

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Actualización de la programación financiera
de los ingresos estimados de las
asignaciones y contratos de hidrocarburos

Abril 2019

Programación financiera abril 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. 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 1 de abril de 2019. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

I. Introducción	1
II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros	2
II.1. Contexto internacional	2
a. Producción de Petróleo	2
b. Oferta de crudos pesados	5
c. Balance en el Mercado de petróleo	8
II.2. Contexto nacional	8
a. Plataforma de producción de petróleo	8
II.3. Evolución de otros factores	10
a. Tipo de cambio	10
III. Supuestos macroeconómicos	12
IV. Ingresos estimados para 2019	16
2/Escenario base con la producción de AMT, Xikin y Esah a partir de julio 2019	17
V. Conclusiones	18
Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos	19
Anexo B. Origen de los contratos y asignaciones	21

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.

La estimación se realiza en un contexto de menores precios en comparación con los utilizados en el ejercicio previo. La caída de precios de los principales referentes internacionales de petróleo fue causada por el incremento en la producción de petróleo, principalmente en los Estados Unidos (E.E.U.U.A.), lo cual fue parcialmente compensado por la reducción de la oferta de los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Estos últimos, junto con países no miembros, acordaron un recorte de 1.2 millones de barriles diarios (Mmbd) en enero de 2019.

Hacia adelante se espera un mejor balance entre la oferta y la demanda de crudo, sin embargo, aún existe incertidumbre sobre la evolución de las negociaciones comerciales entre los EE.UU.A. y China y su efecto en las expectativas de la tasa de crecimiento mundial.

Por su parte, en el mercado nacional se observó una plataforma petrolera por debajo de las estimaciones de 2018 derivado de caídas en la producción de algunos de los principales campos petroleros, por lo que el presente ejercicio utiliza una menor plataforma para el 2019.

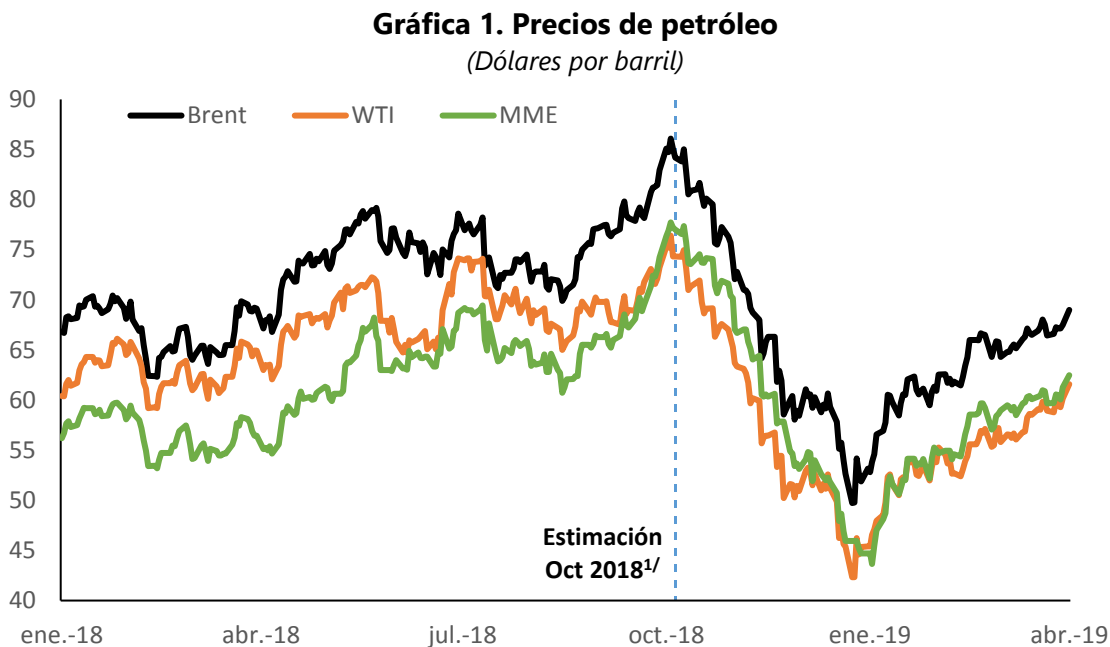
Con base en los factores antes señalados, se estima que los ingresos del Fondo, al cierre de este año, representen el equivalente al 1.9% del Producto Interno Bruto (PIB) de Criterios Generales de Política Económica 2019 (CGPE).

II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros

II.1. Contexto internacional

a. Producción de Petróleo

La segunda mitad de 2018 estuvo caracterizada por una caída generalizada de los precios internacionales de crudo. Durante el último trimestre del año pasado los precios de los principales crudos marcadores cayeron casi 30%: Brent 26%, *West Texas Intermediate* (WTI) 27% y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) 31%.



Fuente: Bloomberg.

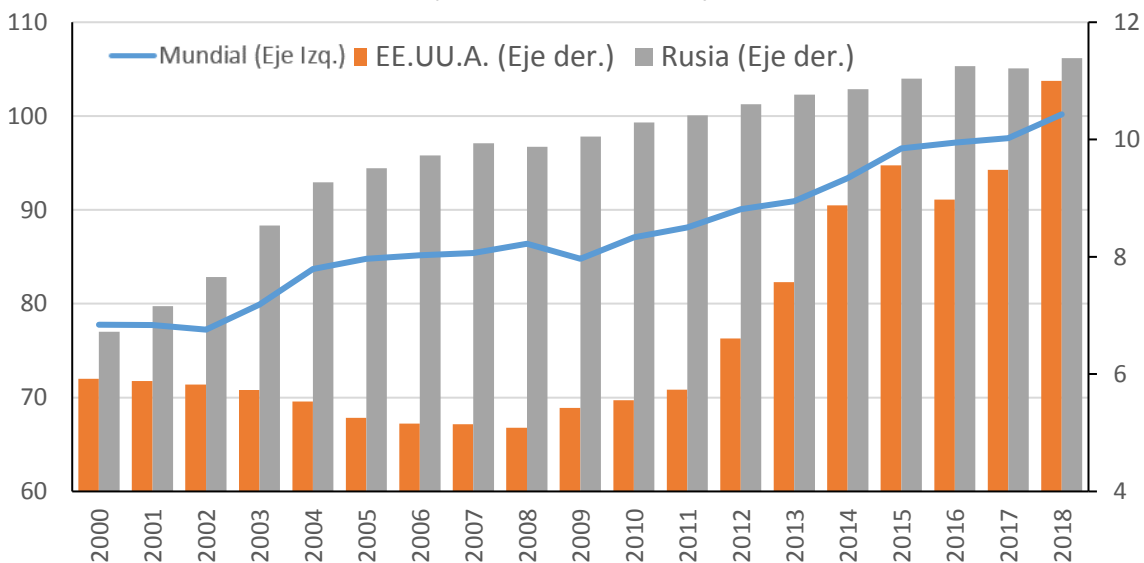
1/ Se ubica en la fecha de información disponible para la elaboración de la programación financiera de octubre 2018

El desplome en los precios internacionales fue resultado de aumentos importantes en la producción de petróleo, encabezados por la extracción en campos no convencionales en los EE.UU.A.. El dato más reciente de producción reportado por la Agencia de Información

Energética de los EE.UU.A. (EIA) correspondiente a noviembre 2018, se ubicó en 11.89 Mmbd, el cual representa un máximo histórico.

Gráfica 2. Producción de petróleo

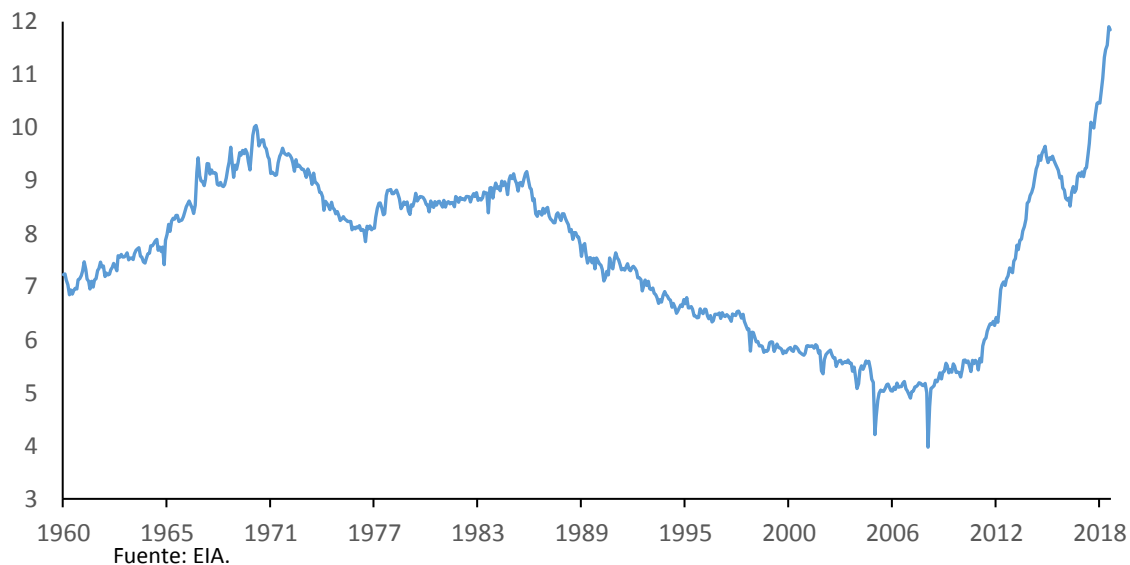
(Millones de barriles día)



Fuente: EIA.

Gráfica 3. Producción de petróleo en EE.UU.A.

(Millones de barriles día)



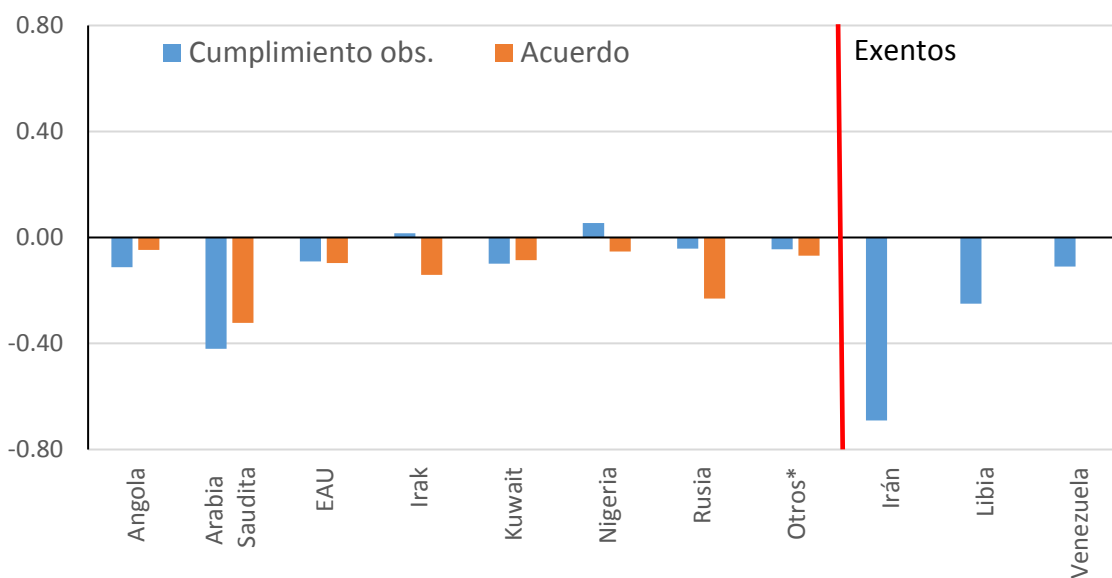
Fuente: EIA.

Al cierre del 2018, los EE.UU.A. eran ya el mayor productor de petróleo a nivel mundial, superando a Rusia. Si bien en el último par de años se ha observado un incremento extraordinario en la plataforma americana de crudo, se prevé que este ritmo de crecimiento disminuya, por el declive natural de algunos campos convencionales.

Con el objetivo de revertir la tendencia a la baja en los precios, los miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo junto con otros productores (OPEP+) acordaron en diciembre reducir en conjunto su producción en 1.2 Mmbd, lo anterior tomando como referencia el nivel de 51.4 Mmbd observado octubre de 2018, con el objetivo de llegar a 50.2 Mmbd. El acuerdo debía ser implementado a inicios de 2019.

A partir de la implementación del acuerdo, los precios iniciaron un proceso de recuperación. De acuerdo con información reportada por Bloomberg, en enero de 2019 se observó un cumplimiento del pacto equivalente al 149% de lo acordado, la mayor parte del recorte proviene de Arabia Saudita, país que bajó su producción 100 mil barriles más de lo pactado.

Gráfica 4. Recorte OPEP+ vs Recorte del acuerdo
(Millones de barriles día)



Fuente: Bloomberg.
* Otros: Argelia, Congo, Ecuador Gabón, Guinea Ecuatorial.

El pacto tiene vigencia hasta junio de 2019. No obstante, está programada una reunión del cártel los próximos 17 y 18 de abril en la que se espera se extienda el acuerdo.

Adicionalmente, el 5 de noviembre de 2018 entraron en vigor sanciones secundarias al sector energético de Irán, dichas sanciones limitan a mantener tratos comerciales con Irán a cualquier empresa con relaciones comerciales en los EE.UU.A. Aunque las sanciones fueron anunciadas en mayo de ese mismo año se otorgó un periodo de gracia para que las empresas pudieran ajustar sus actividades para salir del mercado iraní. De acuerdo con la EIA, entre mayo y septiembre de 2018 las exportaciones iraníes de crudo cayeron 0.70 Mmbd.

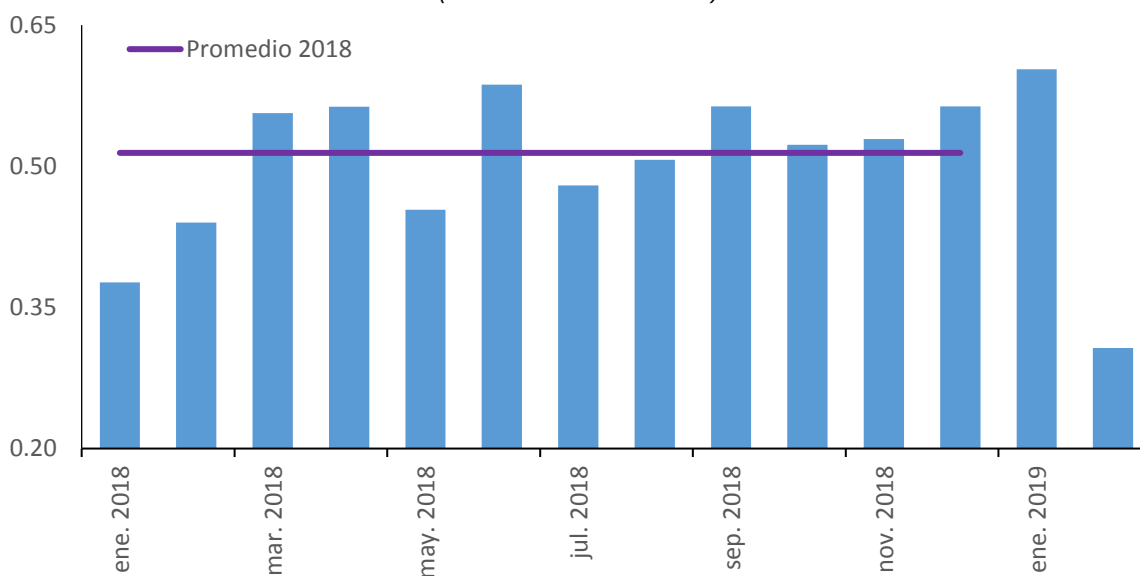
b. Oferta de crudos pesados.

A finales de 2018 se observó un repunte en el precio de los crudos pesados en relación a referentes de crudos ligeros como el WTI, lo que se reflejó en un incremento del diferencial entre la MME y el WTI, llegando incluso a presentarse un diferencial negativo entre ambas referencias. Lo anterior se explica por la reducción en la oferta de crudos pesados provenientes de Venezuela y Canadá.

Además de la caída en la producción venezolana observada desde 2017, el 28 de enero de este año los EE.UU.A. impusieron sanciones a la importación de crudo proveniente de la empresa estatal venezolana, Petróleos de Venezuela denominado Merey y clasificado como pesado y amargo. En 2018 las importaciones americanas de crudo provenientes de Venezuela promediaron 0.514 Mmbd.

Gráfica 6. Importaciones de EE.UU.A. provenientes de Venezuela

(Millones de barriles día)



Fuente: EIA.

De acuerdo con la agencia Wood Mackenzie, las sanciones también tendrán un impacto en el nivel de producción venezolano debido a que el proceso para equilibrar la calidad de crudo necesario para la exportación depende, en buena medida, de productos químicos provenientes de los EE.UU.A. De esta forma se espera que las sanciones exacerben aún más la escasez de crudos pesados. Según esta agencia, en agosto de 2019 la producción de Venezuela alcanzará su nivel más bajo, para ubicarse en los 0.74 Mmbd.

Adicionalmente, en diciembre del año pasado la primera ministra de la provincia de Alberta, Rachel Notley, anunció que se retirarían del mercado 0.325 Mmbd de petróleo a partir de enero de 2019. Lo anterior, derivado del nivel tan bajo observado en el precio de referencia para crudos amargos y pesados canadiense, West Canada Select (WCS), que llegó a cotizar a 13.4 dpb, lo que representó una caída de 53% en tan sólo un trimestre.

Gráfica 5. Precio observado WCS

(Dólares por barril)

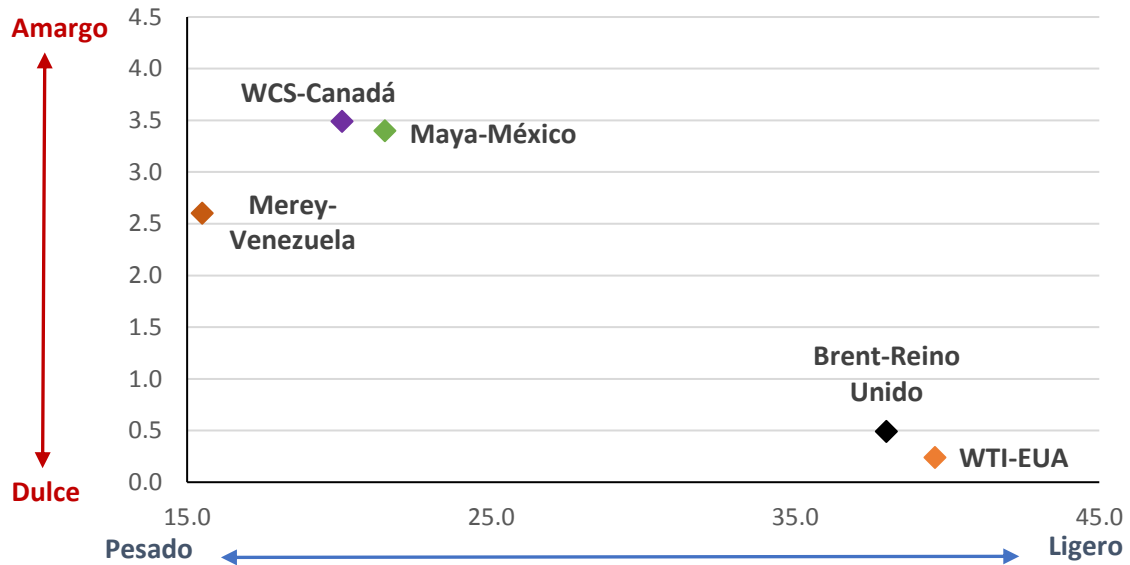


Fuente: Bloomberg.

La escasez de crudo pesado canadiense y venezolano favoreció a la MME y derivó a que a partir de octubre de 2018 el diferencial WTI-MME se tornará negativo.

Gráfica 7. Contenido de azufre y densidad API por tipo de petróleo

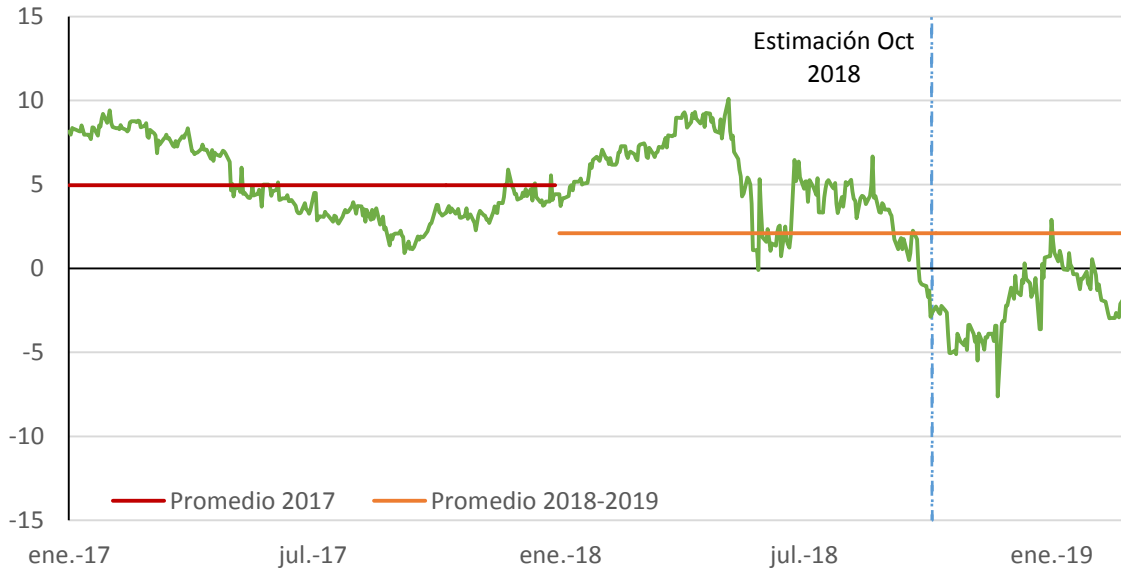
(Porcentaje de azufre vs grados API)



Fuente: EIA

Gráfica 8. Diferencial WTI-MME

(Dólares por barril)



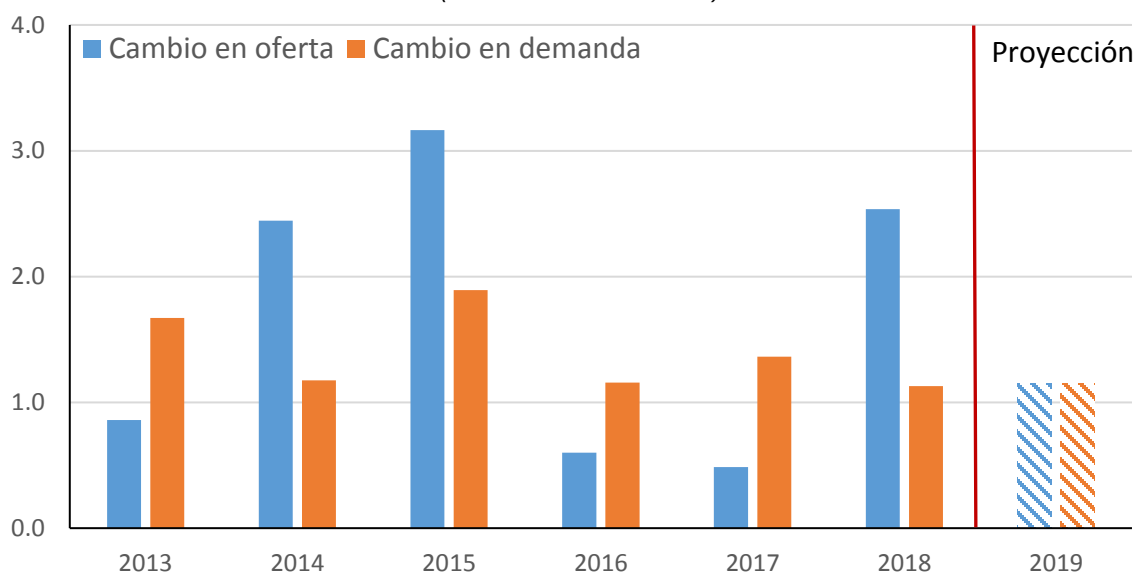
Fuente: Bloomberg.

c. Balance en el Mercado de petróleo

La estimación de crecimiento global por parte del FMI al 21 de enero se ubica en 3.5% para 2019. En línea con lo anterior, Wood Mackenzie estima que tanto la demanda como la oferta de petróleo crezcan en 1.15 Mmbd, lo cual contribuirá a mantener el balance actual en el mercado y estabilidad de los precios internacionales de petróleo para lo que resta de 2019.

Gráfica 9. Cambios en oferta y demanda

(Millones de barriles día)



Fuente: Wood Mackenzie.

II.2. Contexto nacional

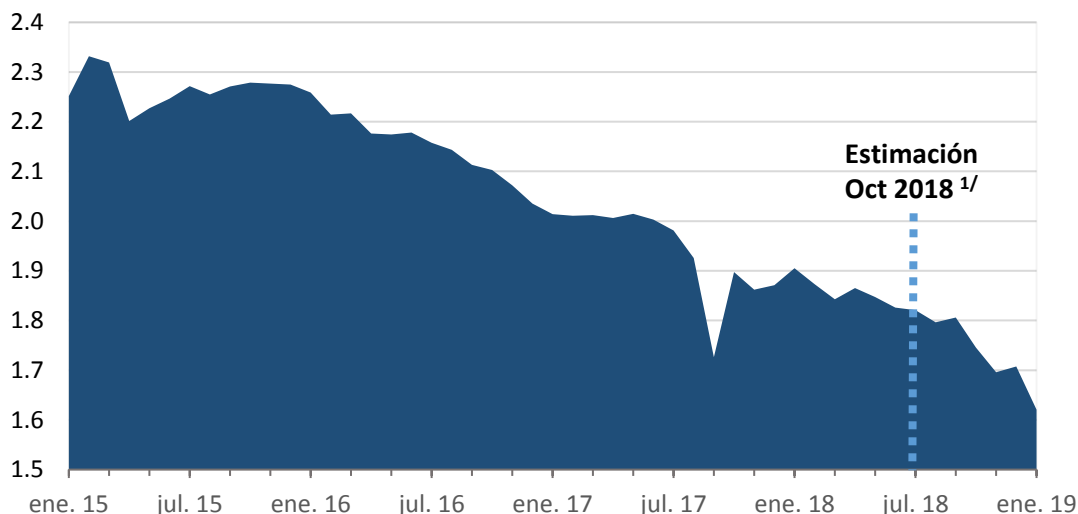
a. Plataforma de producción de petróleo

En 2018 la plataforma nacional de petróleo se ubicó en un nivel de 1.811 Mmbd, lo que implica una disminución anual de 7%. La caída en la producción se explica en parte por la entrada de agua en el campo Xanab, aunado a una declinación natural del complejo Ku-Maloob-Zaap. La caída no ha sido compensada por aumentos en algunos campos en desarrollo como Ayatsil.

El nivel de producción para enero de este año se ubicó en 1.621 Mmbd, este nivel es inferior en 12% en relación al utilizado en la programación financiera pasada, la cual fue realizada con

información disponible a julio de 2018. Cabe resaltar que la producción promedio estimada para 2019 en Pre-criterios Generales de Política Económica 2020 es de 1.783 Mmbd.

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



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

1/ Se ubica en la fecha de información disponible para la elaboración de la programación financiera de octubre 2018

La caída en la producción nacional podría verse frenada con base en el inicio de producción de nuevas áreas, dentro de las cuales destacan algunos campos que se espera que inicien producción en 2019.

La CNH aprobó el plan de desarrollo presentado por la empresa ENI para el campo Amocamiztón-Tecoalli, mismo que fue adjudicado en diciembre de 2015 como parte de la segunda licitación de la Ronda Uno. El plan establece un programa de producción temprana en el que se estima un nivel inicial de 8 mil barriles diarios (mbd) y un potencial de hasta 90 mbd durante el pico de la producción en 2022-2025.

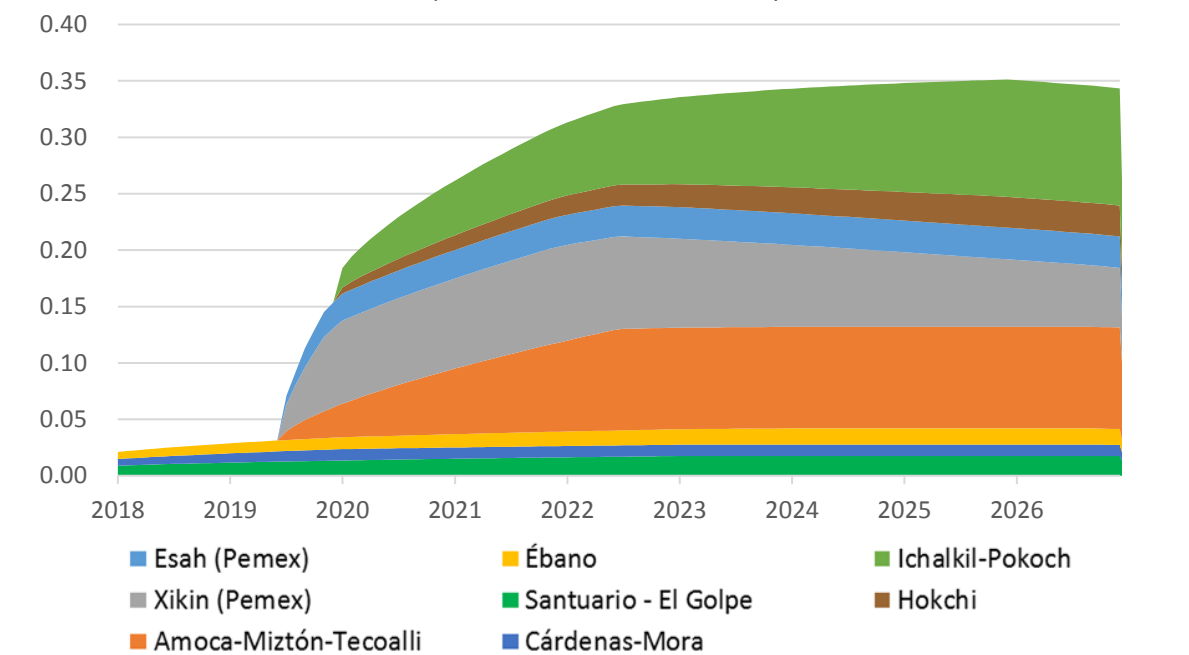
Además, los contratos asignados en la primera licitación de la Ronda 2 pertenecientes a los campos Ichalkil-Pokoch y Hokchi estiman comenzar con su producción en 2020 y en conjunto añadirían en su pico 131 mbd para 2025.

Finalmente, se espera que los contratos de Petróleos Mexicanos que al momento de su suscripción contaban con extracción mejoren el nivel de producción como resultado de la

inversión comprometida. Entre los campos más destacados se encuentran Cárdenas-Mora, Santuario-El Golpe y Ébano los cuales agregarían 21 mbd.

En el caso de las asignaciones la CNH ha aprobado distintos planes de desarrollo, entre los que destacan los correspondientes a Xikin y Esah. Pemex estima que la producción de éstas podría alcanzar los 70 mbd y 23 mbd respectivamente antes de finalizar el año y que en el pico de producción Xikin alcance un nivel de 85 mbd.

Gráfica 11. Producción estimada de petróleo ^{1/}
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH y Pemex.

1/ Se refiere a los campos de los cuales se espera lleguen al máximo de su producción en los próximos años.

II.3. Evolución de otros factores

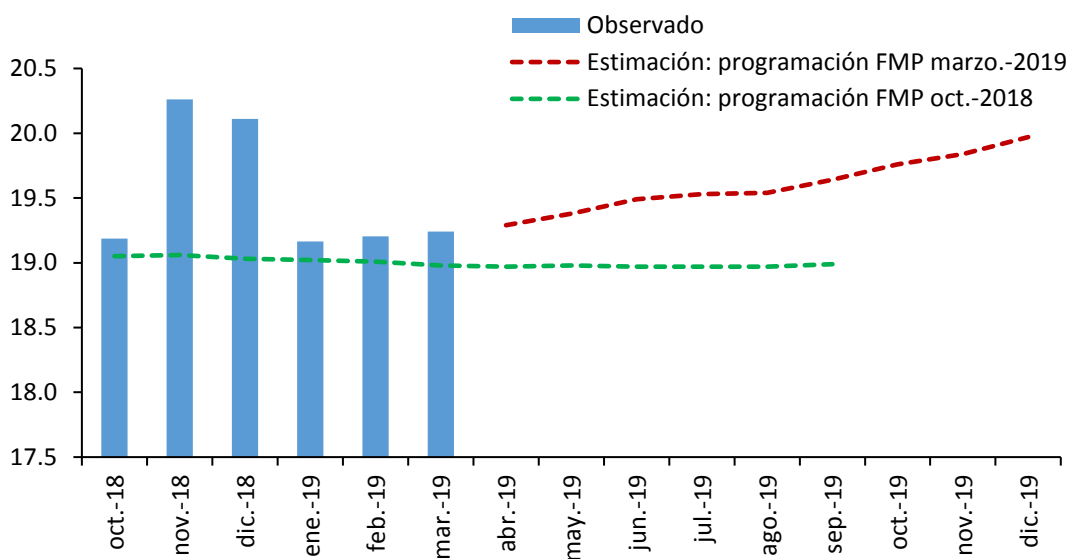
a. Tipo de cambio

Durante el cuarto trimestre de 2018 se observó una depreciación importante del peso mexicano que ubico al tipo de cambio respecto al dólar de los EE.UU.A por encima del nivel utilizado en los supuestos del ejercicio anterior de programación financiera. En aquella ocasión se esperaba que el tipo de cambio promediara 19 pesos por dólar durante los siguientes 12 meses. El tipo de cambio promedió 20.26 y 20.11 pesos por dólar en noviembre

y diciembre respectivamente. Sin embargo, a inicios de 2019 este comportamiento se revirtió y al cierre de marzo el promedio mensual del tipo de cambio se ubicó en 19.24 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 26 centavos por encima del nivel estimado en la programación financiera de octubre.

Los analistas que participan en la “Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” del Banco de México de marzo de 2019 estiman que el tipo de cambio promedio para 2019 se sitúe en 19.50 pesos por dólar^{1/}, adicionalmente prevén que el tipo de cambio presente una menor volatilidad a la observada en 2018.

Gráfica 12. 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 septiembre 2018 y marzo 2019, respectivamente.

1/ El promedio toma en cuenta los niveles observados de enero a marzo.

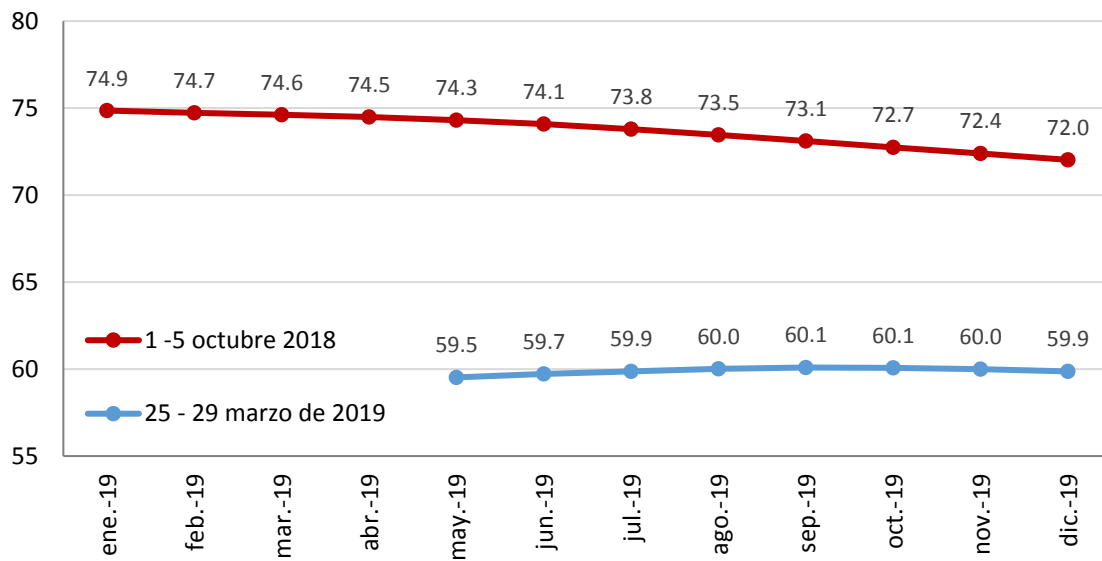
III. Supuestos macroeconómicos

En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la estimación de los ingresos del Fondo en el escenario base y en los alternativos. 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 marzo 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 el periodo del 25 al 29 de marzo 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 el diferencial promedio observado en los últimos 12 meses entre los precios del WTI y la MME, el cual corresponde a 2 dólares por barril (USD/b).

Gráfica 13. Curva de futuros del WTI
(Dólares por barril)

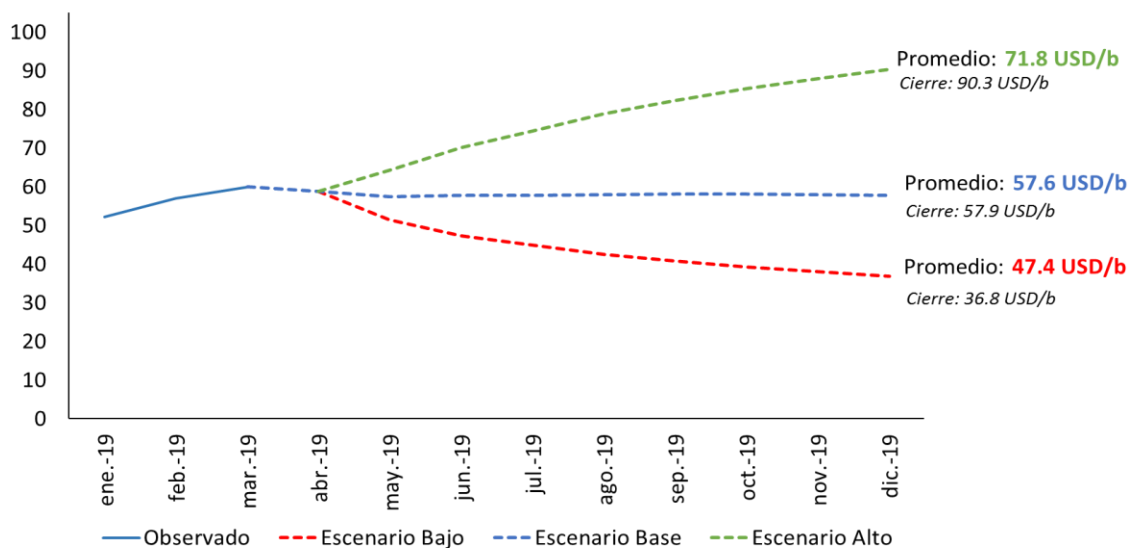


Fuente: Bloomberg.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora un análisis de escenarios de los ingresos esperados para el FMP. Para las estimaciones de los precios se utiliza la curva de futuros del WTI y se construye un intervalo de confianza de 95% 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 entre el 25 y el 29 de marzo 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 14 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 base, en el cual resulta un precio promedio de la MME de 57.6 USD/b y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 47.4 USD/b a 71.8 USD/b.

Gráfica 14. Escenarios de precios de la MME 2019^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

Respecto a la plataforma de producción nacional de crudo 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 noviembre de 2018 a enero de 2019. Para los Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEEH) la producción corresponde a la reportada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el periodo diciembre de 2018 a febrero 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 (noviembre de 2018 a enero de 2019), así como en la información reportada por CNH en el caso de los también para los últimos tres meses observados (diciembre de 2018 a febrero de 2019).

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 Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) se utilizó la tasa establecida en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) para el ejercicio fiscal correspondiente, la cual se ubica en 65% para 2019.

Para determinar la Tasa Efectiva de Deducción (TED) de costos se utilizó el valor observado a diciembre de 2018 con base en la declaración que Pemex presenta al SAT, misma que resulta 1 punto porcentual mayor a la pronosticada en octubre. Dicho valor se mantiene constante para lo que resta del año.

Finalmente, en el caso del Producto Interno Bruto (PIB) nominal para 2019, se utilizó el contenido en CGPE 2019, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Tabla 1. Supuestos macroeconómicos para 2019

Variable	Estimación abr-19 (a)	Estimación oct-18 (b)	Diferencia % c. (a/b)-1
Tipo de Cambio Promedio (MXN/USD)^{1/}	19.50	18.98	2.8
Petróleo			
I. Precio promedio ponderado de la MME (USD/b) ²	57.6	68.7	-16.2
II. Plataforma de producción de crudo (Mmbd) ³	1.672	1.838	-9.0
Gas			
I. Precio promedio ponderado (USD/ MmBtu) ⁴	4.9	3.6	37.3
II. Plataforma de producción de gas natural (Mmpcd) ^{5\6}	3,886	3,973	-2.2
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho	65.0%	65.0%	0.0 p.p.
II. Tasa efectiva de deducción de costos	18.5%	17.5%	+1.0 p.p.
Tasa promedio del Derecho de Extracción	8.5%	10.6%	-2.1 p.p.
PIB Nominal (Miles de millones de pesos)	24,942 ⁷	24,214	3.0

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 marzo de 2019.

2/ Promedio anual con información a marzo de 2019 y futuros del WTI menos un diferencial de 2 USD/b.

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

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

5/ Promedio inercial 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.

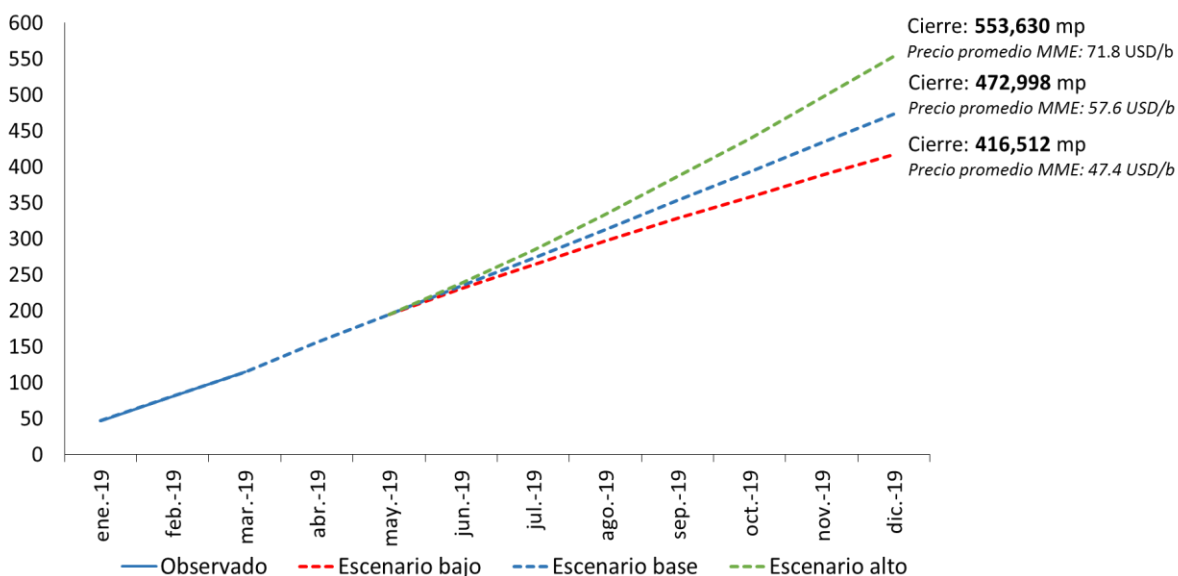
7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2019.

IV. Ingresos estimados para 2019

En el escenario base de los ingresos del FMP en 2019 se estima recibir 472,998 millones de pesos (mp). Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 57.6 USD/b para el año. Del total estimado 460,881 mp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 86% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 12,117 mp.

En un escenario de mayores precios para el petróleo de 71.8 USD/b promedio para 2019, los ingresos totales se ubicarían en 553,630 mp. Por su parte, en un escenario de menores precios (47.4 USD/b en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 416,512 mp.

Gráfica 15. Ingresos acumulados del FMP para 2019^{1/}
(Distintos escenarios de precios; millones de pesos)



La Tabla 2 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, destacando que la diferencia entre el escenario alto y el bajo se ubica en un rango de 137,119 mp.

Tabla 2. Estimación de ingresos del FMP para 2019. Escenarios alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de ingreso	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Asignaciones			
Derecho de Exploración	1,068	1,068	1,068
Derecho de Extracción	52,098	63,386	87,886
Derecho por la Utilidad Compartida	352,314	396,427	450,990
Contratos			
Cuota Exploratoria	1,471	1,471	1,471
Regalía base	506	614	850
Regalía adicional	2,252	2,528	2,907
Comercialización de hidrocarburos	6,803	7,503	8,458
Total de ingresos estimados 2019	416,512	472,998	553,630
% del PIB^{2/}	1.7%	1.9%	2.2%

1\ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos es de 95%.

2\ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2019.

Además de realizar estimaciones con distintos escenarios de precios, también se realizaron proyecciones de los ingresos que el Fondo recibiría utilizando distintos volúmenes de producción de crudo, manteniendo constante el resto de los supuestos descritos para el escenario base.

El primer escenario fue que tres campos logran la transición a la fase de desarrollo en 2019, en particular en relación a la producción de los campos Amoca-Miztón-Tecoalli, Xikin y Esah a partir de julio 2019, que corresponde a un promedio anual de 1.714 Mmbd. El segundo escenario considera el estimado de Pre-Criterios 2020 para 2019 de la plataforma nacional de petróleo de 1.783 Mmbd.

Tabla 3. Escenarios de producción

(Millones de pesos)

Base (1.672 Mmbd)	Nuevos campos ^{1/} (1.714 Mmbd)	Pre-criterios 2020 (1.783 Mmbd)
472,998	479,357	494,241

2/Escenario base con la producción de AMT, Xikin y Esah a partir de julio 2019

V. Conclusiones

Se estima que los ingresos del Fondo alcancen el 1.9% del PIB al cierre de 2019, correspondientes a 472,998 millones de pesos.

El presente ejercicio asume que el precio de la MME se mantenga en los niveles observados en los primeros meses de 2019 y que la plataforma nacional de petróleo será, en promedio, de 1.72 Mmbd.

Para el resto de 2019 se han identificado algunos elementos que podrían modificar los ingresos pronosticados.

- Cambios a las cuotas del acuerdo OPEP+ establecidas para 2019.
- Aumentos inesperados en la oferta de crudos pesados que pudieran alterar los niveles actuales de los diferenciales entre crudos ligeros y pesados.
- Evolución desfavorable de las negociaciones comerciales entre E.E.U.U.A. y China, o del conflicto de India y Pakistán, que podrían influir en el crecimiento mundial y por lo tanto, en la demanda mundial de crudo.
- El inicio de producción de los campos operados por la empresa ENI, así como por los campos Xikin y Esah de Pemex, podría aumentar los ingresos del Estado poco más de 6 mil millones de pesos respecto al escenario base presentado en este ejercicio de programación financiera, manteniéndose en 1.9% del PIB.
- En caso de que la plataforma de producción alcance los niveles previstos en el documento de Pre-Criterios Generales de Política Económica 2020, se alcanzarían ingresos del orden de 494,241 millones de pesos, equivalentes a 2% del PIB.

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:

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

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.

Anexo B. Origen de los contratos y asignaciones

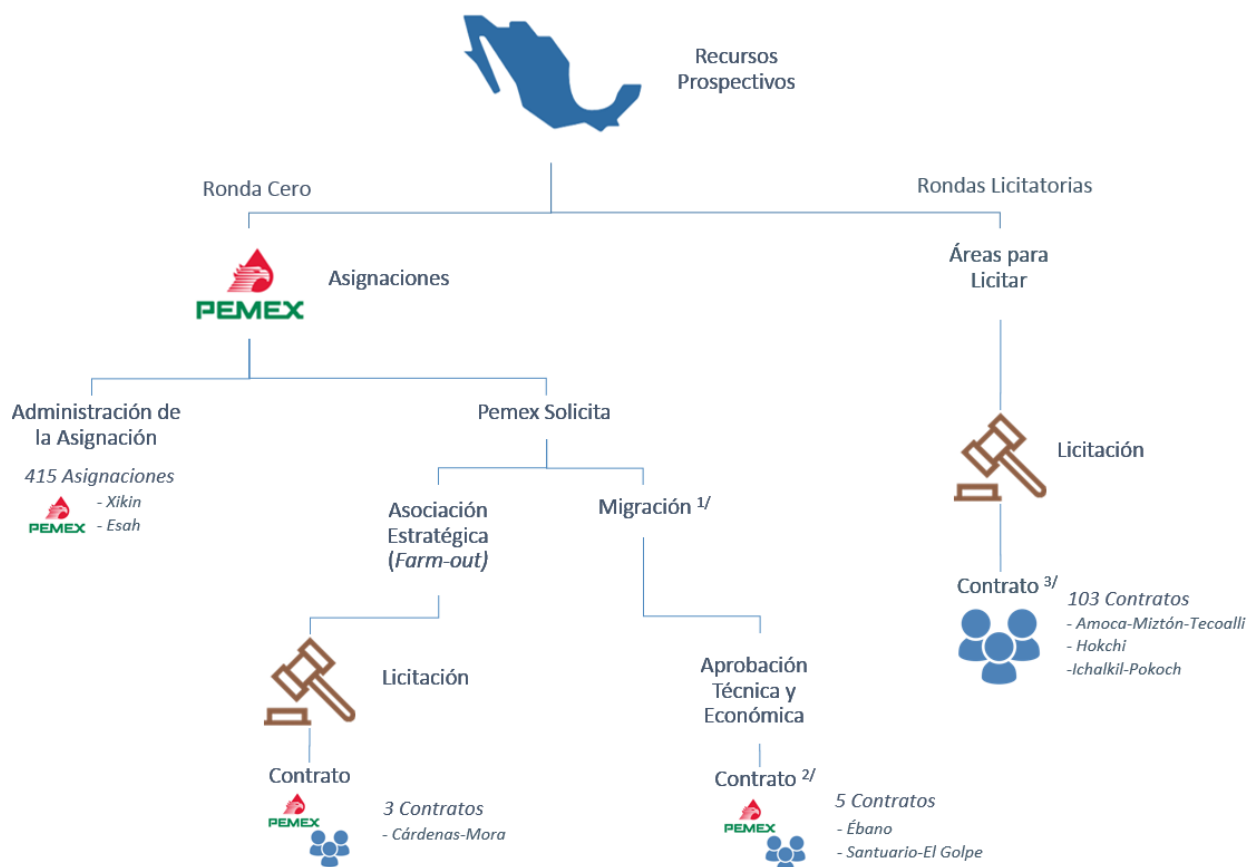
En apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Petróleo Mexicanos (Pemex) y sus socios pueden solicitar la migración de contratos prestables siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Este proceso debe ser autorizado por la Secretaría de Energía (SENER) con asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) deberá establecer los términos económicos y fiscales del nuevo contrato. Es de destacar que la Ley de Hidrocarburos establece que las migraciones se realizarán siempre y cuando no se afecte el balance de los ingresos esperados para el Estado (Artículo 28° Transitorio).

La solicitud puede ser de Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEP) y Contratos de Obra Pública Financiada (COPF), los cuales son contratos de servicios que se firmaron previo a la Reforma Energética durante el sexenio del Presidente Felipe Calderón, éstos se realizaron con la finalidad de mejorar la participación de Pemex en la industria petrolera. En la Ronda Cero, los CIEPs y COPF se integraron a las Asignaciones de Pemex con el objetivo de migrar paulatinamente estos contratos a los nuevos modelos establecidos en la Reforma Energética.

En cuanto a las Asociaciones Estratégicas (farm-outs), en la industria de los hidrocarburos se refieren a los acuerdos entre empresas donde el poseedor de un derecho de exploración o extracción en un área "subarrenda" este derecho a un tercero. Mediante este esquema las compañías pueden establecer asociaciones con Pemex a través de procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y asignaciones de la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero.

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

Diagrama 1. Origen de los contratos y asignaciones



1/ Incluyen los antiguos modelos de CIEPs y COPFs.

2/ Pemex puede tener un contrato individual.

3/ Pemex puede participar.