

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

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

Octubre 2020

Programación financiera octubre 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 y presenta escenarios para 2021. 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 2020. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

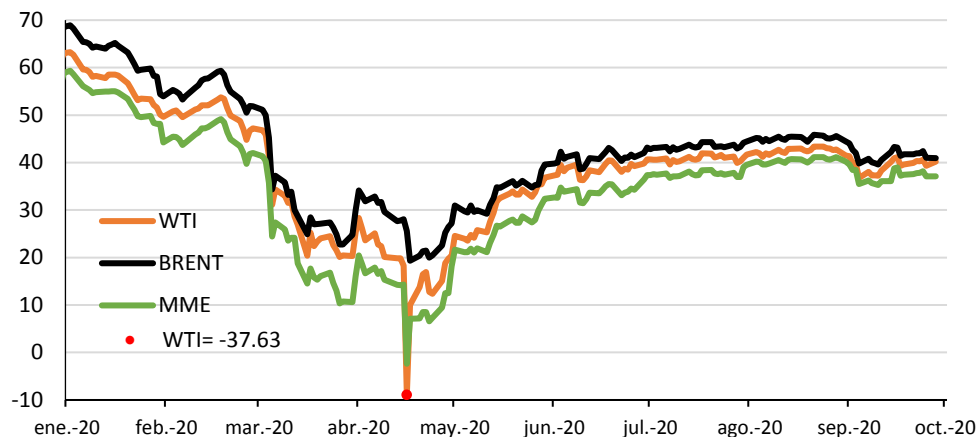
I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda de petróleo	5
Oferta de petróleo	7
Determinación del diferencial WTI-MME	8
Plataforma de producción de petróleo	10
Otros factores relevantes	12
II. Supuestos macroeconómicos	14
III. Ingresos estimados para 2020-2021	18
IV. Conclusiones	21
Anexo A. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME	22
Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios alternativos	24
Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	25

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

Los precios internacionales de petróleo iniciaron una recuperación paulatina a partir de mayo como consecuencia tanto de la reactivación de la actividad económica a nivel global, particularmente en China, como por los recortes a la producción de crudo establecidos por el grupo OPEP+. De mayo a septiembre, el precio del Brent se ha recuperado 29%, el West Texas Intermediate (WTI) en 39% y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) en 52%.

Sin embargo, los analistas prevén que el ritmo de recuperación de los precios de los crudos marcadores será más lenta en los meses siguientes debido a una segunda ola de contagios que aumenta la posibilidad de que se implementen nuevamente medidas de confinamiento. La desaceleración de la economía global representa uno de los desafíos para el balance del mercado de hidrocarburos. El Fondo Monetario Internacional (FMI) estimó que la economía global tendrá una caída de 4.9% para el 2020, siendo Europa la región más afectada con una caída de 10.2%.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(Dólares por barril)



Fuente: Bloomberg y Banxico.

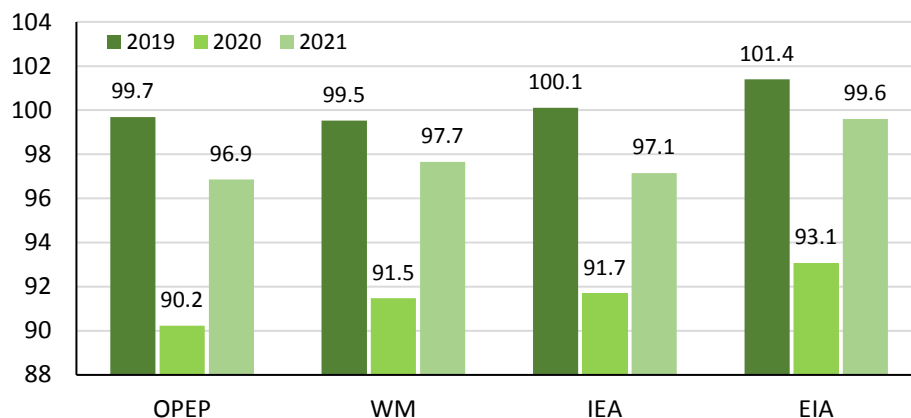
Nota: el WTI se cotizó con precios negativos el 20 de abril debido a renovaciones tardías de las posiciones del contrato de junio.

Demanda de petróleo

Las perspectivas de un menor crecimiento económico por la prolongación de la pandemia han llevado a diferentes agencias a revisar sus estimaciones para la demanda mundial de hidrocarburos en 2020, la cual oscilaría entre 91.5 millones de barriles promedio diario (Mmbd) y 93.1 Mmbd. Incluso la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) contempla un escenario más conservador de 90.2 Mmbd. Pese a que la OPEP y las agencias

estiman una demanda para 2021 por arriba de los 96 Mmbd, en ningún caso se espera que ésta se recupere a los niveles observados en 2019.

Gráfica 2. Estimaciones de demanda mundial de hidrocarburos para 2020^{1/}
(Millones de barriles día)



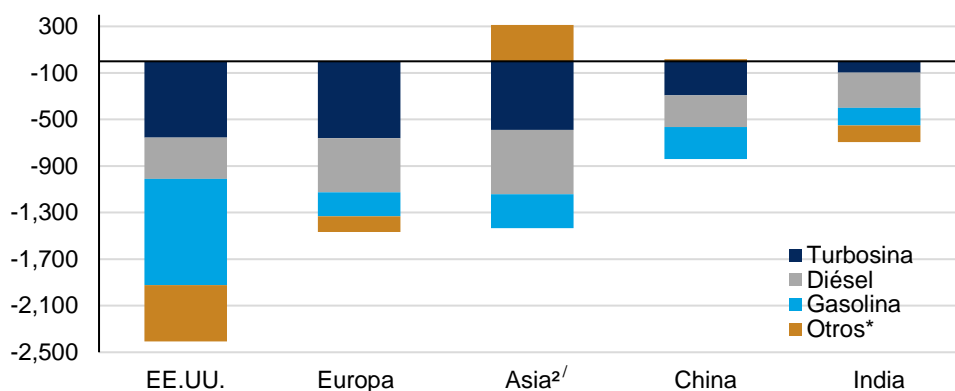
Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA) y OPEP.

1/ Actualización de septiembre.

El menor consumo de crudo se explica, en buena medida, por los efectos que las medidas de contención han tenido sobre sectores clave de la industria de hidrocarburos y sus derivados, en particular por la menor demanda de turbosina y diésel debido a la reducción de la movilidad observada a nivel mundial.

Gráfica 3. Cambio en la demanda esperada de hidrocarburos líquidos 2020^{1/}

(Miles de barriles día)



Fuente: WM

1/ Variación estimada de septiembre 2020 vs. enero 2020.

2/ No incluye a China e India.

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

En términos porcentuales, China será el país con la menor caída anual en el nivel de demanda de hidrocarburos líquidos con un ajuste de -2.5%, con lo cual la demanda promedio se ubicaría en 13.0 Mmbd para 2020. A pesar de la desaceleración económica que ha presentado este país en los últimos meses, la consultora WM prevé un aumento de 9.8% en su consumo de hidrocarburos en 2021, hasta alcanzar los 14.3 Mmbd.

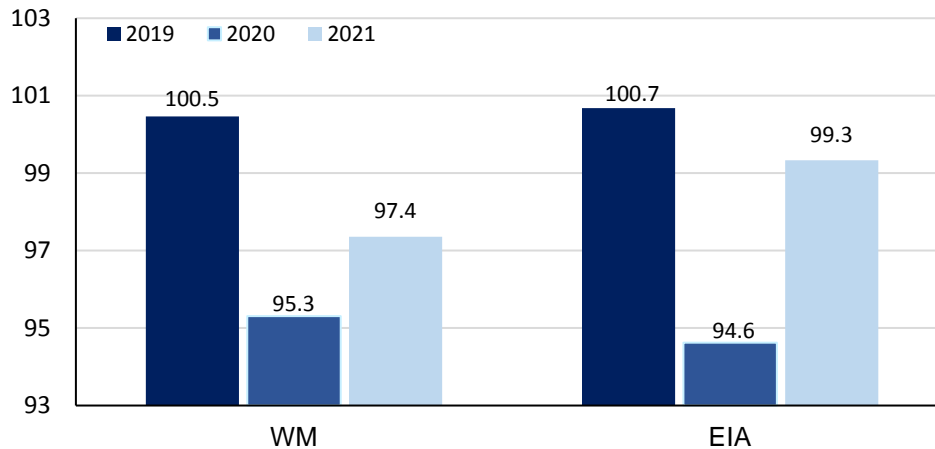
Oferta de petróleo

Durante el 2020 las agencias WM y la EIA estiman que la oferta mundial de hidrocarburos se ubique en un promedio diario de entre 94.6 Mmbd y 96.3 Mmbd. Lo anterior bajo el supuesto de que continúe el cumplimiento de los recortes pactados por la OPEP+^{1/}, los cuales pasaron de 9.7 Mmbd a 7.7 Mmbd, nivel en el que se ubicará hasta el cierre del año para posteriormente disminuir a 5.8 Mmbd hasta abril del 2022. En la última reunión de la OPEP+, celebrada el 17 de septiembre, se anunció que el nivel de cumplimiento del recorte para agosto había sido de 102% y se acordó extender a finales del 2020 el plazo para que países como Nigeria e Iraq, que no han logrado cumplir al 100% con su cuota, puedan compensar sus recortes. En esta línea, Noruega anunció que haría un corte voluntario de 261 miles de barriles día (mbd) durante septiembre con el fin de ayudar a limitar la producción mundial y de esa manera, colaborar en el fortalecimiento de los precios internacionales del crudo.

Los niveles de producción mencionados la ubican por encima de la demanda de hidrocarburos, sin embargo las acciones por parte de la OPEP+ contribuyeron a estabilizar los precios internacionales e incluso a que presentaran incrementos con respecto a los niveles observados en los primeros meses de la emergencia sanitaria. El aumento del nivel de precios trajo como consecuencia una recuperación en la producción de países como Canadá, donde se espera que éste alcance niveles de 5.4 Mmbd a finales de 2021, lo que representaría un incremento del 14% respecto al nivel observado durante el segundo trimestre del 2020. En contraste, de acuerdo con WM, la evolución de los precios de petróleo durante este año ha afectado de manera importante la producción de petróleo en los EE.UU., donde se anticipa una disminución de 507 mbd para 2021 con lo que la producción diaria se ubicaría en un nivel de 11.1 Mmbd, luego de haber alcanzado niveles de 13 Mmbd.

1/ Los niveles de referencia a partir de los cuales se acordaron los recortes corresponden a la producción de octubre de 2018, para todos los países miembros y aliados de la OPEP+.

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



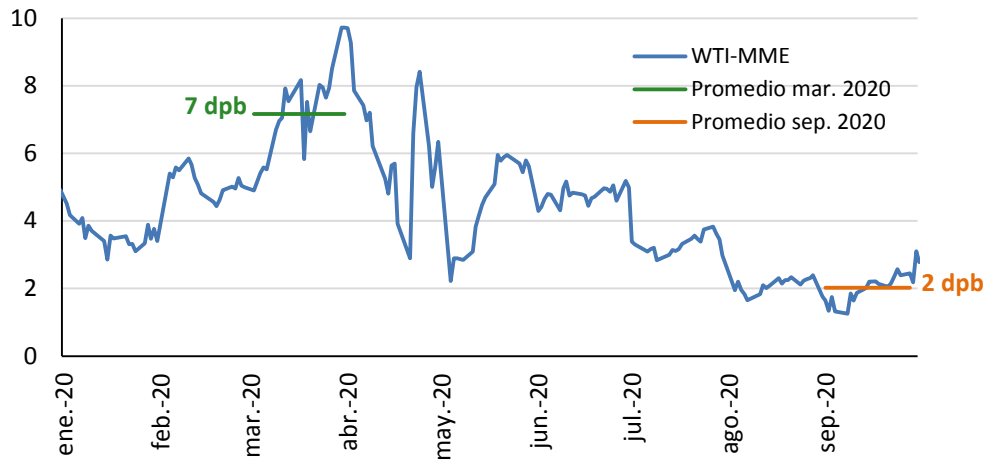
Fuente: Estimaciones de WM y EIA.
1/ Actualización de septiembre.

Lo anterior respalda las estimaciones de WM y la EIA que prevén una sobreoferta para 2020 de 3.8 y 1.6 Mmbd, respectivamente. Mientras que para el 2021, estiman un panorama más balanceado en el que la demanda sería superior a la oferta en 0.3 Mmbd.

Determinación del diferencial WTI-MME

A partir del segundo trimestre de 2020, el diferencial entre el WTI y la MME comenzó a reducirse, pasando de 7 dólares por barril (dpb) en marzo a 2 dpb en septiembre. Esta dinámica refleja diversos factores: 1) la menor existencia de crudos de calidades medias y amargas en el mercado mundial, derivado de los recortes realizados por la OPEP+; 2) la disminución de las importaciones de crudo canadiense a los EE.UU., derivado de los recortes en la producción de Canadá y; 3) la restricción a las exportaciones hacia EE.UU. impuestas por Arabia Saudita (AS) desde mayo de 2020, con la que se busca reducir los inventarios de crudo estadounidense a fin de impulsar al alza los precios y acelerar el equilibrio entre oferta y demanda.

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



Fuente: FMP con información de Banco de México y Bloomberg.

Para lo que resta de 2020 y todo 2021, los pronósticos de WM para los distintos precios marcadores de petróleo muestran un diferencial entre el WTI y el Maya de 5.3 dpb en promedio, es decir, un aumento de más de 3 dólares respecto al observado en septiembre. Dicho aumento podría atribuirse a la recuperación en la producción de Canadá esperada para 2021 de 650 mbd, con lo que alcanzaría niveles observados previos a la pandemia (5.4 Mmbd). Asimismo, se espera un incremento en la producción de los países miembros de la OPEP+ en línea con los recortes pactados y la aplicación de descuentos a los precios de venta del crudo implementados por países como AS cuyo objetivo es ganar mercado. Adicionalmente, la restricción del uso de combustible con alto contenido de azufre en los buques marinos impuesta por la Organización Marítima Internacional (OMI) implicaría un diferencial más pronunciado a medida que la demanda de combustible para el transporte y las tasas de funcionamiento de las refinerías vuelvan a aumentar.

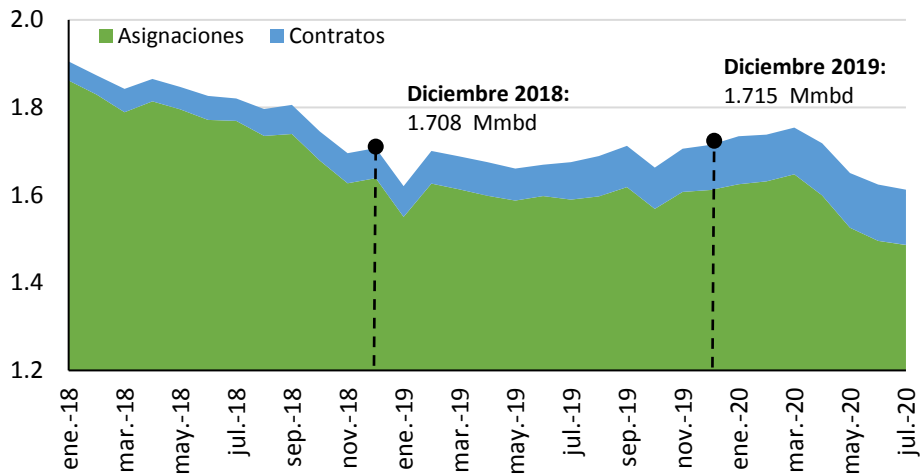
El diferencial estimado por WM resulta consistente con los resultados obtenidos a partir de un modelo de regresión lineal implementado por el Fondo que explica el precio de la MME con base en los precios del WTI y el Brent, con lo cual se estima un diferencial WTI-MME promedio de 4.6 dpb para el periodo comprendido de octubre 2020 a diciembre 2021. El detalle sobre la metodología aplicada para la estimación del diferencial puede consultarse en el Anexo A de este documento.

Consistente con las expectativas del mercado, en el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial de 5 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para el cuarto trimestre de 2020 y todo 2021.

Plataforma de producción de petróleo

Durante 2019, la plataforma nacional de petróleo logró estabilizarse para alcanzar un nivel de 1.715 Mmbd al cierre del año e iniciar un incremento paulatino hasta 1.754 Mmbd en marzo. Este incremento fue interrumpido por la participación de México en los recortes establecidos por la OPEP+ para contrarrestar los efectos de la desaceleración económica en los precios del petróleo. México se comprometió a reducir su producción en 100 mbd de petróleo en mayo y junio, de los cuales presentó un cumplimiento superior al 100% en ambos meses, disminuyendo 104 y 130 mbd respectivamente^{2/}.

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



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

En cuanto a la evolución de la producción de los contratos, ésta alcanzó un máximo histórico llegando a 128 mbd en junio de 2020. Los incrementos se han visto impulsados por los campos Ek-Balam, Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) y la reciente incorporación en mayo del campo Hokchi, el cual produjo casi 2 mbd en agosto, pero que al cierre del año se espera que produzca alrededor de 4 mbd.

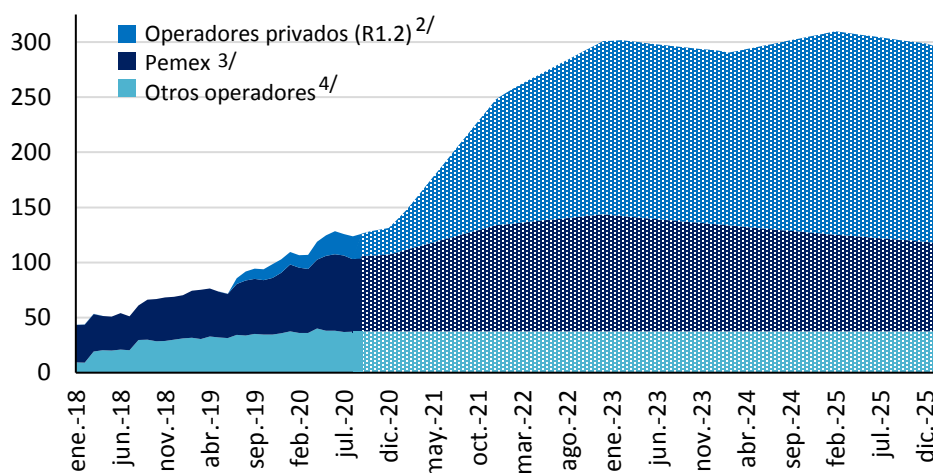
Tomando en cuenta lo anterior, el escenario base de producción de este ejercicio considera el promedio^{3/} de la producción de las asignaciones previo al recorte pactado (1.626 Mmbd) y el promedio de las últimas tres observaciones de los contratos (0.126 Mmbd), con lo cual la plataforma nacional de petróleo se asume promediaría 1.752 Mmbd en 2021.

2/ Se refiere la disminución respecto de la producción observada en marzo de 2020.

3/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (febrero 2020 a abril 2020) y contratos (junio 2020 a agosto 2020).

Adicionalmente, se presenta un escenario alternativo en el que se espera que la producción de los campos Ek-Balam, AMT y Hokchi continúe con su comportamiento al alza, de acuerdo a los últimos planes de desarrollo aprobados por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Asimismo, se asume la entrada en producción del campo Ichalkil-Pokoch perteneciente al contrato adjudicado al consorcio conformado por Fieldwood Energy y Petrobral en la R1.2, mismo que se espera empiece a producir durante los primeros meses de 2021. En cuanto al resto de los prospectos, este escenario considera el promedio^{4/} de las tres últimas observaciones, lo que sumado al perfil de producción de los cuatro contratos mencionados previamente, llevarían a los contratos a alcanzar una producción promedio de 193 mbd en 2021, de los cuales, los contratos de operadores privados contribuirían con 109 mbd y Pemex con 84 mbd (Gráfica 7).

Gráfica 7. Escenario alternativo de producción de contratos^{1/}
(Miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

1/ En trama se muestra los pronósticos, mientras que las áreas sólidas son observados.

2/ Se refiere a los contratos operados por diversas empresas privadas de la ronda 1 licitación 2.

3/ Se refiere a la migración operada por Pemex (Ek-Balam).

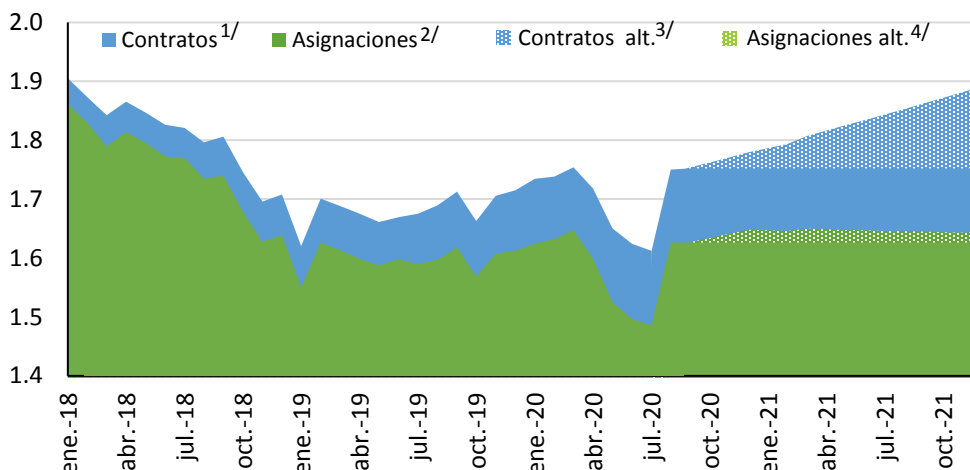
4/ Se refiere a los contratos operados por diversas empresas privadas, incluye aquellos asociados con Pemex (Santuario, Ébano, Ogarrío, Cárdenas y Miquetla).

Además de los incrementos de los contratos, se contemplan los siguientes supuestos para las asignaciones: se considera que a partir de agosto las asignaciones recuperan 100 mbd de petróleo, pactados en el acuerdo de la OPEP+; los nueve campos prioritarios de Pemex que actualmente producen y el campo Ayatsil continúen con la tendencia ascendente observada durante 2020. Por último, un factor que afectaría a la plataforma es la trayectoria de

4/ Se refiere a la producción promedio observada de contratos (junio 2020 a agosto 2020).

declinación natural^{5/} que se asume para los campos de las asignaciones Ku-Maloob-Zaap y Xanab. Bajo este escenario alternativo de producción, la plataforma nacional de petróleo promediaría 1.839 Mmbd en 2021 (Gráfica 8).

Gráfica 8. Escenarios de producción de petróleo
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

1/ A partir de septiembre 2020, se muestra el promedio inercial de contratos.

2/ A partir de agosto 2020, se muestra el promedio inercial de asignaciones de febrero a abril de 2020.

3/ Se muestra el escenario base de contratos más los incrementos de Ek-Balam, AMT, Hokchi e Ichalkil-Pokoch

4/ Se contempla la última observación de asignaciones más 100 mbd, los incrementos de nueve campos prioritarios de Pemex con producción, los incrementos de Ayatsil y la trayectoria de declinación natural de Ku-Maloob-Zaap y Xanab.

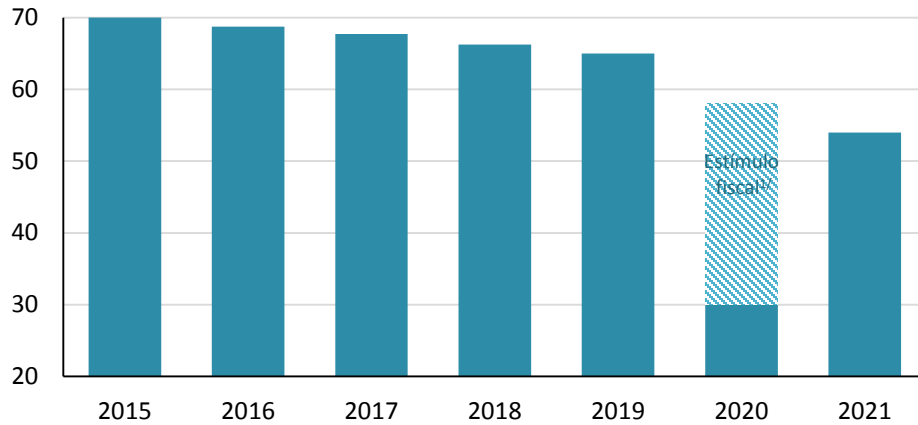
Otros factores relevantes

Otro de los elementos clave que tienen impacto en la estimación de los ingresos del Fondo para 2021 es la reducción a la carga fiscal de Pemex que se refleja en la disminución de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) que será del 54% a partir de 2021 (Gráfica 9).

Respecto de los ingresos para 2020, cabe recordar que Pemex cuenta con un estímulo fiscal aplicable al pago del DUC publicado en el Diario Oficial de la Federación el 21 de abril de 2020, mismo que fue establecido en apoyo por los precios bajos del petróleo a nivel mundial. Dicho estímulo se tradujo en una reducción de hasta 65 mil millones de pesos durante 2020.

5/ Se calcula con base en último pico de producción observado utilizando la metodología de curvas de declinación exponencial.

Gráfica 9. Tasa aplicable al DUC
(Porcentaje)

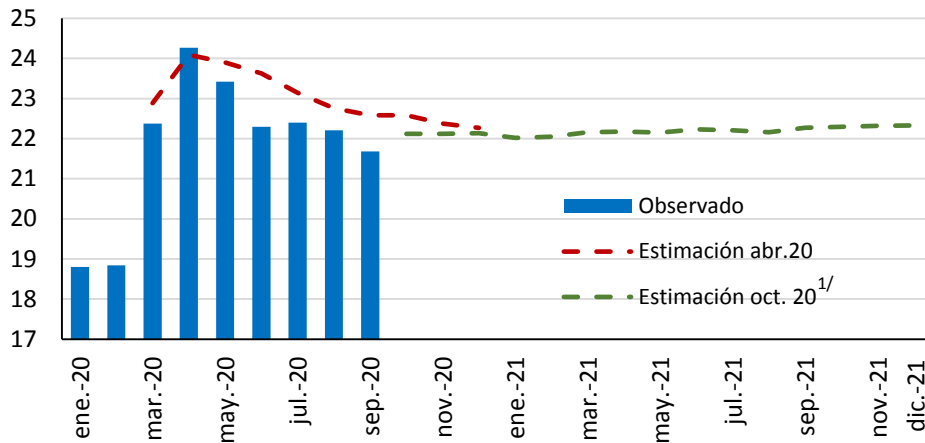


Fuente: : FMP y declaración provisional de Pemex al SAT.
1/ El estímulo fiscal resultó en una reducción del 28% a la tasa aplicable al DUC para 2020 y se encuentra limitado a 65 mil millones de pesos.

En lo que respecta al tipo de cambio del peso frente al dólar, el promedio mensual de septiembre se ubicó en 21.68 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 0.90 por debajo del nivel estimado en abril de 2020.

De acuerdo con la "Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" del Banco de México de septiembre de 2020 se estima que el tipo de cambio al cierre de 2021 sería de 22.33 pesos por dólar. (Gráfica 10).

Gráfica 10. Tipo de cambio
(Pesos por dólar)



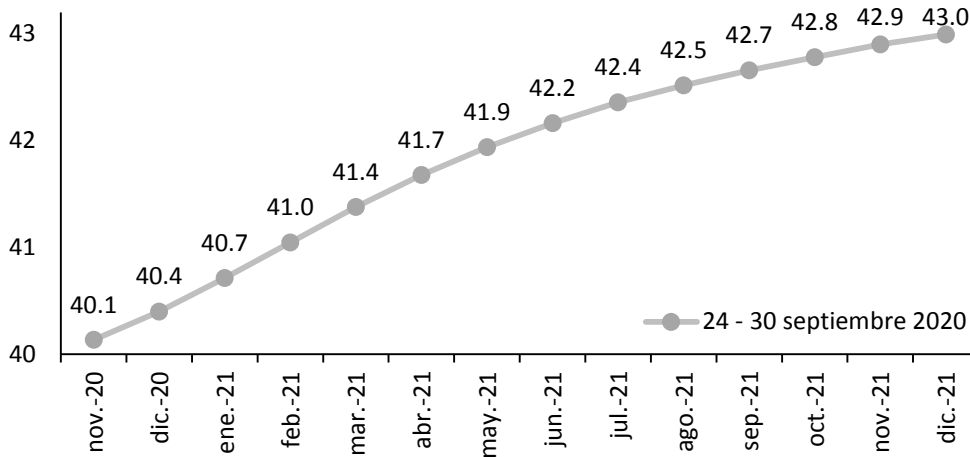
Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones para abril y octubre con base en la "Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" de marzo y septiembre de 2020, respectivamente.
1/ Para octubre y noviembre de 2021 se realizó una interpolación lineal.

II. Supuestos macroeconómicos

El tipo de cambio contemplado para la estimación de los ingresos esperados representa el promedio de las estimaciones de los analistas publicada en la “Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado” realizada por el Banco de México en septiembre 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 últimos 5 días hábiles de septiembre de 2020 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 5 dpb, de acuerdo con lo descrito en la primera sección del documento.

Gráfica 11. Curva de futuros del WTI
(Dólares por barril)



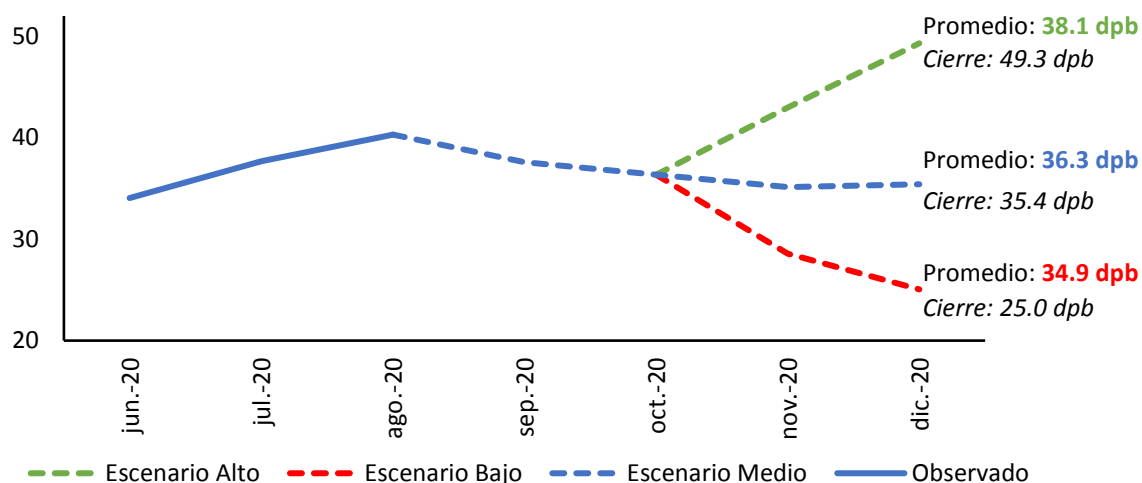
Fuente: Bloomberg.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora dos análisis de escenarios de los ingresos esperados para el Fondo, el primero 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 95% alrededor del escenario central de la MME para 2020 y de 80% para 2021. 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 2020. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo B de este documento: “Metodología utilizada en los escenarios alternativos”.

En la Gráfica 12 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 anual de la MME de 36.3 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 34.9 dpb a 38.1 dpb.

Gráfica 12. Escenarios de precios de la MME 2020^{1/}

(Distintos escenarios; dólares por barril)



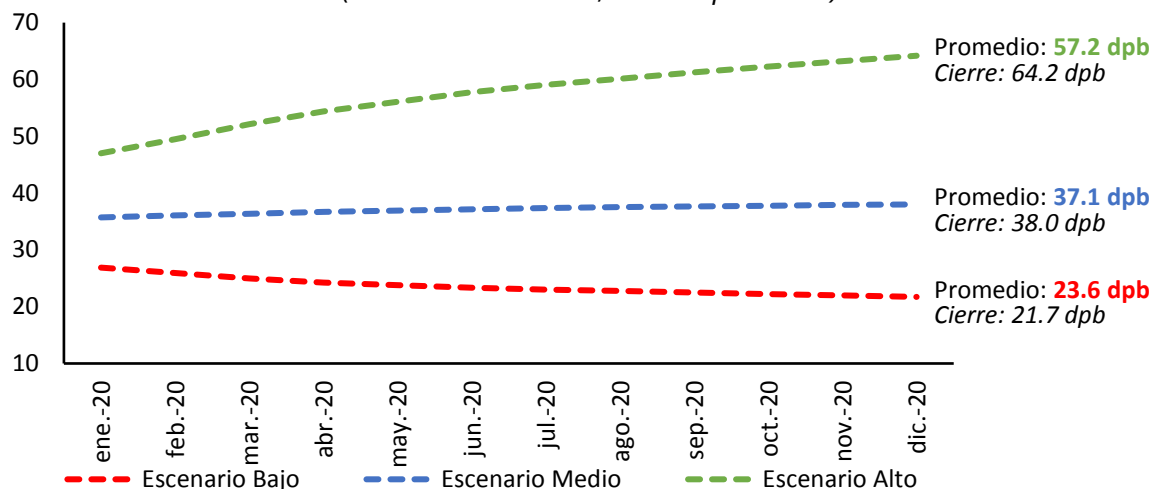
Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2021, en el escenario medio se obtiene un precio promedio anual de la MME de 37.1 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 23.6 dpb a 57.2 dpb, tal como lo muestra la Gráfica 13.

Gráfica 13. Escenarios de precios de la MME 2021^{1/}

(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 80%.

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

Respecto a la plataforma de producción nacional de petróleo, el escenario medio es el planteado en la sección precedente. En particular, para las asignaciones se utiliza el promedio de producción observado de febrero a abril de 2020 que corresponde a los tres meses previos al recorte de producción pactado en el acuerdo de la OPEP+, dicha información es reportada al Fondo por el SAT. En el caso de los contratos, la producción corresponde a la reportada por la CNH para el periodo junio a agosto de 2020.

El pronóstico de la plataforma de producción de gas natural para las asignaciones, al igual que en el caso del petróleo, se basa en el pronóstico inercial del promedio de producción observado de febrero a abril de 2020 con información reportada por el SAT, correspondiente a las declaraciones fiscales de Pemex, así como en la información reportada por la CNH en el caso de los contratos para los últimos tres meses observados.

Para la determinación de los ingresos por el DUC correspondiente a 2020, al igual que en el ejercicio presentado en abril, se utilizó la tasa de 30%, contemplando el estímulo otorgado por el Gobierno Federal en el pago del DUC por hasta 65 mil millones de pesos (mdp). Para 2021 se utiliza una tasa de 54%, contemplada en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 2020 y 2021 con base en los supuestos de producción de hidrocarburos y de precios descritos en los párrafos anteriores, además se utilizó el promedio observado de enero a julio de 2020 de los costos deducidos por Pemex con base en la declaración que presenta al SAT. De esta manera, el valor de la TED utilizados en este ejercicio de programación financiera para 2020 será de 25.5%, mientras que para 2021 se estimó un valor de 24%. El detalle sobre la metodología utilizada para determinar la TED puede consultarse en el Anexo C de este documento: "Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos".

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2020 se utiliza el proyectado en Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2020, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de

Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.^{6/} Para 2021 se utilizó el contenido en el documento de CGPE 2021, publicado por la SHCP en septiembre de 2020.

Tabla 1. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación	
	2020	2021
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	21.9	22.2
Petróleo		
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	36.3	37.1
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.716	1.752
Gas		
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	2.3	2.2
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	3,229	3,281
Derecho por la Utilidad Compartida		
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/7/}	30.0%	54.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	25.5%	24.0%
PIB Nominal^{8/} (miles de millones de pesos)	26,254	24,984

Fuente: FMP, SHCP, PEMEX.

1/ Con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en septiembre de 2020.

2/ Promedio anual con información a septiembre 2020 y futuros del WTI menos un diferencial de 5 dpb.

3/ Corresponde a la metodología utilizada en esta programación financiera y se refiere al promedio inercial de los últimos tres meses observados para contratos, para asignaciones se utiliza el promedio inercial de los últimos tres meses observados antes del recorte OPEP+.

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

6/ Para 2020 considera el estímulo fiscal publicado en abril por el Gobierno Federal, tomando en cuenta el límite de 65 mil mdp.

7/ De conformidad con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), la tasa para calcular el derecho por la utilidad compartida pasa de 58% en el ejercicio 2020 a 54% a partir del ejercicio 2021.

8/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2020 y 2021, respectivamente.

6/ 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.

III. Ingresos estimados para 2020-2021

En el escenario medio de los ingresos del Fondo se estima recibir 219,124 mdp al cierre del 2020, el cual asume un precio promedio de la MME de 36.3 dpb para el año. Del total estimado, 205,955 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 81% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 13,168 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (38.1 dpb promedio para 2020), los ingresos totales se ubicarían en 223,100 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (34.9 dpb en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 215,799 mdp. La Tabla 2 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en donde se observa que la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 7,301 mdp.

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

Escenario	Bajo	Medio	Alto
<i>Precio MME^{4/}</i>	<i>34.9 dpb</i>	<i>36.3 dpb</i>	<i>38.1 dpb</i>
Asignaciones (derechos)			
Exploración	1,050	1,050	1,050
Extracción	38,395	38,927	39,564
Utilidad compartida	163,222	165,978	169,274
Contratos (contraprestaciones)			
Cuota exploratoria	1,475	1,475	1,475
Regalía base	337	342	349
Regalía adicional	1,252	1,283	1,320
Comercialización de hidrocarburos	10,069	10,069	10,069
Total de ingresos estimados	215,799	219,124	223,100
% del PIB^{5/}	0.8%	0.8%	0.8%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

3/ Se utiliza una plataforma de producción de petróleo de 1.716 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 2020.

Para 2021, en el escenario medio de los ingresos del Fondo se estima recibir 269,205 mdp, que contempla un precio promedio de la MME de 37.1 dpb para el año. Del total estimado, 251,070 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 84% corresponden al DUC. Por su parte, los ingresos de contratos se estiman en 18,136 mdp.

En el escenario de precios altos para el petróleo (57.2 dpb promedio para 2021), los ingresos totales se ubicarían en 392,692 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (23.6 dpb en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 187,975 mdp. La Tabla 3 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en donde la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 204,717 mdp.

Tabla 3. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2021^{1/2/3/}
(Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	CGPE 2021
<i>Precio MME^{4/}</i>	<i>23.6 dpb</i>	<i>37.1 dpb</i>	<i>57.2 dpb</i>	<i>42.1 dpb</i>
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,082	1,082	1,082	
Extracción	25,751	38,596	65,865	
Utilidad compartida	147,821	211,392	300,476	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	1,531	1,531	1,531	
Regalía base	272	409	698	
Regalía adicional	1,860	2,602	3,695	
Comercialización de hidrocarburos	9,657	13,593	19,345	
Total de ingresos estimados	187,975	269,205	392,692	343,039
% del PIB^{5/}	0.8%	1.1%	1.6%	1.4%

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 1.752 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 2021.

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 petróleo, manteniendo constante el resto de los supuestos descritos para el escenario medio.

En este escenario, se agrega el supuesto de que a partir de agosto de 2020, las asignaciones recuperan 100 mbd de petróleo, pactados en el acuerdo de la OPEP+, además se agrega la producción de Ayatsin y 9 campos prioritarios de Pemex bajo el régimen de asignaciones que cuentan con planes de desarrollo aprobados por la CNH y se contempla una trayectoria de declinación natural que presentan los campos de las asignaciones Ku-Maloob-Zaap y Xanab, en línea con lo descrito en previamente. Adicionalmente, para el caso de contratos, se incorporan los pronósticos de producción publicados por la CNH para los campos Ek-Balam, AMT y Hokchi, así como la entrada en producción de Ichalkil-Pokoch durante los primeros meses de 2021. Conforme a lo anterior, en 2021 se tendría una plataforma de producción de

crudo promedio de 1.839 Mmbd, por lo que los ingresos recibidos por el Fondo serían de 276,167 mdp.

Tabla 4. Escenarios de producción

Escenarios	Plataforma ^{1/} (Mmbd)	Ingresos (mdp)
Medio	1.752	269,205
Alternativo ^{2/}	1.839	276,167
CGPE 2021	1.857	343,039

Fuente: Análisis FMP.

1/ Se refiere al valor de la plataforma promedio de 2021.

2/ Para contratos se contempla la producción del escenario base más los incrementos de Ek-Balam, AMT, Hokchi, así como la entrada en producción de Ichalkil-Pokoch. Para asignaciones se contempla la última observación más un incremento de 100 mbd por la terminación de la participación de México en el acuerdo OPEP+, los incrementos de nueve campos prioritarios de Pemex con producción, los incrementos de Ayatsil y la trayectoria de declinación natural de Ku-Maloob-Zaap y Xanab.

IV. Conclusiones

Se estima que al cierre de 2020 los ingresos que recibe el Fondo representen el 0.8% del PIB, con un monto de 219,124 millones de pesos. Para el cierre de 2021 se prevé que éstos sean de 269,205 millones de pesos, lo que representa el 1.1% del PIB de CGPE 2021.

El presente ejercicio asume un precio promedio de la MME de 36.3 dpb para 2020, el cual se estima que aumente ligeramente en 2021, tal que el promedio para ese año se pronostica en 37.1 dpb. Asimismo, se supone que el promedio de la plataforma de producción nacional de crudo muestre un aumento pasando de 1.716 Mmbd en 2020 a 1.752 Mmbd en 2021.

Actualmente se observa un alto nivel de incertidumbre por el efecto que tendrá en el mercado de hidrocarburos la persistencia de la pandemia por COVID-19 y el tiempo que tardará la economía global en reactivarse. En ese sentido existen distintos factores de riesgo que podrían modificar las estimaciones presentadas en este ejercicio, entre los que destacan:

- La magnitud de las nuevas medidas de contención que adopten los países derivado de una segunda ola de expansión del coronavirus.
- La disponibilidad de una vacuna para la enfermedad COVID-19 durante 2021 que de retrasarse, implicaría la recuperación económica más lenta.

Anexo A. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME

El modelo de regresión lineal propone una relación entre el precio de la MME y los precios del WTI y el Brent, lo cual es consistente con la fórmula que se emplea para fijar los precios de los distintos componentes de la mezcla (Maya, Istmo y Olmeca) en los mercados de EE.UU. y Europa. El objetivo del modelo es estimar el diferencial WTI-MME implícito que resulta de multiplicar los estimadores por los futuros del WTI y del Brent con vencimiento de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

Especificación del modelo:

$$MME_t = \beta_0 + \beta_1 WTI_t + \beta_2 Brent_t + e_t$$

Donde:

MME_t = Precio diario de la MME^{7/} en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de agosto de 2020, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI^{8/} en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de agosto de 2020, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de agosto de 2020, publicado por Bloomberg.

Tabla 5: Resultados del modelo

MME				
<i>Predictors</i>	<i>Estimates</i>	<i>std. Error</i>	<i>t Statistic</i>	<i>p</i>
(Intercept)	-5.40866 ***	0.4893	-11.05385	<0.001
WTI	1.17979 ***	0.0707	16.68614	<0.001
Brent	-0.15215 *	0.06871	-2.21449	0.028
Observations	220			
R2 / R2 adjusted	0.982 / 0.982			

p<0.05 ** *p*<0.01 *** *p*<0.001

7/ No se considera el outlier del 20 de abril de 2020, fecha en la que el WTI y la MME cotizaron a precios negativos.

8/ No se considera el outlier del 20 de abril de 2020, fecha en la que el WTI y la MME cotizaron a precios negativos.

Estimación de la MME:

$$MME_t = -5.40866 + 1.17979 * WTI_t - 0.15215 * Brent_t$$

Donde:

MME_t : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 25 al 30 de agosto de 2020 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 25 al 30 de agosto de 2020 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

Estimación del diferencial:

$$Diferencial\ promedio = \sum_{i=1}^{15} (WTI_i - MME_i) / 15$$

Donde:

Diferencial promedio: Diferencial WTI-MME promedio estimado de octubre 2020 a diciembre 2021.

i : Índice de la sumatoria que indica el período que va de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 25 al 30 de agosto de 2020 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

MME_i : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

15: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de octubre de 2020 a diciembre de 2021.

Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios

A continuación se describen 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 de precios.

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.

Los intervalos se estiman con un nivel de confianza $(1-\alpha)$ sobre los precios correspondientes del WTI. Posteriormente, se calcula el precio asociado para la MME aplicando un diferencial constante, según lo descrito en el cuerpo del texto.

Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos

El DUC representa más del 80% de los ingresos recibidos por el Fondo, por lo que es un factor importante en términos de la programación financiera. Para estimar el monto que recibirá el Fondo por el pago de dicho derecho, se requieren pronósticos los ingresos de comercialización y de costos deducidos por el asignatario. Los ingresos por comercialización se estiman con base en lo descrito en la sección de supuestos de este documento, mientras que para estimar los costos, a los ingresos de comercialización se les aplica la TED, la cual describe la relación entre los costos deducidos^{9/} e ingresos por comercialización.

$$DUC = Base\ gravable * tasa\ del\ DUC$$

$$Base\ gravable = \frac{\text{Ingresos de comercialización} - (DEXT + DEXP) + \text{Costos deducidos}}{\text{Estimados de producción y precios} + TED}$$

Donde:

DEXT = Derecho de extracción.

DEXP = Derecho de exploración.

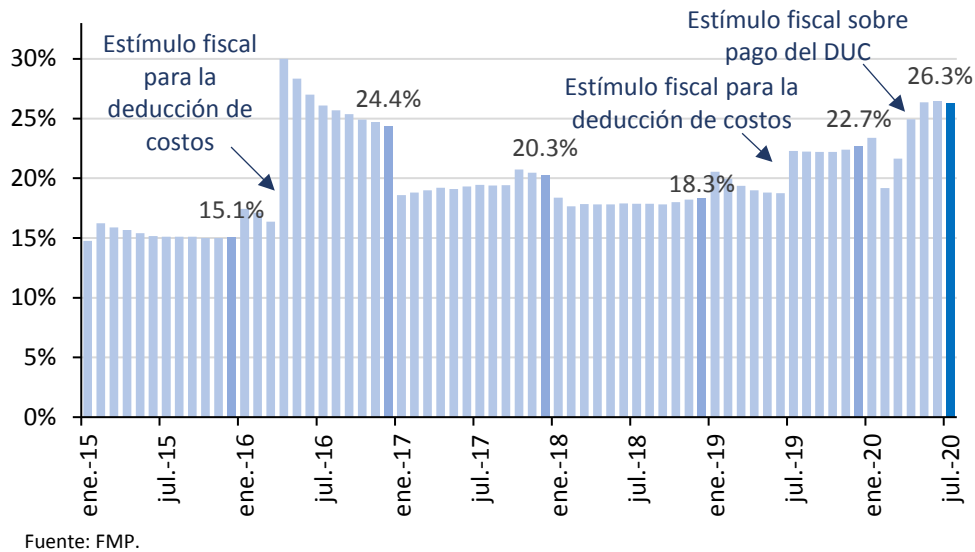
La TED es un concepto utilizado por el Fondo para determinar el porcentaje que representan los costos deducidos por el asignatario dentro de los ingresos de comercialización.

$$TED = \frac{Costos\ deducidos}{Ingresos\ de\ comercialización}$$

A lo largo del tiempo, la TED ha tomado distintos valores, en la gráfica 1 de este anexo se muestran los valores de la TED desde 2015 a la fecha. Cabe recordar que en 2016 y en 2019 los estímulos fiscales otorgados a Pemex, tenían como objetivo permitir una mayor deducción de costos, resultando en un incremento de la TED. En lo que va de 2020, la TED ha alcanzado niveles no observados desde 2016. Sin embargo, a diferencia de los años anteriores, durante 2020 el estímulo a Pemex está enfocado en el pago del derecho, más no a la deducción de costos.

9/ Dentro de las declaraciones que el asignatario le presenta al SAT mensualmente, se incluye el término de costos efectivamente deducidos, el cual contempla tanto a los costos deducidos como a los derechos de exploración y extracción. En ese sentido los costos deducidos hacen referencia a los costos efectivamente deducidos menos los derechos de exploración y extracción.

Gráfica 1. Tasa Efectiva de Deducción de costos
(Porcentaje)



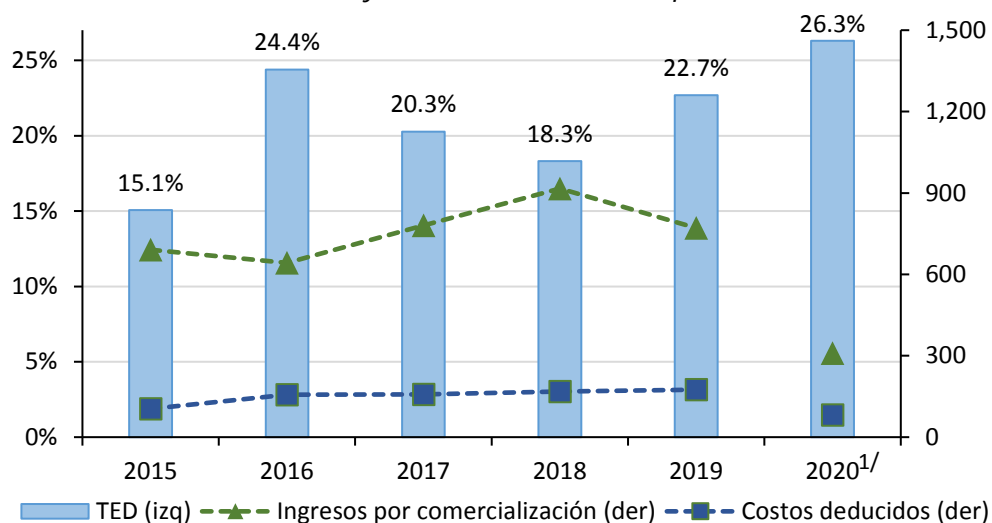
A diferencia de 2016, se observa que el incremento de la TED en 2020 se debe principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario disminuyeron considerablemente en la primera mitad del año derivado de una caída en los precios del petróleo y una disminución en la producción.

En la gráfica 2 se muestran los ingresos de comercialización y los costos deducidos desde 2015. Se observa que en 2016 y 2019 debido a los estímulos otorgados en la deducción de costos, la TED incrementó respecto al ejercicio anterior de cada año. Por el contrario, los incrementos en los ingresos de comercialización mostrados en 2017 y 2018 impulsaron la reducción de la TED respecto a los periodos anteriores. Es decir, los estímulos otorgados en la deducción de costos mantienen una relación directa con la TED, mientras que los ingresos de comercialización mantienen una relación inversa con la TED.¹⁰

En 2020 los ingresos de comercialización disminuyeron drásticamente influyendo en una TED mayor como se aprecia en la gráfica 2. Lo anterior, en línea con la relación inversa que mantienen los ingresos de comercialización y la TED.

10/ Con la finalidad de obtener un comparativo al corte de la información del ejercicio actual, se realizó el ejercicio con información a julio de cada año. La relación entre los estímulos a la deducción de costos y la TED, así como entre los ingresos de comercialización y la TED, se mantiene.

Gráfica 2. Tasa Efectiva de Deducción y sus componentes
(Porcentaje/ miles de millones de pesos)



Fuente: FMP.

1/ La TED de 2020 hace referencia a la observada con la información a julio 2020.

Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para lo que resta de 2020 y para 2021, se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento. Asimismo, se incorporó el estímulo al pago del DUC en 2020. Para 2021 utilizó una tasa de cálculo del DUC de 54%, en línea con lo establecido en la LISH. Por último, para los meses no observados, se utilizó el pronóstico inercial de los costos deducidos conforme al promedio observado para 2020 (enero-julio 2020).

Dado los supuestos mencionados, se estima que al cierre de 2020 se tendría una TED de 25.5%, mientras que al cierre de 2021 el valor de la TED sería de 24%. Lo anterior en línea con una recuperación en los ingresos de comercialización de 2021 con respecto a 2020.