

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 2023

## **Programación financiera octubre 2023**

*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 2023 y los correspondientes a 2024. 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 2023. Las cifras están sujetas a revisión.*

## Contenido

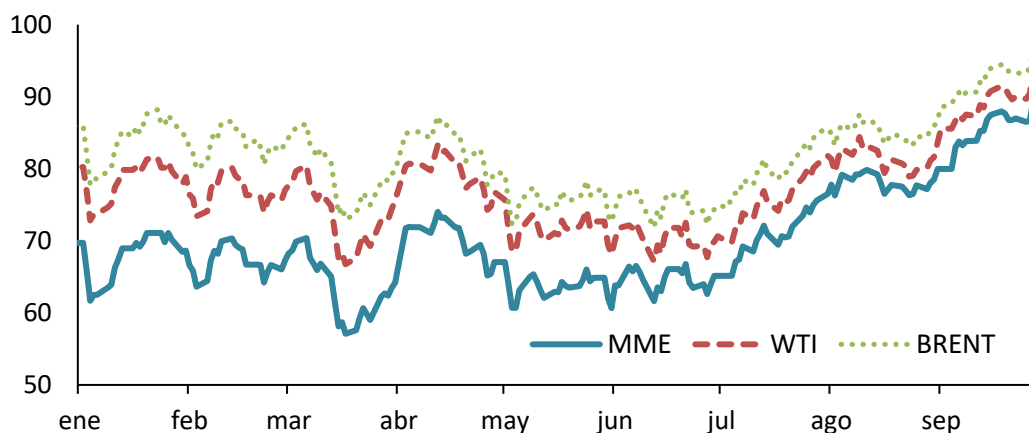
<b>I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros</b> .....	5
<b>Demanda mundial de hidrocarburos líquidos</b> .....	5
<b>Oferta mundial de hidrocarburos líquidos</b> .....	7
<b>Diferencial WTI-MME</b> .....	9
<b>Plataforma de producción de petróleo</b> .....	11
<b>Plataforma de producción de gas</b> .....	13
<b>II. Supuestos macroeconómicos</b> .....	14
<b>III. Ingresos estimados para 2023 - 2024</b> .....	19
<b>IV. Análisis de sensibilidad de los ingresos esperados</b> .....	21
<b>V. Resumen</b> .....	22
<b>Anexo A. Determinación del diferencial WTI-MME</b> .....	23
<b>Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios</b> .....	26
<b>Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos</b> .....	27

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

En lo que va del año, diversos factores han influido en el comportamiento de los precios internacionales del petróleo, destacando la incertidumbre generada por la guerra en Ucrania; las menores expectativas de crecimiento en la demanda mundial de crudo asociadas a la lenta recuperación de las economías de EE.UU. y China; así como la extensión de los recortes tanto a la producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP+), como de Arabia Saudita y Rusia.

En este entorno, el precio de los crudos marcadores Brent y West Texas Intermediate (WTI) se ha ubicado en promedio en 82 y 77 dólares por barriles (dpb) a lo largo del 2023, y en 95 y 91 dpb al cierre del tercer trimestre. De igual forma, el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) ha promediado 70 dpb en los primeros 9 meses del año, cerrando en 88 dpb en septiembre. Lo anterior representa un incremento de alrededor de 23% para el WTI y el Brent y de 34% para la MME con relación a los precios que se utilizaron en la programación financiera presentada al Comité Técnico del Fondo en abril pasado.

**Gráfica 1. Precios de petróleo**  
(dólares por barril)

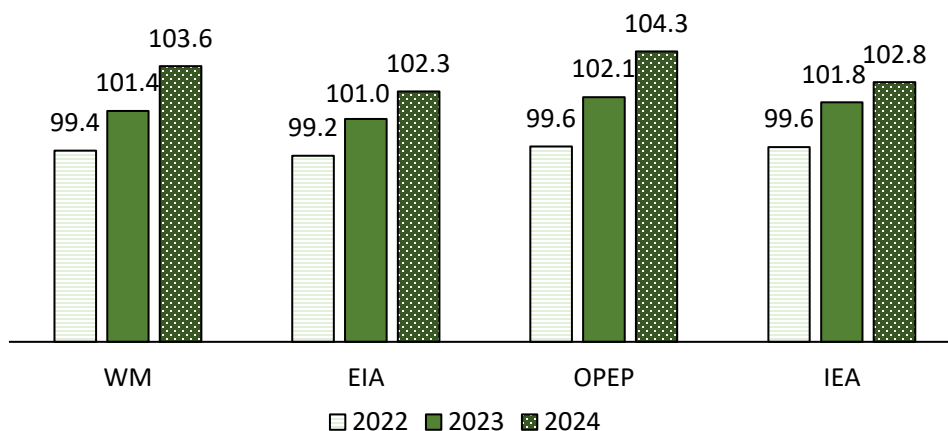


Fuente: Fondo con información de Bloomberg y Banco de México al 29 de septiembre de 2023.

### **Demanda mundial de hidrocarburos líquidos**

La demanda de hidrocarburos líquidos a nivel mundial continúa recuperándose y se espera que se ubique en promedio en 101.6 millones de barriles diarios (Mmbd) durante 2023, mientras que para el próximo año se estima se ubique en 103.3 Mmbd.

**Gráfica 2. Estimaciones de demanda mundial de hidrocarburos líquidos<sup>1/</sup>**  
(millones de barriles diarios)

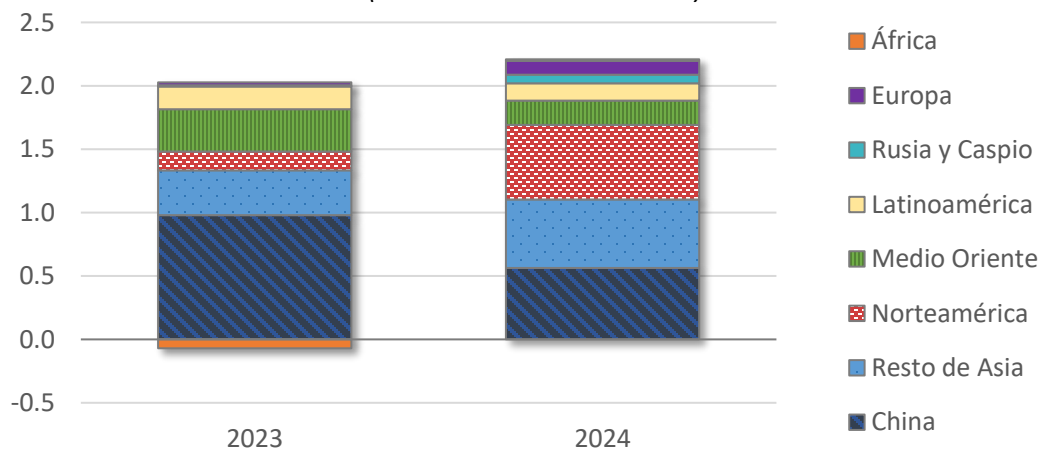


Fuente: Fondo con estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA) y la OPEP.

1/ Actualización: septiembre 2023.

La consultora Wood Mackenzie (WM) pronostica un aumento en la demanda mundial de hidrocarburos líquidos de 2 Mmbd para este año y prevé que la economía China sea el principal impulsor a la misma con el 50 por ciento del crecimiento anual. Para 2024, WM estima un crecimiento de 2.2 Mmbd, impulsado por una recuperación de la demanda en Norteamérica.

**Gráfica 3. Cambio anual de la demanda mundial de hidrocarburos líquidos por región<sup>1/</sup>**  
(millones de barriles diarios)

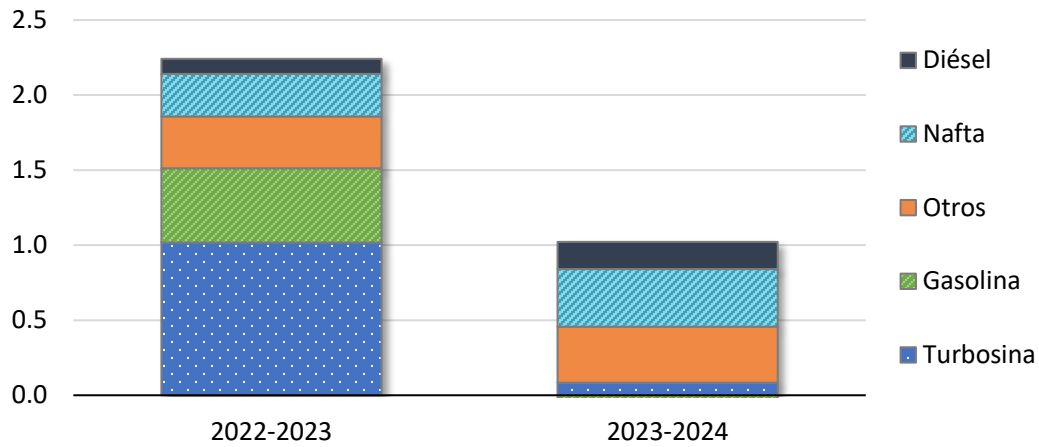


Fuente: Fondo con estimaciones de WM.

1/ Actualización: septiembre 2023.

En el detalle, se prevé que en 2023 la turbosina y gasolina sean los derivados que impulsen el consumo. Sin embargo, para 2024 se espera que el aumento provenga de los productos destinados a la industria petroquímica.

**Gráfica 4. Cambio anual en la demanda por tipo de producto derivado del petróleo <sup>1/</sup>**  
(miles de barriles diarios)



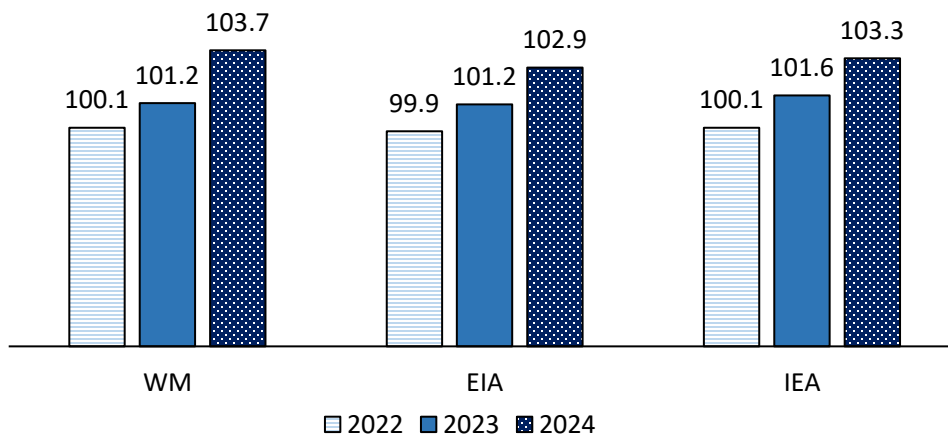
Fuente: Fondo con estimaciones de EIA.  
\*Otros: aceite combustible, gas natural licuado y etano.  
1/ Actualización: septiembre 2023.

### Oferta mundial de hidrocarburos líquidos

Por lo que toca a la oferta, los distintos pronósticos para 2023 apuntan a un nivel promedio de 101.3 Mmbd, lo que representa un crecimiento del 1% respecto del año anterior.

De acuerdo con WM, la oferta en 2024 podría promediar 103.7 Mmbd, el principal incremento podría estar liderado por EE.UU.. En ese sentido, el factor de riesgo más importante para dicho pronóstico es la falta de cumplimiento a los acuerdos de producción de la OPEP+.

**Gráfica 5. Estimaciones de oferta mundial de hidrocarburos líquidos<sup>1/</sup>**  
(millones de barriles diarios)

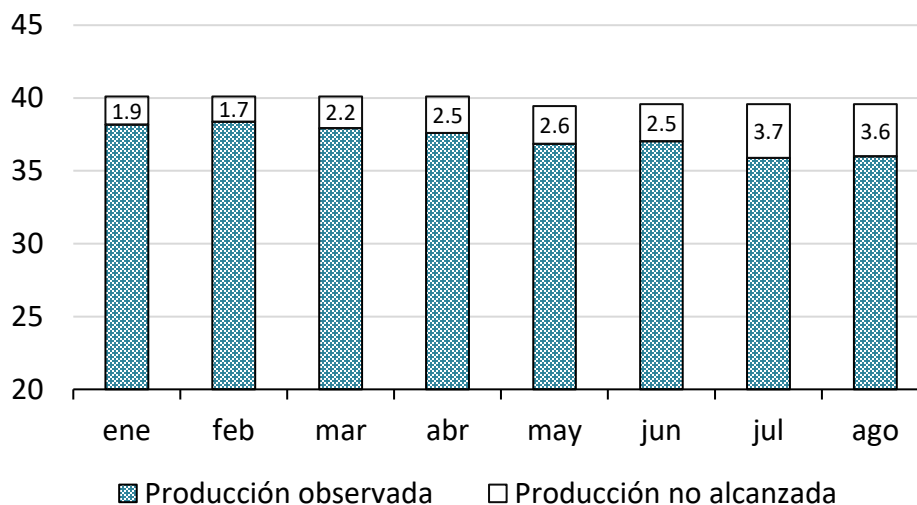


Fuente: Fondo con estimaciones de WM, IEA y EIA.  
1/ Actualización: septiembre 2023.

En el caso de la producción de los EE.UU., según datos de la EIA, ésta podría alcanzar 22.2 Mmbd de hidrocarburos líquidos para 2024, lo que representa un incremento del 2% respecto al pronóstico para 2023 de 21.6 Mmbd.

Por otra parte, en septiembre la OPEP+ anunció recortes a su producción, al tiempo que Arabia Saudita y Rusia comprometieron recortes adicionales a sus plataformas aplicables a 2023, lo cual en conjunto resta 1.5 Mmbd a la oferta global. Sin embargo, en lo que va del año los recortes promedio del grupo han sido de 2.6 Mmbd debido a conflictos geopolíticos en Medio Oriente y África.

**Gráfica 6. Producción de hidrocarburos líquidos de la OPEP+ en 2023<sup>1/</sup>**  
(millones de barriles diarios)



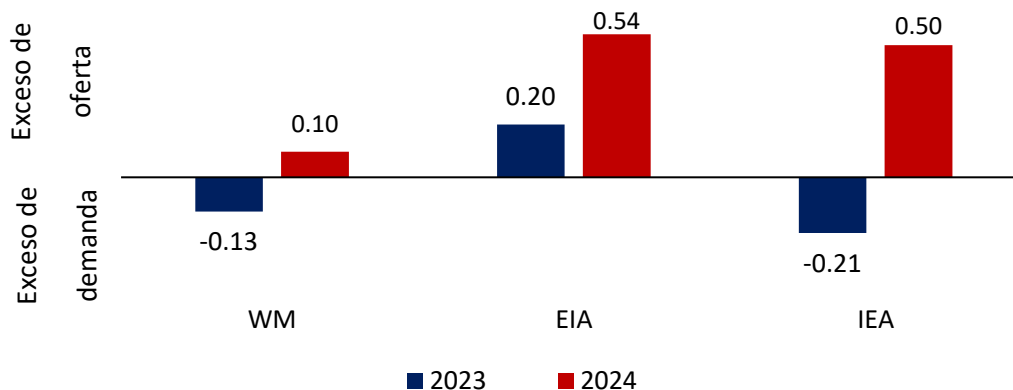
Fuente: Fondo con información de IEA.

1/ En trama se muestra la producción observada de los miembros de la OPEP+ y en blanco la producción que no alcanzó la organización para cumplir con su meta pactada.

En el balance del mercado de hidrocarburos líquidos para 2023, WM y la IEA estiman un exceso de demanda de 130 y 210 mil barriles diarios (mbd), respectivamente, mientras que la EIA estima un superávit de oferta de 200 mbd. En cambio, para 2024 todas las agencias estiman un exceso de oferta entre 100 mbd y 540 mbd debido a que no se tiene previsto que se mantengan los recortes de la OPEP+, Arabia Saudita y Rusia en ese año.



**Gráfica 7. Balance de oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos<sup>1/2/</sup>**  
(millones de barriles diarios)



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

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

2/ Actualización: septiembre 2023.

### Diferencial WTI-MME

Durante 2023 el diferencial entre la MME y el WTI se ha ubicado, en promedio, en 7.12 dpb. Sin embargo, presentó una tendencia a la baja a partir del segundo trimestre, colocándose por debajo de los 4 dpb en agosto y septiembre. Lo anterior obedece a la menor disponibilidad de crudos medios y pesados en el mercado, derivado de los recientes recortes realizados por los miembros de la OPEP+, principalmente de Arabia Saudita y Rusia, lo que ha impulsado el precio de la MME al alza.

Otro factor que ha contribuido para que el descuento en el precio de la MME disminuya respecto de otros crudos marcadores ha sido la creciente participación en el volumen exportado de los crudos Istmo y Olmeca<sup>1/</sup>, que en agosto aportaron en conjunto 534 mbd, 50% del total.

<sup>1/</sup> Con información de PMI Comercio Internacional, los crudos Istmo y Olmeca son de calidad superior al Maya. El Istmo es un crudo medio (32-33° API) y amargo (1.8% de azufre), el Olmeca es ligero (38-39° API) y amargo (0.73-0.95% de azufre), y el Maya es pesado (21-22° API) y amargo (3.4-3.8% de azufre).

**Gráfica 8. Diferencial WTI-MME**  
(dólares por barril)



Fuente: Fondo con información de Banco de México y Bloomberg al 29 de septiembre de 2023.

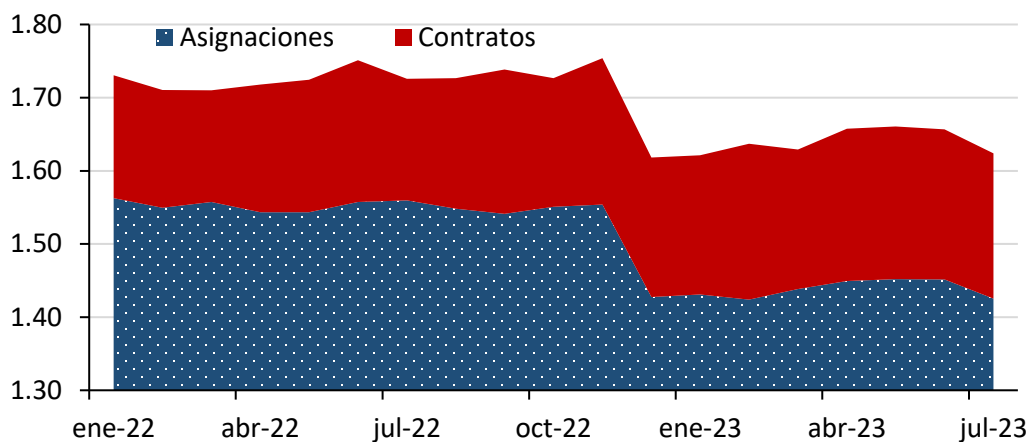
De acuerdo con las expectativas del mercado, el diferencial WTI-MME se mantendrá cercano a los niveles observados durante los últimos meses debido a: 1) la reducida oferta de crudos medios y pesados en el mercado, 2) la expectativa de que la demanda de dichos crudos aumentará en las refinerías de la Costa del Golfo de EE.UU., lo que incrementaría la demanda del Maya, 3) el inicio de operaciones del oleoducto Trans-Mountain (esperado para el primer trimestre del 2024) que reduciría el volumen de crudo canadiense exportado a la Costa del Golfo de EE.UU. para dirigirlos al mercado asiático y 4) la creciente exportación observada de los crudos Istmo y Olmeca como parte de la MME.

Por lo anterior, en el presente ejercicio se estima un diferencial WTI-MME promedio de 5 dpb para lo que resta del año y todo 2024 (ver Anexo A).

### Plataforma de producción de petróleo

Durante los primeros siete meses de 2023 la producción nacional de petróleo promedió 1.641 Mmbd, 5% menor a lo observado en el mismo periodo del año previo. No obstante, los contratos de exploración y/o extracción de hidrocarburos (CEE) aumentaron 31 mbd en el mismo periodo, promediando 202 mbd.

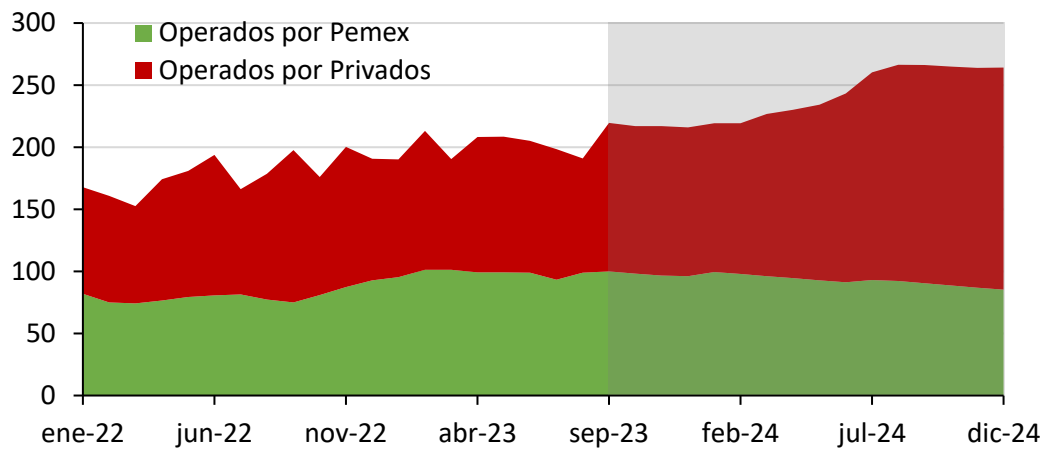
**Gráfica 9. Plataforma nacional de petróleo**  
(Millones de barriles diarios)



Fuente: Fondo con información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria (SAT).

En el presente ejercicio se espera que la producción de los CEE se mantenga al alza cerrando 2023 con 216 mbd y 2024 con 264 mbd. Se proyecta que el 77% del volumen extraído a finales de 2024 lo aportarán los campos de Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT), Ichalkil-Pokoch (IP), ambos operados por privados, y Ek-Balam, operado por Pemex. Respecto a este último, tras haber alcanzado el pico de producción de 101 mbd en febrero de 2023 se prevé que al cierre de 2024 extraerá 85 mbd, de acuerdo con el último Plan de Desarrollo aprobado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). En contraste, AMT e IP se espera aumenten su producción hasta alcanzar en conjunto 119 mbd a finales del próximo año.

**Gráfica 10. Producción de petróleo de los contratos<sup>1/</sup>**  
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Fondo con información de la CNH y Rystad Energy.

1/ Sombreado se muestra lo estimado

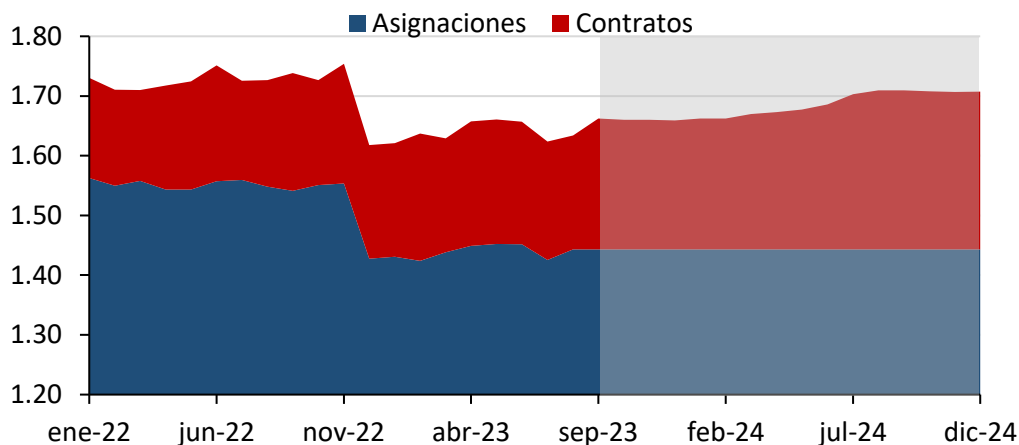
Respecto a la producción proveniente de las asignaciones de Pemex, esta se ubicó en promedio en 1.439 Mmbd entre enero y julio de 2023, lo que representó una caída de 7% respecto al promedio observado en el mismo periodo del año anterior.

En este contexto, el Fondo estima dos escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2023 y 2024 que se detallan a continuación:

- a. **Escenario inercial.** Consistente con la metodología del Fondo, asume que la producción se mantiene constante en el promedio de los últimos tres meses para las asignaciones y CEE<sup>2</sup>, *i.e.*, 1.443 Mmbd y 198 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediaría 1.640 Mmbd en 2023 y 1.641 Mmbd en 2024.
- b. **Escenario alternativo.** Toma como base el escenario inercial e incorpora las variaciones esperadas en la producción de los CEE. Con ello la plataforma nacional promediaría 1.647 Mmbd en 2023 y 1.689 Mmbd en 2024.

<sup>2</sup> Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio de 2023) y contratos (junio a agosto de 2023).

**Gráfica 11. Plataforma nacional de petróleo del escenario alternativo<sup>1/</sup>**  
(Millones de barriles diarios)



Fuente: Fondo con información de la CNH, SAT y Rystad Energy.

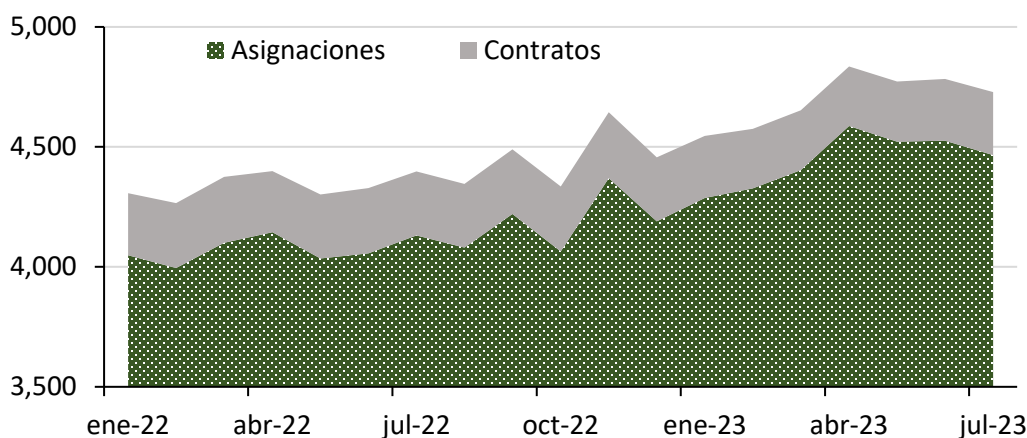
1/ Sombreado se muestra lo estimado

### Plataforma de producción de gas

La plataforma nacional de gas natural promedió 4,699 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd) durante los primeros siete meses del año, lo que representa un aumento de 8% respecto al mismo periodo de 2022. Las asignaciones aportan el 95% del total de la producción.

Conforme a la metodología del Fondo, para el presente ejercicio se asume una producción del escenario inercial para 2024 de 4,765 Mmpcd, equivalente al promedio de los últimos tres meses<sup>3/</sup> de asignaciones y CEE.

**Gráfica 12. Plataforma nacional de gas natural**  
(Millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Fondo con información de la CNH y la declaración provisional de Pemex al SAT.

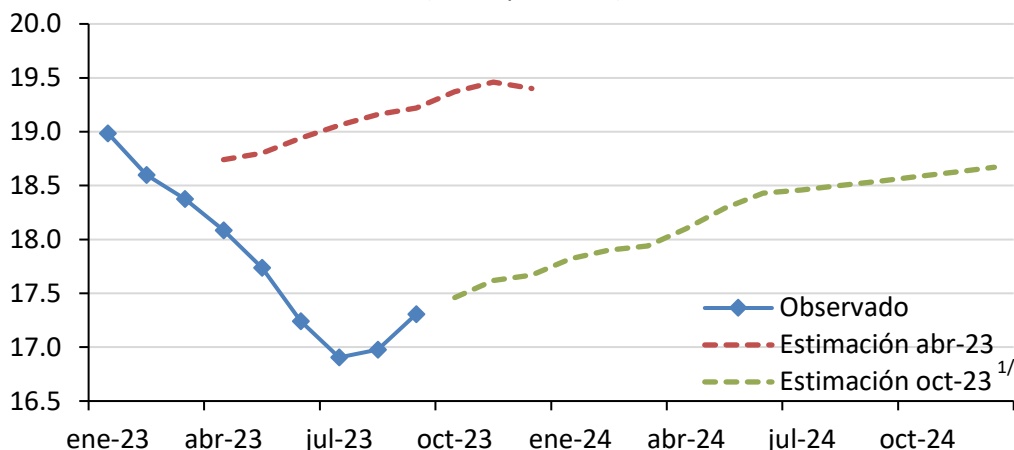
<sup>3/</sup> Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio de 2023) y contratos (junio a agosto de 2023).

## 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 2023.

Con lo anterior, el promedio del tipo de cambio del peso frente al dólar para el 2023 se ubica en 17.75 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 1.26 pesos por debajo del nivel estimado en abril. Para 2024 el tipo de cambio se estima en 18.32 pesos por dólar.

**Gráfica 13. Estimación del tipo de cambio al cierre de año**  
(Pesos por dólar)

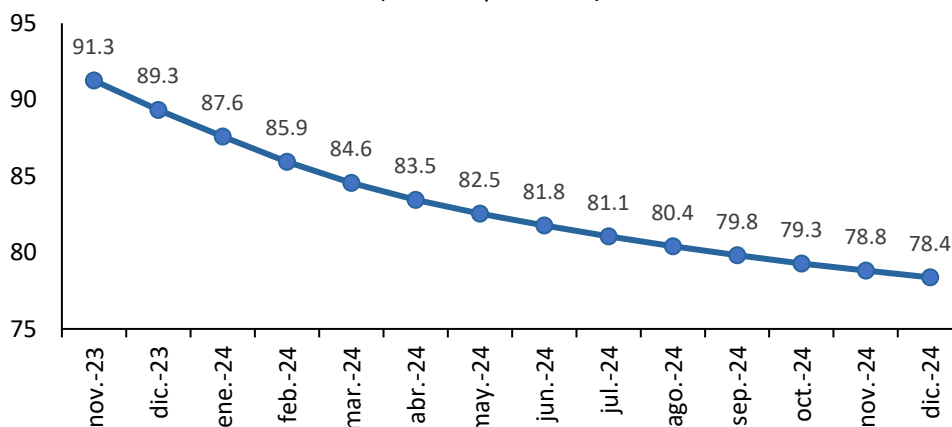


Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones con base en la “Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” de marzo de 2023 y septiembre de 2023.

1/ En el caso de la estimación presentada en esta programación financiera, se realizó una interpolación lineal para los meses de octubre y noviembre de 2023.

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 la semana del 25 al 29 de septiembre de 2023 con la información al cierre disponible en Bloomberg. Para obtener el pronóstico de la MME, el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole un diferencial de 5 dpb, de acuerdo con lo descrito en el apartado “Diferencial WTI-MME” anterior.

**Gráfica 15. Curva de futuros del WTI**  
(Dólares por barril)



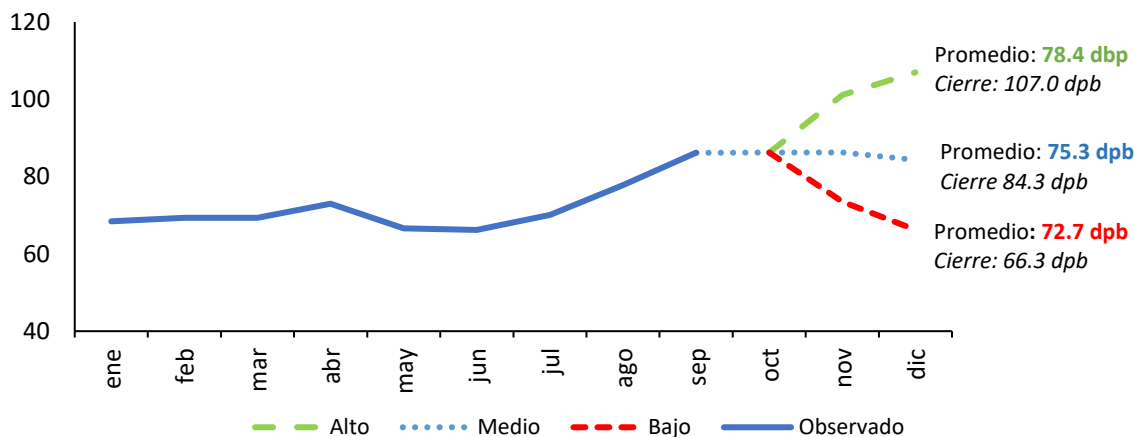
Fuente: Bloomberg.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora distintos escenarios de los ingresos esperados por el Fondo, que consideran estimaciones de precios y de producción.

Para las estimaciones de 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 2023 y de 80% para 2024. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones de los futuros de precio del WTI observada entre el 25 y el 29 de septiembre de 2023. 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”.

A continuación, se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2023 bajo los diferentes escenarios. La línea punteada en color azul indica el escenario medio, en el cual resulta un precio promedio anual de la MME de 75.3 dpb y un rango de precios promedio entre los escenarios bajo y alto de 72.7 dpb a 78.4 dpb.

**Gráfica 16. Escenarios de precios de la MME 2023<sup>1/</sup>**  
(Distintos escenarios; dólares por barril)

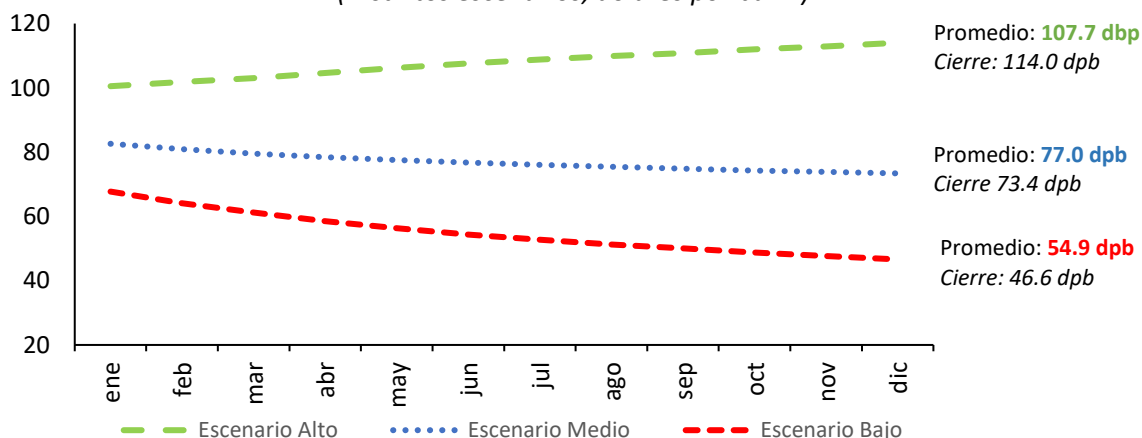


Fuente: Análisis Fondo.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2024, en el escenario medio se obtiene un precio promedio anual de la MME de 77.0 dbp y un rango de precios promedio de los escenarios bajo y alto de 54.9 dbp a 107.7 dbp.

**Gráfica 17. Escenarios de precios de la MME 2024<sup>1/</sup>**  
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis Fondo.

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 2023. En el caso de los CEE, la producción utilizada en el promedio corresponde a la reportada por la CNH para el periodo de junio a agosto de 2023.

La estimación 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 a julio de 2023 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 CEE para los últimos tres meses observados, es decir, de junio a agosto de 2023.

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

**Tabla 1. Escenarios de producción de la plataforma nacional 2024<sup>1/</sup>**  
*(Millones de barriles día)*

Escenario	Inercial <sup>2/</sup>	Alternativo <sup>3/</sup>
<b>I. Petróleo (a+b)</b>	<b>1.641</b>	<b>1.689</b>
a. Asignaciones	1.443	1.443
b. Contratos	0.198	0.247

Fuente: Análisis Fondo.

1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

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

3/ Toma como base el escenario inercial e incorpora las variaciones esperadas en la producción de los contratos.

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 Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) se ubicaría en un nivel de 54%, pero los Criterios Generales de Política Económica (CGPE 2024) consideran una tasa del DUC de 35%.

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se aplicó la metodología contenida en el Anexo C de este documento: “Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos”. El valor de la TED resultante es de 15% para 2023 y 2024.

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2023 se utilizó el contenido en el documento de CGPE 2023, publicado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en septiembre de 2022, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)<sup>4/</sup>. Para 2024 se utilizó el contenido en el documento CGPE 2024, publicado por la SHCP en septiembre de 2023.

**Tabla 2. Supuestos macroeconómicos**

Variable	Estimación	
	2023	2024
<b>Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)<sup>1/</sup></b>	17.7	18.3
<b>Petróleo</b>		
I. Precio promedio de la MME (dpb) <sup>2/</sup>	75.3	77.0
II. Plataforma de producción (Mmbd) <sup>3/</sup>	1.640	1.641
<b>Gas</b>		
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) <sup>4/</sup>	3.4	3.2
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) <sup>3/5/</sup>	4,727	4,765
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>		
I. Tasa para calcular el Derecho <sup>6/</sup>	40.0%	35.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	15%	15%
<b>PIB Nominal<sup>7/</sup> (miles de millones de pesos)</b>	31,402	34,374

Fuente: Fondo, 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 2023.

2/ Promedio anual con información a septiembre 2023 y futuros del WTI menos un diferencial de 5 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 2024 se considera el estímulo fiscal mencionado en los CGPE 2024.

7/ El PIB nominal corresponde a CGPE para 2023 y 2024, respectivamente.

<sup>4/</sup> El artículo 93 de la LFPRH dispone que el cálculo de las transferencias del Fondo debe considerar el PIB nominal establecido en los CGPE para el año de que se trate para el cálculo del umbral del 4.7% necesario para comenzar a acumular la reserva de ahorro de largo plazo.

### III. Ingresos estimados para 2023 - 2024

En el escenario medio de los ingresos el Fondo estima recibir 407,143 millones de pesos (mdp) al cierre del 2023, el cual considera un precio promedio de la MME de 75.3 dpb para el año. Del total estimado, 361,293 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 80% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de CEE se calculan en 45,850 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (78.4 dpb promedio para 2023), los ingresos totales se ubicarían en 412,342 mdp, mientras que, en un escenario de menores precios (72.7 dpb promedio anual), los ingresos sumarían 402,828 mdp.

**Tabla 3. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2023<sup>1/2/3/</sup>**  
 (Millones de pesos)

Escenario Precio MME <sup>4/</sup>	Bajo 72.7	Medio 75.3	Alto 78.4
<b>Asignaciones (derechos)</b>			
Exploración	1,757	1,757	1,757
Extracción	67,245	68,865	71,044
Utilidad compartida	288,006	290,671	293,652
<b>Contratos (contraprestaciones)</b>			
Cuota exploratoria	2,446	2,446	2,446
Regalía base	522	536	555
Regalía adicional	1,482	1,500	1,520
Comercialización de hidrocarburos	41,368	41,368	41,368
<b>Total de ingresos estimados</b>	<b>402,828</b>	<b>407,143</b>	<b>412,342</b>
<b>% del PIB<sup>5/</sup></b>	<b>1.3%</b>	<b>1.3%</b>	<b>1.3%</b>

Fuente: Análisis Fondo.

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 1.640 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.

Para 2024 en el escenario medio de precios de la MME (77.0 dpb promedio para el año) el Fondo estima recibir 399,999 mdp. Del total estimado, 344,478 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 77% corresponde a ingresos del DUC, mientras que los ingresos provenientes de contratos se calculan en 55,521 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (107.7 dpb promedio para 2024) los ingresos totales se ubicarían en 539,452 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (54.9 dpb en promedio para el año) los ingresos totales se ubicarían en 306,809 mdp. A continuación, se muestran los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados en donde se observa que la diferencia entre el escenario alto y el bajo es de 232,643 mdp o 0.7% del PIB.

**Tabla 4. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2024<sup>1/2/3/</sup>**  
 (Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	CGPE 2024
<i>Precio MME<sup>4/</sup></i>	54.9	77.0	107.7	56.7
<b>Asignaciones (derechos)</b>				
Exploración	1,892	1,892	1,892	
Extracción	49,162	76,522	132,393	
Utilidad compartida	213,933	266,064	331,131	
<b>Contratos (contraprestaciones)</b>				
Cuota exploratoria	2,794	2,794	2,794	
Regalía base	381	523	723	
Regalía adicional	1,332	1,702	2,209	
Comercialización de hidrocarburos	37,315	50,502	68,310	
<b>Total de ingresos estimados</b>	<b>306,809</b>	<b>399,999</b>	<b>539,452</b>	<b>303,217</b>
<b>% del PIB<sup>5/</sup></b>	<b>0.9%</b>	<b>1.2%</b>	<b>1.6%</b>	<b>0.9%</b>

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 1.641 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 2024.

Además de las estimaciones con distintos escenarios de precios se realizó una proyección de los ingresos utilizando un escenario alternativo de volumen de producción de petróleo y manteniendo constante el resto de los supuestos descritos del escenario medio de precios. En dicho escenario se recibirían 410,537 mdp, considerando una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.689 Mmbd.

**Tabla 5. Escenarios de producción 2024<sup>1/</sup>**

Escenarios	Plataforma de petróleo <sup>2/</sup> (Mmbd)	Ingresos (mdp)
Inercial	1.641	399,999
Alternativo <sup>3/</sup>	1.689	410,537

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios de producción se utiliza un precio promedio de 77.0 dpb

2/ Se refiere al valor estimado de la plataforma promedio de 2024.

3/ Se refiere al escenario de producción que contempla las variaciones esperadas en la producción de los contratos.

4/ Se consideran los ingresos estimados en la Iniciativa de la Ley de Ingresos de la Federación para 2024.

#### IV. Análisis de sensibilidad de los ingresos esperados

Ante posibles cambios en los valores de las variables macroeconómicas empleadas en este ejercicio, se realizó un análisis de sensibilidad de los ingresos estimados por el Fondo para 2024 con respecto al escenario medio<sup>5/</sup>. Dicho análisis consiste en disminuir en 1% (*ceteris paribus*) algunas de las variables de la metodología del Fondo. A continuación, se muestran los resultados del ejercicio.

**Tabla 6. Resultados del análisis de sensibilidad**

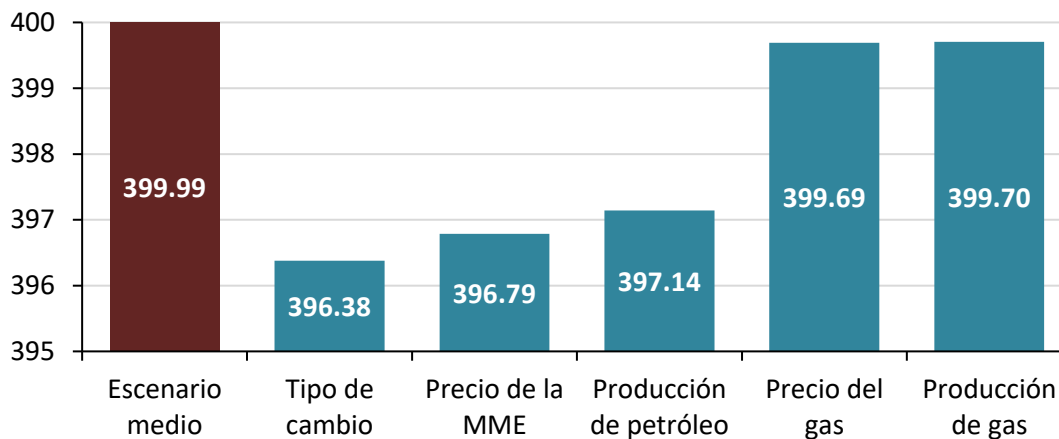
Concepto	Tipo de cambio (pesos por dólar)	Petróleo		Gas natural	
		Precio promedio de la MME (dpb)	Plataforma de producción (Mmbd)	Precio promedio (dpMMBtu)	Plataforma de producción (MMpcd)
Utilizado en el escenario medio	18.32	76.97	1.64	3.20	4,765
Variación en -1%	18.14	76.20	1.62	3.17	4,717
Variación porcentual de los ingresos <sup>1/</sup>	<b>-0.91%</b>	<b>-0.80%</b>	<b>-0.71%</b>	<b>-0.08%</b>	<b>-0.07%</b>

1/ Se refiere a las variaciones respecto del escenario medio.

Una vez realizado el cambio a cada uno de los supuestos, en todos los casos se observaron variaciones menores al 1% en los ingresos estimados por el Fondo. Es decir, el cambio implementado a cada una de las variables de análisis resulta en un cambio de menor proporción en los ingresos esperados. Los ingresos estimados por el Fondo tendrán un mayor impacto ante variaciones en el tipo de cambio y el precio de la MME que ante cambios en el resto de las variables analizadas.

<sup>5/</sup> Se refiere al escenario medio de precios con el promedio inercial de la plataforma de petróleo.

**Gráfica 18. Ingresos estimados ante una reducción de 1% en la variable seleccionada**  
(miles de millones de pesos)



## V. Resumen

Se estima que al cierre 2024 los ingresos que recibirá el Fondo representen el 1.2% del PIB, equivalente a 399,999 mdp. Lo anterior asume un precio promedio de la MME de 77.0 dpb, derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 5 dpb y una plataforma promedio de producción nacional de crudo de 1.641 Mmbd.

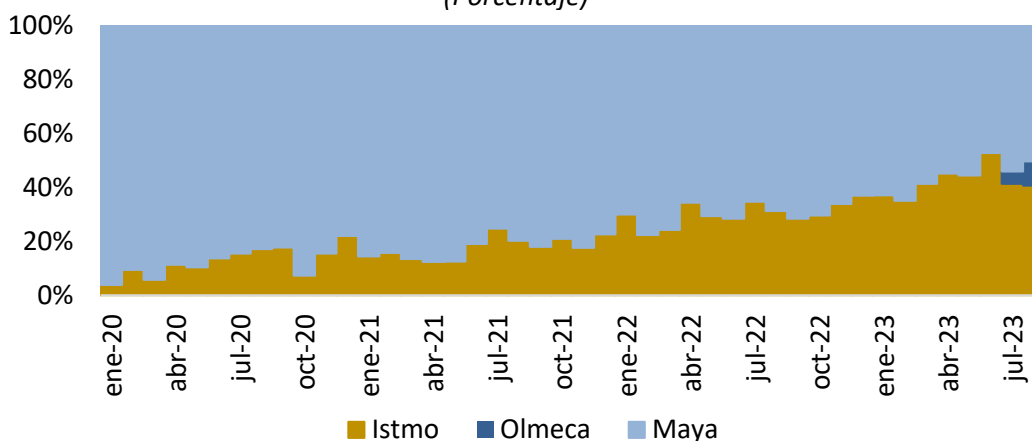
Bajo los supuestos del escenario alto, los ingresos del Fondo se ubican por arriba de aquellos contemplados en la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación para 2024 (303,217 mdp).

## Anexo A. Determinación del diferencial WTI-MME

### A.1 Participación de los crudos Istmo y Olmeca en la determinación del diferencial WTI-MME

La MME está compuesta por los crudos Maya, Istmo y Olmeca. El crudo Istmo ha pasado de representar solo el 4% del volumen total exportado en enero de 2020 al 41% en agosto de 2023. Por su parte, en julio de 2023 Pemex retomó las exportaciones de crudo Olmeca, tras seis años desde su último envío fuera de México. Durante los meses de julio y agosto, la participación del Olmeca en la MME fue de 5% y 9%, respectivamente.

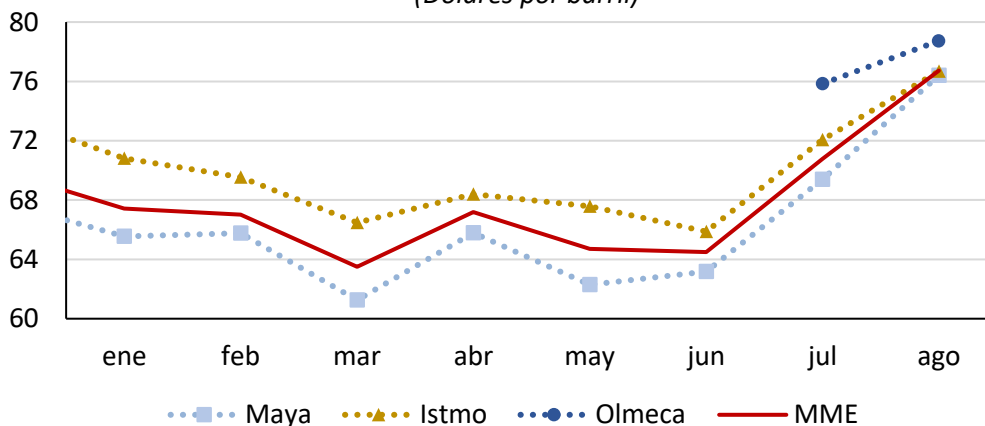
**Gráfica 1. Exportaciones por tipo de crudo 2020 a 2023**  
(Porcentaje)



Fuente: Pemex

Los precios de los crudos Istmo y Olmeca son superiores al del Maya debido a su mejor calidad<sup>6/</sup>, lo que ubica al precio de la MME por encima del precio del Maya.

**Gráfica 2. Precios de crudo de la MME en 2023**  
(Dólares por barril)



Fuente: Pemex

<sup>6/</sup> Con información de PMI Comercio Internacional, el Istmo es un crudo medio (32-33° API) y amargo (1.8% de azufre); el Olmeca es un crudo ligero (38-39° API) y amargo (0.73-0.95% de azufre), y el Maya es un crudo pesado (21-22° API) y amargo (3.4-3.8% de azufre).

Para incorporar el impacto de una mayor exportación de Istmo y Olmeca en la estimación del diferencial WTI-MME, se propone considerar los siguientes supuestos:

- a. El diferencial WTI-Maya es igual al promedio estimado por WM para los periodos de octubre 2023 a diciembre de 2024, que asciende a 5.97 dpb.
- b. El diferencial Istmo-Maya de 2023 es igual al promedio observado de julio y agosto de 2023, que asciende a 1.48 dpb.
- c. El diferencial Olmeca-Maya de 2023 es igual al promedio observado de julio y agosto de 2023, que asciende a 4.39 dpb.
- d. La proporción del Istmo en la MME es igual al promedio observado de julio y agosto de 2023, esto es de 41%.
- e. La proporción del Olmeca en la MME es igual al promedio observado de julio y agosto de 2023, esto es de 7%.

Con base en los supuestos, se calculó un diferencial WTI-MME de 5.07 dpb.

$\text{supuesto } a - (\text{supuesto } b * \text{supuesto } d) - (\text{supuesto } c * \text{supuesto } e) = \text{Diferencial WTI} - \text{MME}_{\text{estimado } 2023}$

$$5.97 \text{ dpb} - 1.48 \text{ dpb} * 0.41 - 4.39 \text{ dpb} * 0.07 = 5.07 \text{ dpb}$$

## A.2 Modelo de regresión lineal para la estimación el 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 2023 a diciembre 2024.

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 2 de enero de 2014 al 29 de septiembre de 2023, publicado por el Banco de México.

$WTI_t$  = Precio diario del WTI en dpb observado del 2 de enero de 2014 al 29 de septiembre de 2023, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$  = Precio diario del Brent en dpb observado del 2 de enero de 2014 al 29 de septiembre de 2023, publicado por Bloomberg.



**Tabla 1: Resultados del modelo**

<i>Variables</i>	<b>MME</b>			
	<i>Estimadores</i>	<i>Error estándar</i>	<i>Estadístico t</i>	<i>Valor p</i>
(Intercepto)	-5.87432 ***	0.18799	-31.24775	<b>&lt;0.001</b>
WTI	0.32442 ***	0.02337	13.88109	<b>&lt;0.001</b>
Brent	0.65041 ***	0.02246	28.95906	<b>&lt;0.001</b>
Observaciones	2312			
R2 / R2 ajustada	0.983 / 0.983			

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

Estimación de la MME:

$$MME_t = -5.87432 + 0.32442 * WTI_t + 0.65041 * Brent_t$$

Donde:

$MME_t$ : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre 2023 a diciembre 2024.

$WTI_t$ : Precio promedio simple en dpb del 25 al 29 de septiembre de 2023 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre 2023 a diciembre 2024.

$Brent_t$ : Precio promedio simple en dpb del 25 al 29 de septiembre de 2023 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de octubre 2023 a diciembre 2024.

Estimación del diferencial:

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

Donde:

*Diferencial promedio*: Diferencial WTI-MME promedio estimado de octubre 2023 a diciembre 2024.

$i$ = Índice de la sumatoria que indica el período que va de octubre 2023 a diciembre 2024.

$WTI_i$ : Precio promedio simple en dpb del 25 al 29 de septiembre de 2023 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de octubre 2023 a diciembre 2024.

$MME_i$ : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de octubre 2023 a diciembre 2024.

15: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de octubre 2023 a diciembre 2024.

El diferencial WTI-MME promedio estimado de octubre 2023 a diciembre 2024 resultó en 5.3 dpb.

## 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.

$\mu_k$  = Media logarítmica del rendimiento esperado del contrato  $k$ .

$\sigma_k$  = 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.

$\tau$  = 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

Para pronosticar el monto que recibirá el Fondo por el pago del DUC, se requiere estimar la Tasa de Deducción de Costos (TED) que 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.

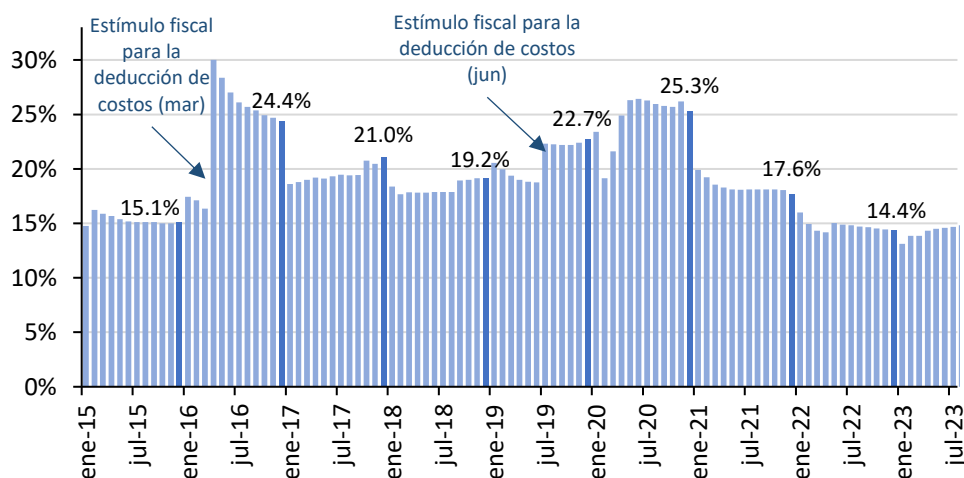
$$TED = \frac{\text{Costos deducidos}}{\text{Ingresos de comercialización}}$$

Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para 2023 y 2024, en el numerador se utilizó el pronóstico inercial de los costos deducidos conforme al promedio observado de los últimos 12 meses, es decir, de agosto de 2022 a julio de 2023. Para el denominador se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento.

Dado los supuestos mencionados, se estima que al cierre de 2023 se tendría una TED de 15%, en tanto, para 2024 la TED sería de 15%. 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)

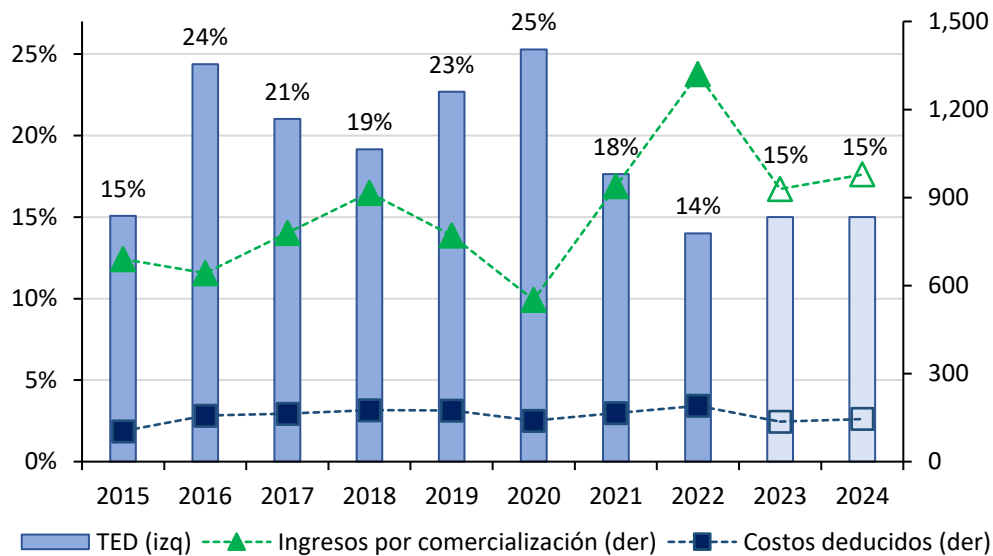


Fuente: Fondo.

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.

Para 2024, suponiendo un incremento en los ingresos de comercialización derivado de una depreciación del tipo de cambio (peso/dólar), se esperaría que la TED muestre un valor de 15%. Recordando que, los costos deducidos mantienen una relación directa con la TED, mientras que los ingresos de comercialización mantienen una relación inversa con la tasa.<sup>7/</sup>

**Gráfica 2. Tasa Efectiva de Deducción y sus componentes<sup>1/</sup>**  
(Porcentaje/ miles de millones de pesos)



Fuente: Fondo.

1/ A partir de 2023 se muestran datos estimados.

<sup>7/</sup> 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.