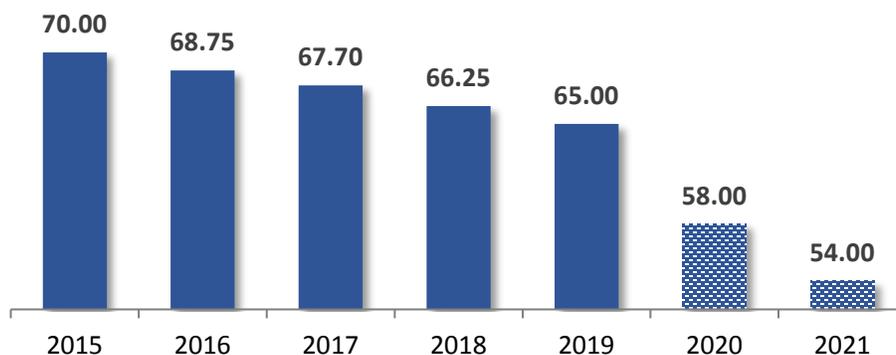
Gráfica 11. Estimación de producción de petróleo de contratos
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH y Pemex.

Otro de los elementos que podrán afectar los ingresos del Fondo para 2020 está asociado a las acciones anunciadas por el Gobierno Federal para reducir la carga fiscal de Pemex y a definir proyectos que serán la base para recuperar su nivel de producción. En ese sentido, en las distintas iniciativas presentadas en el Paquete Económico 2020, se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos con el objetivo de reducir la tasa del Derecho por Utilidad Compartida (DUC) vigente (65%), a 58% en el ejercicio fiscal de 2020 y a 54% para 2021. Cabe mencionar que el marco jurídico vigente consideraba una disminución de la tasa del DUC desde 2015 y hasta 2019, sin embargo, la nueva modificación contempla una reducción mayor a la observada en años anteriores (ver Gráfica 12).

Gráfica 12. Tasa aplicable al DUC
(Porcentaje)

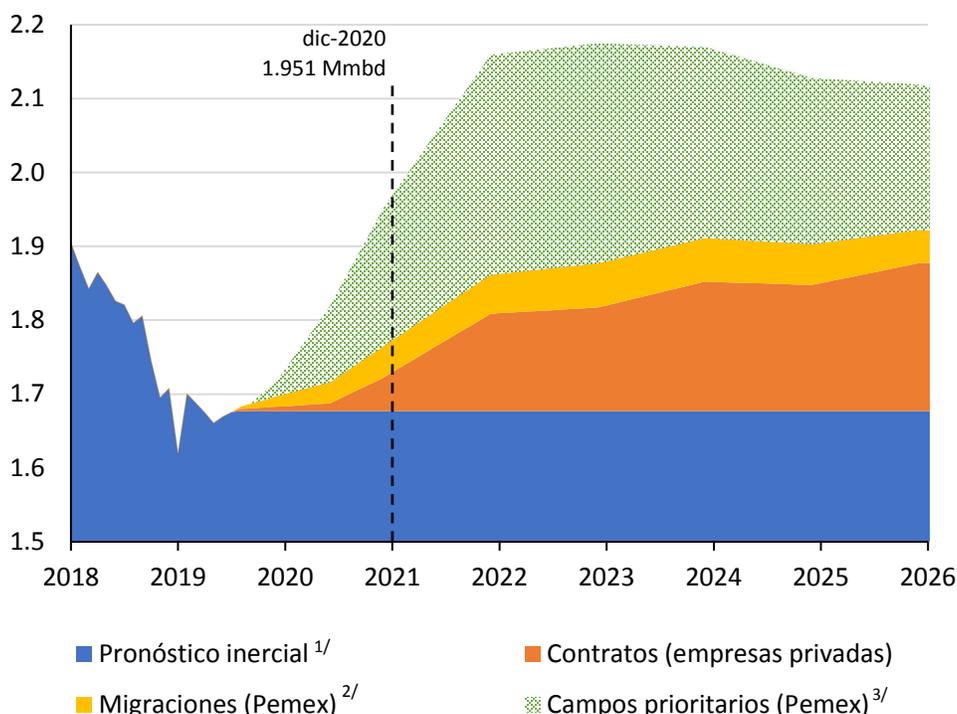


Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria (SAT).

En ese sentido, se esperaría que las asignaciones de Pemex incrementen la producción derivado del ahorro que los diversos estímulos fiscales representan para la empresa productiva del Estado. La inversión realizada se espera que se vea reflejada en la producción de los 16 campos prioritarios de Pemex que en conjunto se estima que alcanzarán una producción máxima de 300 mbd en 2022.

En perspectiva, durante los siguientes años la producción de petróleo podría aumentar como resultado del desarrollo e inversión en los campos, esto incluye contratos y asignaciones. En la proyección realizada en la Gráfica 13 se muestra la incorporación de la producción de todos los campos al promedio de los últimos tres meses de la producción nacional actual.

Gráfica 13. Estimación de producción nacional de petróleo
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH y Pemex.

1/ Se refiere a la producción observada de asignaciones y contratos hasta julio 2019. En adelante se refiere al promedio de las últimas tres observaciones.

2/ Contratos en los que Pemex puede participar con socios.

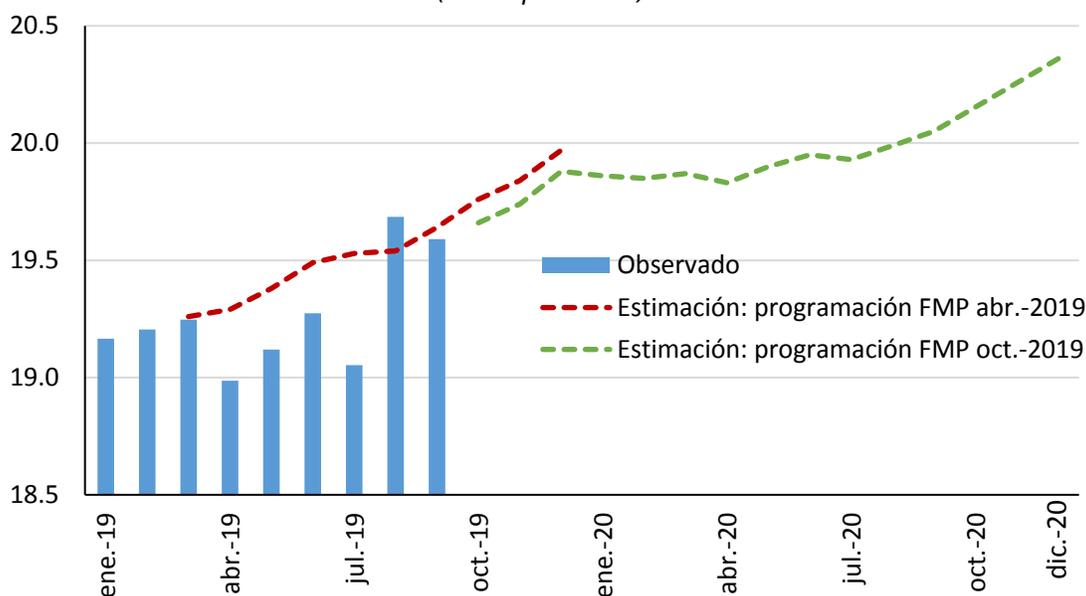
3/ Se refiere a los 16 campos prioritarios de las asignaciones de Pemex.

Por último, se presenta el comportamiento del tipo de cambio del peso frente al dólar. Al cierre de septiembre el promedio mensual se ubicó en un nivel de 19.59 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 0.05 centavos por debajo del nivel estimado en la programación financiera de abril.

Durante 2019, el peso ha presentado una depreciación frente al dólar de 0.42 centavos, la cual se ha visto impulsada por una apreciación generalizada del dólar frente a las principales divisas, una mayor volatilidad en los mercados cambiarios internacionales, políticas monetarias más acomodaticias en las principales economías avanzadas, la reducción de las tasas de interés de bonos gubernamentales a lo largo de toda la curva de rendimientos de EE. UU. A. y las disputas comerciales entre China y Estados Unidos.

Los analistas que participan en la “Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” del Banco de México de septiembre de 2019 estiman que el tipo de cambio promedio para 2020 se sitúe en 20 pesos por dólar².

Gráfica 14. Tipo de cambio
(Pesos por dólar)



Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones para abril y octubre con base en la “Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” de marzo y septiembre de 2019, respectivamente.

² Para octubre y noviembre se realizó una interpolación lineal.

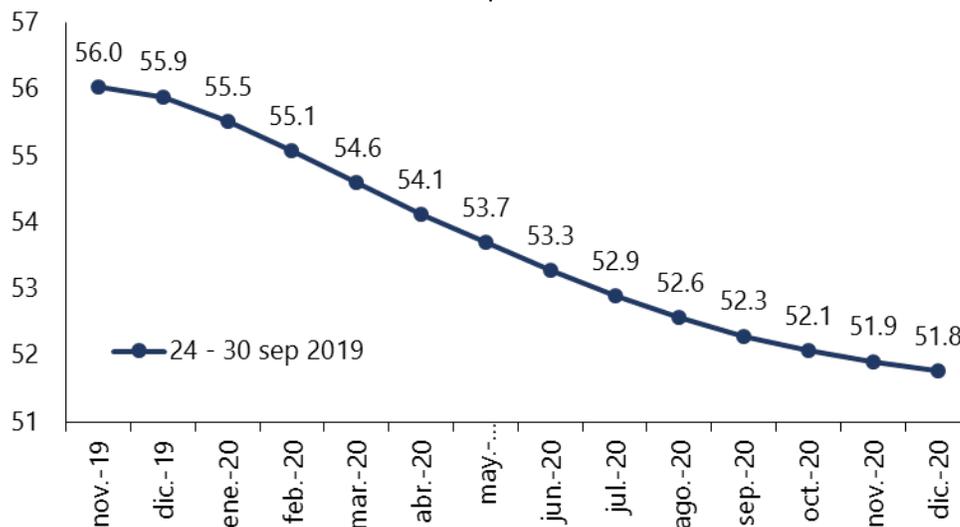
III. Supuestos macroeconómicos

En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la estimación de los ingresos del Fondo en los distintos escenarios de precios y de producción. En particular, se hace referencia a las fuentes de información empleadas y se detalla la metodología implementada para proyectar cada variable (promedio de las últimas observaciones, contratos futuros de precios marcadores, entre otras). Finalmente, se presenta una tabla resumen con las principales variables que impactan los ingresos estimados y los supuestos que de éstas derivan.

El tipo de cambio contemplado para la estimación de los ingresos esperados representa la media mensual publicada en la "Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado" realizada por el Banco de México en septiembre de 2019.

Respecto del precio de petróleo, al igual que en ocasiones anteriores, la programación de flujos del FMP contempla distintos escenarios de precios para la MME, los cuales se estiman con base en la curva de futuros del WTI. Los escenarios se construyen a partir del promedio simple de las cotizaciones observadas para dichos futuros durante los últimos 5 días hábiles de septiembre de 2019 con la información al cierre disponible en Bloomberg. Para obtener el pronóstico de la MME, el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole un diferencial de 4 dpb, de acuerdo con lo descrito en la sección de Contexto Internacional.

Gráfica 15. Curva de futuros del WTI
(Dólares por barril)



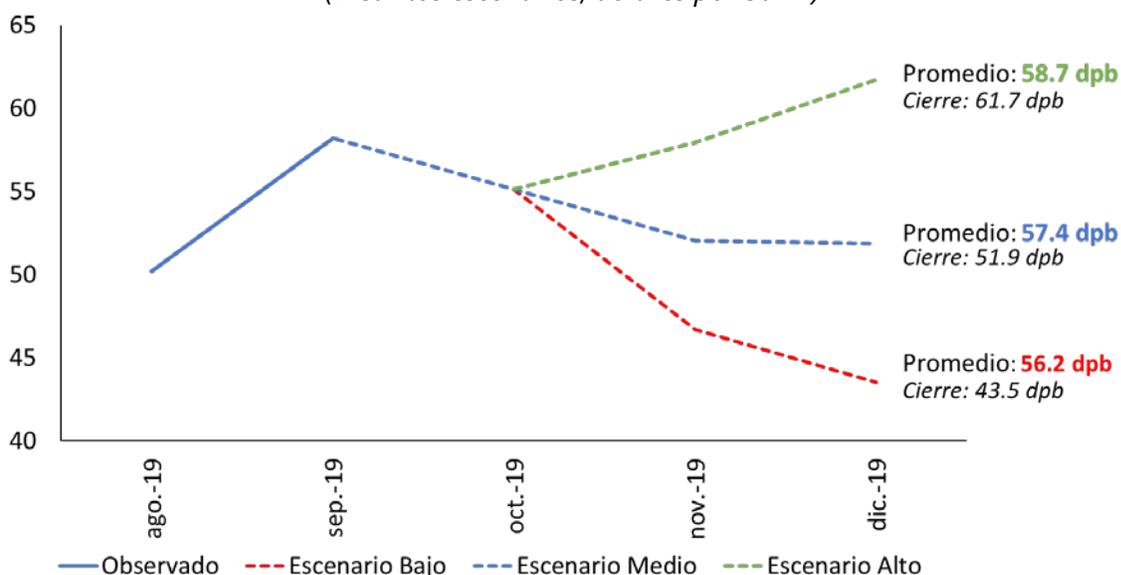
Fuente: Bloomberg.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora dos análisis de escenarios de los ingresos esperados para el FMP, uno de precios y el segundo con un escenario de producción. Para las estimaciones de los precios se utiliza la curva de futuros del WTI y se construye un intervalo

de confianza de 80% alrededor del escenario central de la MME. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones del precio del WTI observada en los últimos 5 días hábiles de septiembre de 2019. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo A de este documento: "Metodología utilizada en los escenarios alternativos".

En la Gráfica 16 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2019 bajo los diferentes escenarios. La línea punteada en color azul muestra el escenario medio, en el cual resulta un precio promedio de la MME de 57.4 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 56.2 dpb a 58.7 dpb.

Gráfica 16. Escenarios de precios de la MME 2019^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)

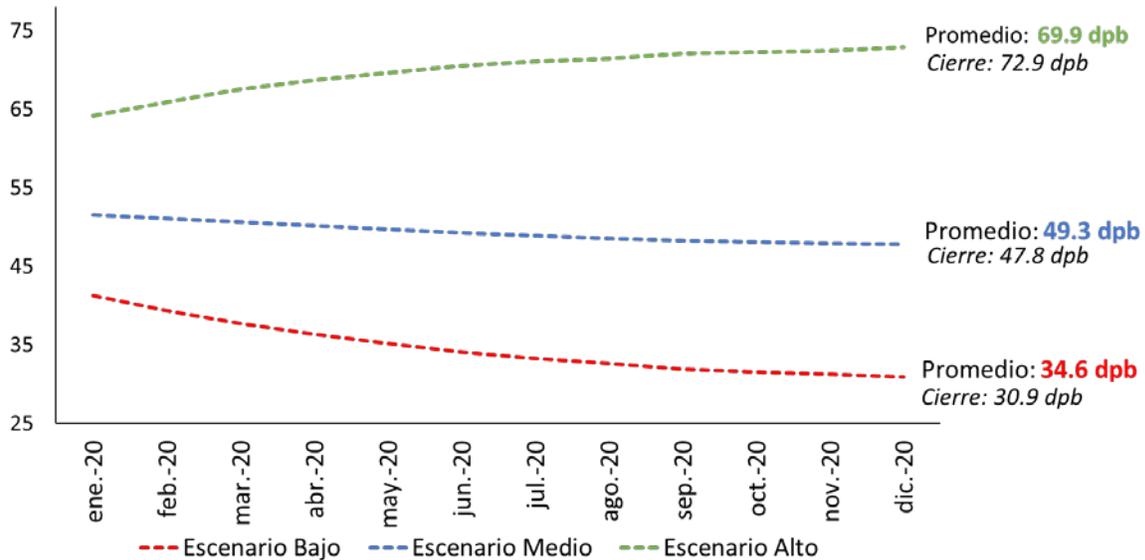


Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 80%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2020, en el escenario medio se estima un precio promedio de la MME de 49.3 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 34.6 dpb a 69.9 dpb, tal como lo muestra la Gráfica 17.

Gráfica 17. Escenarios de precios de la MME 2020^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 80%.

Respecto a la plataforma de producción nacional de crudo, en el escenario medio se utiliza el pronóstico inercial del volumen promedio de los últimos tres meses para los cuales se cuenta con información. En particular, para asignaciones se utiliza la información del Servicio de Administración Tributaria (SAT) de mayo a julio de 2019. Para los contratos la producción corresponde a la reportada por la CNH para el periodo junio a agosto de 2019.

El pronóstico de la plataforma de producción de gas natural, también se basa en el pronóstico inercial del volumen de los últimos tres meses reportado por el SAT correspondiente a las declaraciones fiscales de Pemex, así como en la información reportada por CNH en el caso de los contratos para los últimos tres meses observados.

En cuanto al precio de gas natural, se utiliza el promedio ponderado de los precios reportados por Pemex en sus declaraciones provisionales ante el SAT y aquellos reportados al Fondo por los contratistas con producción.

Para la determinación del DUC se utilizó la tasa establecida en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) para el ejercicio fiscal 2019, la cual se ubica en 65%. Para 2020 se utiliza una tasa de 58%, la cual está contemplada en la iniciativa de la LISH presentada por el Gobierno Federal en el Paquete Económico 2020.

Para determinar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizó el valor observado disponible al cierre de septiembre de 2019 con base en la declaración que Pemex presenta al SAT, dicho valor se mantiene constante para lo que resta del año. Para la TED de costos aplicable al siguiente año se utilizó la tasa observada en 2019 previa a la aplicación del estímulo fiscal anunciado en julio de 2019.

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2020 se utilizó el contenido en el documento de CGPE 2020, publicado por la SHCP en septiembre de 2019. Para 2019, se continuó utilizando el proyectado en CGPE 2019, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.³

Tabla 3. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación	
	2019	2020
Tipo de Cambio Promedio (MXN/USD)^{1/}	19.38	20.00
<u>Petróleo</u>		
I. Precio promedio ponderado de la MME (dpb) ^{2/}	57.4	49.3
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.674	1.677
<u>Gas</u>		
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	3.4	3.2
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{5/6/}	4,020	4,047
<u>Derecho por la Utilidad Compartida</u>		
I. Tasa para calcular el Derecho	65.0%	58.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	22.3%	19.0%
PIB Nominal (miles de millones de pesos)^{7/}	24,942	26,254

Fuente: FMP, SHCP, PEMEX.

1/ Cálculos del Fondo con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en septiembre de 2019.

2/ Promedio anual con información a septiembre de 2019 y futuros del WTI menos un diferencial de 4 dpb para 2020.

3/ Corresponde al promedio de los últimos tres meses observados para asignaciones y contratos.

4/ MMBtu corresponde a millones de BTUs (British Thermal Unit).

5/ Promedio de los últimos tres meses de la información reportada por el SAT al Fondo correspondiente a las declaraciones fiscales de Pemex y la información de contratos reportada por CNH.

6/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2019 y 2020, respectivamente.

³ El artículo 93 de la LFPRH dispone que el cálculo de las transferencias del FMP debe considerar el PIB nominal establecido en los CGPE para el año de que se trate para el cálculo del umbral del 4.7% necesario para comenzar a acumular la reserva de ahorro de largo plazo.

IV. Ingresos estimados para 2019 y 2020

En el escenario medio de los ingresos del FMP, se estima recibir 431,167 millones de pesos (mp) al cierre del 2019. Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 57.4 dpb para el año. Del total estimado 418,946 mp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 85% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 12,221 mp.

En un escenario de mayores precios para el petróleo (58.7 dpb promedio para 2019), los ingresos totales se ubicarían en 434,295 mp. Por su parte, en un escenario de menores precios (56.2 dpb en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 428,411 mp. La Tabla 4 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en donde se observa que la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 5,884 mp.

Tabla 4. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del FMP 2019^{1/2/3/}
(Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto
<i>Precio MME^{4/}</i>	<i>56.2 dpb</i>	<i>56.2 dpb</i>	<i>58.7 dpb</i>
Asignaciones (derechos)			
Exploración	1,060	1,060	1,060
Extracción	61,994	62,543	63,376
Utilidad Compartida	353,157	355,342	357,612
Contratos (contraprestaciones)			
Cuota Exploratoria	1,457	1,457	1,457
Regalía base	648	653	662
Regalía adicional	2,336	2,351	2,368
Comercialización de hidrocarburos	7,759	7,759	7,759
Total de ingresos estimados	428,411	431,167	434,295
% del PIB^{5/}	1.7	1.7	1.7

Fuente: Análisis FMP.

1/ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos es de 80%.

2/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

3/ Se utiliza una plataforma de producción de petróleo de 1.674 Mmbd.

4/ Se refiere al precio promedio anual de la Mezcla Mexicana de Exportación utilizado en cada escenario.

5/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en CGPE 2019.

Para 2020, en el escenario medio de los ingresos del FMP se estima recibir 361,226 mp. Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 49.3 dpb para el año. Del total estimado 348,309 mp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 86% corresponden al DUC. Por su parte, los ingresos de contratos se estiman en 12,918 mp.

En el escenario de precios altos para el petróleo (69.9 dpb promedio para 2020), los ingresos totales se ubicarían en 486,095 mp. Por su parte, en un escenario de menores precios (34.6 dpb en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 276,438 mp. La Tabla 5 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en donde la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 209,656 mp.

Tabla 5. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del FMP 2020^{1/2/3/}
(Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	CGPE 2020
<i>Precio MME^{4/}</i>	<i>34.6 dpb</i>	<i>49.3 dpb</i>	<i>69.9 dpb</i>	<i>49.0 dpb</i>
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,078	1,078	1,078	
Extracción	34,552	47,782	84,387	
Utilidad Compartida	230,443	299,449	383,905	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota Exploratoria	1,491	1,491	1,491	
Regalía base	358	494	872	
Regalía adicional	1,798	2,296	2,983	
Comercialización de hidrocarburos	6,718	8,636	11,378	
Total de ingresos estimados	276,438	361,226	486,095	412,798
% del PIB^{5/}	1.1%	1.4%	1.9%	1.6

Fuente: Análisis FMP.

1/ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos de precios es de 80%.

2/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

3/ Para los escenarios bajo, medio y alto se utiliza una plataforma de producción de petróleo de 1.677 Mmbd.

4/ Se refiere al precio promedio anual de la Mezcla Mexicana de Exportación utilizado en cada escenario.

5/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en los CGPE 2020.

Adicionalmente a las estimaciones con distintos escenarios de precios, se realizó una proyección de los ingresos que el Fondo recibiría utilizando un escenario distinto de volumen de producción de crudo y manteniendo constante el resto de los supuestos descritos para el escenario medio.

En este escenario se agrega la producción de los campos prioritarios de Pemex bajo el régimen de asignaciones que cuentan con planes de desarrollo aprobados por la CNH al 17 de septiembre de 2019, lo cual considera una producción de 187 mbd al cierre de 2020. Asimismo, a partir del segundo semestre de 2020 se incluyen las estimaciones de producción previstas en los planes de desarrollo de los contratos para los campos Ichalkil-Pokoch y Hokchi.

Finalmente, a diferencia del escenario medio que para los casos de Ek-Balam, Ébano y AMT considera un promedio de la producción observada, para el escenario Medio+Prioritarios se incluyen las estimaciones del plan de desarrollo de estos campos que suponen un incremento

en los niveles de producción. Con lo anterior, al cierre de 2020 se estima una plataforma de producción de crudo de 1.951 Mmbd, por lo que los ingresos recibidos por el Fondo serían de 382,431 millones de pesos.

Tabla 6. Escenarios de producción

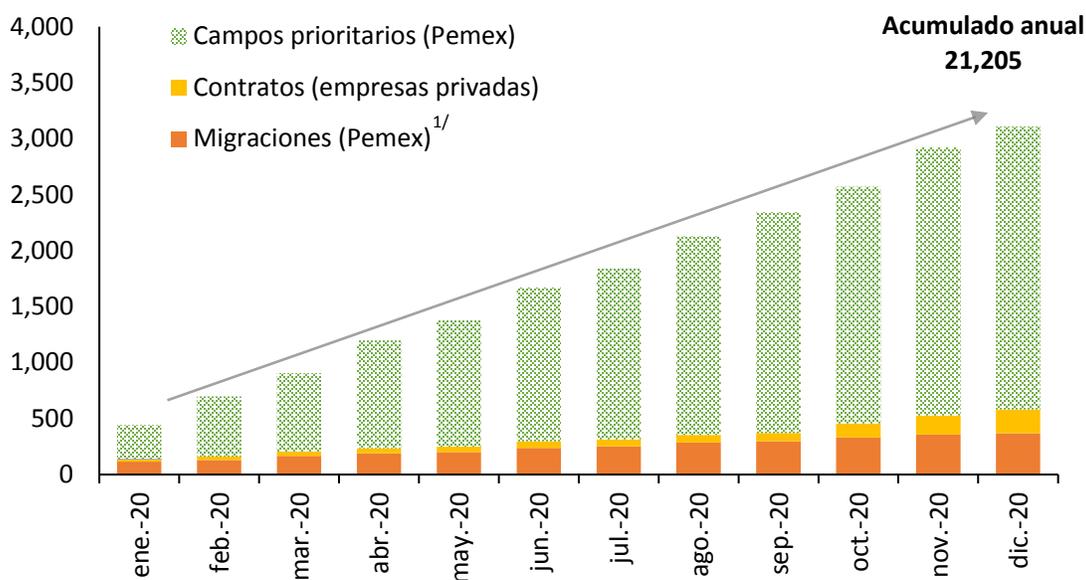
Escenarios	Plataforma ^{1/} (Mmbd)	Ingresos (mp)
Medio	1.677	361,226
Medio+Prioritarios ^{2/}	1.836	382,431
CGPE 2020	1.951	412,798

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios Medio y Medio+Prioritarios se refiere al valor de la plataforma promedio de 2020.

2/ Escenario medio más la producción de 16 campos prioritarios de Pemex y 5 contratos (Ichalkil-Pokoch, Hokchi, Ek-Balam, Ébano y AMT) con tendencia al alza.

Gráfica 18. Desglose mensual de los ingresos del escenario Medio+Prioritarios
(Millones de pesos)



Fuente: FMP

1/ En las migraciones puede participar con socios.

V. Conclusiones

Se estima que los ingresos del Fondo representen el 1.7% del PIB al cierre de 2019, con un monto de 431,167 millones de pesos. Para el cierre de 2020 se estima que los ingresos sean de 361,226 millones de pesos, lo que representa el 1.4% del PIB de CGPE 2020.

El presente ejercicio asume un precio promedio de la MME de 57.4 dpb para 2019, el cual se estima que disminuya para 2020, tal que el promedio para ese año se pronostica en 49.3 dpb. Asimismo, se supone que la plataforma de producción nacional de crudo se mantenga prácticamente sin cambios pasando de 1.674 Mmbd en 2019 a 1.677 Mmbd en 2020.

Para 2020 se han identificado algunos elementos que podrían modificar los ingresos pronosticados.

- Una evolución desfavorable de las negociaciones comerciales entre EE. UU. A. y China, o la salida sin acuerdo del Reino Unido de la Unión Europea que podrían influir en la economía mundial y por lo tanto, en la demanda de crudo.
- Un escalamiento del conflicto geopolítico en Medio Oriente, o cambios a las cuotas del acuerdo OPEP+ establecidas para 2020, que influirían en la oferta mundial de crudo.
- La ratificación del Tratado entre México, Estados Unidos y Canadá, es un supuesto clave de los CGPE 2020 que podría influir en los factores nacionales aquí descritos.

Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos

El siguiente anexo describe las características más relevantes de la metodología definida por la EIA y utilizada en el presente documento para la construcción de los límites inferiores y superiores de los escenarios alternativos.

La banda de precios definida entre el límite inferior y superior se construye con intervalos de confianza sobre el valor esperado de los precios futuros. La metodología de la EIA basa su estimación en un modelo de Black-Scholes-Merton (1973) considerando el nivel de incertidumbre y el riesgo de los mercados. La medición de dicha incertidumbre se deriva de la volatilidad implícita calculada a partir de las opciones y futuros sobre el WTI que cotizan en el New York Mercantile Exchange (NYMEX). Una vez que los precios son observados, es posible invertir el modelo para calcular la volatilidad implícita que justifica el precio bajo los supuestos del modelo.

En lo que respecta al cálculo de los intervalos de confianza sobre el valor esperado de los precios, la metodología seguida por la EIA está basada en los modelos de Black (1976) y Cox-Ross-Rubenstein (1979). Para ello, según los modelos mencionados, se asume que los precios futuros siguen una distribución log-normal. De igual manera, se asume que los futuros siguen una trayectoria estocástica conocida como *caminata aleatoria* bajo la siguiente ecuación:

$$\ln(f_{(t+dt),k}/f_{t,k}) = \mu_k dt + \sigma_k z \sqrt{dt}$$

Donde:

k = K-ésimo contrato futuro pactado.

$f_{t,k}$ y $f_{(t+dt),k}$ = Precios futuros observados en el tiempo t y $t + dt$ respectivamente.

μ_k = Media logarítmica del rendimiento esperado del contrato k .

σ_k = Desviación estándar del rendimiento esperado del contrato futuro más cercano.

z = Variable aleatoria distribuida normal estándar para la determinación de la perturbación aleatoria a los precios.

Con base en el modelo propuesto por la EIA para un horizonte de largo plazo, se define el intervalo de confianza alrededor del valor esperado de los precios futuros como sigue:

$$\text{rob} \left(-(z_{\alpha/2} * \sigma_k \sqrt{\tau}) < \mu_k \tau < (z_{\alpha/2} * \sigma_k \sqrt{\tau}) \right) = 1 - \alpha$$

Donde:

$1 - \alpha$ = Nivel de confianza.

τ = Tiempo de expiración del contrato más cercano basado en un año operativo de 252 días.

Para los propósitos mostrados en el ejercicio de la programación financiera, se estiman intervalos con un nivel de confianza $(1-\alpha)$ para la proyección anual sobre los precios correspondientes del WTI. Posteriormente, se calcula el precio asociado para la MME aplicando un diferencial constante, según lo descrito en la sección II del texto.