

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 2021

Programación financiera abril 2021

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 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 31 de marzo de 2021. Las cifras están sujetas a revisión.

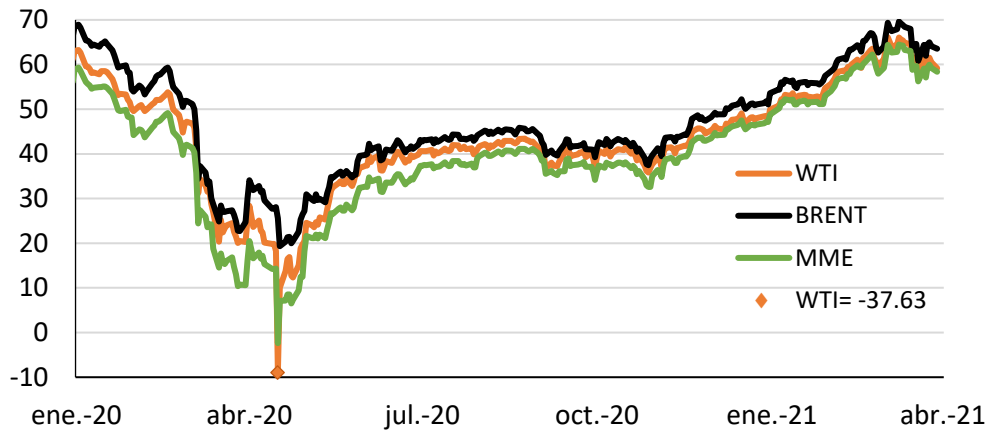
Contenido

I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda de petróleo.....	6
Oferta de petróleo.....	7
Determinación del diferencial WTI-MME.....	9
Plataforma de producción de petróleo.....	10
Plataforma de producción de gas	15
II. Supuestos macroeconómicos	18
III. Ingresos estimados para 2021	22
IV. Conclusiones.....	23
Anexo A. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME.....	24
Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios	26
Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	27

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

Durante el primer trimestre de 2021, los precios internacionales de petróleo regresaron a niveles similares a los que prevalecían previo a la propagación del SARS-CoV-2, esto como consecuencia de mejores perspectivas para la demanda de hidrocarburos tras el inicio de campañas de vacunación a nivel mundial, así como al recorte de producción anunciado por Arabia Saudita. Este último estableció una disminución adicional de 1 millón de barriles día (Mmbd) de febrero a abril, con lo cual el recorte alcanzó 6.9 Mmbd respecto al nivel alcanzado en octubre de 2018, mismo que compensaría los aumentos de producción de Rusia y Kazajistán anunciados en las reuniones de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y aliados (OPEP+) de enero y marzo de 2021. En ese sentido, de octubre de 2020 a marzo de 2021, el precio del Brent y del West Texas Intermediate (WTI) se han recuperado 58% y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) en 66%.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(dólares por barril)



Fuente: Bloomberg y Banxico.

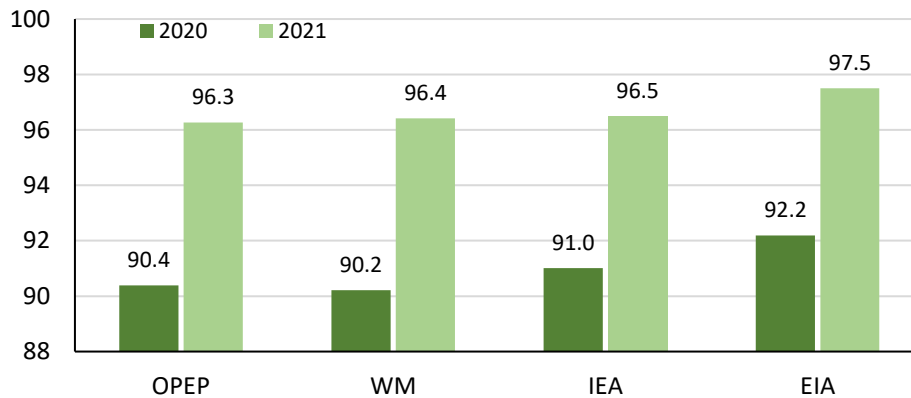
Nota: el WTI se cotizó con precios negativos el 20 de abril debido a renovaciones tardías de las posiciones del contrato de junio.

Tras la caída del crecimiento económico de 2020 derivada de la pandemia, las perspectivas para el 2021 son de una recuperación en el PIB a nivel mundial. En particular, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que la economía global experimentará una recuperación de 5.5% en el presente año, después de haber presentado una caída de 3.5% en el 2020, siendo India y China los países con una mayor expectativa de crecimiento, con 11.5% y 8.1%, respectivamente.

Demanda de petróleo

Las perspectivas de una recuperación en el crecimiento económico mundial, marcado por el regreso paulatino a la “nueva normalidad”, han llevado a diferentes agencias a revisar sus estimaciones para la demanda mundial de hidrocarburos en 2021, la cual oscilaría entre 96.3 y 97.5 Mmbd, siendo la OPEP quien contempla el escenario más conservador. Estas cifras representan un incremento de entre 5.3 y 6.2 Mmbd respecto al año anterior.

Gráfica 2. Estimaciones de demanda mundial de hidrocarburos líquidos para 2021^{1/}
(millones de barriles día)



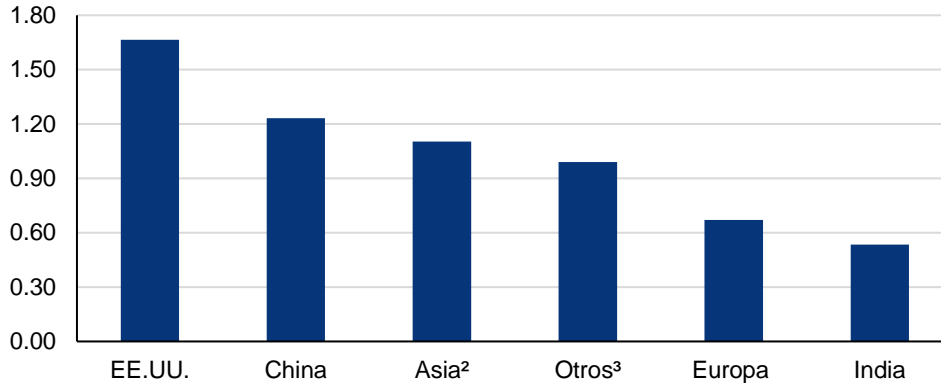
Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA) y OPEP.

1/ Actualización de marzo 2021.

La empresa consultora Wood Mackenzie (WM) estima que la demanda de hidrocarburos líquidos se ubicará en 96.4 Mmbd. Sin embargo, considera que el principal factor de riesgo para este pronóstico sería una caída de la demanda de gasolina y turbosina por la reducción de la movilidad a nivel mundial durante la primera mitad del 2021. En la medida que la actividad industrial en la zona asiática se recupere a lo largo del año, el efecto de la menor movilidad sobre la demanda de crudo podría verse compensado.

En este sentido, WM prevé que India será el país emergente con el mayor incremento anual en su demanda de crudo (11.9%), seguido de China (9.5%), lo que implicaría un aumento de 0.5 y 1.2 Mmbd respectivamente.

Gráfica 3. Cambio en la demanda de hidrocarburos líquidos de 2021^{1/} respecto de 2020
(millones de barriles día)



Fuente: WM

1/ Cifras a marzo 2021.

2/ No incluye a China e India.

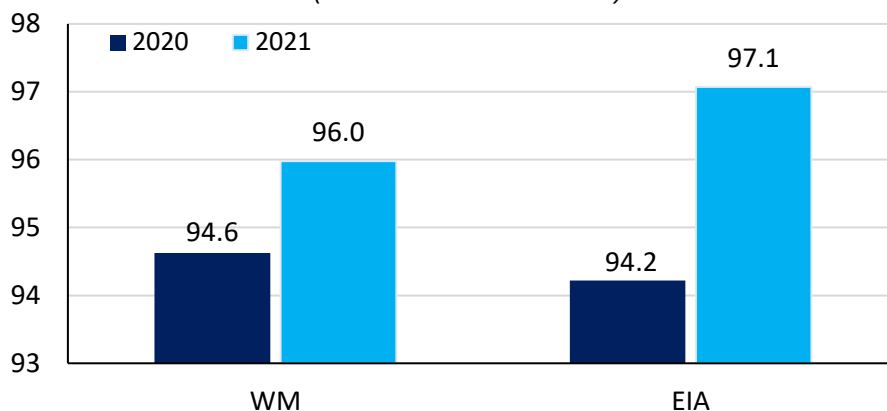
3/ Otros: *Rusia y Caspian, Latinoamérica, Medio Oriente y África.*

Oferta de petróleo

La Administración de Información Energética de los EE.UU. (EIA) y WM estiman que el promedio diario de la oferta mundial de hidrocarburos en 2021 será de 97.1 Mmbd y 96.0 Mmbd respectivamente. Lo anterior bajo el supuesto de que continúe el cumplimiento de los recortes pactados por la OPEP+^{1/}. El acuerdo vigente establece un recorte de 6.9 Mmbd que se mantendrá en abril del 2021 y que disminuirá paulatinamente en no más de 0.5 Mmbd mensuales durante mayo, junio y julio. De acuerdo con Bloomberg, el grupo planea incrementar 350 miles de barriles día (mbd) en mayo, el mismo volumen nuevamente en junio y 440 mbd en julio. De igual forma, se espera que el recorte adicional de 1.0 Mmbd de Arabia Saudita disminuya gradualmente durante el mismo periodo. En la última reunión de la OPEP+, celebrada el 1 de abril, se anunció que el nivel de cumplimiento del recorte durante febrero había sido de 115%.

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 marzo 2021.

En esa misma reunión, los países miembros de la OPEP+ acordaron extender hasta finales de septiembre el plazo para que los países que no han logrado cumplir al 100% con su cuota, puedan compensar sus recortes. Tal es el caso de Iraq que tuvo una producción de 3.95 Mmbd durante febrero, por encima de su objetivo de 3.60 Mmbd.

Por otro lado, la producción de Canadá se aceleró en diciembre a medida que los operadores de arenas bituminosas incrementaron su participación, con lo que el suministro total de líquidos alcanzó un nuevo récord en febrero de este año llegando a 5.8 Mmbd y se espera que en 2021 el promedio anual se ubique en 5.7 Mmbd, por encima de los niveles de 5.5 Mmbd en 2019^{2/}.

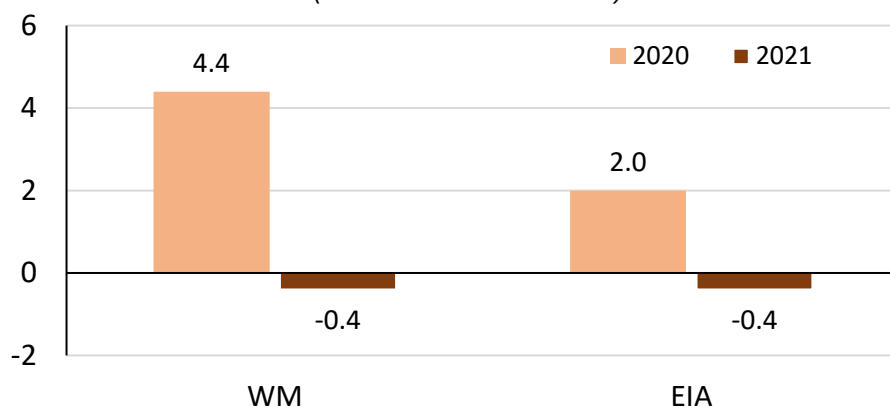
En contraste, la producción de líquidos de EE.UU. cerró en 16.5 Mmbd en 2020 y se espera una disminución de 200 mbd para 2021, con lo que el promedio anual se ubicaría en 16.3 Mmbd, este nivel contempla la caída en la producción que oscila entre los 2 y 4 Mmbd debido a las bajas temperaturas que afectaron a Texas durante febrero^{3/}.

Para el 2021, WM y la EIA estiman un panorama más balanceado para el mercado de crudo en el que la demanda sería superior a la oferta en 0.4 Mmbd.

2/ Con cifras de la EIA actualizadas en marzo 2021.

3/ Con cifras de WM actualizadas en marzo 2021.

Gráfica 6. Balance de Oferta y Demanda de hidrocarburos^{1/}
(millones de barriles día)



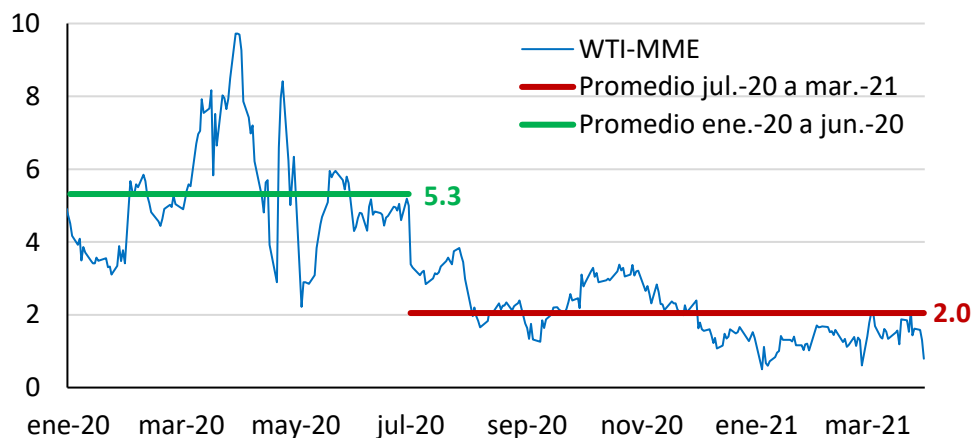
Fuente: WM y EIA.

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

Determinación del diferencial WTI-MME

A partir del segundo semestre de 2020 se ha observado una disminución en el diferencial entre el WTI y la MME acompañada de una menor volatilidad. El diferencial promedio de julio 2020 a la fecha es de 2.0 dólares por barril (dpb) mientras que el diferencial del primer semestre de 2020 promedió 5.3 dpb.

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



Fuente: FMP con información de Banco de México y Bloomberg

La dinámica observada en el diferencial durante los últimos meses responde principalmente a la escasez de calidades medias y amargas en el mercado mundial debida a: 1) los recortes realizados por la OPEP+ que han persistido en niveles superiores a los acordados inicialmente y; 2) la declinación natural de los campos en México que propició que las exportaciones a EE.UU. pasaran de 727 mbd a 559 mbd del primer al último trimestre de 2020.

Para 2021, los pronósticos de WM para los distintos precios marcadores de petróleo muestran un diferencial entre el WTI y el Maya de 3.7 dpb en promedio, esto es un aumento de más de un dólar respecto al observado de julio 2020 a la fecha^{4/}, pero inferior al promedio de los últimos 7 años de 5.2 dpb. Lo anterior, debido a que se espera que el diferencial se mantenga estrecho en tanto no incremente la disponibilidad de crudos de calidades medias y amargas. Como se señaló previamente, los miembros de la OPEP+ (incluyendo Arabia Saudita) aumentarán su producción de manera gradual durante el resto del 2021, con lo cual se esperaría que el diferencial del crudo Maya regresara a niveles cercanos a 5 dpb hasta el 2022.

Por otra parte, el diferencial WTI-MME estimado por el Fondo (Anexo 1) es de 2.6 dpb para el periodo comprendido de mayo a diciembre de 2021.

Consistente con las expectativas del mercado, en el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial de 3 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para el ejercicio 2021.

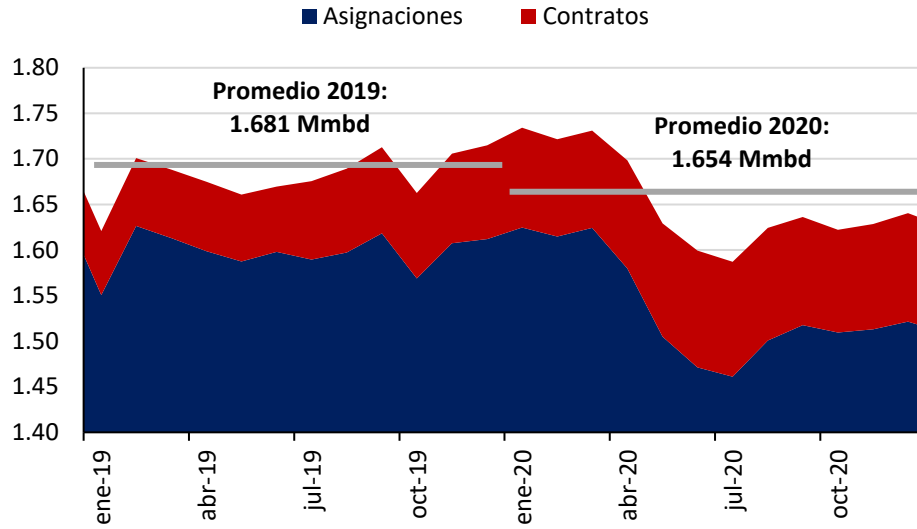
Plataforma de producción de petróleo

Durante 2020, la plataforma nacional de petróleo promedió 1.654 Mmbd, lo que representó una disminución anual de 2% respecto al año anterior. La declinación natural de los principales campos productores, aunado a la participación de México en el recorte de la OPEP+, explican la reducción en la producción de crudo de las asignaciones de Pemex.

Gráfica 8. Plataforma nacional de petróleo

(Millones de barriles diarios)

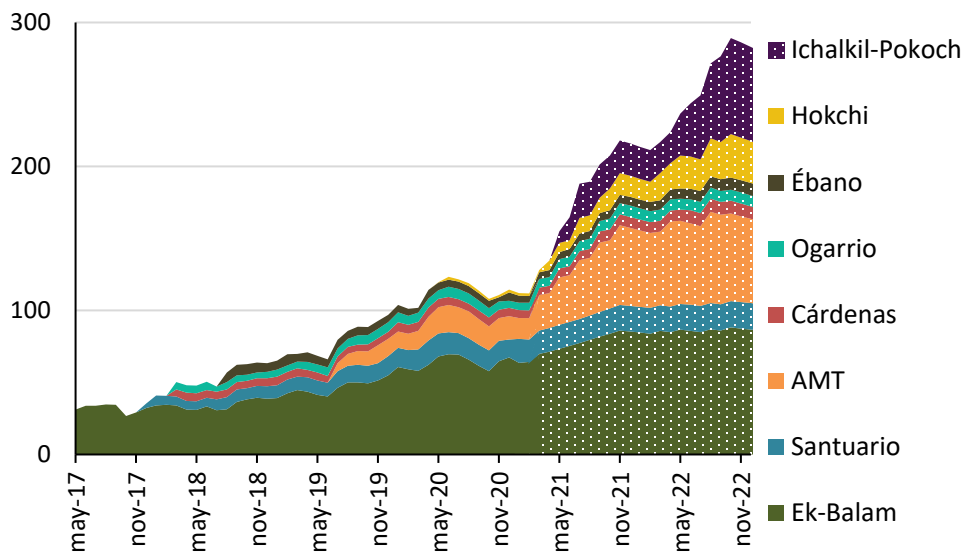
4/ Se refiere al diferencial WTI-Maya de julio 2020 a febrero 2021 de 2.2 dpb, con información de Pemex disponible al 31 de marzo de 2021.



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

En el mismo periodo, la producción de los contratos aumentó 40% con respecto a 2019, promediando 118 mbd, alcanzando el máximo histórico en junio con 128 mbd. Dicho incremento fue impulsado por el aumento de los siete principales campos productores, los cuales se espera que a finales de 2021 produzcan en conjunto 194 mbd, liderados por Ek-Balam, Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) y Santuario. También, se estima que en el primer semestre del año el campo Ichalkill-Pokoch, adjudicado al consorcio conformado por las empresas Fieldwood Energy y Petrobal en la R1.2, comience la etapa de producción comercial regular. Se espera que este nuevo campo aporte alrededor de 22 mbd al cierre del año.

Gráfica 9. Estimaciones de producción de contratos^{1/}
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Elaborado con información de la CNH y Welligence.

1/ Se refiere a los incrementos de los contratos con respecto a la última observación.

De la misma forma, se espera que los diez campos prioritarios de Pemex que actualmente producen continúen con la tendencia ascendente observada el año anterior, en el que agregaron 98 mbd a lo largo del 2020. También se asume la entrada a producción de los cinco campos restantes en el primer semestre de este año, con lo anterior los proyectos prioritarios de Pemex llegarían a producir en promedio 161 mbd en 2021.

En este contexto, el Fondo estima tres escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2021, los cuales se detallan a continuación:

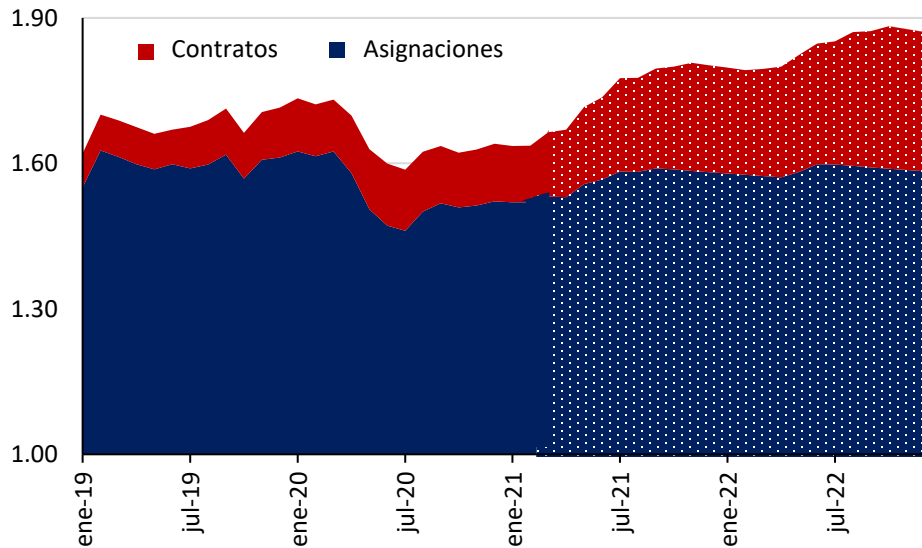
- a. En el escenario inercial, se asume que la producción se mantiene constante considerando el promedio de los últimos tres meses^{5/} para las asignaciones y contratos, 1.520 Mmbd y 117 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediaria 1.638 Mmbd en 2021.
- b. Considerando un escenario incremental^{6/}, se asume la plataforma del escenario inercial más los incrementos de los contratos y de los campos prioritarios, con lo que

5/ Se refiere a a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2020 a enero 2021) y contratos (diciembre 2020 a febrero 2021).

6/ Considera los incrementos esperados en la producción de los contratos y de los campos prioritarios.

se observaría un promedio anual de la plataforma nacional de petróleo para 2021 de 1.736 Mmbd.

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

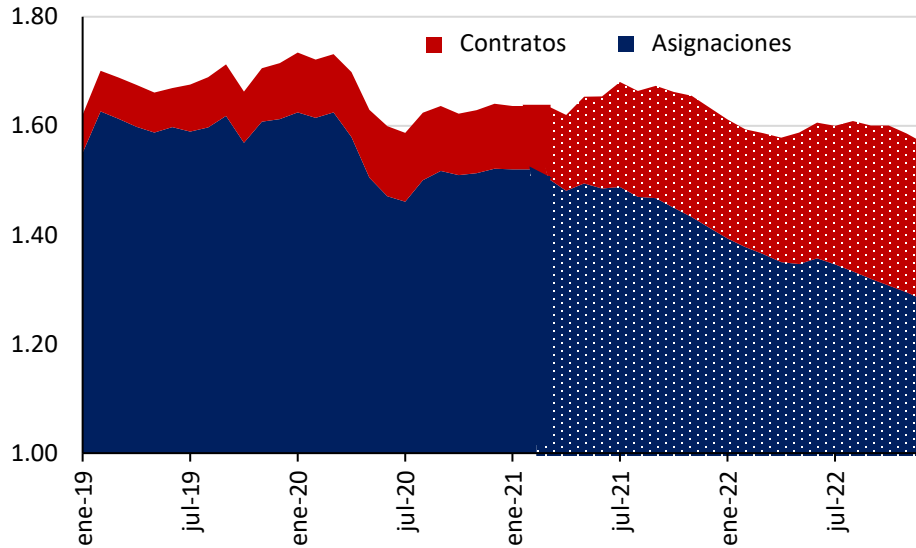


Fuente: Elaborado con información del SAT, la CNH y Welligence.

- c. Por último, se considera un escenario en el que el aumento de producción de los contratos y de los campos prioritarios del escenario incremental, no alcanzan a compensar la declinación natural de los diez principales campos maduros de asignaciones al cierre año, con lo cual la plataforma nacional de petróleo^{7/} promediaria 1.652 Mmbd en 2021.

7/ Incluye el promedio inercial del resto de contratos y asignaciones.

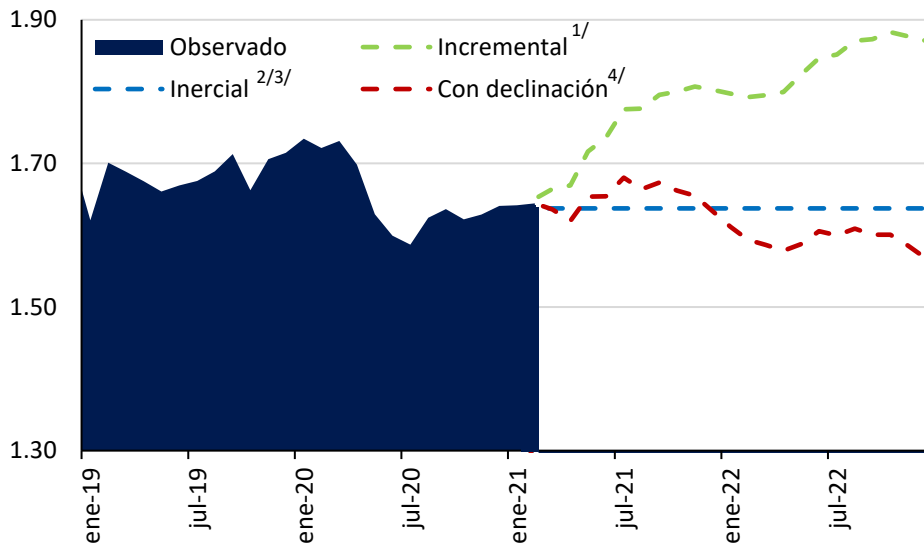
Gráfica 11. Plataforma nacional de petróleo escenario con declinación
(Millones de barriles diarios)



Fuente: Elaborado con información del SAT, la CNH y Welligence.

En resumen, los tres escenarios proyectados por el Fondo se muestran a continuación.

Gráfica 12. Escenarios de plataforma nacional de petróleo
(Millones de barriles diarios)



Fuente: Elaborado con información del SAT, la CNH y Welligence.

1/ Considera los incrementos de los contratos y de los campos prioritarios.

2/ A partir de febrero de 2021, se muestra el promedio inercial de asignaciones.

3/ A partir de marzo de 2021 se muestra el promedio inercial de contratos.

4/ Se asume que los incrementos de contratos y de los campos prioritarios no es suficiente para compensar la declinación natural de las principales asignaciones.

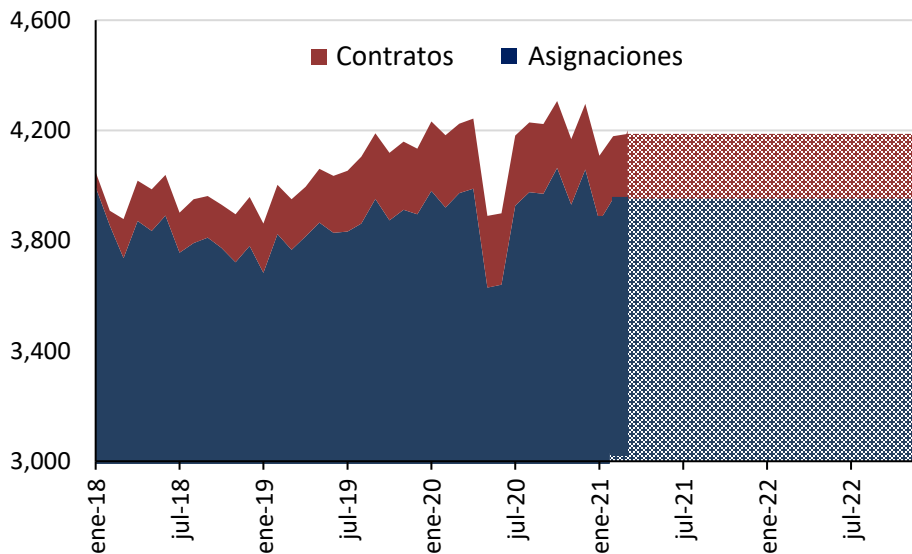
Plataforma de producción de gas

Derivado del recorte en la producción de petróleo pactado con la OPEP+, en mayo y junio de 2020 se observó una caída en la producción de gas natural asociado. Sin embargo, la plataforma nacional de gas natural logró recuperarse cerrando el año con niveles mayores a los observados previos al acuerdo.

El promedio anual de 2020 se ubicó en 4,173 millones de pies cúbicos (Mmpcd), lo que representó un incremento de 3% respecto al promedio del año anterior. Los contratos aportaron el 6% de la plataforma nacional de gas natural y aumentaron 18% respecto al promedio de 213 Mmpdc en 2019.

Asumiendo que la producción se mantiene constante y considerando el promedio de las últimas tres observaciones^{8/} de las asignaciones y de los contratos, la plataforma de gas natural promediara 4,180 Mmpcd en 2021.

Gráfica 13. Plataforma nacional de gas
(millones de pies cúbicos día)



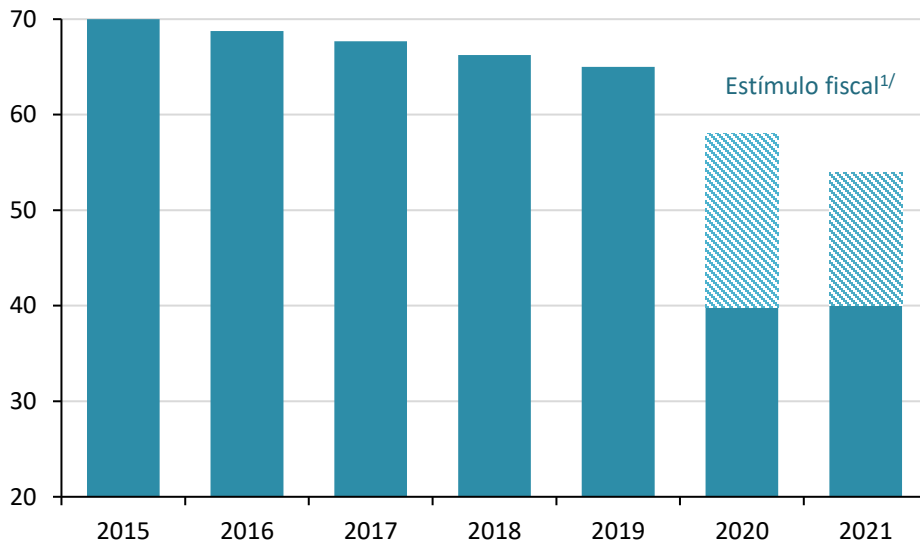
Fuente: FMP con información del SAT.

8/ Se refiere a a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2020 a enero 2021) y contratos (diciembre 2020 a febrero 2021).

Otros factores relevantes

Dentro de los factores clave que tienen impacto en la estimación de los ingresos del Fondo para 2021 se encuentra la carga fiscal de Pemex, en particular, respecto de la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) que, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, a partir de 2021 será del 54% (Gráfica 14). Respecto de los ingresos para 2021, cabe recordar que Pemex adicionalmente cuenta con un estímulo fiscal aplicable al pago del DUC publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) en febrero de 2021, el cual equivale a una reducción en la tasa del DUC a 40%, limitado 73,280 millones de pesos (mdp).

Gráfica 14. Tasa aplicable al DUC
(Porcentaje)

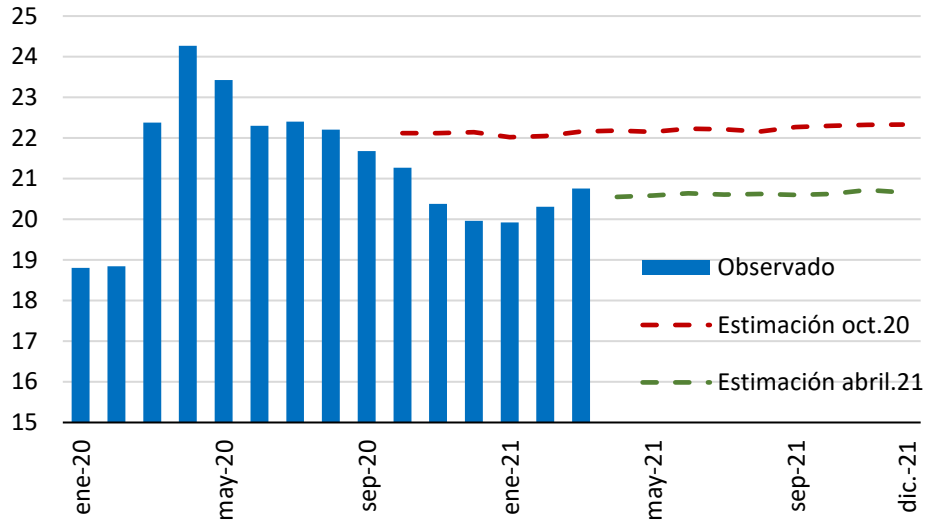


Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al SAT.

1/ En trama se muestra los estímulos fiscales, para 2020 resultó en una reducción efectiva del 18% a la tasa aplicable al DUC. Para 2021, se estima una reducción del 14% a la tasa aplicable al DUC y está limitado a 73 mil millones de pesos.

Por lo que respecta al tipo de cambio del peso frente al dólar, el promedio mensual de marzo se ubicó en 20.76 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 1.4 pesos por debajo del nivel estimado en octubre de 2020. De acuerdo con la “Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” del Banco de México de marzo de 2021 se espera que el tipo de cambio al cierre de 2021 se sitúe en 20.66 pesos por dólar. (Gráfica 15).

Gráfica 15. Tipo de cambio
(Pesos por dólar)



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

II. Supuestos macroeconómicos

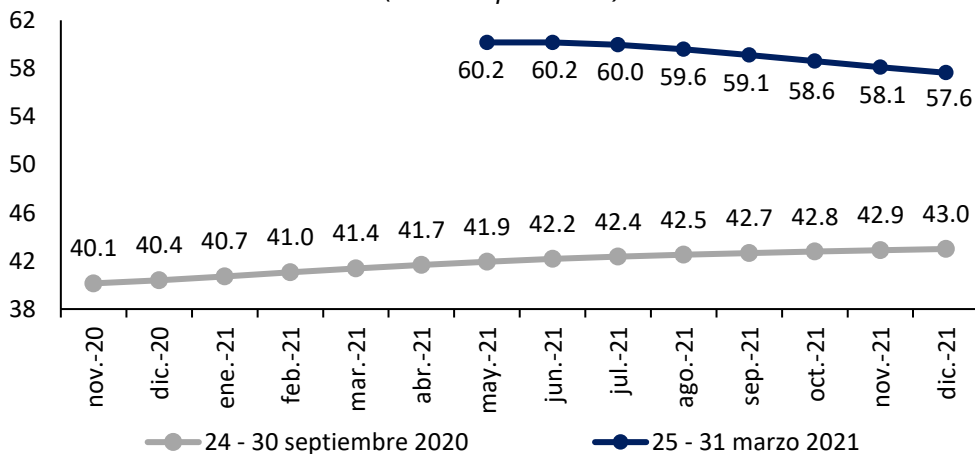
En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la estimación de los ingresos del Fondo en los distintos escenarios de precios y de producción. En particular, se hace referencia a las fuentes de información empleadas y se detalla la metodología implementada para proyectar cada 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 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 marzo de 2021.

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 marzo de 2021 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 3 dpb, de acuerdo con lo descrito en el apartado “Determinación del diferencial WTI-MME” de la primera sección del documento.

Gráfica 16. Curva de futuros del WTI

(Dólares por barril)

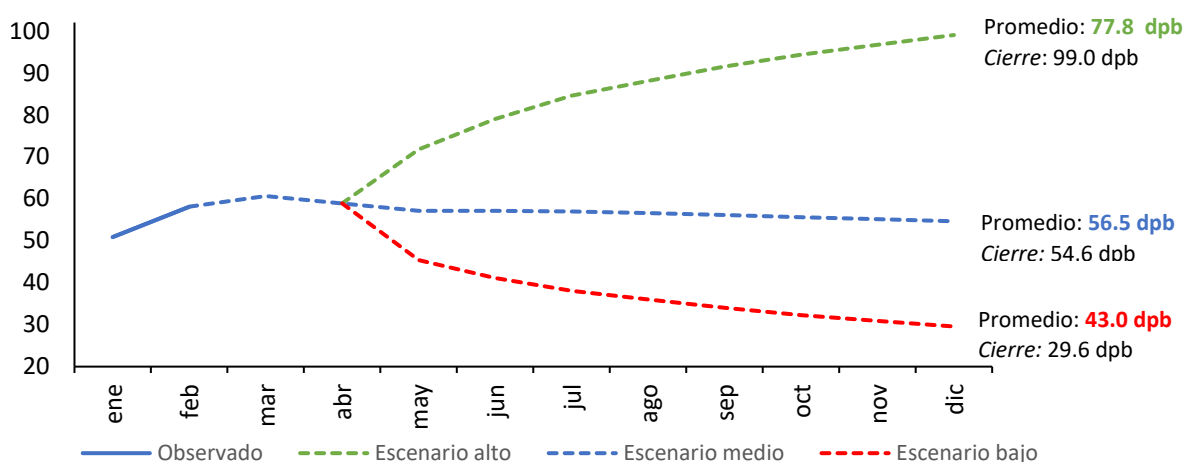


Fuente: Bloomberg.

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 medio de la MME. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones del precio del WTI observada en los últimos 5 días hábiles de marzo de 2021. 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 17 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2021 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 56.5 dpb y un rango de precios entre los escenarios bajo y alto de 43 dpb a casi 78 dpb promedio anual.

Gráfica 17. Escenarios de precios de la MME 2021^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

En cuanto al precio de gas natural, se utiliza el promedio ponderado de las últimas tres observaciones 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 de gas.

Respecto a la plataforma de producción nacional de petróleo, el escenario inercial es el planteado en la sección precedente. En particular, se utiliza el pronóstico inercial del volumen promedio de los últimos tres meses para los cuales se cuenta con información. Para el caso de asignaciones se utiliza la información reportada por el SAT de noviembre de 2020 a enero

de 2021. En el caso de los contratos, la producción utilizada en el promedio corresponde a la reportada por la CNH para el periodo diciembre de 2020 a febrero de 2021.

Adicionalmente se incorporan dos escenarios alternos de producción en línea con lo descrito en la sección "Plataforma de producción de petróleo". El primero es el escenario incremental y considera los aumentos en la producción de los campos prioritarios de Pemex y los contratos; el segundo es el escenario que contempla los aumentos del escenario incremental y la declinación natural de los principales campos maduros de Pemex.

Tabla 1. Escenarios de producción de la plataforma nacional 2021^{1/}
(Millones de barriles día)

Escenario	Con declinación	Inercial	Incremental	Pre-Criterios 2022
I. Asignaciones	1.478	1.520	1.563	-
II. Contratos	0.173	0.117	0.173	-
Plataforma nacional (I+II)	1.652	1.638	1.736	1.794

Fuente: Análisis FMP.

1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

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 noviembre de 2020 a enero de 2021 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 2021, se utilizó la tasa de 40%, en línea con el estímulo fiscal publicado en el DOF el 19 de febrero de 2021, dicho estímulo contempla un crédito fiscal en el pago del DUC por hasta 73,280 mdp.

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 2021 con base en los supuestos del escenario inercial de producción de hidrocarburos y del escenario medio de precios descritos en los párrafos anteriores, además se utilizó el promedio observado durante 2019 y 2020 de los costos deducidos por Pemex con base en la declaración que presenta al SAT. De esta manera, el valor de la TED utilizado en este ejercicio de programación financiera es de 20% para 2021. 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 2021 se utilizó el contenido en el documento de Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2021, publicado por la SHCP en septiembre de 2020, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)^{9/}.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación abril-21 (a)	Estimación octubre-20 (b)	Diferencia c. (a/b)-1
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	20.5	22.2	-7%
Petróleo			
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	56.5	37.1	52%
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.638	1.752	-7%
Gas			
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	3.4	2.2	55%
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	4,180	4,196	-0.4%
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	40%	54%	-14 p.p. ^{7/}
II. Tasa efectiva de deducción de costos	20%	24%	-4 p.p.
PIB Nominal^{8/} (miles de millones de pesos)	24,983.9	24,983.9	-

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 marzo de 2021.

2/ Promedio anual con información a marzo 2021 y futuros del WTI menos un diferencial de 3 dpb.

3/ Corresponde a la metodología utilizada en esta programación financiera y se refiere al promedio inercial de los últimos tres meses observados para asignaciones y contratos.

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

6/ Considera el estímulo fiscal publicado en el DOF el 19 de febrero de 2021, tomando en cuenta el límite de 73 mil mdp.

7/ Se define p.p. como puntos porcentuales

8/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2021.

9/ 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 2021

Con los supuestos descritos anteriormente, en el escenario medio de precios de la MME (56.5 dpb promedio para el año) el Fondo estima recibir 328,474 mdp al cierre del 2021. Del total estimado, 303,189 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 80% corresponde a ingresos del DUC. Los ingresos provenientes de contratos se calculan en 25,285 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (77.8 dpb promedio para 2021), los ingresos totales se ubicarían en 439,922 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (43 dpb en promedio para el año), los ingresos totales se ubicarían en 269,201 mdp. La Tabla 3 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en donde se observa que la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 170,721 mdp.

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

Escenario	Bajo	Medio	Alto	Pre-Criterios 2022
Precio MME ^{4/}	43.0	56.5	77.8	55.0
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,194	1,194	1,194	
Extracción	47,264	60,440	99,316	
Utilidad compartida	199,207	241,554	307,992	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	1,531	1,531	1,531	
Regalía base	388	519	907	
Regalía adicional	2,620	3,195	4,080	
Comercialización de hidrocarburos	16,997	20,040	24,901	
Total de ingresos estimados	269,201	328,474	439,922	351,772^{5/}
% del PIB^{6/}	1.1%	1.3%	1.8%	1.4%

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 1.638 Mmbd.

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

5/ Se refiere a los ingresos petroleros del Gobierno Federal estimados para 2021 contenidos en los Pre-Criterios 2022.

6/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en CGPE 2021.

Además de las estimaciones con distintos escenarios de precios, se realizó una proyección de los ingresos que el Fondo podría recibir utilizando los escenarios alternos de volumen de producción de petróleo, manteniendo constante el resto de los supuestos descritos para el

escenario medio de precios. En el escenario incremental, con una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.736 Mmbd el Fondo recibiría 341,787 mdp, por otro lado, en el escenario con declinación natural, con una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.652 Mmbd se recibirían 327,587 mdp.

Tabla 4. Escenarios de producción^{1/}

Escenarios	Plataforma^{2/} <i>(Mmbd)</i>	Ingresos <i>(mdp)</i>
Con declinación ^{3/}	1.652	327,587
Inercial	1.638	328,474
Incremental ^{4/}	1.736	341,787
Pre-criterios 2022	1.794	351,772 ^{5/}

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios de producción se utiliza un precio promedio de 56.5 dpb

2/ Se refiere al valor estimado de la plataforma promedio de 2021.

3/ Se refiere al escenario de producción que contempla la declinación natural de los campos maduros de Pemex.

4/ Se refiere al escenario de producción que contempla los incrementos en la producción de los campos prioritarios de Pemex y los contratos.

5/ Se refiere a los ingresos petroleros del Gobierno Federal estimados para 2021 contenidos en los Pre-Criterios 2022.

IV. Conclusiones

Se estima que al cierre de 2021 los ingresos que recibe el Fondo representen el 1.3% del PIB, con un monto de 328,474 millones de pesos.

- El presente ejercicio asume un precio promedio de la MME de 56.5 dpb para 2021 derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 3 dpb. Asimismo, se supone que la plataforma promedio de producción nacional de crudo sea de 1.638 Mmbd durante el año.
- Lo anterior, se compara con los 351,772 mdp estimados en Pre-Criterios 2022, los cuales consideran un precio promedio de 55 dpb y una plataforma de 1,794 Mmbd.

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 EE.UU., principal mercado de la MME. 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 mayo 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^{10/} en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de marzo de 2021, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI^{10/} en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de marzo de 2021, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent^{10/} en dpb observado del 1 de octubre de 2019 al 31 de marzo de 2021, publicado por Bloomberg.

Tabla 5: Resultados del modelo

MME				
<i>Predictors</i>	<i>Estimates</i>	<i>std. Error</i>	<i>Statistic</i>	<i>p</i>
(Intercept)	-4.74434 ***	0.42432	-11.18116	<0.001
WTI	1.53662 ***	0.05961	25.77843	<0.001
Brent	-0.47462 ***	0.05829	-8.14307	<0.001
Observations	360			
R ² / R ² adjusted	0.980 / 0.979			

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

10/ No se consideran las observaciones del 20 de abril de 2020, por considerarse observaciones atípicas.

Estimación de la MME:

$$MME_t = -4.74434 + 1.53662 * WTI_t - 0.47462 * Brent_t$$

Donde:

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

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2021 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de mayo a diciembre de 2021.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2021 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de mayo a diciembre de 2021.

Estimación del diferencial:

$$Diferencial\ promedio = \sum_{i=1}^8 (WTI_i - MME_i) / 8$$

Donde:

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

i = Índice de la sumatoria que indica el período que va de mayo a diciembre de 2021.

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2021 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de mayo a diciembre de 2021.

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

8: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de mayo 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

Desde 2015, en promedio, el DUC ha representado 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 de los ingresos de comercialización y de los 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^{11/} e ingresos por comercialización.

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

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

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.

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

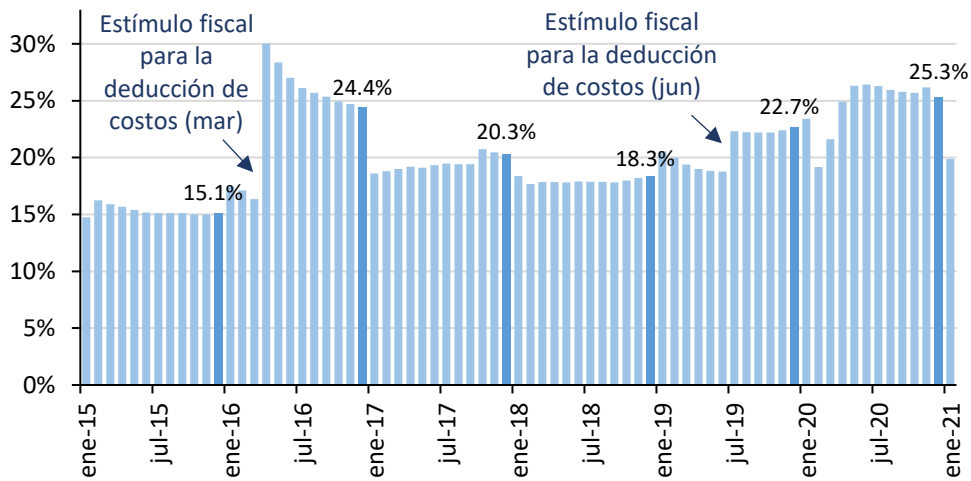
Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para 2021, se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento. Asimismo, se incorporó el estímulo publicado en el DOF el 19 de febrero de 2021 en el pago del DUC para el ejercicio 2021. Por último, se utilizó el pronóstico inercial de los costos deducidos conforme al promedio observado entre enero de 2019 y diciembre de 2020.

11/ 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.

Dado los supuestos mencionados, se estima que al cierre de 2021 se tendría una TED de 20% en línea con una recuperación en los ingresos de comercialización y los costos deducidos en 2021 con respecto a lo observado en 2020.

A lo largo del tiempo, la TED ha tomado distintos valores, en la gráfica 1 de este anexo se muestran los valores observados 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 2020, la TED alcanzó niveles no observados desde 2016, cerrando en 25.3%.

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



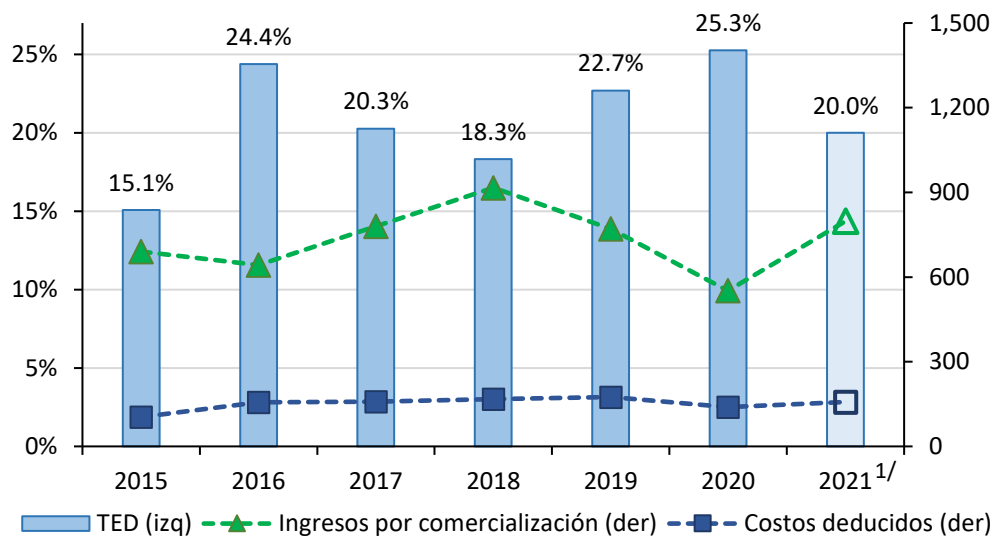
Fuente: FMP.

A diferencia de 2016, se observa que el incremento de la TED en 2020 se debió principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario disminuyeron considerablemente en mayor medida que los costos deducibles. Respecto a lo observado en 2019, durante 2020 los ingresos por comercialización se redujeron en 28% derivado de una caída en los precios del petróleo y una disminución en la producción, mientras que los costos deducibles disminuyeron en 20%.

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, para 2021 se estima que la TED presente un comportamiento similar a lo observado en 2017 y 2018, cuando el aumento en los ingresos de comercialización mostrados de 2017 a 2018 impulsaron la reducción de la TED respecto a los periodos anteriores. Es decir, los costos

deducidos mantienen una relación directa con la TED, mientras que los ingresos de comercialización mantienen una relación inversa con la TED.¹²

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



Fuente: FMP.

1/ Para 2021 se muestran datos estimados.

12/ Con la finalidad de obtener un comparativo, se realizó el ejercicio con información al cierre de cada ejercicio. 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.