

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

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

Abril 2020

Programación financiera abril 2020

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 2020. 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 31 de marzo de 2020. Las cifras están sujetas a revisión.

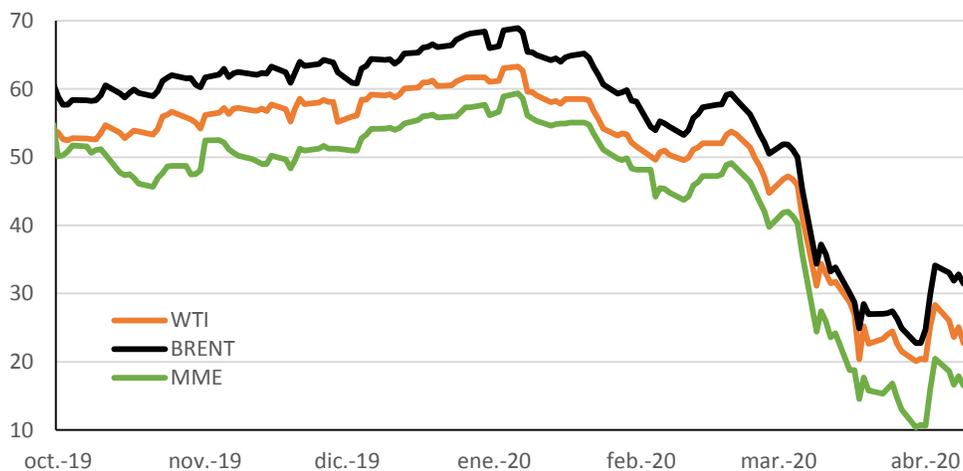
Contenido

I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda de petróleo.....	5
Determinación del diferencial WTI-MME.....	13
Plataforma de producción de petróleo.....	15
Plataforma de producción de gas	18
Tipo de cambio	19
II. Supuestos macroeconómicos	21
III. Ingresos estimados para 2020	25
IV. Conclusiones.....	27
Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos	28

I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros

El último trimestre de 2019 estuvo caracterizado por un incremento en los precios internacionales de crudo. Sin embargo, a principios del año se observó una caída generalizada en los precios marcadores atribuible a la propagación del coronavirus (COVID-19) a nivel mundial. Dicha tendencia a la baja fue acentuada a principios de marzo tras el fracaso del acuerdo OPEP+ que restringía la producción de crudo de los miembros y aliados y la guerra de precios que se detonó entre Arabia Saudita y Rusia.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(dólares por barril)

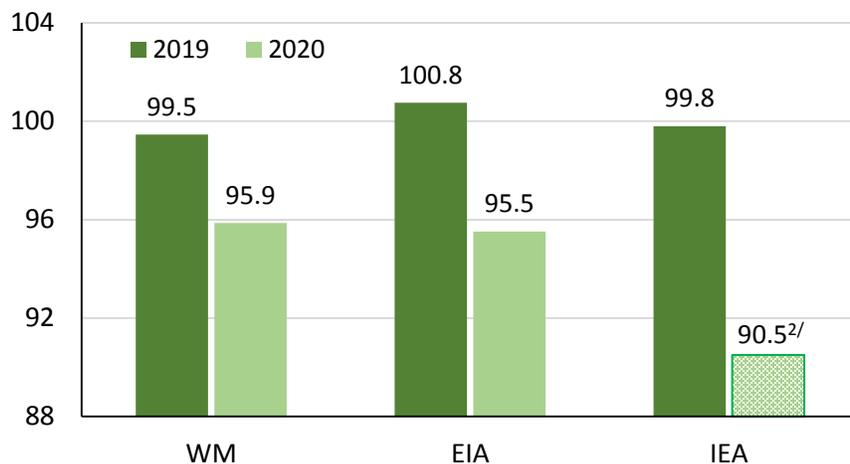


Fuente: Bloomberg.

Demanda de petróleo

Las perspectivas de un menor crecimiento económico resultado de las medidas para contener la propagación del COVID-19 tendrán un impacto sin precedente en la demanda de petróleo para 2020 derivado de un menor consumo de gasolina, diésel y turbosina, principalmente.

Gráfica 2. Estimaciones de demanda mundial de petróleo^{1/}
(millones de barriles día)

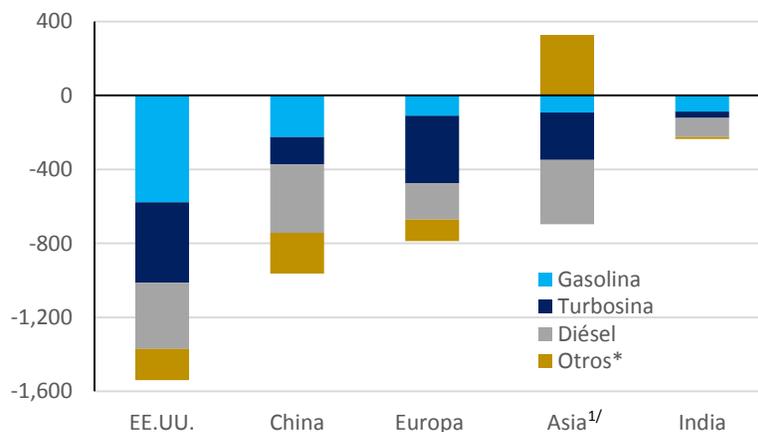


Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM) y U.S. Energy Information Administration (EIA).

1/ Actualización de abril de 2020.

2/ Se refiere al dato oficial más reciente de la Agencia Internacional de Energía (IEA), publicado el 15 de abril de 2020.

Gráfica 3. Disminución en la demanda mundial de líquidos ante el efecto coronavirus, 2020
(miles de barriles día)



Fuente: Wood Mackenzie

1/ No incluye a China e India.

*Otros: combustóleo, nafta, gas licuado y otros combustibles.

La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) estima que para abril la demanda mundial de petróleo tendrá una caída de 29 millones de barriles día (Mmbd) respecto al mismo periodo en 2019, mientras que la pérdida mundial anual podría alcanzar

un record de 9.3 Mmbd. Dependiendo de la seriedad y profundidad de las medidas adoptadas por otros gobiernos el impacto en la demanda podría ser mayor.

Oferta de petróleo

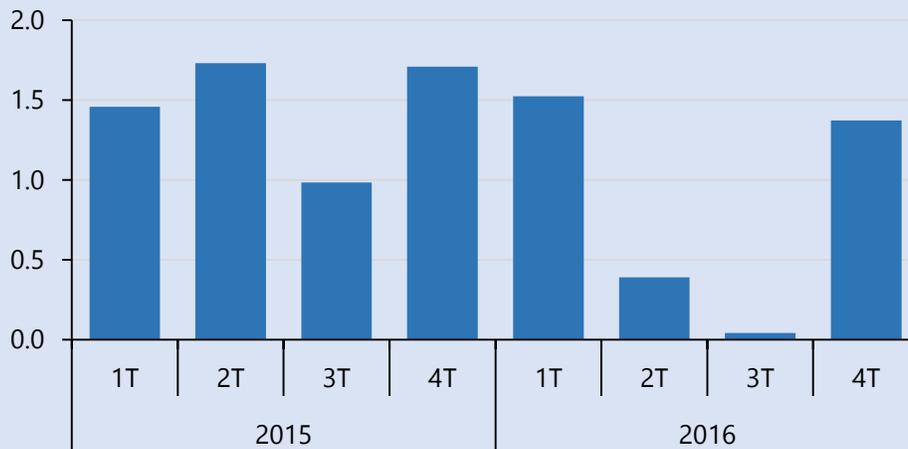
Respecto a la oferta mundial de petróleo, a principios de 2020 la EIA pronosticaba un nivel de 102.4 Mmbd, atribuible principalmente al aumento esperado en la producción de Estados Unidos de Norteamérica (EE. UU.) de 1.28 Mmbd y a las expectativas positivas del mercado sobre la renovación del acuerdo de la OPEP+ que vencía en marzo de 2020. Sin embargo, el mercado se vio afectado debido al conflicto en el acuerdo de la OPEP+ que comenzó el pasado 6 de marzo tras la negativa de Rusia de renovar el acuerdo y que se prolongó hasta el 12 de abril, luego de que los miembros y aliados de la OPEP+ acordaran un nuevo recorte de 9.7 Mmbd y de que el grupo G20 se comprometiera a buscar mantener el equilibrio en el mercado con un recorte de 3.7 millones de barriles (Mmb) (de acuerdo con algunas fuentes) y una compra de reservas estratégicas por parte de algunos países por un volumen de 200 Mmb.

Cuadro1. Impacto del nuevo acuerdo de la OPEP+

I. Antecedentes y evolución del acuerdo

El primer acuerdo OPEP+ entró en vigor en enero de 2017 con un recorte de casi 1.3 Mmbd, en respuesta al desplome de los precios del crudo como consecuencia de una política implementada por los países miembros de la OPEP durante 2015 y 2016. El resultado fue un exceso de oferta en el mercado que alcanzó un máximo trimestral de 1.7 Mmbd.

Balance de oferta y demanda de petróleo^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Fondo con información de la EIA.

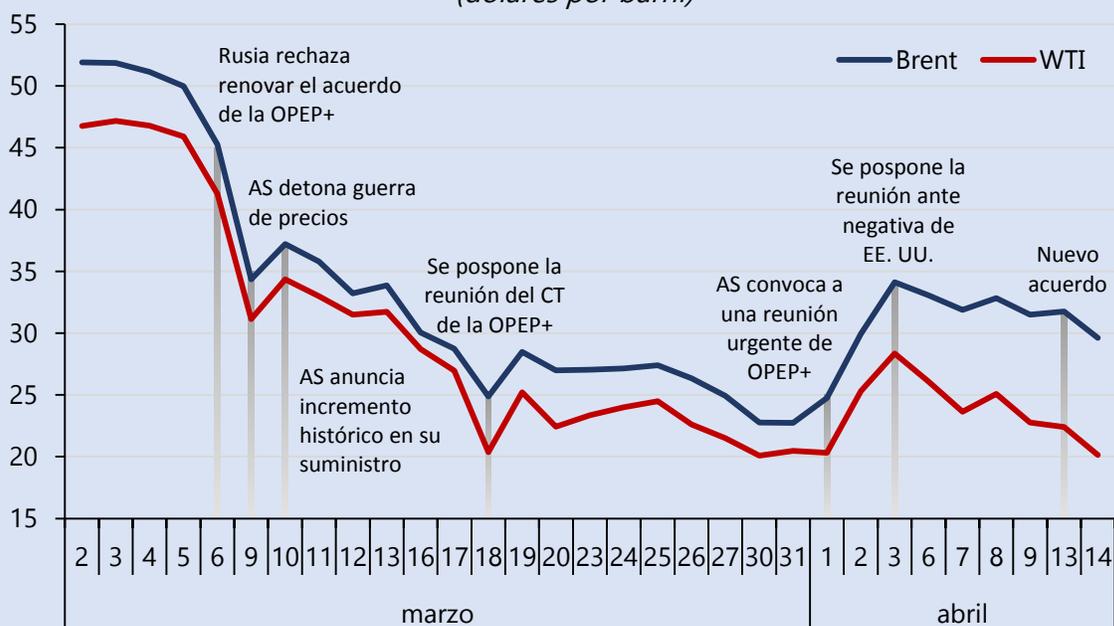
1/ El balance se refiere a la diferencia entre la oferta y la demanda.

El acuerdo fue renovado consecutivamente hasta el pasado 6 de marzo, luego de que Rusia rechazó un recorte adicional de 500 miles de barriles día (mbd). La negativa de Rusia sucedió luego de que en febrero EE. UU. aplicara sanciones a una filial de Rosneft (empresa rusa), tras haber violado las restricciones sobre exportar crudo venezolano. La presencia de la compañía rusa había jugado un papel clave en la explotación y distribución del crudo en Venezuela.

El fallido intento de continuar con los recortes posterior al 31 de marzo, alentó una guerra de precios sin precedente por parte de Arabia Saudita (AS) y un anuncio en el aumento en el suministro de crudo de dicho país a 12.3 Mmbd durante abril. Tradicionalmente el país árabe había utilizado estrategias de aumento de producción para afectar los precios, en marzo fue la primera vez que se anunció un cambio directo en las políticas de precios de venta y estaban dirigidas a mercados estratégicos.

Las reacciones en el mercado derivadas de dichos eventos, aunado a la creciente incertidumbre en el escenario económico causado por la pandemia de coronavirus, provocaron una rápida caída de los precios internacionales del petróleo que en un mes perdieron entre 20 y 30 dólares por barril (dpb) a niveles mínimos de varias décadas.

Principales acontecimientos y variación del precio de los principales crudos marcadores (dólares por barril)



Fuente: Fondo con información de Bloomberg.

Ante el escenario, el 2 de abril de 2020 AS convocó a una reunión "urgente" de la OPEP+ con el objetivo de remover del mercado 10 Mmbd. La reunión inició el pasado 9 de abril y tras 4 días de negociación, el 12 de abril la OPEP+ acordó una reducción escalonada de producción referida a los niveles observados en octubre de 2018.

- 9.7 Mmbd en mayo y junio de 2020
- 7.7 Mmbd entre julio y diciembre de 2020
- 5.8 Mmbd a partir de enero de 2021 y hasta abril 2022

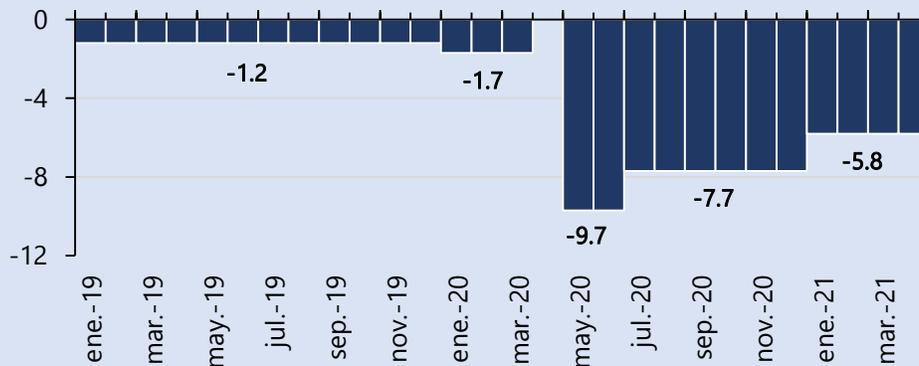
Desglose del acuerdo de mayo y junio 2020 (miles de barriles día)

País	a. Producción actual	b. Recorte	Producción objetivo (a-b)
Arabia Saudita	11,000	2,508	8,492
Rusia	11,000	2,508	8,492
Irak	4,653	1,061	3,592
Otros ^{1/}	3,347	764	2,583
Emiratos Árabes Unidos	3,168	722	2,446
Kuwait	2,809	641	2,168
Nigeria	1,829	417	1,412
Kazajstán	1,709	390	1,319
Angola	1,528	348	1,180
Argelia	1,057	241	816
México	1,753	100	1,653
Total	43,853	9,700	34,153

Fuente: Fondo con información de la Secretaría de Energía.
1/ Se refiere al conjunto de: Sudán, Omán, Malasia, Brunéi, Bahrein, Azerbaiyán, Gabón, Guinea Ecuatorial y Congo.

La decisión se dio después de que el grupo de la OPEP+ aceptara que México disminuyera su producción en 100 mbd (de los 400 mbd planteados) y que EE. UU. intercediera en las negociaciones, accediendo a completar la cuota de México.

Recortes de producción acordados por la OPEP+^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Fondo con información de OPEP.

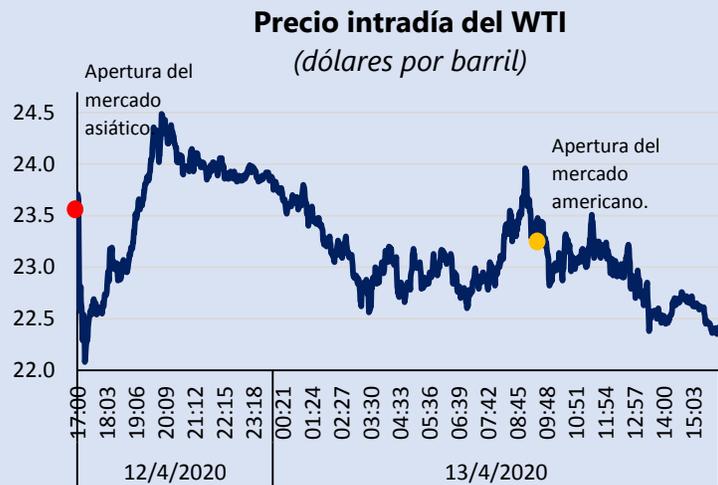
1/ Se refiere a los recortes pactados con base en los niveles de producción de octubre de 2018.

Adicionalmente, el 10 de abril se llevó a cabo la reunión del grupo G20, en donde países miembros afirmaron su compromiso de mantener el equilibrio en el mercado energético. Aunque no se dio a conocer el monto de su contribución, fuentes secundarias apuntan a un recorte de 3.7 Mmbd principalmente por parte de EE. UU., Brasil y Canadá. Cabe mencionar que se espera que la IEA haga un anuncio sobre los detalles de dicho acuerdo.

Dentro de los compromisos adquiridos en el G20, se tienen consideradas las compras adicionales de las reservas estratégicas de algunos países. Se estima que dichas compras sean de alrededor de 200 Mmb en los próximos dos meses. Se estima que EE. UU. adquiera cerca de 100 Mmb para su reserva estratégica, mientras que China podría adquirir 70 Mmb, aunque cuenta con un espacio restante de 250 Mmb. Por otro lado, India podría contribuir con la adquisición de 20 Mmb. Del mismo modo, podrían participar algunas otras reservas estratégicas de menor tamaño.

II. Reacciones en el mercado de hidrocarburos

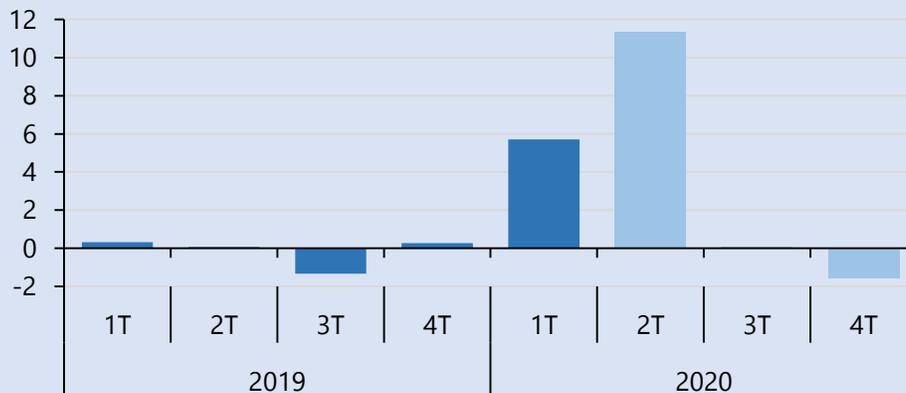
Tras el anuncio del nuevo recorte, los precios de los principales crudos marcadores tuvieron incrementos superiores a 10%, sin embargo, a lo largo de la jornada éstos se ajustaron cerrando con tendencia a la baja. Lo anterior se atribuye a la preocupación por parte de analistas en el cumplimiento de los recortes y a la expectativa de que éstos no sean suficientes para equilibrar el mercado.



Fuente: Fondo con información de Bloomberg.

Adicionalmente, la IEA estimó un superávit de la oferta de hasta 20 Mmbd tan solo para abril y, entre 6 y 9 Mmbd para 2020 de acuerdo al escenario base con datos de WM y la EIA. Por el lado de la demanda se estima una contracción anual de aproximadamente 10%, lo que representaría la mayor contracción en la historia, por encima de los 0.8 Mmbd observados en 2009 durante la crisis financiera.

Balance de oferta y demanda de petróleo^{1/} (millones de barriles día)



Fuente: EIA.

1/ El balance se refiere a la diferencia entre la oferta y la demanda.

Luego del acuerdo de la OPEP+, Saudi Aramco anunció nuevos descuentos a los precios de venta para sus crudos de exportación aplicables al mes de mayo, especialmente para el mercado el asiático (el más grande en términos volumétricos). Lo anterior con el fin de

garantizar que su petróleo siga siendo atractivo para las refinerías asiáticas, las cuales representan su mercado principal. Por el contrario, ha aumentado sus precios para EE. UU. y los ha mantenido constantes en Europa, este último representa el deseo de apreciar el crudo ruso en la región.

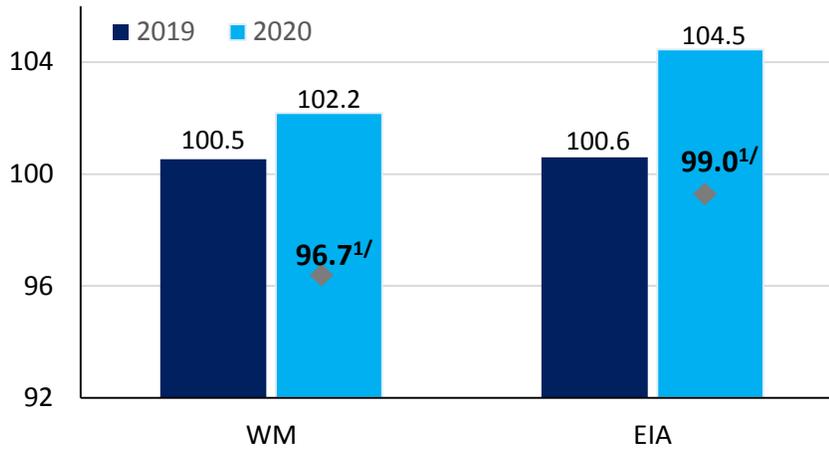
Otros países también han implementado reducciones en los precios de exportación ante las expectativas de reducción de la demanda con la finalidad de colocar su crudo en los mercados. En concreto, Nigeria ofreció su crudo con un descuento de 5 dpb sobre el Brent y México vendió el crudo Maya 1 dpb por debajo del Western Canada Select, principal competidor en el mercado regional.

El pasado 13 de abril el ministro de energía de AS dio a conocer que los recortes de producción podrían alcanzar los 19.5 Mmbd. Lo anterior implica una reducción de 12.5 Mmbd por parte de la OPEP+, mayor a la anunciada previamente, además de un recorte conjunto de 3.7 Mmbd por parte de los miembros del G20 y 3.3 Mmbd adicionales que se lograrían si las compras planificadas de 200 millones de barriles para las reservas estratégicas dentro de 60 días. Sin embargo, analistas estiman que el mayor recorte podría no ser suficiente para observar un incremento en los precios debido a que las expectativas en la disminución de la demanda continúan a la baja.

En conclusión, los recortes pactados podrían no ser suficientes debido la magnitud de la caída en la demanda. Pese a que el acuerdo da un piso a los precios, el nivel de producción de abril será considerablemente alto, por lo que sería necesario un recorte mayor para observar un aumento en los precios. Se prevé que en los próximos meses se agoten los espacios de almacenamiento de crudo a nivel mundial (incluyendo la disponibilidad marítima) y que algunos países mantengan estrategias de reducción en los precios de venta para lograr colocar su crudo en un mercado con sobreoferta en niveles históricos.

Bajo el supuesto del cumplimiento de los recortes pactados por ambos grupos, la oferta mundial de petróleo alcanzaría 96.7 Mmbd para 2020 de acuerdo con WM y 99.0 Mmbd con datos de la EIA.

Gráfica 4. Estimaciones de oferta mundial de petróleo^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie y EIA.

1/ Estimación con el recorte de la OPEP+ de 9.7 Mmbd en los meses mayo-junio y de 7.7 Mmbd en el segundo semestre.

Determinación del diferencial WTI-MME

A partir del cuarto trimestre de 2019 la dinámica del diferencial entre el *West Texas Intermediate* (WTI) y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) que se había observado desde finales de 2018 se revirtió, volviendo a un nivel positivo. Esta reversión inicialmente fue atribuible al incremento en la demanda de crudos dulces en anticipación a la entrada en vigor del nuevo reglamento de la Organización Marítima Internacional (OMI). Sin embargo, desde principios de 2020 el diferencial se ha ido acentuando al mismo tiempo que los precios internacionales del petróleo se desploman como consecuencia de las crecientes presiones económicas causadas por la pandemia y el conflicto respecto al acuerdo OPEP+, que a su vez alentó una guerra de precios por un periodo de 30 días y un incremento temporal en la oferta de crudo de Arabia Saudita.

Con esta nueva dinámica de precios, el diferencial entre el WTI y la MME observado en marzo alcanzó un promedio de 7.2 dpb. Cabe mencionar que en el periodo comprendido entre el cuarto trimestre de 2015 y finales de 2016 se observó un diferencial similar, como consecuencia de factores semejantes a los actuales. Por una parte, China experimentaba una desaceleración económica, mientras que la OPEP había adoptado una política de inundación del mercado de hidrocarburos, presionando a la baja la producción de EE. UU. y ocasionando un incremento en el precio del WTI.

Gráfica 5. Diferencial WTI-MME
(dólares por barril)



Fuente: FMP con información de Banco de México.

Hacia adelante, se prevé que la incertidumbre respecto a la oferta y demanda de petróleo continúe, aunado al ajuste del mercado global a las nuevas regulaciones de la OMI, por lo que se espera que los precios del petróleo continúen presionados a la baja mientras que el diferencial WTI-MME permanece en niveles cercanos a los 7 dpb.

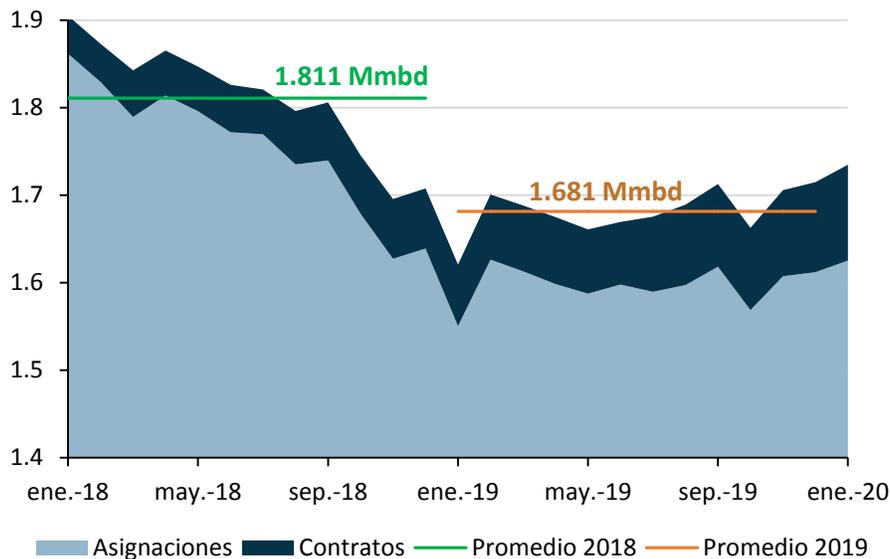
El nivel del diferencial será atribuible a un doble impacto en el precio de la MME al ser un crudo pesado y amargo. Por una parte, a pesar de haberse concretado un nuevo acuerdo OPEP+ y un compromiso por parte G20 para remover petróleo del mercado, AS y otros países que suministran crudos medios y amargos siguen implementando descuentos a sus precios con el fin de colocarlos en el mercado, en respuesta a las expectativas de que la baja demanda persista por el resto del año. Adicionalmente, con las limitaciones de inversión que está enfrentando EE. UU. por los bajos precios, se espera que la oferta del WTI, que es ligero y dulce, disminuya, generando un premio relativo con la MME.

Consistente con los datos observados, así como con las expectativas del mercado, en el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial de 7 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para 2020.

Plataforma de producción de petróleo

Durante 2019 la plataforma nacional de petróleo promedió 1.681 Mmbd, lo que implica una disminución anual de 7% respecto al 2018. En contraste con lo observado a nivel nacional la producción de los contratos incrementó en 49% resultado de mayor productividad en los campos y de la incorporación de un contrato al esquema de producción comercial regular. Cabe mencionar que, a diferencia de otros años, durante 2019 no se licitaron ni migraron nuevos contratos.

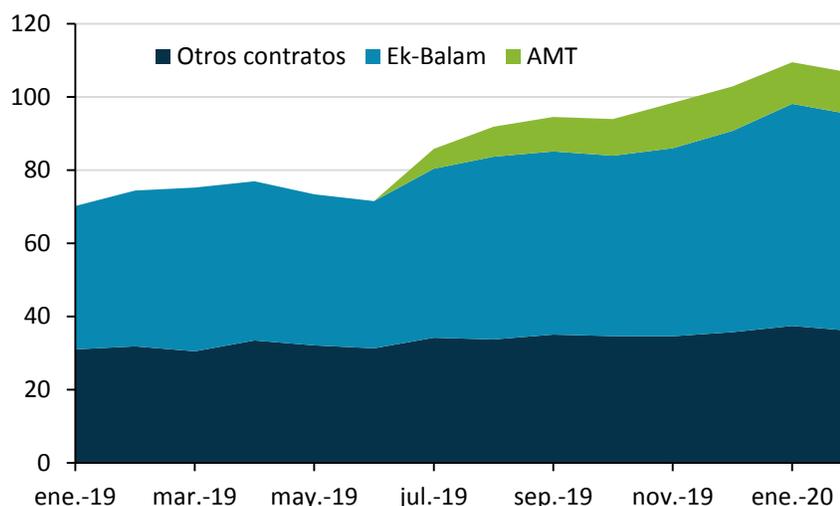
Gráfica 6. Plataforma nacional de petróleo
(millones de barriles diarios)



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

En febrero de 2020 la producción de petróleo de los contratos aumentó en comparación con lo observado el año anterior, pasando de 74 a 107 mbd. El incremento se explica principalmente por la migración Ek-Balam y la entrada en producción comercial regular del contrato Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT), adjudicado en 2015 como parte de la R1.2 a la empresa italiana ENI. De acuerdo con los planes de desarrollo aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), para 2020 se estima que la producción de AMT incremente en 9 mbd y la de Ek-Balam en 31 mbd, respecto al promedio de los últimos tres meses observados.

Gráfica 7. Producción de petróleo de los contratos
(miles de barriles día)



Fuente: FMP con información de CNH.

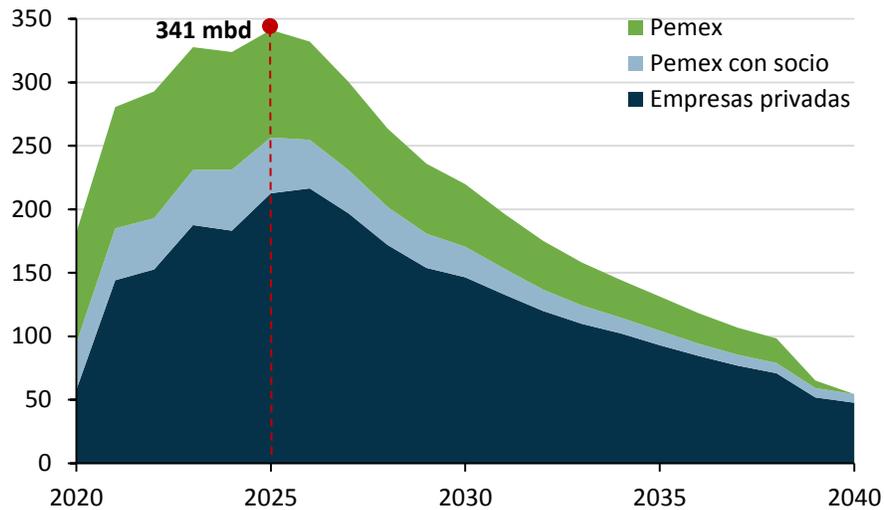
Adicionalmente, se espera que los dos contratos restantes de la R1.2 comiencen a producir durante el año. De acuerdo con los planes de desarrollo, Hokchi empezaría a producir en mayo, sin embargo, dada la contingencia sanitaria el proyecto se retrasaría al menos un mes. En ese sentido un retraso similar se esperaría para Ichalkil-Pokoch que estaba proyectado a iniciar producción en octubre. De igual manera, se espera que el nivel de producción de las migraciones Ébano y Santuario y las asociaciones estratégicas Ogarrio y Cárdenas-Mora aumente, esto derivado de una continua inversión en infraestructura y recuperación secundaria de pozos.

De acuerdo con los planes de desarrollo aprobados por la CNH, el pico de producción de petróleo de los contratos se alcanzaría en diciembre 2025 con 341 mbd. Durante 2020, el incremento en los contratos agregaría al promedio anual de petróleo cerca de 22 mbd, aunado al incremento en la producción de 17 mbd provenientes del campo prioritario de Pemex (Xikin^{1/}). Por último, el promedio inercial^{2/} de las tres últimas observaciones (1.722 Mmbd) aunado a los incrementos mencionados llevarían a la plataforma nacional de petróleo de 2020 a promediar 1.761 Mmbd.

^{1/} Se refiere al campo prioritario de las asignaciones de Pemex que es rentable bajo el escenario de precios actual y cuenta con producción de petróleo.

^{2/} Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2019 a enero 2020) y contratos (diciembre 2019 a febrero 2020). En adelante se refiere al promedio de las últimas tres observaciones.

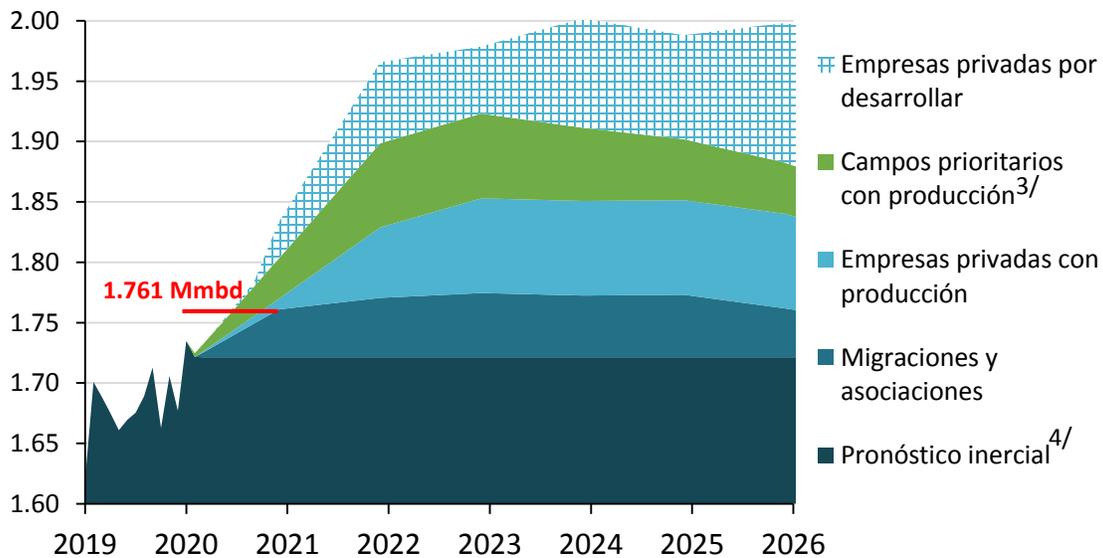
Gráfica 8. Producción estimada de petróleo de contratos^{1/}
(miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

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

Gráfica 9. Producción estimada de petróleo^{1/2/}
(millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH y Pemex.

1/ Se refiere al perfil de producción contenido en los planes de desarrollo aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2/ De acuerdo al artículo 4, numeral XXVI de la Ley de Hidrocarburos; petróleo: Mezcla de carburos de hidrógeno que existe en fase líquida en los yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura.

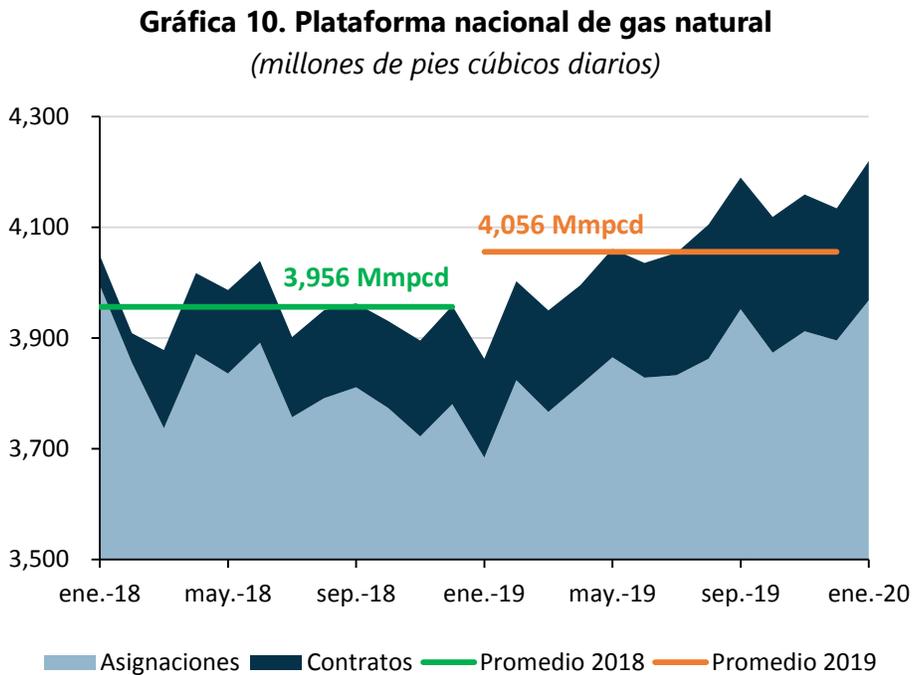
3/ Se refiere al campo prioritario de las asignaciones de Pemex que es rentable bajo el escenario de precios actual y cuenta con producción de petróleo.

4/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2019 a enero 2020) y contratos (diciembre 2019 a febrero 2020). En adelante se refiere al promedio de las últimas tres observaciones.

Plataforma de producción de gas

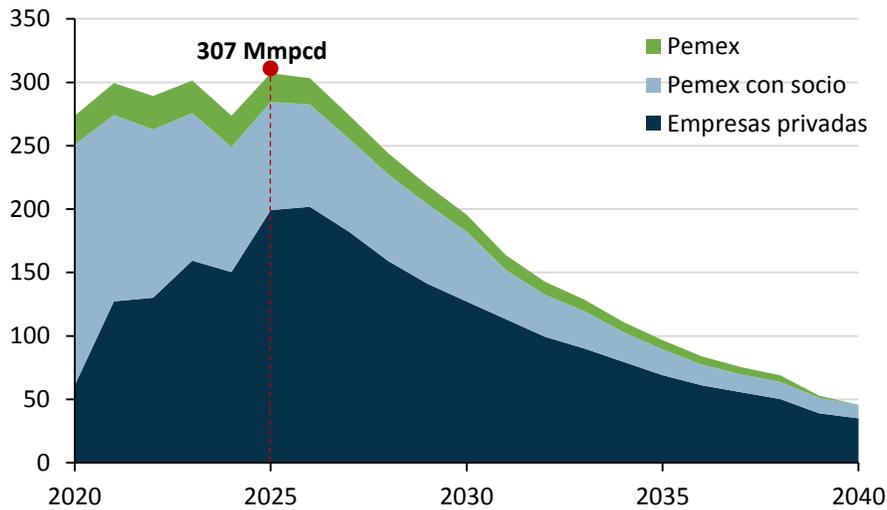
Con base en la información de volúmenes registrada por la CNH, en 2019 la producción nacional de gas natural promedió 4,056 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd), lo que representa un incremento del 3% respecto al promedio de 2018. Los contratos incrementaron 54%, mientras que las asignaciones tuvieron un aumento de 1%.

De acuerdo con los planes de desarrollo aprobados por la CNH, la producción de gas de los contratos en 2025 alcanzará su máximo de 307 Mmpcd, siendo las empresas privadas Fieldwood, ENI, Hokchi y Strata las que aportarán en mayor medida a dicho incremento.



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

Gráfica 11. Producción estimada de gas natural de contratos^{1/}
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

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

Tipo de cambio

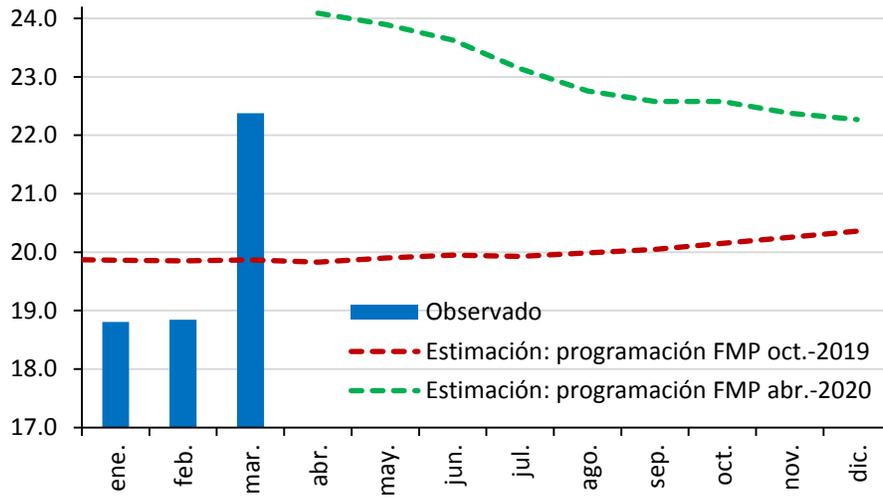
Al cierre de marzo el promedio mensual del tipo de cambio del peso frente al dólar se ubicó en un nivel de 22.38 pesos por dólar, lo que representa una depreciación del 13%, en comparación con el nivel estimado en la programación financiera de octubre de 2019. En general 2020 se ha caracterizado por un incremento en la aversión al riesgo de los inversionistas que ha resultado en un significativo incremento en la volatilidad de los mercados financieros.

Seguido del anuncio de la OPEP+, la volatilidad^{3/} en el mercado financiero alcanzó nuevamente su máximo histórico, el cual se observó en 2008, y a partir de esa fecha ha continuado subiendo hasta superar dicho nivel, llegando a niveles de 83%. En este entorno, los inversionistas han buscado refugiarse en activos de reserva propiciado un fortalecimiento del dólar frente a las demás divisas.

Los analistas que participan en la "Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado" del Banco de México, en marzo de 2020 estimaban que el tipo de cambio al cierre de 2020 sería 22.27 pesos por dólar.

^{3/} Se refiere al índice de volatilidad del mercado de opciones de Chicago (VIX).

Gráfica 12. Tipo de cambio
(pesos por dólar, 2020)



Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones con base en la "Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado" de septiembre 2019 y marzo 2020, respectivamente.

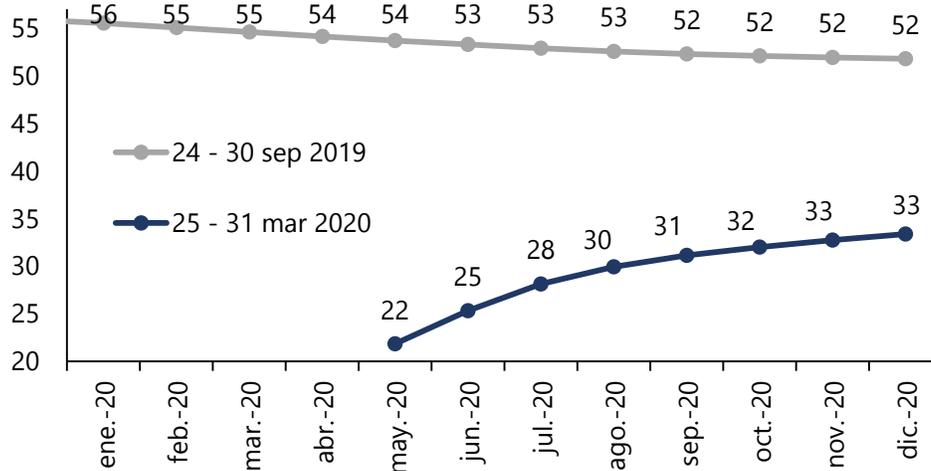
II. Supuestos macroeconómicos

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. 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 2020.

Respecto del precio de petróleo, al igual que en ocasiones anteriores, la programación de flujos del Fondo 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 días hábiles del 25 al 31 de marzo de 2020, lo anterior con la información disponible en Bloomberg al cierre del 31 de marzo. Para obtener el pronóstico de la MME, el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole un diferencial de 7 dpb, de acuerdo con lo descrito en la sección anterior. Como referencia, en la gráfica 13 también se agrega la curva de futuros del 24 al 30 de septiembre de 2019 que fue la que se utilizó para estimar los ingresos de 2020 en la programación financiera de octubre de 2019.

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

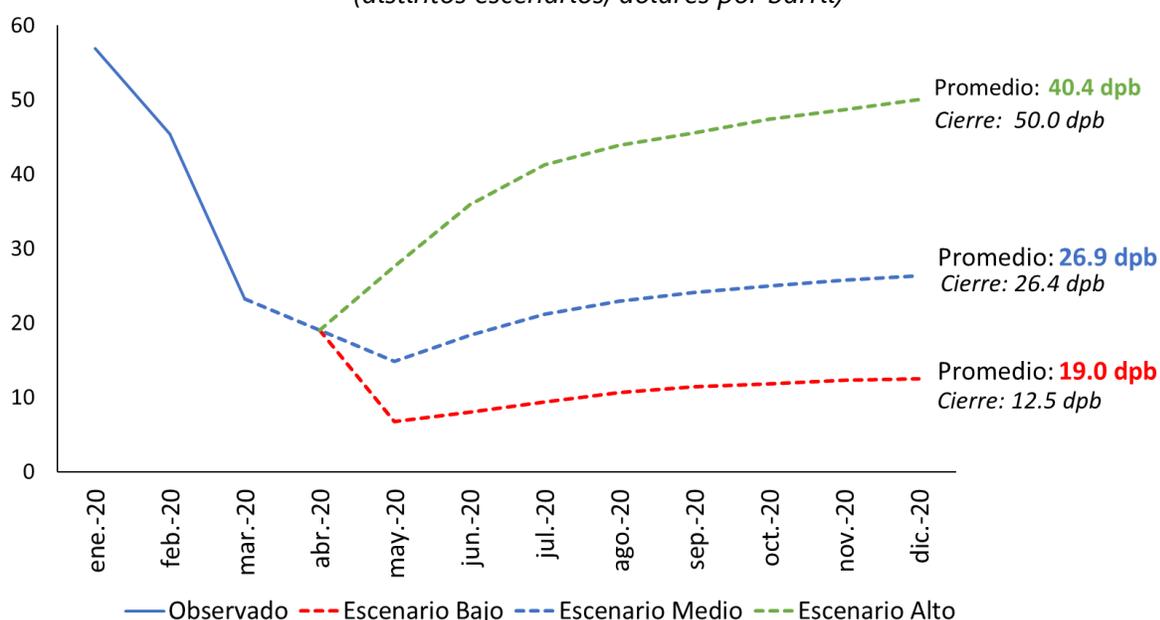


Fuente: Bloomberg.

El presente ejercicio incorpora diversos escenarios de los ingresos esperados por el Fondo bajo tres alternativas de precios y dos plataformas 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 medio de la MME. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones del precio del WTI observadas en el periodo mencionado anteriormente. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo A de este documento denominado “Metodología utilizada en los escenarios alternativos”.

En la gráfica 14 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2020 bajo los diferentes escenarios. La línea punteada en color azul muestra el escenario medio, en el cual resulta un precio promedio de la MME para 2020 de 26.9 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 19.0 dpb a 40.4 dpb.

Gráfica 14. Escenarios de precios de la MME 2020^{1/}
(distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis del Fondo.

1/ Intervalo de confianza al 80%.

En cuanto al precio de gas natural, para asignaciones se utiliza el último reportado por Pemex en sus declaraciones provisionales ante el Servicio de Administración Tributaria (SAT) y para contratos el último reportado al Fondo por los contratistas con producción.

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 SAT de noviembre de 2019 a enero de 2020. Para los contratos la producción corresponde a la reportada por la CNH para el periodo diciembre de 2019 a febrero de 2020. Adicionalmente, en este escenario se incorporan los pronósticos de producción publicados por la CNH para los campos Xikin, Ek-Balam, Ébano, Ogarrio y Cárdenas Mora, todos ellos actualmente cuentan con producción.

El pronóstico de la plataforma de producción de gas natural también se basa en el promedio 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.

Para la determinación del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) se utilizó la tasa de 54%, la cual fue anunciada por el Gobierno Federal a principios de abril de 2020.

Para la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizó un valor de 23% que corresponde al valor observado en 2019 con base en las declaraciones que Pemex presenta al SAT y se mantiene constante para lo que resta del año.

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2020 se utilizó el contenido en el documento de Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2020, publicado por la SHCP en septiembre de 2019, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH).⁴

⁴ El artículo 93 de la LFPRH dispone que el cálculo de las transferencias del Fondo 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.

Tabla 1. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación abril-20 (a)	Estimación octubre-19 (b)	Diferencia % c. (a/b)-1
Tipo de cambio promedio (pesos por dólar)^{1/}	22.28	20.00	11.4
Petróleo			
I. Precio promedio ponderado de la MME (dpb) ²	26.9	49.3	-45.4
II. Plataforma de producción de crudo (Mmbd) ³	1.761	1.677	5.0
Gas			
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ⁴	1.6	3.2	-50.3
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{5,6}	4,164	4,047	2.9
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho	54%	58%	-4 p.p. ⁷
II. Tasa efectiva de deducción de costos	23%	19%	4 p.p.
PIB nominal (miles de millones de pesos)⁸	26,254	26,254	0.0

Fuente: Fondo, 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 2020.

2/ Promedio anual con información a marzo de 2020 y futuros del WTI menos un diferencial de 7 dpb.

3/ Corresponde a la metodología utilizada en la programación financiera y se refiere al promedio inercial de los últimos tres meses observados para asignaciones y contratos más los pronósticos de producción de CNH para los campos Xikin, Ek-Balam, Ébano, Ogarrío y Cárdenas Mora.

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/ Se define p.p. como puntos porcentuales.

8/ Corresponde a los CGPE para 2020.

III. Ingresos estimados para 2020

En el escenario medio de los ingresos, el Fondo estima recibir 217,680 millones de pesos (mp) al cierre del 2020. Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 26.9 dpb para el año. Del total estimado 204,632 mp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 84% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se estima que asciendan a 13,048 mp.

En el escenario de precios altos para el petróleo (40.4 dpb promedio), los ingresos totales se ubicarían en 292,154 mp. Por otro lado, en el escenario bajo (19.0 dpb en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 173,529 mp. La tabla 2 muestra el desglose de los ingresos estimados bajo los distintos escenarios mencionados.

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

Escenario <i>Precio MME^{4/}</i>	Bajo <i>19.0 dpb</i>	Medio <i>26.9 dpb</i>	Alto <i>40.4 dpb</i>	Pre-Criterios 2021 <i>24.0 dpb</i>
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,050	1,050	1,050	
Extracción	23,844	30,876	42,738	
Utilidad Compartida	137,518	172,706	232,064	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota Exploratoria	1,476	1,476	1,476	
Regalía base	285	384	552	
Regalía adicional	1,384	1,874	2,701	
Comercialización de hidrocarburos	7,972	9,314	11,573	
Total de ingresos estimados	173,529	217,680	292,154	217,123
% del PIB^{5/}	0.7%	0.8%	1.1%	0.8

Fuente: Análisis del Fondo.

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 1.761 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.

Además de 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, 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 descritos en la sección de contexto nacional que son rentables bajo el escenario de precios actual y que no cuentan con producción de petróleo, los cuales consideran una producción de 86 mbd al cierre de 2020. Asimismo para los contratos, se incluyen las estimaciones de producción previstas en los planes de desarrollo de los campos Hokchi e Ichalkil-Pokoch a partir de junio y octubre de 2020 respectivamente, éstos aportarían 30 mbd al cierre de 2020.

Con lo anterior, se estima una plataforma promedio de producción de crudo para 2020 de 1.811 Mmbd, por lo que los ingresos recibidos por el Fondo serían de 220,751 mp.

Tabla 3. Escenarios de producción

Escenarios	Plataforma^{1/} <i>(Mmbd)</i>	Ingresos <i>(mp)</i>
Medio	1.761	217,680
Medio + adicionales ^{2/}	1.811	220,751
Pre-Criterios 2021	1.850	217,123

Fuente: Análisis del Fondo.

1/Se refiere al valor de la plataforma promedio de 2020.

2/ Considera la producción del escenario medio más la producción de algunos campos prioritarios de Pemex y 2 de contratos (Hokchi e Ichalkil-Pokoch).

IV. Conclusiones

Se estima que los ingresos del Fondo representen el 0.8% del PIB al cierre del 2020, con un monto de 217,680 mp.

El presente ejercicio asume un precio promedio de la MME de 26.9 dpb para 2020 derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 7 dpb. Asimismo, se supone que la plataforma de producción nacional de crudo 1.761 Mmbd, consistente con la metodología utilizada para este tipo de ejercicios.

Para 2020 se han identificado algunos elementos que podrían tener implicaciones en la estimación de los ingresos proyectados en este ejercicio:

- Por un lado, aún se desconoce el horizonte de afectación de la pandemia y por ende el impacto que las medidas de contención tendrán sobre la demanda de crudo.
- La incertidumbre ante la falta de un acuerdo entre los principales productores de crudo, y la decisión de los mismos acerca de inundar el mercado.
- La decisión de Arabia Saudita de aplicar menores precios a su producción y las implicaciones sobre el resto del mercado, que se vería forzado a reducir el precio de los demás crudos.
- Las implicaciones que puedan tener los actuales niveles de precios sobre las inversiones de los productores de EE. UU. y ante esa escasez se pueda observar una ampliación al diferencial con la mezcla.
- Hacia el cierre del año, la evolución y el resultado de las elecciones en EE. UU. podrían tener un impacto sobre el tipo de cambio.
- Finalmente, habrá que estar atentos a los conflictos geopolíticos que podrían afectar la oferta de petróleo en el mediano plazo.

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, mientras que los retornos tienen una distribución normal. De igual manera, se supone 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 I del texto.