



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 2022

Publicada-Usa General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

Programación financiera octubre 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 y los correspondientes a 2023. 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 2022. Las cifras están sujetas a revisión.



Contenido

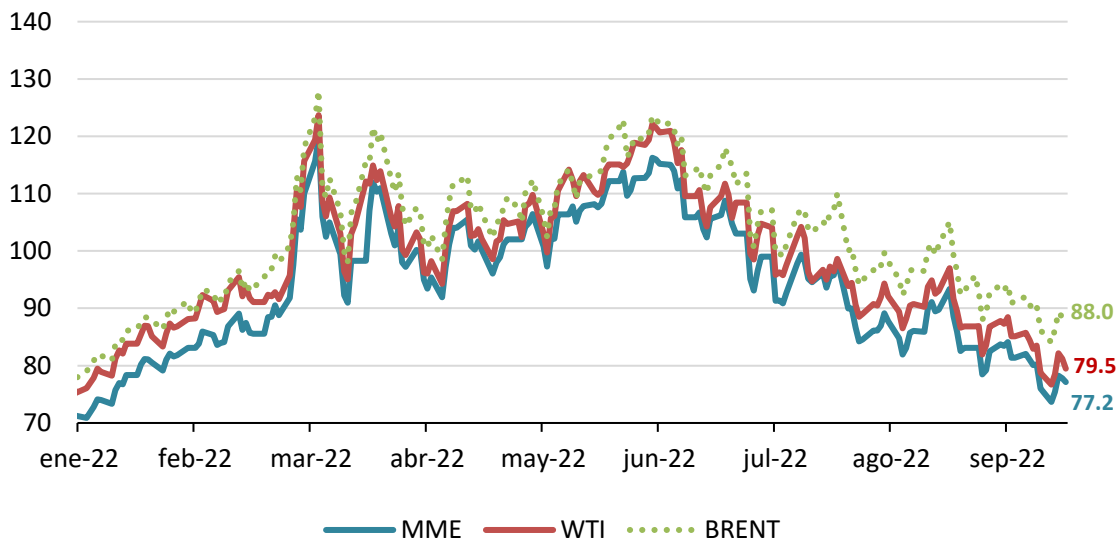
I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda mundial de hidrocarburos líquidos	6
Oferta mundial de hidrocarburos líquidos	7
Precios del gas natural	10
Determinación del diferencial WTI-MME	10
Plataforma de producción de petróleo	12
Plataforma de producción de gas	15
II. Supuestos macroeconómicos	18
III. Ingresos estimados para 2022 - 2023	24
IV. Resumen	28
Anexo A. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME	29
Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios	31
Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	32

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

Durante el primer trimestre del 2022, los precios internacionales del petróleo presentaron una tendencia alcista apoyada por el conflicto armado entre Rusia y Ucrania, con lo cual tanto el WTI como el Brent, llegaron a superar los 120 dólares por barril (dpb). Dicha tendencia se revirtió tras el anuncio en marzo por parte de la IEA (Agencia Internacional de Energía, por sus siglas en inglés) para liberar parte de las reservas de crudo de los países miembros con la finalidad de reducir las presiones de oferta derivadas del conflicto.

A inicios del segundo semestre se generaron nuevas presiones en los precios de crudo, producto del anuncio de restricciones por parte de algunos países europeos a las importaciones de petróleo ruso. Sin embargo, en los últimos meses han prevalecido los temores de una desaceleración económica mundial y de una menor demanda de hidrocarburos, lo que ha ubicado a los precios de los crudos marcadores en niveles cercanos a 90 dpb para el Brent y 80 dpb para el WTI y la MME.

Gráfica 1. Precios de petróleo^{1/}
(dólares por barril)



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

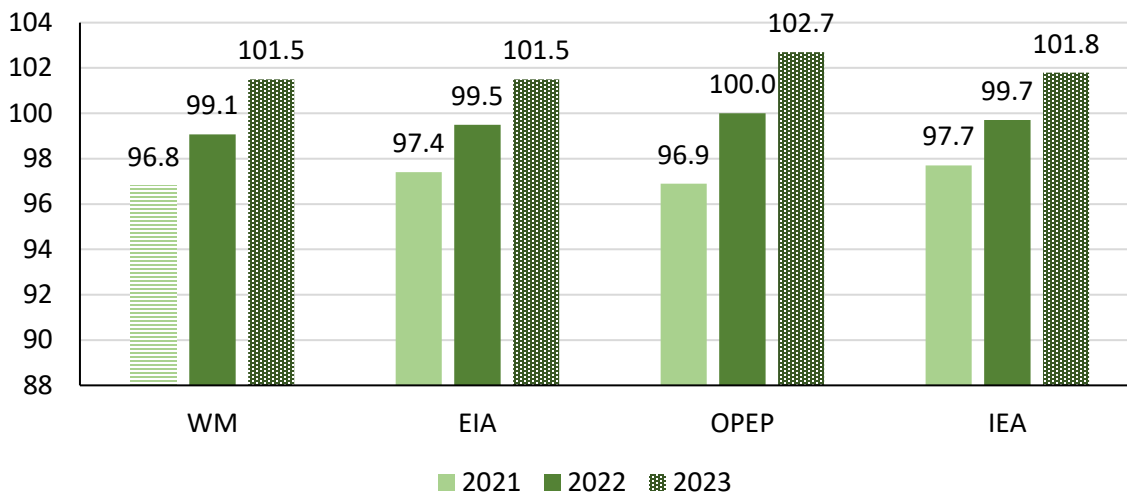
1/ Actualización: septiembre 2022

Demanda mundial de hidrocarburos líquidos

De acuerdo con la agencia Wood Mackenzie (WM), durante la primera mitad del año la demanda mundial de hidrocarburos líquidos aumentó 2% respecto del mismo periodo del 2021. Dicho incremento fue impulsado por el fuerte invierno registrado en el hemisferio norte al inicio del año, el levantamiento de las restricciones de movilidad por Covid-19 en la gran mayoría de los países, particularmente en China y Corea del Sur, así como por el incremento del flujo de turismo nacional e internacional durante la temporada de verano, tanto en EE.UU. como en diversos países del continente europeo.

Las distintas agencias del sector de hidrocarburos estiman que en 2022 la demanda promedio se ubique en 99.5 millones de barriles día (Mmbd), lo que representa una recuperación de 2 Mmbd respecto de los niveles observados el año anterior. No obstante, esta recuperación se ha visto limitada por la incertidumbre en los mercados ante una probable recesión en las economías de EE.UU. y la UE, por la inflación y los altos precios del sector energético generados por la guerra en Ucrania, así como por el temor de nuevos brotes de Covid-19 en China.

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



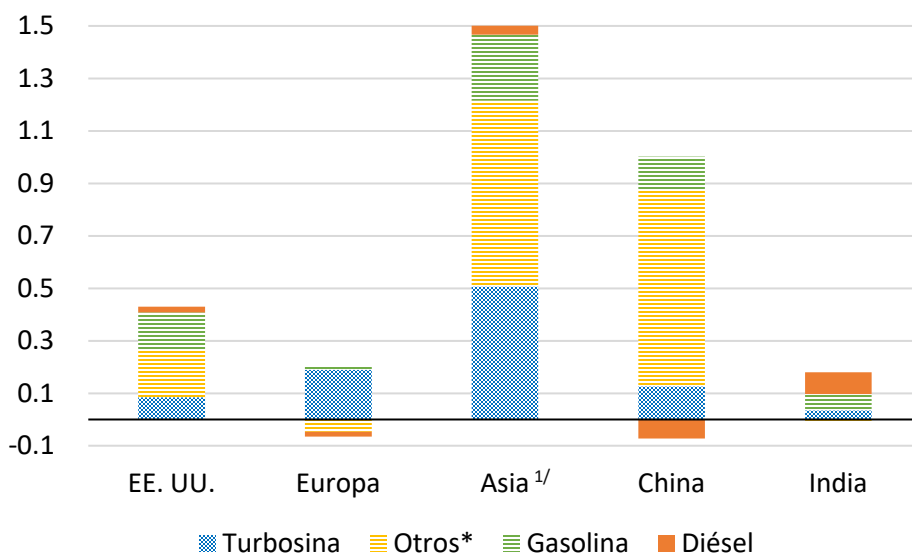
Fuente: WM, U.S. Energy Information Administration (EIA), IEA y la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).
1/ Actualización: septiembre 2022.

Para el 2023, las agencias prevén que la demanda de hidrocarburos líquidos supere los 101 Mmbd. En particular, WM prevé que la región de Asia será la que continúe impulsando la demanda ante las expectativas de una recuperación económica en Japón y Corea del Sur. Del mismo modo, se espera un incremento en la demanda de gasolina y gas licuado en

EE.UU. Finalmente, dicha empresa prevé que Europa e India sean las regiones que menos contribuyan a la recuperación de la demanda mundial de hidrocarburos.

Gráfica 3. Cambio en la demanda mundial por tipo de hidrocarburo líquido 2022 a 2023

(millones de barriles día)



Fuente: FMP con información de WM.

1/ No incluye a China e India.

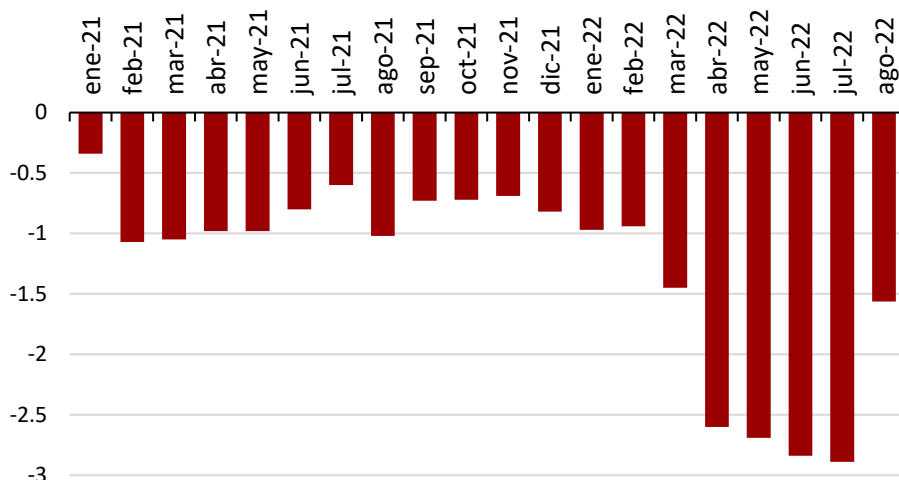
*Otros: combustóleo, nafta, gas licuado y otros combustibles.

Oferta mundial de hidrocarburos líquidos

A lo largo del 2022, se han llevado diversas acciones con el objetivo de reducir las presiones alcistas en los precios del crudo derivadas, principalmente, por el conflicto militar en Ucrania. En este sentido, EE.UU. se comprometió a liberar casi 200 millones de barriles (Mmb) de sus reservas estratégicas, de los cuales se han entregado 155 Mmb en el periodo de abril a septiembre de acuerdo con el Departamento de Energía de los EE.UU.

Por otro lado, de acuerdo con Bloomberg, desde abril de 2022 la producción de la OPEP+ se ha ubicado 2.5 Mmbd por debajo de las cuotas pactadas por el grupo. Lo anterior, derivado a las interrupciones en la producción de algunos países miembros debido a presiones políticas, la falta de mantenimiento de campos y la falta de inversión en nuevos proyectos.

Gráfica 4. Diferencia entre las metas de producción y lo producido por la OPEP+^{1/ 2/}
(millones de barriles día)

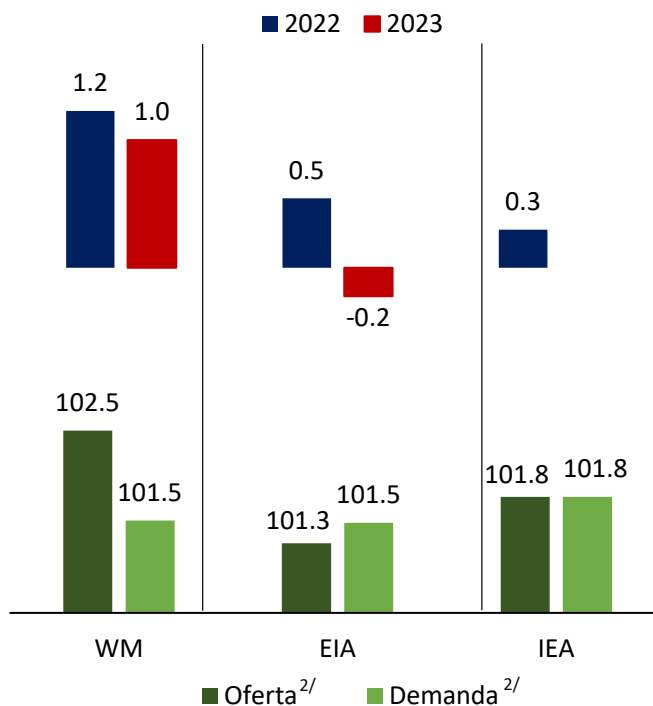


Fuente: FMP con información de Bloomberg, para agosto se utilizaron estimaciones de Reuters y S&P Global.

1/ Se refiere a la diferencia de mes a mes entre las metas de producción pactadas por los miembros de la OPEP+ y su producción.

2/ Actualización: septiembre 2022.

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



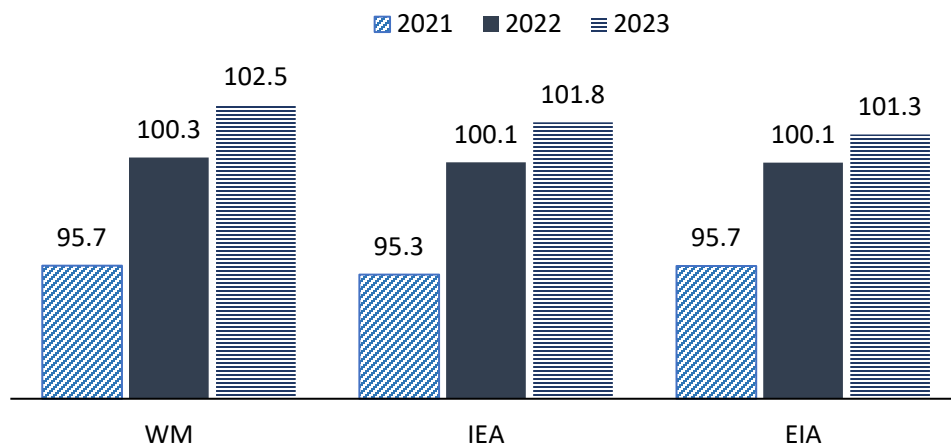
Fuente: FMP con información de WM, EIA e IEA.

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

2/ Corresponden a estimaciones de oferta y demanda de 2023.

Las estimaciones acerca de la producción mundial de hidrocarburos líquidos para todo el 2022 se ubican en 100 Mmbd, mientras que para el 2023 se estiman entre 101.3 y 102.5 Mmbd. Los principales factores de riesgo para la recuperación de la oferta son la permanencia de las sanciones impuestas a Rusia y un entorno de incertidumbre para la economía de los EE.UU.

Gráfica 6. Estimaciones de oferta mundial de hidrocarburos líquidos^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de WM, IEA y EIA.

1/ Actualización de septiembre 2022.

Adicionalmente, la consultora WM estima que la producción de hidrocarburos líquidos de Rusia podría alcanzar un promedio de 9.8 Mmbd en 2023, en contraste con los 10.9 Mmbd producidos en promedio de enero a agosto de este año según cifras de la EIA.

Por otra parte, la producción de hidrocarburos líquidos de EE.UU. estimada por la EIA para 2022 se ubica en 20.4 Mmbd y se espera que en 2023 se ubique en 20.7 Mmbd bajo la expectativa de la reanudación de permisos para perforar pozos petroleros en terrenos federales, los cuales fueron suspendidos en junio de 2021.

Con base en los pronósticos de la agencia WM, se espera que la oferta supere a la demanda durante 2022 en 1.2 Mmbd y de 1 Mmbd en 2023. Por su parte, la EIA y la IEA estiman un exceso de oferta de 500 y 300 mbd, respectivamente para 2022. Mientras que para 2023 La EIA espera que el balance se revierta y la demanda sobrepase a la oferta en un máximo de 200 mbd, y la IEA estima que la oferta iguale a la demanda en 101.8 Mmbd.

Precios del gas natural

Las sanciones impuestas por países europeos contra Rusia han presionado al alza los precios del gas natural a lo largo de todo el año. Lo anterior, aunado a una disminución en el suministro de gas ruso hacia Europa en los últimos meses, producto del cierre indefinido del gasoducto Nord Stream 1. De acuerdo con Bloomberg, esta reducción ha sido del 40%, lo que ha generado que los precios del gas alcancen máximos históricos, por encima de los 90 dólares por millón de BTU.

Frente al riesgo que supone una interrupción total del suministro de gas ruso a Europa y ante un invierno que se espera inusualmente frío en el hemisferio norte, la Comisión Europea ha puesto en marcha el plan "Save Gas for a Safe Winter" en el que los países miembros deberán reducir su consumo de gas en un 15% hasta marzo de 2023.

Gráfica 7. Precios del gas natural en Europa^{1/}
(dólares por millón de BTU)



Fuente: FMP con información de Bloomberg

^{1/} Actualización de septiembre 2022.

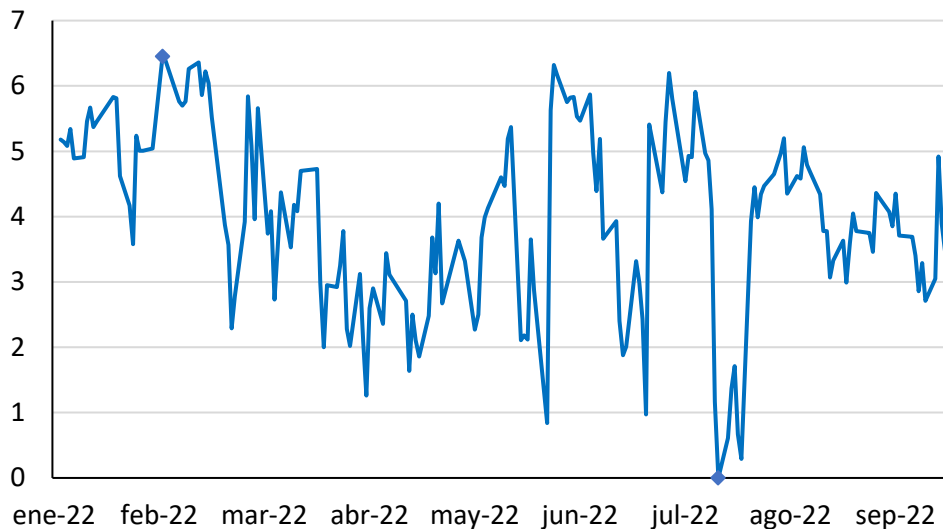
Determinación del diferencial WTI-MME

Durante 2022, el diferencial promedio entre el WTI y la MME se ha ubicado en 4 *dpb* presentando una tendencia a la baja en ese periodo. La trayectoria se explica principalmente por el incremento en las importaciones de crudo mexicano por parte de las refinerías de EE.UU.^{1/}, así como por los niveles de producción de la OPEP+, que han estado por debajo

^{1/} De acuerdo con información de la EIA, la demanda promedio de crudo mexicano de calidades medias y pesadas en las refinerías de EE.UU. incrementó 9% durante el primer semestre de 2022 respecto del semestre anterior.

de lo esperado durante los últimos meses y que han generado una menor oferta de crudo con calidad similar al de la MME.

Gráfica 8. Diferencial WTI-MME^{1/}
(dólares por barril)



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

1/ Actualización: septiembre 2022

Hacia adelante se espera que el diferencial continúe con una trayectoria descendente debido a: 1) el fin del programa de liberación de reservas estratégicas de EE.UU. que se materializará en el corto plazo^{2/}, lo que potencialmente podría dejar de agregar crudo pesado y amargo en el mercado; 2) la puesta en marcha del nuevo tramo del oleoducto Trans-Mountain^{3/} durante el segundo semestre de 2023, con lo que se busca reducir los volúmenes de crudo canadiense que fluyen hacia las refinerías de la Costa del Golfo de EE.UU. para dirigirlos al mercado asiático y; 3) los posibles recortes al suministro de crudo por parte de los miembros de la OPEP+ en un intento por detener la caída de los precios ante un escenario de recesión económica.

De acuerdo con estimaciones del Fondo, el diferencial WTI-MME para el periodo comprendido de octubre 2022 a diciembre 2023 ascendería a 2.5 dpb (ver Anexo A), consistente con las expectativas de mercado.

^{2/} El programa de liberación de reservas estratégicas de EE.UU. originalmente finalizaba en octubre de 2022. Sin embargo, de acuerdo con información del Departamento de Energía de EE.UU., el 19 de septiembre se amplió el calendario para realizar entregas de crudo por 10 Mmb en noviembre de 2022.

^{3/} El oleoducto tiene por objeto triplicar la capacidad de envío de crudo canadiense desde la provincia de Alberta a la Columbia Británica, para su posterior exportación a la región Asia-Pacífico.

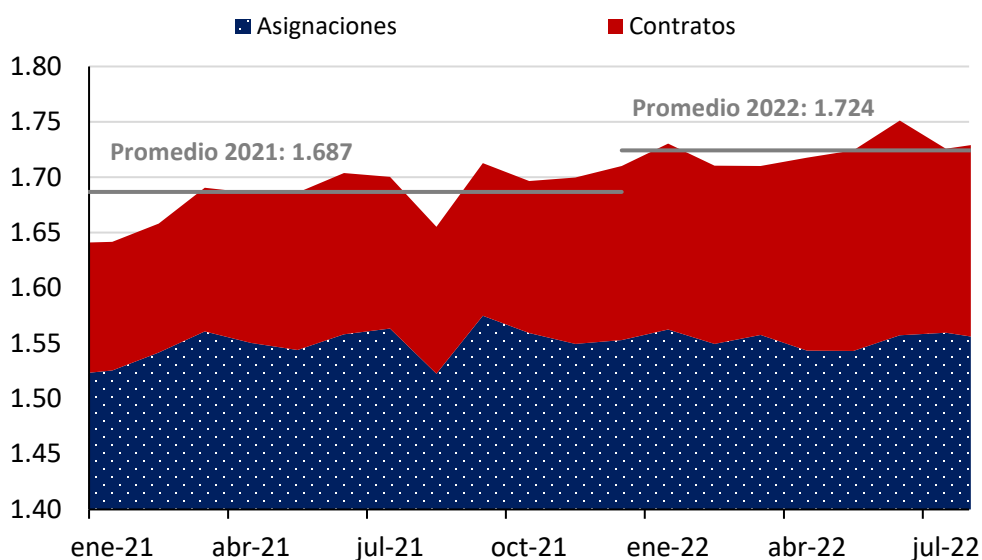
En el ejercicio de programación financiera que se presenta en este documento se considera un diferencial WTI-MME de 4 dpb, tanto para lo que resta de 2022 como para el siguiente año.

Plataforma de producción de petróleo

Durante los primeros siete meses del año la plataforma nacional de petróleo promedió 1.724 Mmbd, lo que representa un incremento de 3% respecto a lo observado el año previo. Dicho incremento fue impulsado principalmente por la producción de las empresas a cargo de los contratos de exploración y extracción (CEE), los cuales aumentaron su extracción en 30% respecto al promedio observado en el mismo periodo de 2021.

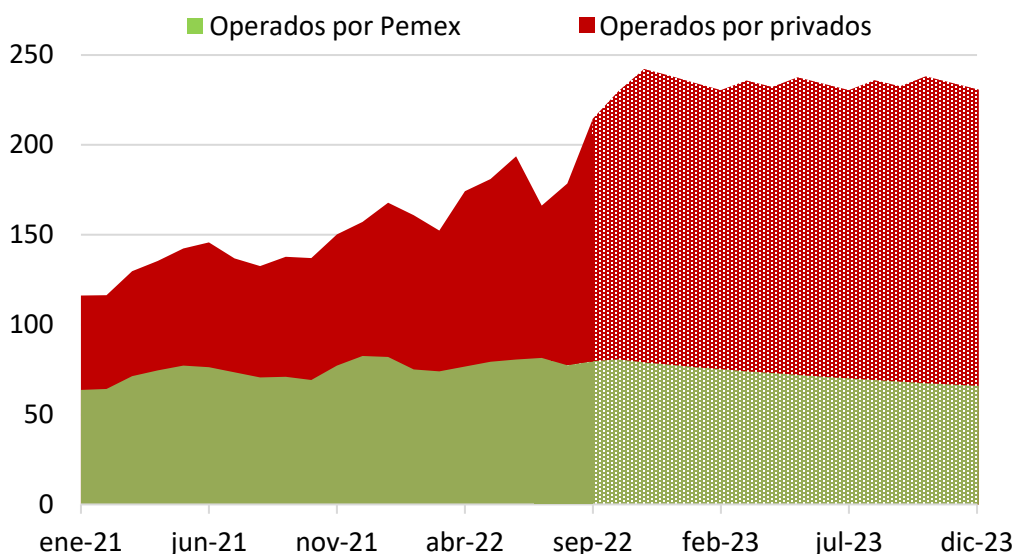
Los CEE produjeron 194 mbd de petróleo en junio de este año, lo que representa un máximo histórico desde su entrada en vigor. Cabe destacar que los tres principales campos productores de dicho hidrocarburo fueron Ek-Balam, Hokchi e Ichalkil-Pokoch, concentrando el 69% del volumen extraído. En este contexto, la agencia Welligence estima que los campos de los contratos podrían alcanzar niveles de producción al cierre de 2022 y 2023, de 239 mbd y 231 mbd respectivamente.

Gráfica 9. 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).

Gráfica 10. 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

Por lo que respecta a la producción proveniente de las asignaciones de PEMEX, está se ubicó en promedio en 1.552 Mmbd entre enero y julio de 2022, lo que representa un incremento marginal de 0.3% respecto al promedio observado en el mismo periodo del año anterior.

En este periodo los campos prioritarios de Pemex produjeron en promedio 130 mbd, destacando Pokche y Mulach, que actualmente representan el 37% de la producción total de dichos campos. Pokche inició el año produciendo 8 mbd, alcanzando 33 mbd en julio.

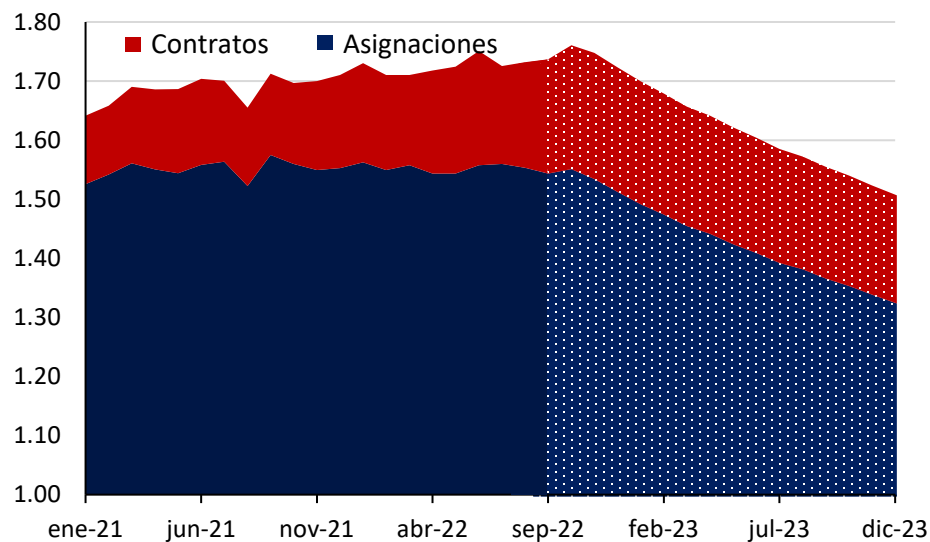
Se contempla que las diez asignaciones que aportan mayor producción a la plataforma nacional cierren 2022 con un nivel de extracción de 844 mbd, lo que representa un aumento de 73 mbd respecto a la estimación presentada en el último ejercicio de programación financiera realizado en abril pasado. Lo anterior se debe a una tasa de declinación menos pronunciada a lo esperado para los campos Maloob, Zaap, Xanab, Yakche y Onel. Se estima que estas 10 asignaciones cierren el 2023 con una producción de 668 mbd.

En este contexto, el Fondo estima dos escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2022 y 2023 que se detallan a continuación:



- a. **Escenario inercial.** Asume que la producción se mantiene constante respecto al promedio de los últimos tres meses^{4/} para las asignaciones y contratos, 1.553 Mmbd y 179 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediaría 1.728 Mmbd para 2022 y 1.733 Mmbd en 2023.
- b. **Escenario alternativo.** Toma como base el escenario inercial e incorpora los incrementos esperados en la producción de los contratos, así como de los campos prioritarios de las asignaciones, los cuales se verían compensados por la declinación natural de las diez principales asignaciones. Con ello la plataforma nacional promediaría 1.732 Mmbd para 2022 y 1.599 Mmbd en 2023.

Gráfica 11. Plataforma nacional de petróleo del escenario alternativo^{1/}
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de la CNH y SAT y Welligence.

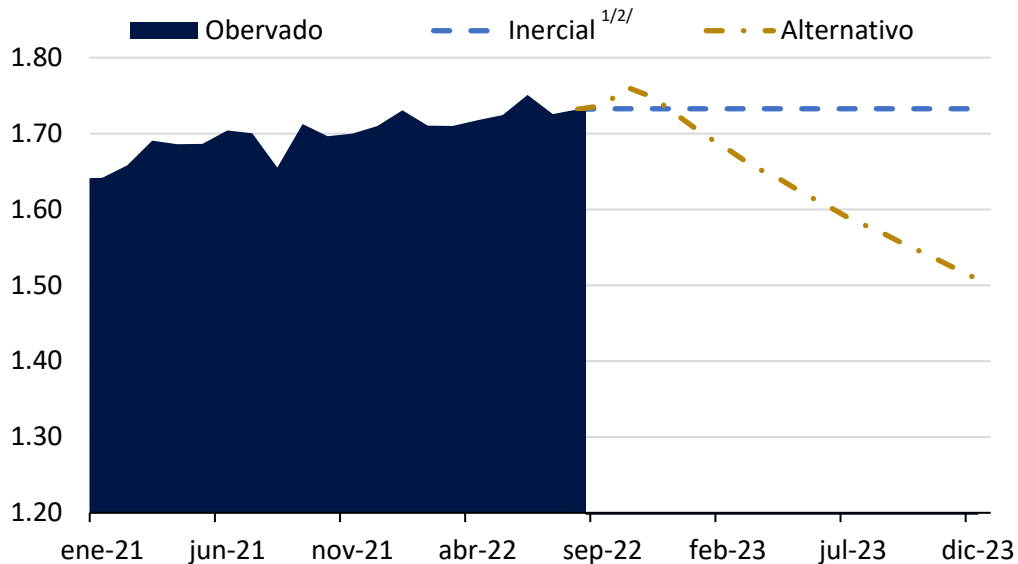
1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

^{4/} Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio de 2022) y contratos (junio a agosto de 2022).



Gráfica 12. Escenarios de plataforma nacional de petróleo

(Millones de barriles diarios)



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

1/ A partir de agosto 2022, se muestra el promedio inercial de asignaciones.

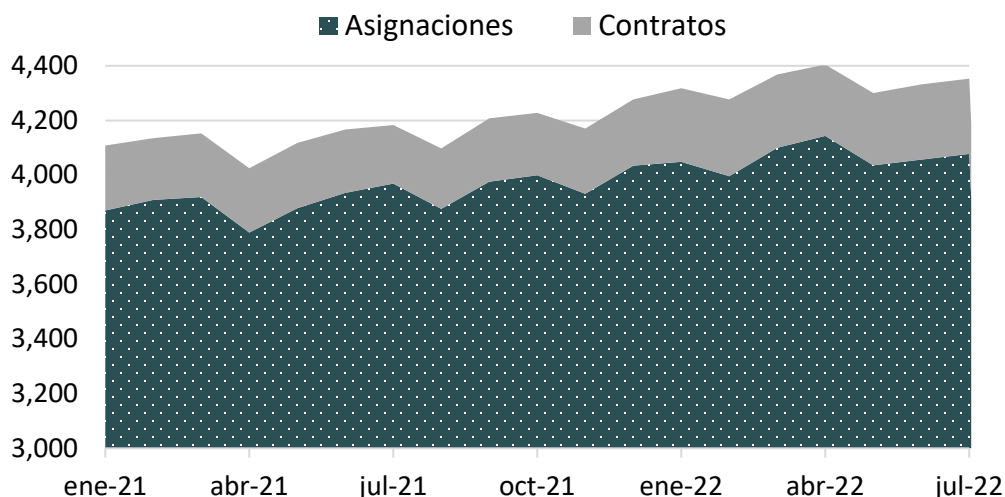
2/ A partir de septiembre de 2022 se muestra el promedio inercial de contratos.

Plataforma de producción de gas

La plataforma nacional de gas natural promedió 4,339 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd) durante los primeros siete meses del año, lo que representa una recuperación de 5% respecto al mismo periodo de 2021. Del total de la producción, las asignaciones representan el 94%.

Gráfica 13. Plataforma nacional de gas natural

(Millones de pies cúbicos diarios)



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

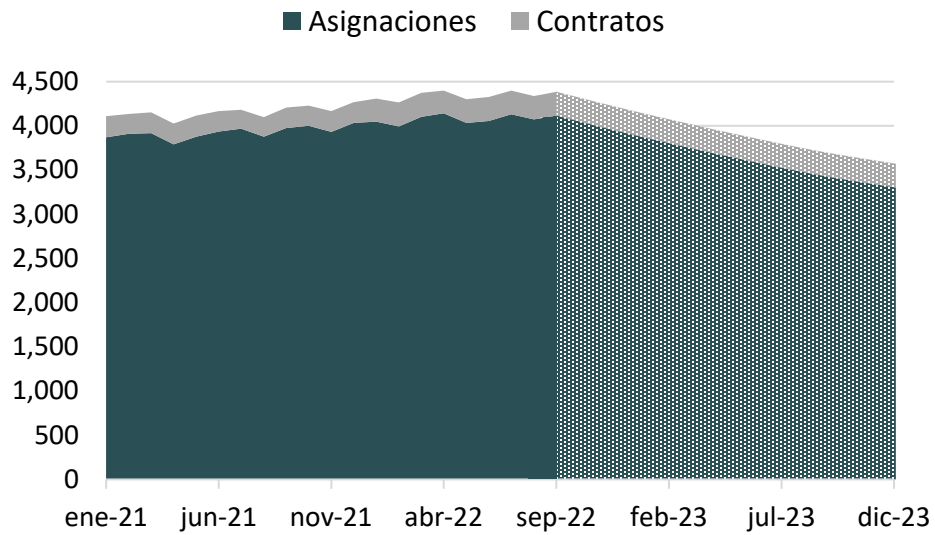
En este contexto, el Fondo estima dos escenarios de la plataforma nacional de gas para 2022 y 2023:

- a. **Escenario inercial.** Asume que la producción se mantiene constante respecto al promedio de los últimos tres meses^{5/} para las asignaciones y contratos, 4,074 Mmpcd y 268 Mmpcd respectivamente, con lo cual la plataforma de gas natural promediaría 4,340 Mmpcd para 2022 y 4,342 Mmpcd en 2023.
- b. **Escenario alternativo.** Incorpora la declinación natural de los diez principales campos productores de asignaciones. La plataforma nacional de gas natural promediaría 4,332 Mmpcd para 2022 y 3,833 Mmpcd en 2023.

^{5/} Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio de 2022) y contratos (junio a agosto de 2022).



Gráfica 14. Plataforma nacional de gas natural del escenario alternativo^{1/}
(Millones de pies cúbicos diarios)



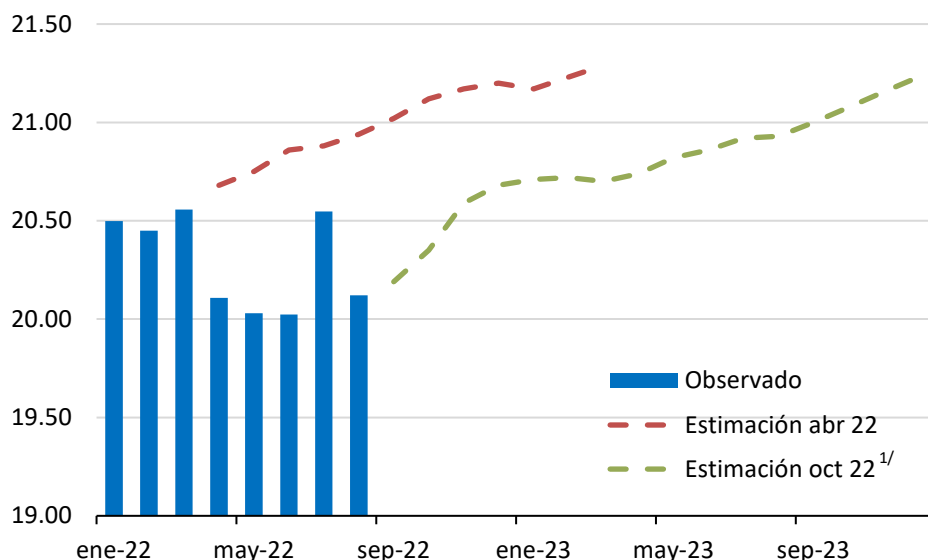
Fuente: FMP con información del SAT, la CNH y Welligence.
1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

II. Supuestos macroeconómicos

Para la estimación de los ingresos del Fondo se utilizó el tipo de cambio promedio 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 2022.

El promedio del tipo de cambio del peso frente al dólar para el 2022 se ubica en 20.34 pesos por dólar en la encuesta realizada por Banco de México en septiembre, lo que representa una diferencia de 0.51 pesos por debajo del nivel estimado en abril (Gráfica 15).

Gráfica 15. Estimación del tipo de cambio al cierre de año
(Pesos por dólar)

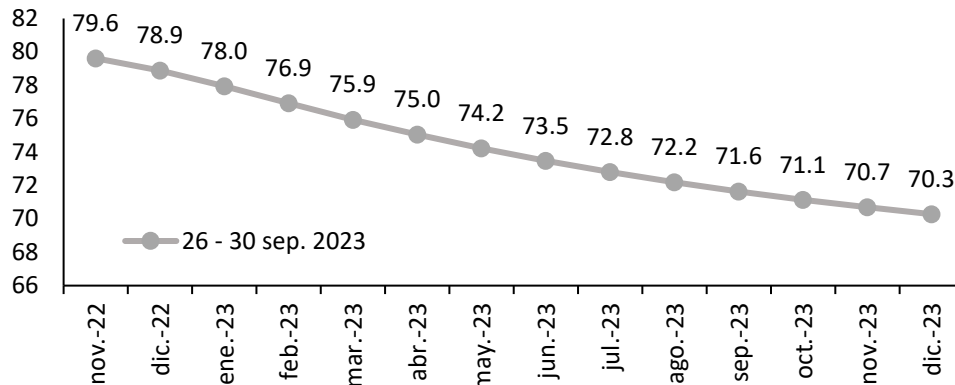


Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones para abril y octubre de 2022 con base en la “Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” de marzo y septiembre de 2022, respectivamente.

1/ Para octubre y noviembre de 2023 se realizó una interpolación lineal.

Respecto del precio para la MME, se contemplan distintos escenarios 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 2022 con la información al cierre disponible en Bloomberg (Gráfica 16). Para obtener el pronóstico de la MME, el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole un diferencial de 4 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)



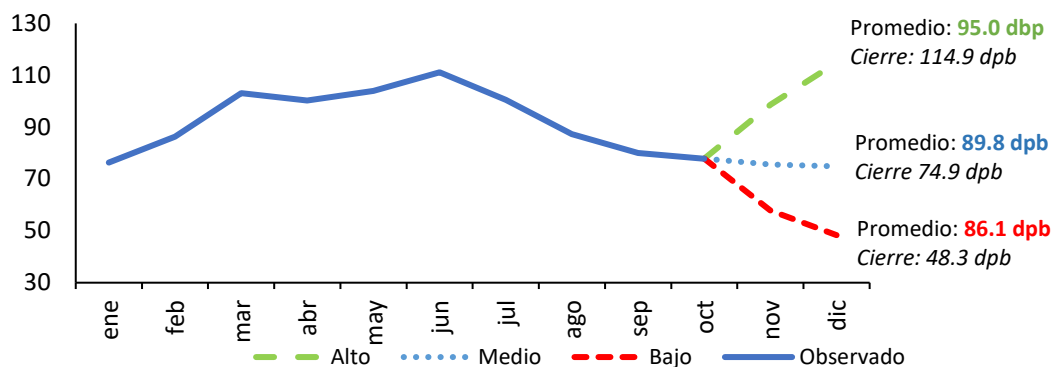
Fuente: Bloomberg.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora distintos análisis de escenarios de los ingresos esperados por el Fondo, que consideran tanto escenarios de precios como escenarios 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 medio de la MME para 2022 y de 80% para 2023. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones de los futuros de precio del WTI observada en los últimos 5 días hábiles de septiembre de 2022. 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 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 89.8 dpb y un rango de precios promedio entre los escenarios bajo y alto de 86.1 dpb a 95.0 dpb.

Gráfica 17. Escenarios de precios de la MME 2022^{1/}

(Distintos escenarios; dólares por barril)



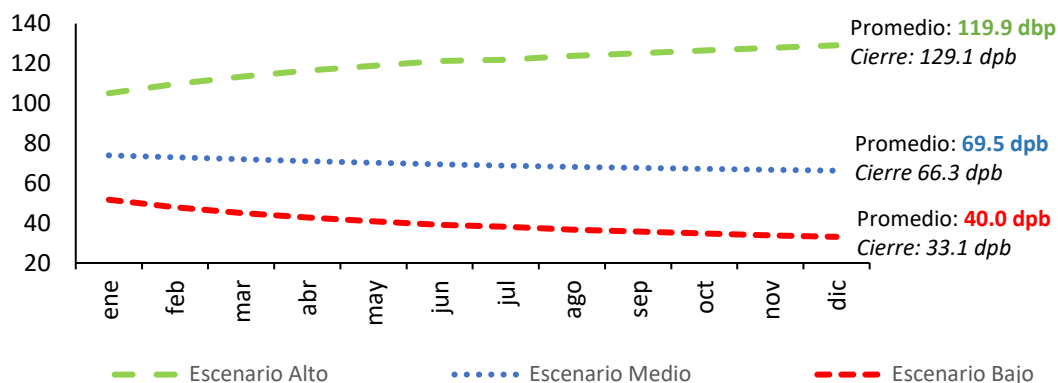
Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2023, en el escenario medio se obtiene un precio promedio anual de la MME de 69.5 dpb y un rango de precios promedio de los escenarios bajo y alto de 40.0 dpb a 119.9 dpb, tal como lo muestra la Gráfica 18.

Gráfica 18. Escenarios de precios de la MME 2023^{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 mayo a julio 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 junio a agosto de 2022.

El pronóstico de la plataforma de producción de gas natural para las asignaciones también se basa en el pronóstico inercial del promedio de producción observado de mayo de 2021 a julio 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 junio a agosto de 2022.

Asimismo, se incorpora un escenario adicional de producción, cuyas estimaciones consideran el escenario alternativo de producción de petróleo y el escenario alternativo de producción de gas en línea con lo descrito en la sección "Plataforma de producción de petróleo" y "Plataforma de producción de gas", respectivamente.

Tabla 1. Escenarios de producción de la plataforma nacional 2023^{1/2/}
(Diferentes unidades)

Escenario	Alternativo	Inercial	CGPE 2023
I. Petróleo (a+b)^{3/}	1.599	1.733	1.872
a. Asignaciones	1.404	1.553	-
b. Contratos	0.195	0.179	-
II. Gas Natural (c+d)^{4/}	3,833	4,342	-
c. Asignaciones	3,566	4,074	-
d. Contratos	268	268	-

Fuente: Análisis FMP.

1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

2/ Los escenarios del Fondo se refieren al promedio de 2023.

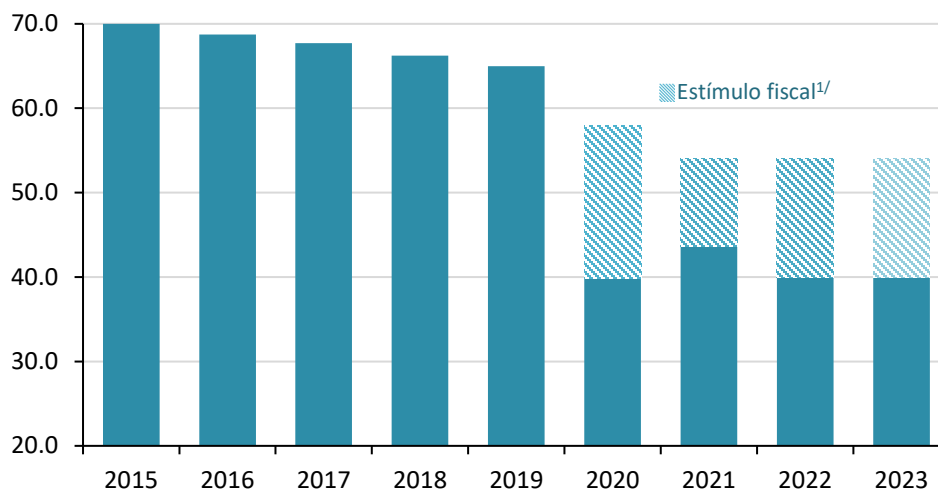
3/ Las cifras están expresadas en millones de barriles día

3/ Las cifras están expresadas en millones de pies cúbicos día.

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 19). Cabe recordar que, para 2022 la empresa obtuvo un estímulo fiscal que le redujo la tasa del DUC

a 40%. Para el próximo año, la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación 2023 de nueva cuenta prevé una tasa del DUC de 40% para todo el ejercicio (Gráfica 19).

Gráfica 19. Tasa aplicable al DUC
(Porcentaje)



Fuente: : FMP y declaración provisional de Pemex al SAT.

1/ En trama se muestra los estímulos fiscales para 2020 que resultaron en una reducción del 18% a la tasa aplicable al DUC para 2020 y de 10% para 2021. Asimismo, en 2022 y 2023 se estima una reducción de 14% a la tasa aplicable de dicho Derecho, conforme a lo publicado en la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación (LIF).

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 2022 y 2023 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 los últimos 12 meses 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 15% para 2022 y 17% para 2023. 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 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)^{6/}. Para 2023 se utilizó el contenido en el documento CGPE 2023, publicado por la SHCP en septiembre de 2022.

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.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación	
	2022	2023
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	20.3	20.9
Petróleo		
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	89.8	69.5
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.728	1.733
Gas		
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	6.7	7.2
II. Plataforma de producción promedio (Mmpcd) ^{3/5/}	4,340	4,342
Derecho por la Utilidad Compartida		
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	40.0%	40.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	15%	17%
PIB Nominal^{7/} (miles de millones de pesos)	28,129	31,402

Fuente: FMP, SHCP y declaración provisional de Pemex reportada por el SAT.

1/ Promedio anual con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en septiembre de 2022.

2/ Promedio anual con información a septiembre 2022 y futuros del WTI menos un diferencial de 4 dpb.

3/ 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/ Para 2023 considera el estímulo fiscal mencionado en la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación 2023.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2022 y 2023, respectivamente.

III. Ingresos estimados para 2022 - 2023

En el escenario medio de los ingresos el Fondo estima recibir 630,533 millones de pesos (mdp) al cierre del 2022, el cual considera un precio promedio de la MME de 89.8 dpb para el año. Del total estimado, 571,073 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 75% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 59,460 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (95.0 dpb promedio para 2022), los ingresos totales se ubicarían en 640,674 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (86.1 dpb promedio anual), los ingresos totales se ubicarían en 623,157 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 17,517 mdp.

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

Escenario	Bajo	Medio	Alto
<i>Precio MME^{4/}</i>	86.1	89.8	95.0
Asignaciones (derechos)			
Exploración	1,629	1,629	1,629
Extracción	136,283	138,756	142,978
Utilidad compartida	425,849	430,688	436,514
Contratos (contraprestaciones)			
Cuota exploratoria	1,892	1,892	1,892
Regalía base	1,159	1,183	1,224
Regalía adicional	2,770	2,810	2,861
Comercialización de hidrocarburos ^{5/}	53,575	53,575	53,575
Total de ingresos estimados	623,157	630,533	640,674
% del PIB^{6/}	2.2%	2.2%	2.3%

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 promedio de producción de petróleo de 1.728 Mmbd.

4/ Se refiere al precio promedio anual de la Mezcla Mexicana de Exportación (dólares por barril) utilizado en cada escenario.

5/ Incluye los intereses asociados a los ingresos de comercialización transferidos al Fondo por el Comercializador del Estado.

6/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en CGPE 2022.

Evolución de los ingresos petroleros durante 2022

Al cierre de septiembre de 2022, las transferencias del FMP a la Tesorería de la Federación fueron de 415,824 mdp, esta cifra resulta mayor en 137,389 mdp a lo estimado en el calendario mensual de transferencias que elabora la SHCP.

En ese sentido, la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH) establece en su artículo 93, que, si las transferencias ordinarias del Fondo rebasaran el monto establecido en la Ley de Ingresos de la Federación (LIF), los excedentes, en algunos casos, podrían destinarse a la reserva del Fondo. Si se considera el monto estimado de ingresos en la LIF (370,928 mdp), en lo que va del 2022 el FMP ha transferido un excedente de 44,897 mdp. Con respecto a esa cifra, el destino de los excedentes presupuestarios se norma con el artículo 19 de la LFPRH que establece que, para que los ingresos excedentes puedan ser destinados a

la reserva del Fondo primero deben realizarse las compensaciones a rubros en los que la recaudación fue menor a lo estimado, además de cubrir lo destinado a gasto no programable.

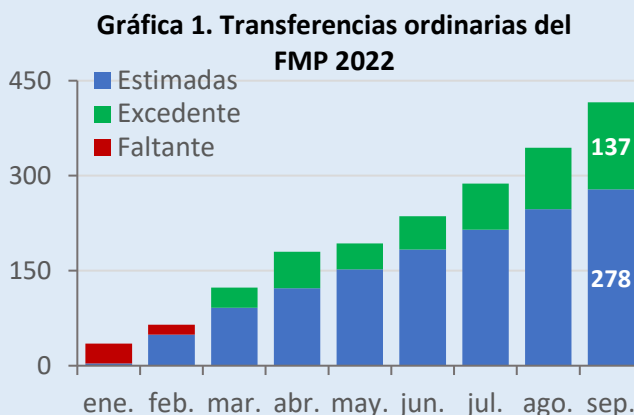
De acuerdo con el informe de la situación de las finanzas públicas, al primer semestre de 2022, no hay recursos excedentes que puedan distribuirse. En la primera mitad de 2022, se generaron ingresos excedentes brutos por 61,779.2 mdp los cuales fueron rebasados por los faltantes de otros rubros y la compensación al gasto no programable, mismos que ascendieron a 46,370 mdp y 40,358 mdp, respectivamente.

Cuadro 1. Ingresos fracción I, artículos 19 y 93 de la LFPRH enero-junio 2022
(millones de pesos)

Concepto	Monto
I. Ingresos excedentes brutos	61,779.8
II. Compensaciones faltantes en otros rubros de ingresos	46,370.0
III. Compensaciones de gastos	40,358.3
A. Atención a desastres naturales	24,475.4
B. Mayor gasto no programable	0.0
C. Incremento en costos de combustibles de CFE	15,882.9
IV. Diferencia (I-II-III)	-24,948.5
V. Disponibles para distribuir	0.0

Fuente: SHCP.

Es posible que se generen excedentes en la segunda mitad de 2022, pero para que dichos ingresos sean transferidos al FMP, deberán primero cubrir el déficit generado por 24,948.5 mdp, así como nuevos faltantes en otros rubros de ingresos y gasto no programado. Cabe mencionar que algunas de las partidas a compensar están correlacionadas a los altos precios de hidrocarburos, como es el incremento en el costo de combustibles de la Comisión Federal de Electricidad.



Fuente: Elaborado con información de la SHCP y estadísticas del FMP.

Para 2023 en el escenario medio de precios de la MME (69.5 dpb promedio para el año) el Fondo estima recibir 487,711 mdp. Del total estimado, 431,922 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 81% corresponde a ingresos del DUC. Mientras que los ingresos provenientes de contratos se calculan en 55,789 mdp.

Considerando los factores internacionales que podrían presionar al precio del petróleo al alza, un aumento de 10 dpb en el precio de la MME, representaría un incremento de 11% en los ingresos del Fondo con respecto al escenario medio. Es decir, el Fondo esperaría recibir 51,235 mdp adicionales.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (119.9 dpb promedio para 2023), los ingresos totales se ubicarían en 774,959 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (40.0 dpb en promedio para el año), los ingresos totales se ubicarían en 337,749 mdp. La Tabla 4 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados en donde se observa que la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 437,210 mdp o 1.4% del PIB.

Tabla 4. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2023^{1/2/3/}
 (Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	CGPE 2023
Precio MME ^{4/}	40.0	69.5	119.9	68.7
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,754	1,754	1,754	
Extracción	51,093	79,153	184,120	
Utilidad compartida	248,107	351,015	500,192	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	3,508	3,508	3,508	
Regalía base	494	765	1,781	
Regalía adicional	2,225	3,014	4,337	
Comercialización de hidrocarburos	30,568	48,502	79,267	
Total de ingresos estimados	337,749	487,711	774,959	487,743
% del PIB^{5/}	1.1%	1.6%	2.5%	1.6%

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 1.733 Mmbd.

4/ Se refiere al precio promedio anual de la Mezcla Mexicana de Exportación (dólares por barril) utilizado en cada escenario.

5/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en CGPE 2023.



Análisis de sensibilidad de las variables que impactan el escenario de precios

Desde el punto de vista metodológico, el rango de ingresos entre el escenario de precios alto y el bajo puede variar dependiendo de tres variables: el nivel de confianza, la volatilidad de las opciones de los futuros del WTI y los precios futuros del WTI.⁷

A continuación, se muestra el impacto de cada una en la estimación de ingresos para 2023:

- **Nivel de confianza.** Para generar los escenarios de precios se utilizó un nivel de confianza de 80%, con lo cual el precio de cierre en el escenario alto resulta en 129.1 dpb, mientras que en el escenario bajo es 33.1 dpb, por lo que la diferencia entre ambos precios es de 96 dpb. En consecuencia, el rango de ingresos entre el escenario alto y bajo equivale a 1.39% del PIB. Dejando lo demás constante, si el nivel de confianza disminuyera al 70%, la diferencia al cierre del año de los precios sería de 75.9 dpb y el rango de ingresos disminuiría a 1.12% del PIB.
- **Volatilidad de las opciones sobre los futuros del WTI.** En las estimaciones de 2023, el promedio observado de la volatilidad es de 50.3%. Con lo demás constante, si la volatilidad disminuyera en 10 puntos porcentuales (p.p.) para quedar en 40.3%, la diferencia entre los precios al cierre sería de 73.2 dpb, en lugar de 96 dpb. Con lo cual el rango de ingresos sería de 1.11%, y no de 1.39% del PIB.
- **Precios futuros del WTI.** En el ejercicio, el precio promedio de los futuros del WTI para 2023 es de 73.5 dpb. Si solamente se disminuye el promedio en 10% (66.2 dpb), la diferencia en el precio estimado al cierre de 2023 entre el escenario alto y bajo sería de 86.4 dpb, en lugar de 96 dpb. Con lo cual el rango de los ingresos estimados sería de 1.24% del PIB.

Tabla A1. Resultados del análisis de sensibilidad de los ingresos estimados

Variable que se modifica con respecto al supuesto original utilizado en las estimaciones 2023	a. Valor para el análisis de sensibilidad (diferentes unidades)	b. Variación respecto al supuesto original utilizado en las estimaciones 2023	c. Diferencia entre los escenarios alto y bajo de precios al cierre de 2023 para la MME (dpb)	d. Diferencia entre los ingresos del escenario alto y bajo para 2023 en % del PIB
Promedio de la volatilidad	40.3%	-10 p.p.	73.2	1.11%
Nivel de confianza	70.0%	-10 p.p.	75.9	1.12%
Promedio de los futuros (dpb)	66.2	-10%	86.4	1.24%

De lo anterior se desprende que el modelo es más sensible ante cambios en la volatilidad implícita de las opciones del WTI. Se observa que al modificar el promedio en 10 p.p., la diferencia entre los ingresos del escenario alto y bajo para 2023 cambia en 0.28 p.p. como porcentaje del PIB.

⁷ Recordemos que, para estimar el precio de la MME bajo distintos escenarios, la metodología aquí empleada utiliza la curva de futuros del WTI, así como la volatilidad implícita de las opciones de los precios futuros del WTI (Ver el anexo B denominado “Metodología utilizada en los escenarios de precios”).

Además de las estimaciones con distintos escenarios de precios, como se mencionó anteriormente, se realizó una proyección de los ingresos para 2023 que el Fondo podría recibir utilizando un escenario alternativo de volumen de producción de petróleo y de gas natural, manteniendo constante el resto de los supuestos descritos del escenario medio de precios. En dicho escenario, con una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.599 Mmbd y una plataforma promedio de gas natural de 3,833 Mmpcd se recibirían 457,124 mdp.

Tabla 5. Escenarios de producción 2023^{1/}

Escenarios	Plataforma ^{2/}		Ingresos (mdp)
	Petróleo (Mmbd)	Gas (Mmpcd)	
Alternativo ^{3/}	1.599	3,833	457,124
Inercial	1.733	4,342	487,711
CGPE 2023	1.872	-	487,743 ^{4/}

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios de producción se utiliza un precio promedio de 69.5 dpb

2/ Se refiere al valor estimado de la plataforma promedio de 2023.

3/ Se refiere al escenario de producción que contempla los incrementos esperados en la producción de petróleo por parte de los contratos y de los campos prioritarios de las asignaciones, que se verían compensados por la declinación natural de las diez principales asignaciones (escenario alternativo de producción de petróleo). Además de incluir la declinación natural de la producción de gas de los diez principales campos productores de asignaciones (escenario alternativo de producción de gas).

4/ Se refiere a l monto de las transferencias ordinarias del FMP contenido en la iniciativa de la LIF 2023.

IV. Resumen

Se estima que al cierre 2023 los ingresos que recibirá el Fondo representen el 1.6% del PIB, equivalente a 487,711 mdp. Asumiendo un precio promedio de la MME de 69.5 dpb, derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 4 dpb y una plataforma promedio de producción nacional de crudo de 1.733 Mmbd.

Bajo los supuestos del escenario alto los ingresos del Fondo se ubican por encima de aquellos contemplados en la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación para 2023.

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 octubre de 2022 a diciembre de 2023.

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 mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI en dpb observado del 4 de mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent en dpb observado del 4 de mayo de 2020 al 30 de septiembre de 2022, publicado por Bloomberg.

Tabla 1: Resultados del modelo

Variables	MME			
	Estimadores	Error estándar	Estadístico t	Valor p
(Intercepto)	-2.75757 ***	0.16742	-16.47085	<0.001
WTI	0.57360 ***	0.03312	17.31895	<0.001
Brent	0.39897 ***	0.03245	12.29563	<0.001
Observaciones	565			
R2 / R2 ajustada	0.997 / 0.997			

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

Estimación de la MME:

$$MME_t = -2.75757 + 0.57360 * WTI_t + 0.39897 * Brent_t$$

Donde:

MME_t : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre 2022 a diciembre 2023.

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 26 al 30 de septiembre de 2022 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre 2022 a diciembre 2023.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 26 al 30 de septiembre de 2022 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de octubre 2022 a diciembre 2023.

Estimación del diferencial:

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

Donde:

Diferencial promedio: Diferencial WTI-MME promedio estimado de octubre 2022 a diciembre 2023.

i : Índice de la sumatoria que indica el período que va de octubre 2022 a diciembre 2023.

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 26 al 30 de septiembre de 2022 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre de 2022 a diciembre de 2023.

MME_i : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre de 2022 a diciembre de 2023.

15: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de octubre de 2022 a diciembre de 2023.

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 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^{8/} 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.

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

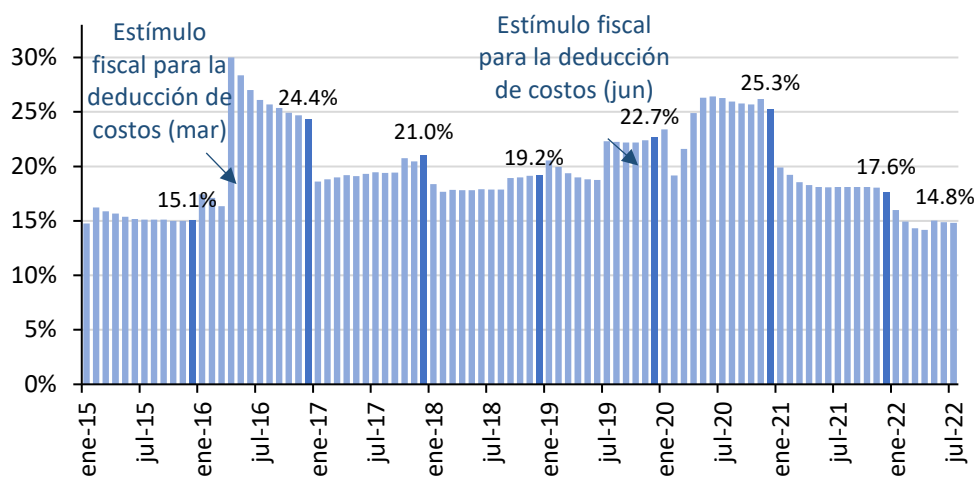
Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para 2022 y 2023, se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento. Por último, se utilizó el pronóstico inercial de los costos deducidos conforme al promedio observado de los últimos 12 meses, es decir, de agosto de 2021 a julio de 2022.

^{8/} 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 y 2023 se tendría una TED de 15% y 17%, respectivamente. El nivel de la TED está en línea con 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%, lo anterior, derivado de la caída en los ingresos de comercialización. Sin embargo, durante 2021 y 2022, dada la recuperación en los ingresos de comercialización se observó una TED con niveles inferiores a los observados durante 2018.

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



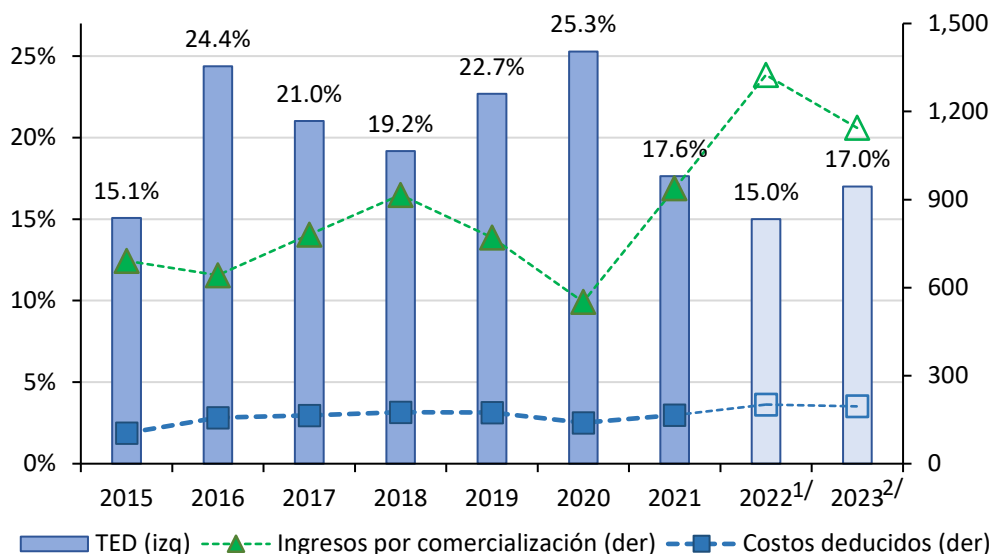
Fuente: FMP.

La caída de la TED en 2022 se debió principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario aumentaron en mayor medida que los costos deducibles, respecto a lo observado en 2021. Durante 2022, los ingresos por comercialización aumentaron más del 41% derivado de la recuperación en los precios del petróleo y un aumento en la producción, mientras que los costos deducibles aumentaron en 22%. 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 permanezca 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 2021, cuando el aumento en los ingresos de comercialización impulsó la reducción de la TED respecto a los periodos anteriores. Sin embargo, asumiendo una reducción en los precios del petróleo para 2023 y en consecuencia la reducción de los ingresos de comercialización, para dicho año se esperaría que la TED muestre un valor más elevado. 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.^{9/}

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



Fuente: FMP.

1/ Para 2022 se muestran datos estimados al cierre del ejercicio con observaciones a julio 2022.

2/ Para 2023 se muestran datos estimados.

^{9/} 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.