

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 2022

Publicada-Usó General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

Programación financiera abril 2022

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 2022. 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 2022. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

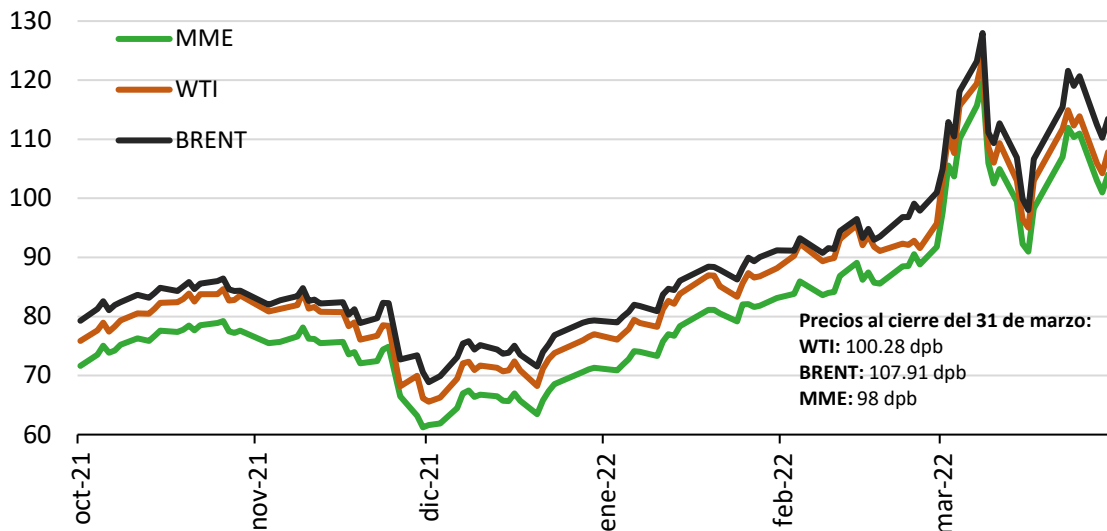
I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda mundial de hidrocarburos líquidos	6
Oferta mundial de hidrocarburos líquidos	8
Precios del gas natural	12
Determinación del diferencial WTI-MME	13
Plataforma de producción de petróleo	15
Plataforma de producción de gas	19
II. Supuestos macroeconómicos	20
III. Ingresos estimados para 2022	26
IV. Resumen	¡Error! Marcador no definido.
Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios de precios	29
Anexo B. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	30
Anexo C. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME	33

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

Durante el primer trimestre del 2022 los precios internacionales del petróleo han mostrado una tendencia ascendente como resultado de la recuperación de la demanda económica mundial y de la escalada del conflicto militar entre Rusia y Ucrania que generó preocupaciones sobre el suministro de petróleo en la Unión Europea, luego de que EE.UU. y otros países impusieran sanciones a Rusia.

En marzo los precios del crudo se situaron por encima de 120 dólares por barril (dpb), alcanzando niveles no vistos desde 2008. En ese sentido, tan solo en el periodo comprendido entre septiembre 2021 y marzo 2022, el precio del Brent y del West Texas Intermediate (WTI) presentaron un incremento^{1/} de 50% y 51%, respectivamente y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) de 54%.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(dólares por barril)



Fuente: Bloomberg y Banxico.

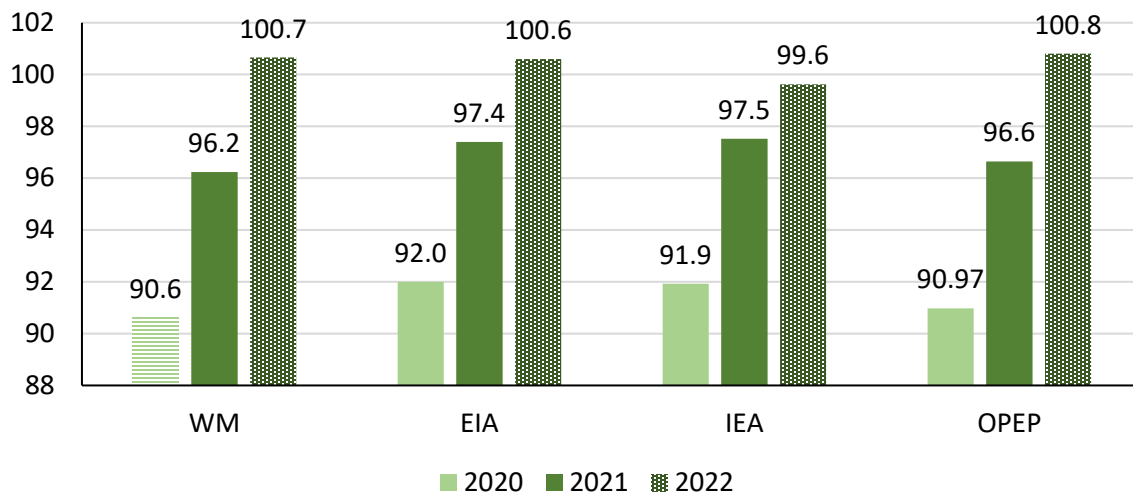
1/ Se considera el cambio porcentual del promedio de septiembre de 2021 con respecto al promedio de marzo de 2022.

Demanda mundial de hidrocarburos líquidos

La demanda de hidrocarburos líquidos a nivel mundial ha presentado una recuperación importante desde el 2021, apoyada por el crecimiento económico mundial que alcanzó el 5.9% durante ese año. Según estimaciones del Fondo Monetario Internacional, la tasa de crecimiento económico mundial para el 2022 se ubicará en 4.4%, como resultado de: i) el incremento en el número de contagios de la variante de COVID-19, Omicrón, ii) continuos aumentos en la inflación mundial, iii) las menores tasas de crecimiento de China y Estados Unidos de América (EE.UU.) y, iv) los efectos económicos del conflicto entre Rusia y Ucrania.

En línea con lo anterior, las diferentes agencias consultoras del sector hidrocarburos, así como los organismos de los países productores de petróleo estiman que la demanda mundial de hidrocarburos líquidos presente este año un crecimiento promedio del 4% con respecto del año anterior, con lo que se espera se ubique en niveles cercanos a los 100 millones de barriles día (Mmbd).

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

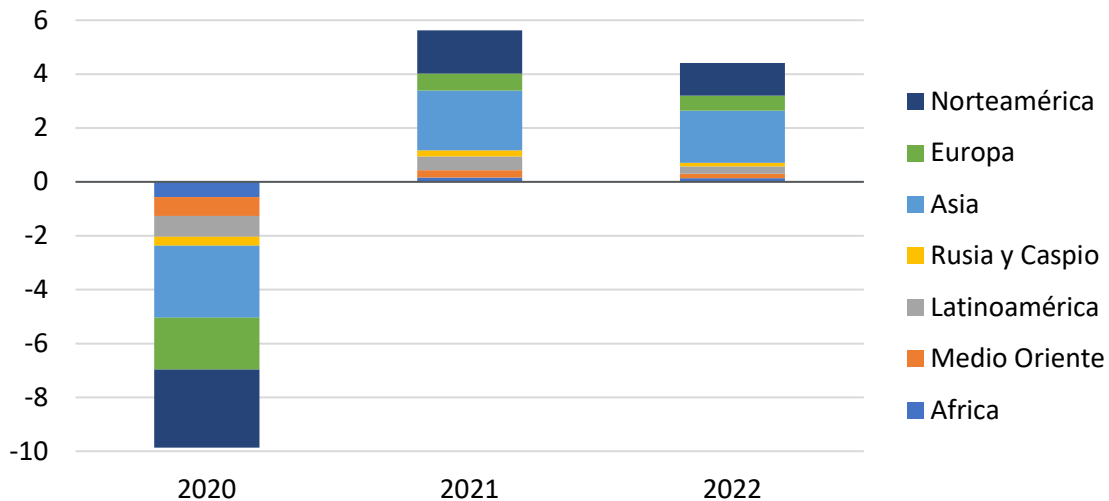


Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA) y Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

1/ Marzo 2022.

En particular, la agencia Wood Mackenzie (WM) espera que la demanda mundial de hidrocarburos líquidos tenga un incremento de 4.4 Mmbd en 2022. De ser el caso, los incrementos observados en 2021 (5.6 Mmbd) y 2022, compensarían la caída observada en 2020 de 9.9 Mmbd. No obstante, el consumo podría verse afectado durante la primera mitad del 2022, derivado de los altos precios del petróleo resultado de las tensiones geopolíticas.

Gráfica 3. Cambio anual de la demanda mundial de hidrocarburos líquidos por región
(millones de barriles día)



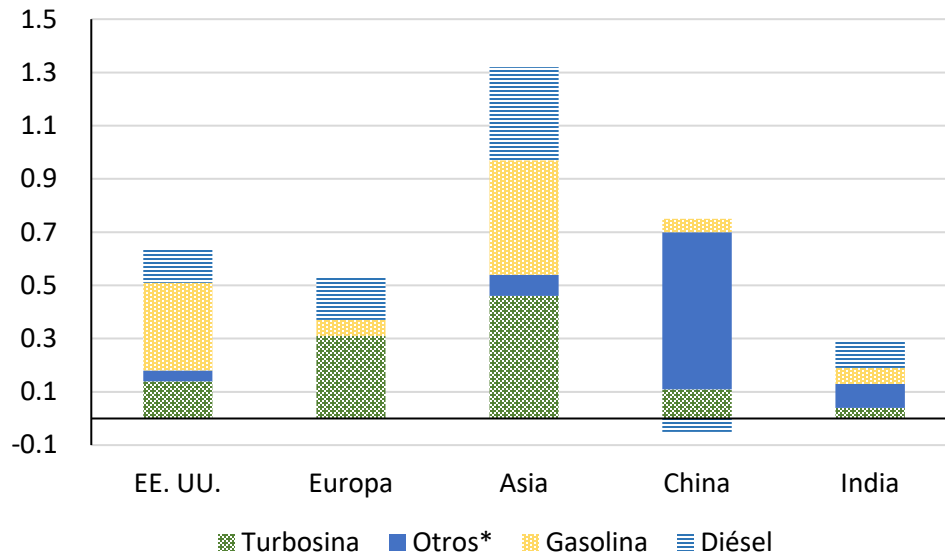
Fuente: FMP con información de Wood Mackenzie

De manera similar a lo observado en 2021, se espera que Asia continúe siendo la región líder en la recuperación de hidrocarburos en este año, con un incremento estimado de 1.9 Mmbd, con lo que más que compensaría la caída observada en 2020. Por otro lado, en Norteamérica, el cambio en la demanda de hidrocarburos del año pasado y la actual apenas logrará recuperar la pérdida observada en 2020, esto a pesar de que EE.UU. fue el país con la mayor contribución a la demanda mundial de petróleo en 2021, respaldado principalmente por el aumento en transporte y la industria petroquímica.

Adicionalmente, en lo que va del año, la demanda de hidrocarburos líquidos se incrementó derivado de las condiciones climáticas invernales en el hemisferio norte, así como por la incertidumbre en torno al suministro de hidrocarburos en la región europea por los conflictos entre Rusia y Ucrania, y en el Medio Oriente. De acuerdo a cifras de WM, se prevé que en la segunda mitad del 2022 la demanda supere por primera vez los 101 Mmbd, impulsado principalmente por una mayor demanda de turbosina y gasolina.

Gráfica 4. Cambio en la demanda mundial por tipo de hidrocarburos, 2021-2022

(millones de barriles día)



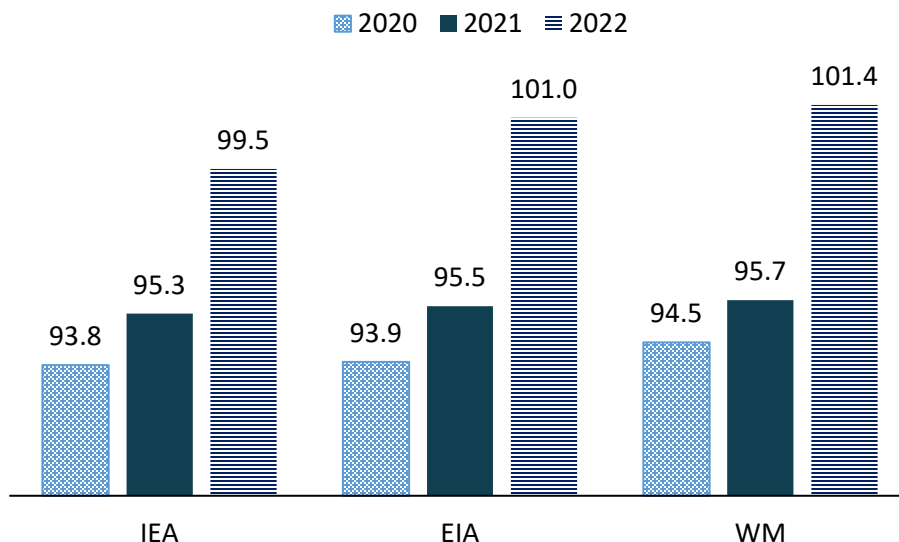
Fuente: FMP con información de Wood Mackenzie
 *Otros: combustóleo, nafta, gas licuado y otros combustibles.

Se prevé que Asia, excluyendo China, sea la principal región que impulsé la recuperación de la demanda de líquidos, apoyada por un incremento en la demanda de turbosina, diésel y gasolina. Lo anterior, en línea con un robusto crecimiento económico esperado en Japón y Corea del Sur. Por su parte, de acuerdo a las estimaciones de WM, se espera que la demanda en China crezca a un ritmo de 4.8% anual, mientras que la de EE.UU. lo haga en 4.6%, impulsada por el consumo de turbosina, etano, gas licuado y gasolina.

Oferta mundial de hidrocarburos líquidos

De acuerdo a las estimaciones de la consultora WM, la EIA y IEA, la oferta mundial de hidrocarburos líquidos se ubicará en niveles de entre 101 y 101.6 Mmbd, lo que representaría un crecimiento del 6% anual con respecto a lo observado durante 2021.

Gráfica 5. Estimaciones de oferta mundial de hidrocarburos líquidos^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de EIA, WM e IEA.

1/ Actualización de marzo 2022.

Existe incertidumbre respecto de la evolución de la oferta mundial por las diversas sanciones aplicadas contra Rusia que han restringido su capacidad de exportación y potencialmente podrían limitar su producción. A inicios de marzo, los EE.UU. y el Reino Unido prohibieron las importaciones de petróleo ruso en sus territorios, las cuales representan el 3% y 13% del total de sus importaciones de crudo respectivamente. Al respecto, India está adquiriendo los barriles rusos de petróleo que no están siendo colocados en los países antes mencionados.

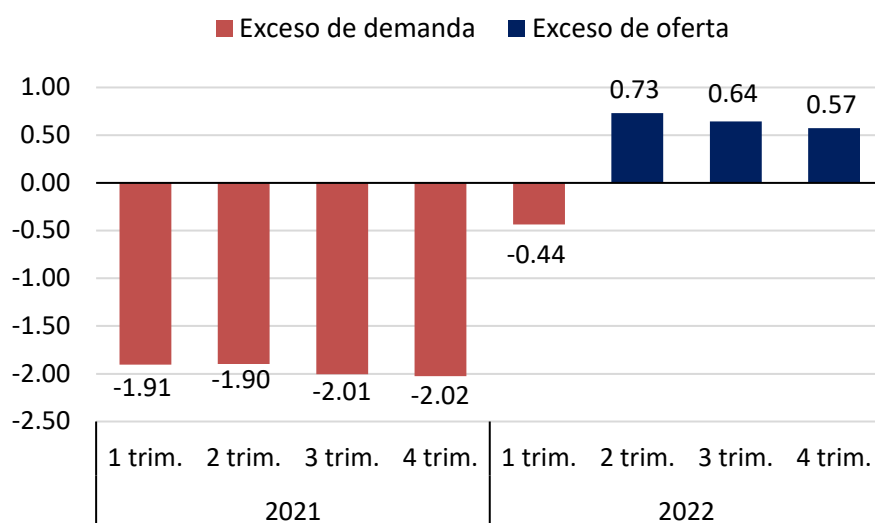
De acuerdo con la EIA, la producción de hidrocarburos líquidos de Rusia en febrero se situó en 11.31 Mmbd y se espera que ésta caiga en el transcurso del año hasta niveles de 10.56 Mmbd, con lo que la producción promedio anual se ubicaría en 10.81 Mmbd.

En respuesta a la posible escasez de suministro derivado del conflicto bélico, en marzo la IEA anunció que 25 países miembros acordaron la liberación de 61.7 millones de barriles (Mmb) de petróleo al mercado y se enfatizó que actualmente cuentan con reservas de emergencia de hasta 1,500 Mmb de petróleo. Asimismo, a inicios de abril el grupo anunció la liberación de 120 Mmb de petróleo en un plazo de seis meses, de los cuales la mitad será aportada por EE.UU. debido a su compromiso de liberación de 180 Mmb, el cual se detalla más adelante.

Por otra parte, los EE.UU. iniciaron un diálogo con Venezuela en un intento para que este país pueda suplir la caída en las importaciones del petróleo ruso debido a las prohibiciones impuestas a Moscú. Cabe señalar que en los últimos meses Venezuela ha registrado un repunte en su producción. De acuerdo con datos de la EIA de febrero, Venezuela produjo 700 mil barriles día (mbd) de petróleo, incrementando su producción en 30% con respecto al mismo mes de 2021.

La EIA prevé que el mercado continúe presentando un déficit de producción durante el primer trimestre, con lo cual la demanda superaría a la oferta en 440 mbd de hidrocarburos líquidos. Se espera que esta situación se revierta conforme avance el año derivado de la recuperación en la producción de los EE.UU. y del incremento mensual en la producción de petróleo de la OPEP+.

Gráfica 6. Balance entre oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos^{1/}
(millones de barriles día)

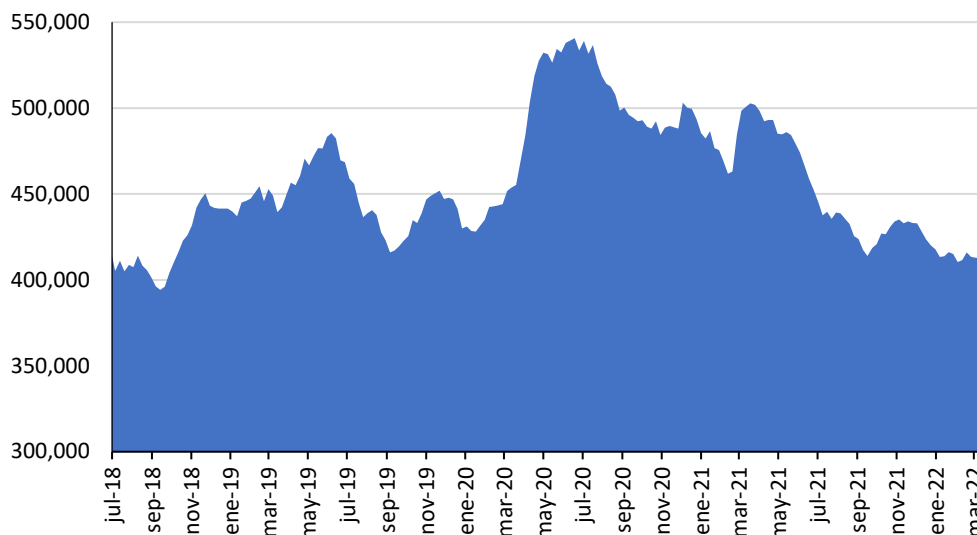


Fuente: Estimaciones de EIA.

1/ El balance se refiere a la diferencia entre la oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos, por lo que las cifras negativas se refieren a un exceso de demanda

La mayor recuperación de la demanda de hidrocarburos con relación a la oferta se ha reflejado en el nivel de los inventarios comerciales de crudo de EE.UU., los cuales se redujeron en casi 85 mbd en el periodo que abarcó de marzo a diciembre de 2021, con lo que durante la última semana de marzo de 2022 dichos inventarios alcanzaron el nivel más bajo de los últimos 4 años, ubicándose en 409,950 barriles.

Gráfica 7. Inventarios comerciales de crudo de EE.UU.
(miles de barriles)



Fuente: FMP con información de la EIA

En este contexto, EE.UU. acordó liberar en noviembre pasado 50 Mmb de crudo de sus reservas estratégicas y en marzo de este año otros 30 millones. Como se mencionó anteriormente, con el propósito de aliviar las presiones en el mercado derivado del conflicto Rusia-Ucrania, a finales de marzo EE.UU. anunció la liberación de 180 Mmb en un plazo de seis meses comenzando en mayo, lo que representa la mayor liberación de reservas estratégicas en la historia del país.

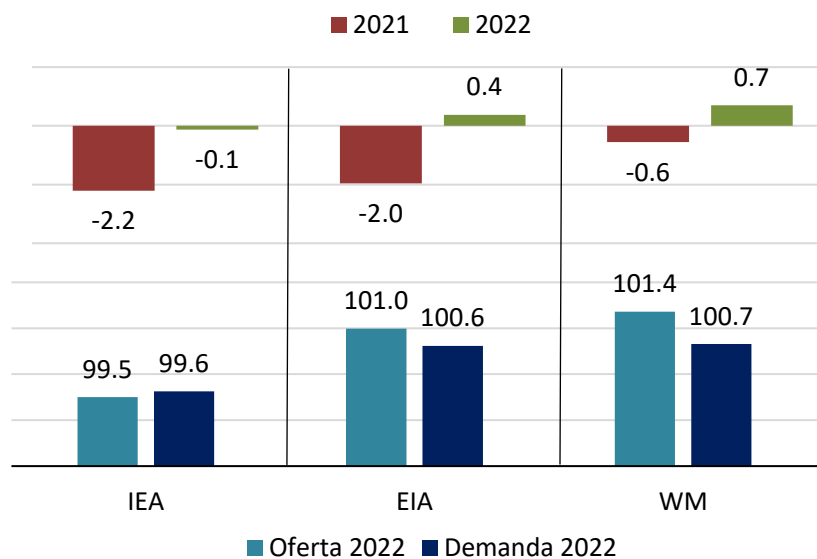
En términos de producción de hidrocarburos líquidos los EE.UU., se estima que se ubicará en 20.41 Mmbd este año de acuerdo con estimaciones de la EIA, superando incluso los niveles promedio observados durante 2019 de 19.51.

Por su parte la OPEP+ continuó incrementando su producción en 400 mbd cada mes conforme a los acuerdos establecidos desde agosto del 2021, pese a las solicitudes de EE.UU. de incrementar el ritmo de producción debido al conflicto bélico de Rusia. Lo anterior llevó a la organización a acordar en abril un incremento en su cuota de 32 mbd, lo que llevaría a establecer una meta de producción de 432 mbd en mayo. De acuerdo con la EIA, se espera que la producción de hidrocarburos líquidos de la organización aumente en 2.8 Mmbd en 2022, situando la producción promedio en 34.4 Mmbd. La mayor parte de este aumento provendrá del incremento en la producción de Arabia Saudita, Emiratos Árabes Unidos y

Kuwait. Mientras que países como Libia y Kazajistán podrían presentar disminuciones en su producción principalmente por conflictos geopolíticos.

De esta forma, las distintas previsiones sobre el mercado de hidrocarburos apuntan a un mejor balance entre oferta y demanda para todo el 2022, en contraste con lo ocurrido el año pasado, periodo en el cual la demanda excedió la oferta en un máximo de 2.1 Mmbd de acuerdo con la IEA.

Gráfica 8. Estimaciones del balance de oferta y demanda mundial de hidrocarburos^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de IEA, WM y EIA.

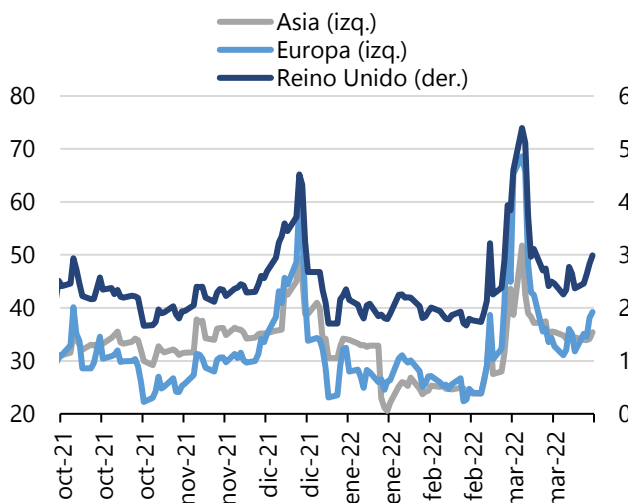
1/ El balance se encuentra graficado en la parte inferior y se refiere a la diferencia entre la oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos.

Precios del gas natural

A partir de diciembre de 2021, el precio del gas natural en Europa ha presentado una serie de incrementos que lo han llevado situarse a niveles de casi 70 libras por millar de unidad térmica, lo anterior derivado de las preocupaciones sobre una posible interrupción al suministro de gas natural con motivo del conflicto bélico entre Rusia y Ucrania y las sanciones impuestas contra Rusia, toda vez que el 40% del gas natural de la región depende del suministro de Rusia.

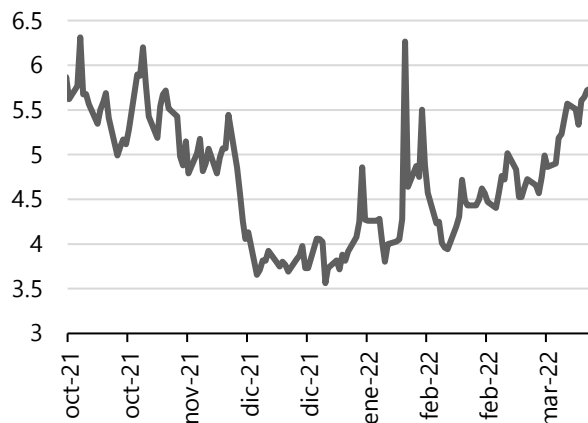
La EIA estima que el precio del gas natural Henry Hub promediará 3.79 dólares por millón de BTU (dpMmbtu) en 2022, en comparación a los 3.91 dpMmbtu del 2021.

Gráfica 9. Precio del gas natural Europa y Asia
(libra por millar de unidad térmica)



Fuente: FMP con información de Bloomberg.

Gráfica 10. Precio del gas natural EE.UU.^{1/}
(dólares por millón de BTU)



Fuente: FMP con información de Bloomberg.

1/ Hace referencia al precio marcador Henry Hub.

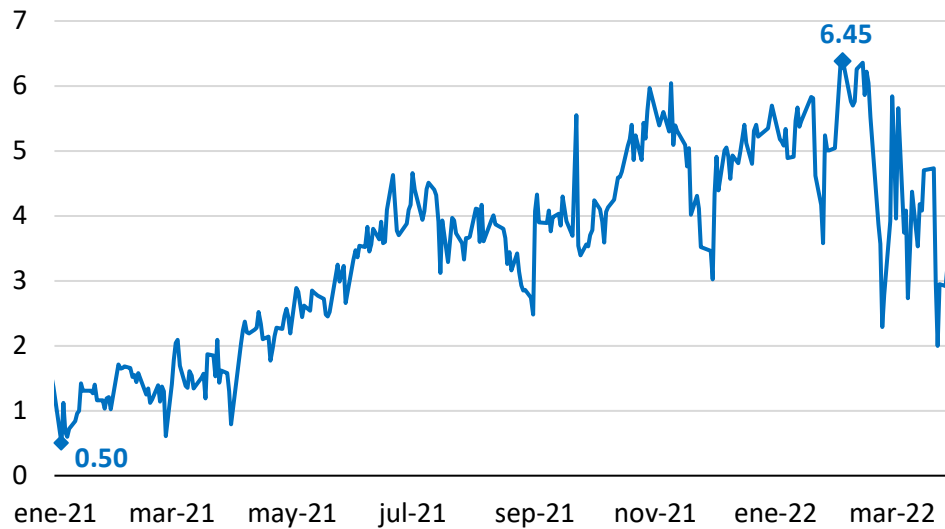
Determinación del diferencial WTI-MME

Desde inicios de 2021 y hasta el cierre del primer bimestre del 2022 se observó una tendencia al alza en el diferencial entre el WTI y la MME, pasando de un mínimo de 0.5 dpb en enero de 2021^{2/} al máximo de 6.45 dpb en febrero de 2022^{3/}. La trayectoria responde a la mayor demanda de WTI tanto en EE.UU. como en Europa, al regreso gradual de la producción de la OPEP+ de 400 mbd que comenzó a partir de agosto de 2021, y a la liberación de 50 Mmb de las reservas estratégicas de EE.UU. anunciada en noviembre de 2021 con el objetivo de frenar el incremento en los precios del petróleo y contener la inflación, lo cual implicó una mayor oferta de crudos medios y amargos.

2/ Observado el 4 de enero de 2021.

3/ Observado el 3 de febrero de 2022.

Gráfica 11. Diferencial WTI-MME
(dólares por barril)



Fuente: FMP con información de Banco de México y Bloomberg

Recientemente, el conflicto militar entre Rusia y Ucrania ha dado lugar a una mayor demanda de fuentes alternativas al crudo Urales^{4/} en Europa, luego de las sanciones contra Rusia que, a partir del 8 de marzo, también incluyen al sector energético. De acuerdo con WM, la disponibilidad inmediata del Brent en Europa aunado a los crecientes costos del transporte marítimo han ocasionado que este crudo incremente sus ventas y su precio en relación con el WTI (ver Gráfica 1), lo que contribuyó a que el diferencial WTI-MME cayera de los máximos observados en febrero para ubicarse cercano a 4 dpb, debido al efecto que el aumento en el precio del Brent ha tenido sobre la MME durante las semanas de conflicto^{5/}. Se espera que los compradores europeos normalicen sus patrones de compra con EE.UU. en el corto plazo, por lo que el diferencial WTI-MME podría retomar niveles superiores a 6 dpb.

Por otra parte, la liberación adicional de reservas estratégicas de EE.UU. de 180 Mmb por un lapso de seis meses, aunado a los 30 Mmb anunciados a inicios de marzo y al continuo regreso de la producción de la OPEP+, están agregando al mercado crudos de calidades medias y amargas.

Derivado de las expectativas del mercado, WM pronostica que el diferencial promedio entre el WTI y el Maya para lo que resta de 2022 será de 6.3 dpb. Sin embargo, en el presente

4/ Urales: crudo de referencia de Rusia.

5/ El precio de la MME para su venta en EE.UU., principal mercado de la MME, está en función del precio del WTI (con una ponderación del 65%) y el Brent (con una ponderación del 35%) más un factor de descuento, mientras que el precio de la MME para su venta en Europa está en función únicamente del precio del Brent más un factor de descuento. Entre mayor sea el precio de alguno de los crudos marcadores, Brent o WTI, mayor será el precio de la MME, manteniendo todo lo demás constante.

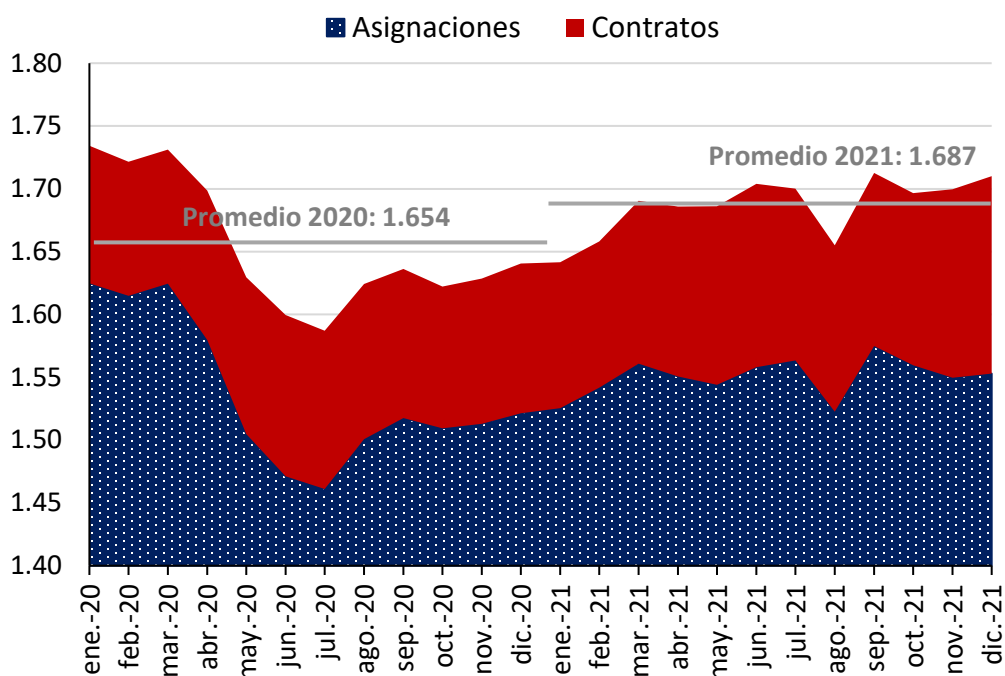
ejercicio de programación financiera se considera un diferencial WTI-MME de 7 dpb con el objeto de mantener un escenario conservador para la estimación de ingresos petroleros.

Plataforma de producción de petróleo

En términos de la producción nacional de petróleo, la plataforma promedió 1.687 Mmbd durante 2021, lo que representó una recuperación de 2% respecto al promedio observado el año previo. En particular, la extracción proveniente de los contratos presenta un aumento anual de 16%.

Gráfica 12. Plataforma nacional de petróleo

(Millones de barriles diarios)



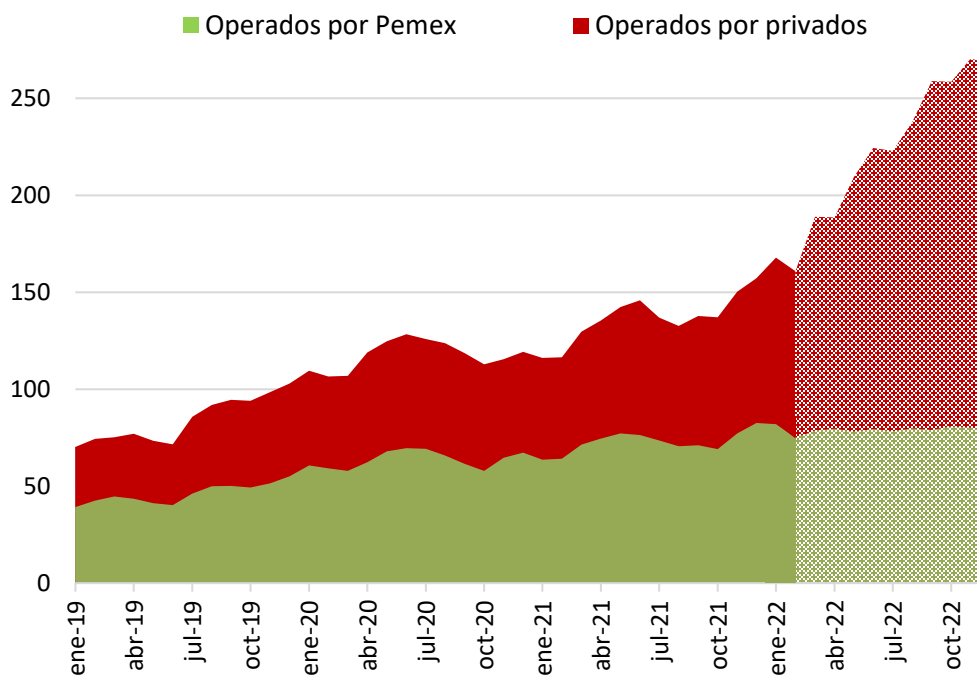
Fuente: FMP con información de la CNH y la declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria (SAT).

La producción de los contratos fue de 168 mbd en enero de 2022, alcanzando máximos mes a mes. El comportamiento al alza se atribuye principalmente al incremento observado en los campos Ek-Balam, Hokchi e Ichalkil-Pokoch, este último inició producción en noviembre de 2021 con 5 mbd, alcanzando 18 mbd en enero de 2022.

Por otro lado, con la llegada de la Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por sus siglas en inglés) para los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT), se espera que durante 2022 la producción incremente y promedie 24 mbd.

Para el presente ejercicio se estima que la producción de los contratos seguirá en aumento y cerrará el año en 267 mbd, siendo los campos operados por privados la principal fuente de crecimiento.

Gráfica 13. Estimaciones de producción de petróleo de los contratos^{1/2/}
(Miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de la CNH y Welligence.

1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

2/ Las estimaciones se refieren a los incrementos de los contratos con respecto a la última observación.

En lo que respecta a las asignaciones, durante 2021 se observó un nivel de producción promedio de 1.550 Mmbd. Lo anterior representó un incremento marginal de 1%, respecto al año previo.

La producción de los campos prioritarios de Pemex fue de 121 mbd en diciembre de 2021, cifra 13% mayor al nivel observado en el mismo mes de 2020. Entre los campos que impulsaron dicho crecimiento destacan Mulach, Octli y Cheek, cuya producción al cierre de 2021 ascendió a 26 mbd, 21 mbd y 18 mbd, respectivamente. Asimismo, se estima que durante 2022 los campos prioritarios alcancen un nivel promedio de 136 mbd.

Las diez asignaciones con mayor volumen de producción tuvieron una reducción de 85 mbd en 2021, colocándose en 947 mbd al cierre del año. Cabe recordar que la mayoría de dichos

campos se encuentran en proceso de declinación con excepción de Madrefil y Yaxche que alcanzaron su pico de producción en 2021 y Ayatsil que se espera que lo alcance en 2023.

En este contexto, el Fondo estima tres escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2022. A continuación, se detallan los supuestos con los que se construyeron dichos escenarios:

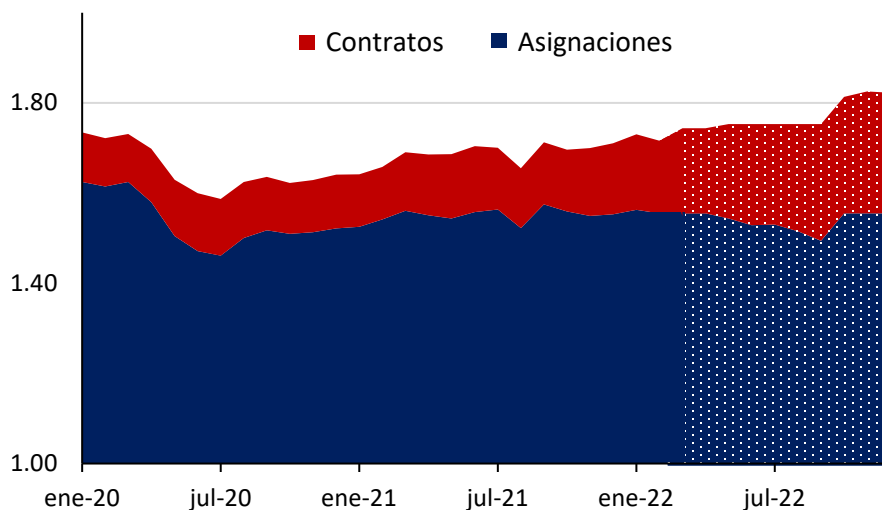
- a. Escenario inercial, el cual asume que la producción se mantiene constante respecto al promedio de los últimos tres meses^{6/} para las asignaciones y contratos, 1.555 Mmbd y 162 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediaria 1.718 Mmbd para 2022.
- b. Escenario incremental^{7/}, el cual toma como base la plataforma del escenario inercial más los incrementos de los contratos. Sin embargo, considerando el compromiso de México en el acuerdo con la OPEP+ de mantener una plataforma menor a 1.753 Mmbd hasta septiembre de 2022, en este escenario se asume que las asignaciones absorben la totalidad del recorte necesario para cumplir con lo pactado, compensando en parte el aumento en la producción de los contratos. Con base en lo anterior, la plataforma nacional de petróleo promediaria 1.763 Mmbd en 2022^{8/}.

6/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre de 2021 a enero de 2022) y contratos (diciembre de 2021 a febrero 2022).

7/ Considera los incrementos esperados en la producción de los contratos y un límite de producción de 1.753 Mmbd hasta septiembre de 2022.

8/ Si no se considera el límite de producción OPEP+, el escenario incremental alcanzaría un nivel promedio de 1.777 Mmbd.

Gráfica 14. Plataforma nacional de petróleo escenario incremental^{1/}
(Millones de barriles diarios)

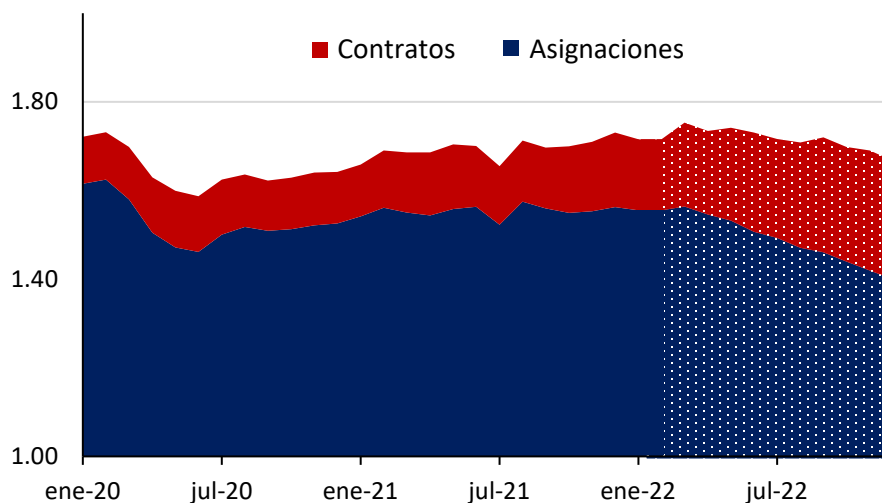


Fuente: FMP con información del SAT, la CNH y Welligence.

1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

- c. Por último, se considera un escenario en el que aumenta la producción de los contratos y de los campos prioritarios que compensa parcialmente la declinación natural de los diez principales campos de asignaciones, con lo cual la plataforma nacional de petróleo promediaría 1.716 Mmbd para 2022.

Gráfica 15. Plataforma nacional de petróleo escenario con declinación^{1/}
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de la CNH y SAT.

1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

Los tres escenarios proyectados por el Fondo se muestran a continuación.

Gráfica 16. Escenarios de plataforma nacional de petróleo
(Millones de barriles diarios)



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

1/ Considera los incrementos de los contratos y un límite de producción de 1.753 Mmbd hasta septiembre de 2022.

2/ A partir de febrero 2022, se considera el promedio inercial de asignaciones.

3/ A partir de marzo 2022, se considera el promedio inercial de contratos.

4/ Se asume que los incrementos de contratos y de los campos prioritarios alcanzan a compensar parcialmente la declinación natural de las principales asignaciones.

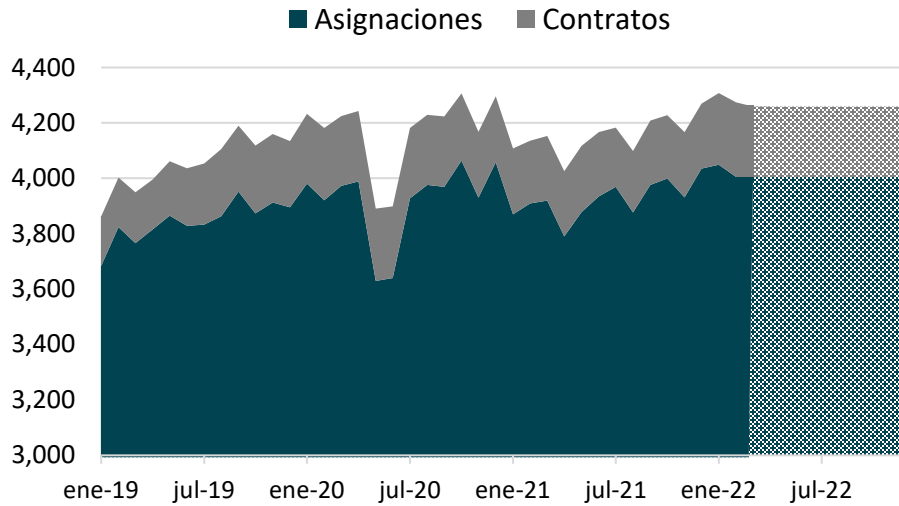
Plataforma de producción de gas

En diciembre de 2021 la plataforma nacional de gas natural alcanzó su mayor nivel del año, llegando a 4,269 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd). El promedio anual de producción fue de 4,155 Mmpcd, 91% proveniente de las asignaciones y el resto de los contratos.

Para el presente ejercicio se asume una producción constante de 4,259 Mmpcd, equivalente al promedio de los últimos tres meses^{9/} de asignaciones y contratos.

9/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre de 2021 a enero de 2022) y contratos (diciembre de 2021 a febrero 2022).

Gráfica 17. Plataforma nacional de gas^{1/}
(millones de pies cúbicos día)



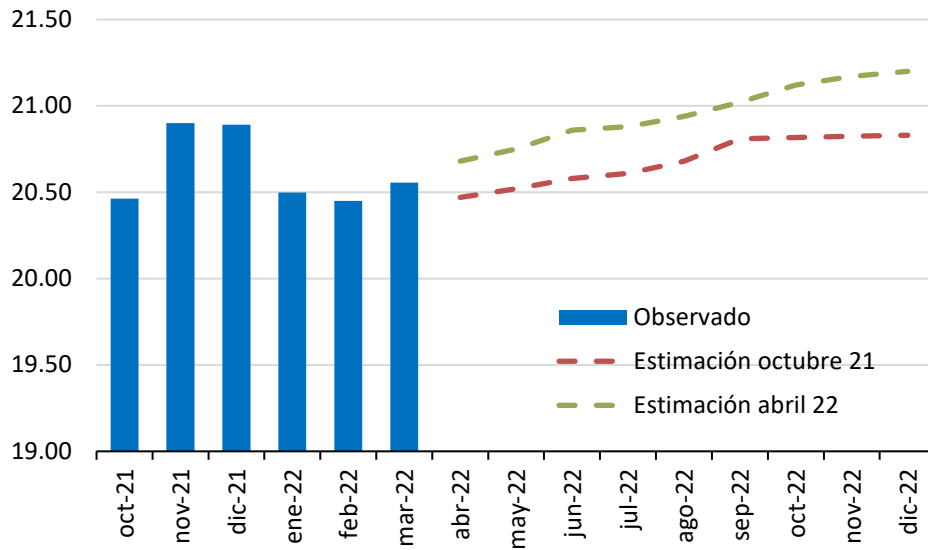
Fuente: FMP con información de la CNH y SAT.

1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

II. Supuestos macroeconómicos

Para la estimación de los ingresos del Fondo se utilizó el tipo de cambio promedio publicado en la "Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado" realizada por el Banco de México en marzo de 2022. El promedio del tipo de cambio del peso frente al dólar para el 2022 se ubicó en 20.8 pesos por dólar en dicha encuesta. Lo anterior representa una diferencia de 0.2 pesos por arriba del nivel estimado en octubre (Gráfica 18).

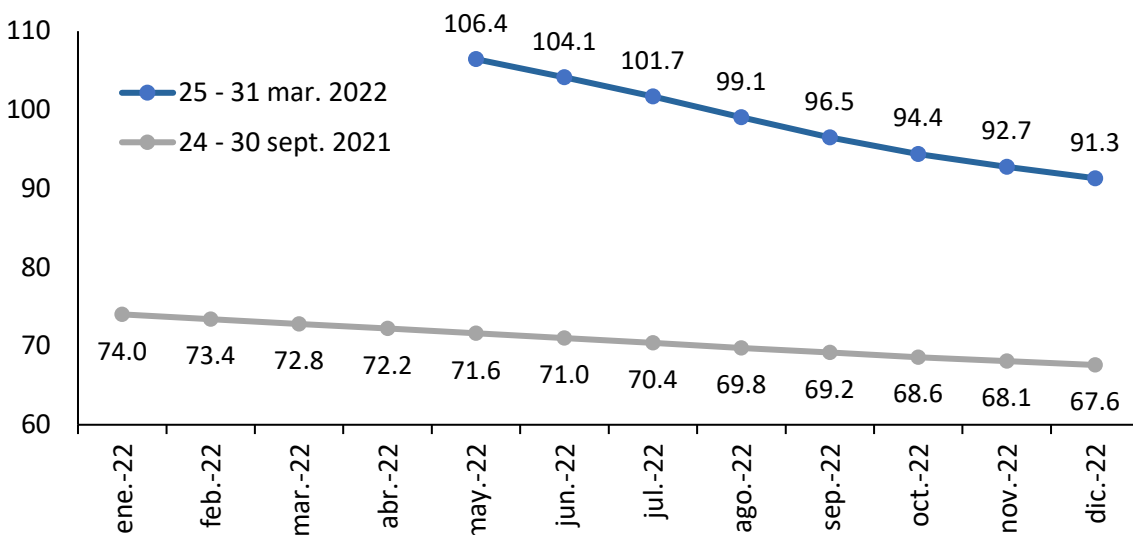
Gráfica 18. Estimación del tipo de cambio para 2022
(Pesos por dólar)



Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones a partir de marzo con base en la "Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" publicada en octubre 2021 y marzo 2022, respectivamente.

Respecto del precio de petróleo, 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 2022 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 7 dpb, de acuerdo con lo descrito en el apartado "Determinación del diferencial WTI-MME" de la primera sección del documento.

Gráfica 19. Curva de futuros del WTI
(Dólares por barril)

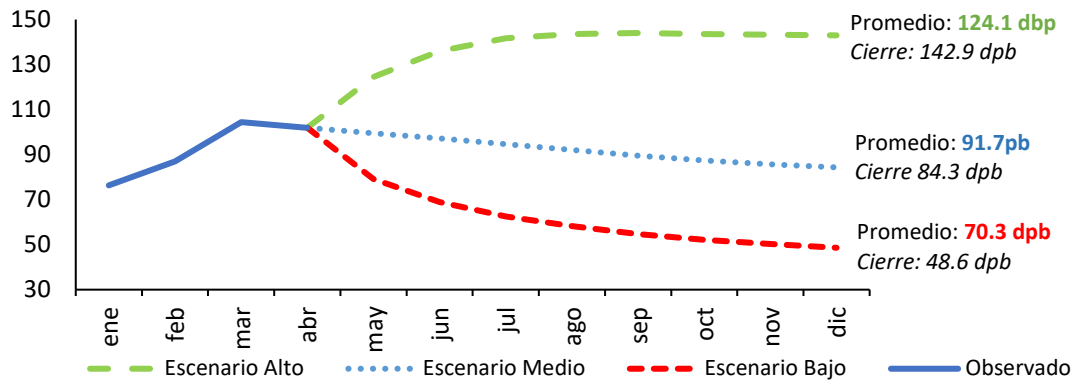


Fuente: Bloomberg.

El presente ejercicio incorpora distintos escenarios para los ingresos esperados por el Fondo, a partir de los escenarios de precios y 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, lo anterior tomando en consideración la presión que ejercen los eventos geopolíticos internacionales recientes en la volatilidad de los futuros del WTI. 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 2022. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo A de este documento: "Metodología utilizada en los escenarios alternativos".

En la Gráfica 20 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2022 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 91.7 dpb y un rango de precios entre los escenarios bajo y alto de 70.3 dpb a 124.1 dpb.

Gráfica 20. Escenarios de precios de la MME 2022^{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 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 este hidrocarburo.

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 2021 a enero de 2022. En el caso de los contratos, la producción utilizada en el promedio corresponde a la reportada por la CNH para el periodo de diciembre de 2021 a febrero de 2022.

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, el cual considera el escenario inercial más los aumentos en la producción de los contratos sujeto a un límite de 1.753 Mmbd hasta septiembre de 2022 en cumplimiento del acuerdo OPEP+. El segundo contempla los aumentos en contratos del escenario incremental, la producción de los campos prioritarios y la declinación natural de los principales campos maduros de Pemex.

Tabla 1. Escenarios de producción de la plataforma nacional 2022^{1/}
(Millones de barriles día)

Escenario	Con declinación	Inercial	Incremental^{2/}	Pre-Criterios
I. Asignaciones	1.495	1.556	1.542	-
II. Contratos	0.221	0.162	0.221	-
Plataforma nacional (I+II)	1.716	1.718	1.763	1.820

Fuente: Análisis FMP.

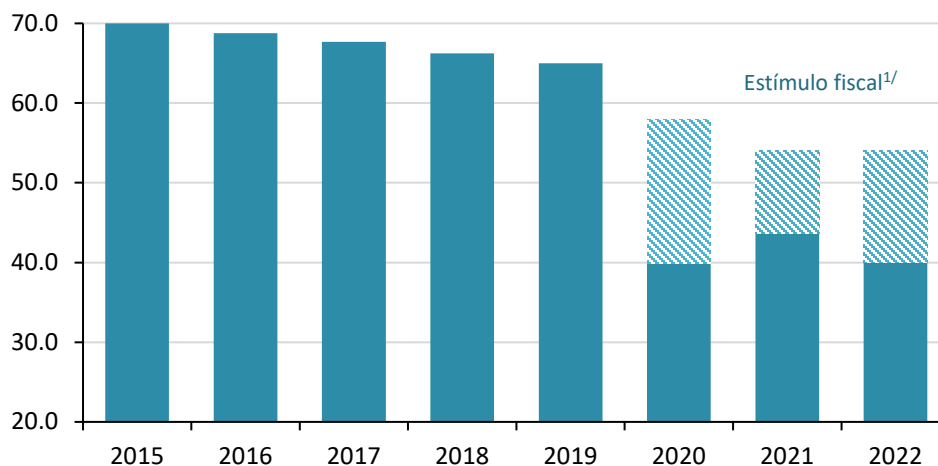
1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

2/ Sin el límite de la OPEP+ la plataforma del escenario incremental sería de 1.777 Mmbd.

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 2021 a enero de 2022 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, es decir, de diciembre de 2021 a febrero de 2022.

Uno de los principales elementos en la estimación de los ingresos del Fondo se refiere a la carga fiscal de Pemex, en particular la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, a partir de 2021 la tasa para calcular el DUC se ubicaría en un nivel de 54% (Gráfica 20). Sin embargo, cabe recordar que, la Ley de Ingresos de la Federación 2022 prevé una tasa del DUC al 40% para todo el ejercicio. Las estimaciones de ingresos aquí presentadas mantienen este supuesto.

Gráfica 21. 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% y para 2021 de 10%.

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 2022 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 de los últimos 12 meses de los costos deducidos por Pemex con base en la declaración que presenta al SAT, es decir de febrero de 2021 a enero de 2022. De esta manera, el valor de la TED utilizado en este ejercicio de programación financiera es de 13%. El detalle sobre la metodología utilizada para determinar la TED puede consultarse en el Anexo B de este documento: "Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos".

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2022 se utilizó el contenido en el documento de Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2022, publicado por la SHCP en septiembre de 2021, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)^{10/}.

10/ 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.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación		Diferencia
	a. Abr. 22	b. Oct. 21	c. (a/b)-1
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	20.8	20.6	1%
Petróleo			
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	91.7	65.7	39%
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.718	1.693	1%
Gas			
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	5.9	4.0	47%
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	4,265	4,150	2.8%
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	40%	40%	-
II. Tasa efectiva de deducción de costos	13%	17%	- 4 p.p
PIB Nominal^{7/} (miles de millones de pesos)	28,129	28,129	-

Fuente: FMP, SHCP, SAT.

1/ Con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en marzo de 2022.

2/ Promedio anual con información a marzo 2022 y futuros del WTI menos un diferencial de 7 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 y asignaciones.

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

6/ Considera el estímulo fiscal mencionado en la Ley de Ingresos de la Federación 2022.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2022.

III. Ingresos estimados para 2022

En el escenario medio de los ingresos del Fondo se estima recibir 636,876 millones de pesos (mdp) al cierre del 2022, el cual considera un precio promedio de la MME de 91.7 dpb para el año. Del total estimado, 579,317 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 76% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 57,559 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (124.1 dpb promedio para 2022), los ingresos totales se ubicarían en 815,264 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (70.3 dpb promedio anual), los ingresos totales se ubicarían en 530,057 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 285,207 mdp.

Tabla 3. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2022^{1/2/3/}
 (Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	Pre-Criterios
<i>Precio MME^{4/}</i>	70.3	91.7	124.1	92.9
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,626	1,626	1,626	
Extracción	100,283	135,844	218,079	
Utilidad compartida	379,721	441,847	523,615	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	2,054	2,054	2,054	
Regalía base	852	1,204	2,020	
Regalía adicional	2,542	3,058	3,835	
Comercialización de hidrocarburos	42,980	51,242	64,036	
Total de ingresos estimados	530,057	636,876	815,264	696,983^{6/}
% del PIB^{5/}	1.9%	2.3%	2.9%	2.5%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

3/ Se utiliza una plataforma promedio de producción de petróleo de 1.718 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 2022.

6/ Se refiere a los ingresos petroleros del Gobierno Federal estimados para 2022 contenidos en los Pre-Criterios 2023.

Además de las estimaciones con distintos escenarios de precios, se realizó una proyección de los ingresos para 2022 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 1.763 Mmbd el Fondo recibiría 645,985 mdp. En el escenario con declinación natural, suponiendo una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.716 Mmbd se recibirían 636,386 mdp.

Tabla 4. Escenarios de producción 2022^{1/}

Escenarios	Plataforma ^{2/}	Ingresos
	(Mmbd)	(mdp)
Con declinación ^{3/}	1.716	636,386
Inercial	1.718	636,876
Incremental ^{4/}	1.763	645,985
Pre-Criterios	1.820	696,983 ^{5/}

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios de producción se utiliza un precio promedio de 91.7 dpb

2/ Se refiere al valor estimado de la plataforma promedio de 2022.

3/ Se refiere al escenario de producción que contempla la declinación natural de los campos maduros de Pemex, los campos prioritarios y los incrementos en la producción de los contratos.

4/ Se refiere al escenario de producción que contempla los incrementos en la producción de los contratos sujetos al límite de 1.753 Mmbd hasta septiembre de 2022 conforme al acuerdo OPEP+.

5/ Se refiere a los ingresos petroleros del Gobierno Federal estimados para 2022 contenidos en los Pre-Criterios 2023.

IV. Resumen

Se estima que al cierre de 2022 los ingresos que recibe el Fondo representen el 2.3% del PIB, con un monto de 636,876 millones de pesos.

- El presente ejercicio considera un precio promedio de la MME de 91.7 dpb para 2022 derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 7 dpb.
- Asimismo, se supone que la plataforma promedio de producción nacional de crudo sea de 1.718 Mmbd durante el año.
- En todos los escenarios contemplados en el presente documento los ingresos del Fondo se ubican por encima de aquellos contemplados en la LIF.
- En el escenario más conservador los ingresos del Fondo implicarían la existencia de excedentes brutos por un total de poco más de 159 mil mdp.

Anexo A. 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 B. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos

Desde 2015, en promedio, el DUC ha representado aproximadamente el 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.

$$DUC = \text{Base gravable} * \text{tasa del DUC}$$

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

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.

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

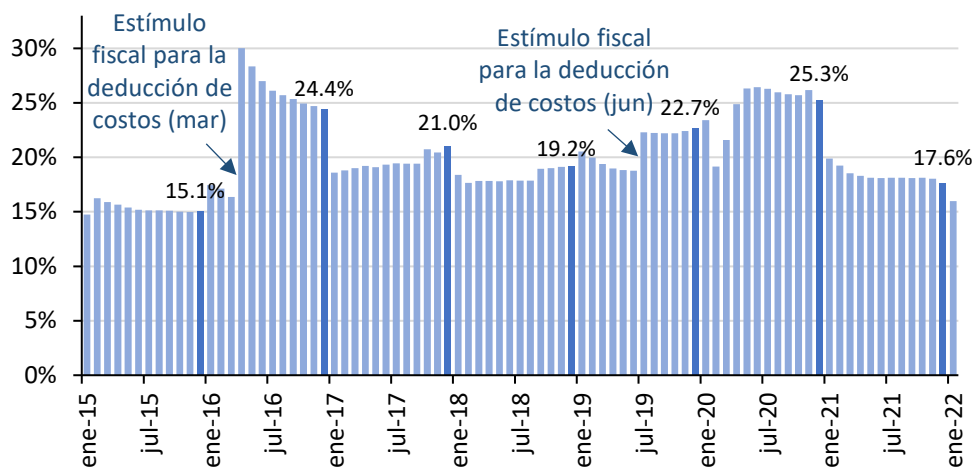
Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para 2022, se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento. Por último, se utilizó el pronóstico inercial de los costos deducidos conforme al promedio observado de los últimos 12 meses, es decir, de febrero de 2021 a enero de 2022.

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 2022 se tendría una TED de 13%. El nivel de la TED está en línea con el aumento en los ingresos de comercialización y los costos deducidos observados durante los últimos 12 meses.

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%. Sin embargo, durante 2021 dada la recuperación en los ingresos de comercialización la TED regresó a niveles similares a los observados durante 2018.

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



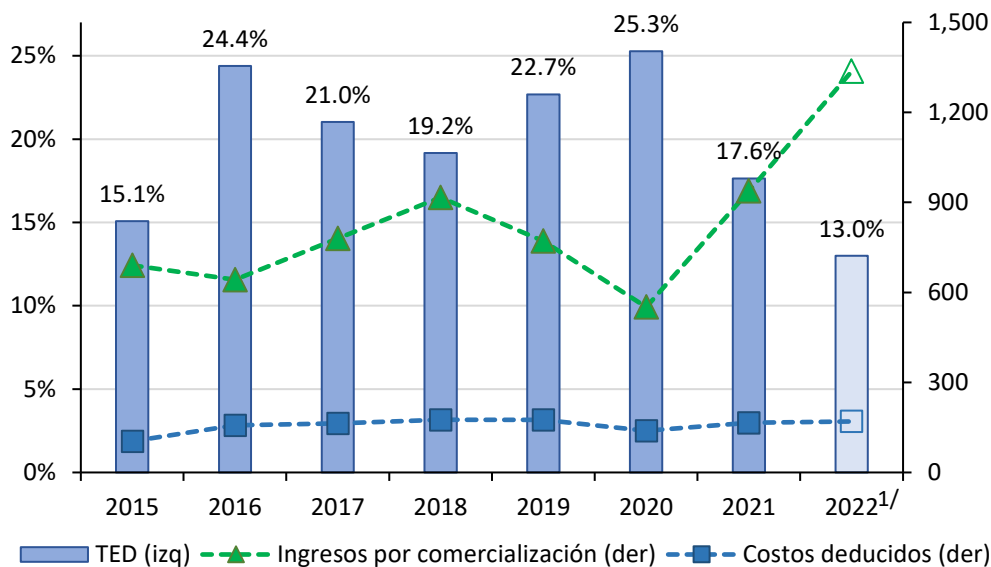
Fuente: FMP.

La caída de la TED en 2021 se debió principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario aumentaron en mayor medida que los costos deducibles. Respecto a lo observado en 2020. Durante 2021 los ingresos por comercialización aumentaron más del 70% derivado de la recuperación en los precios del petróleo y un aumento en la producción, mientras que los costos deducibles aumentaron en 19%. Para 2022, considerando el incremento en los ingresos de comercialización y que los costos deducibles se mantengan en el promedio observado durante los últimos 12 meses, se estima que TED se mantenga a la baja.

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

2022 se estima que la TED presente un comportamiento similar a lo observado en 2018 y 2021, cuando el aumento en los ingresos de comercialización impulsó 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 2022 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.

Anexo C. 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 2022.

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 en dpb observado del 4 de enero de 2021 al 31 de marzo de 2022, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI en dpb observado del 4 de enero de 2021 al 31 de marzo de 2022, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent en dpb observado del 4 de enero de 2021 al 31 de marzo de 2022, publicado por Bloomberg.

Tabla 5: Resultados del modelo

Variables	MME			
	Estimadores	Error estándar	Estadístico t	Valor p
(Intercepto)	-0.58857	0.30047	-1.95884	0.051
WTI	0.20701 ***	0.04832	4.28378	<0.001
Brent	0.72433 ***	0.04803	15.08037	<0.001
Observaciones	288			
R2 / R2 ajustada	0.996 / 0.996			

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

Estimación de la MME:

$$MME_t = -0.58857 + 0.20701 * WTI_t + 0.72433 * Brent_t$$

Donde:

MME_t : Precio estimado mensual de la MME en dpb, mayo a diciembre de 2022.

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2022 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de mayo a diciembre de 2022.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2022 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de mayo a diciembre de 2022.

Estimación del diferencial:

$$Diferencial\ promedio = \sum_{i=1}^{14} (WTI_i - MME_i) / 8$$

Donde:

Diferencial promedio: Diferencial WTI-MME promedio estimado de mayo a diciembre de 2022.

i : Índice de la sumatoria que indica el período que va de mayo a diciembre de 2022.

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 25 al 31 de marzo de 2022 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de mayo a diciembre de 2022.

MME_i : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de mayo a diciembre de 2022.

8: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de mayo a diciembre de 2022.