

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

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

Abril 2023

Publicada-Usó General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

Programación financiera abril 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. Lo anterior, en cumplimiento al artículo 8, fracción II, inciso f), de la Ley del Fondo, a la Cláusula Décima, fracción VIII, de su Contrato Constitutivo, así como al acuerdo de la sesión del 23 de octubre de 2015 del Comité Técnico de ese fideicomiso.

ADVERTENCIA

A menos que se especifique lo contrario, este documento está elaborado con información disponible al 31 de marzo de 2023. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

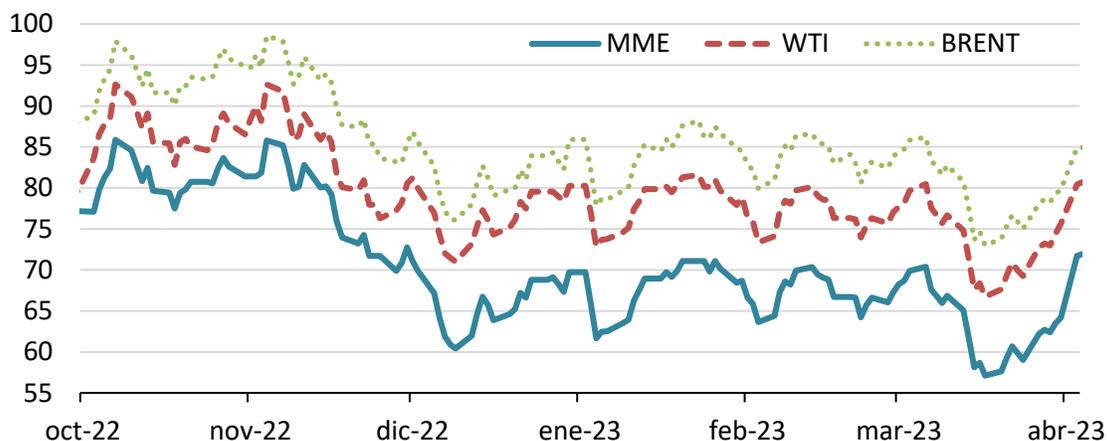
I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda mundial de hidrocarburos líquidos	5
Oferta mundial de hidrocarburos líquidos	7
Determinación del diferencial WTI-MME	9
Plataforma de producción de petróleo	10
Plataforma de producción de gas	12
II. Supuestos macroeconómicos	13
III. Ingresos estimados para 2023	17
IV. Resumen	19
Anexo A. Determinación del diferencial WTI-MME	20
Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios	23
Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	24

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

Durante el primer bimestre de 2023, los precios del West Texas Intermediate (WTI) y el Brent se mantuvieron relativamente constantes a pesar de la incertidumbre en torno a la prohibición de exportación de crudo de Rusia a la Unión Europea (UE) que entró en vigor en febrero. Sin embargo, ante la inestabilidad generada por las quiebras bancarias en EE.UU. y en Europa, las cotizaciones de los crudos marcadores experimentaron presiones a la baja.

Así, durante marzo los precios del WTI y el Brent se ubicaron, en promedio en 73 y 79 dólares por barril (dpb), respectivamente, mientras que la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) promedió 63 dpb, lo que representa un incremento de 10%, con respecto al precio estimado para todo 2023 presentado en octubre.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(dólares por barril)



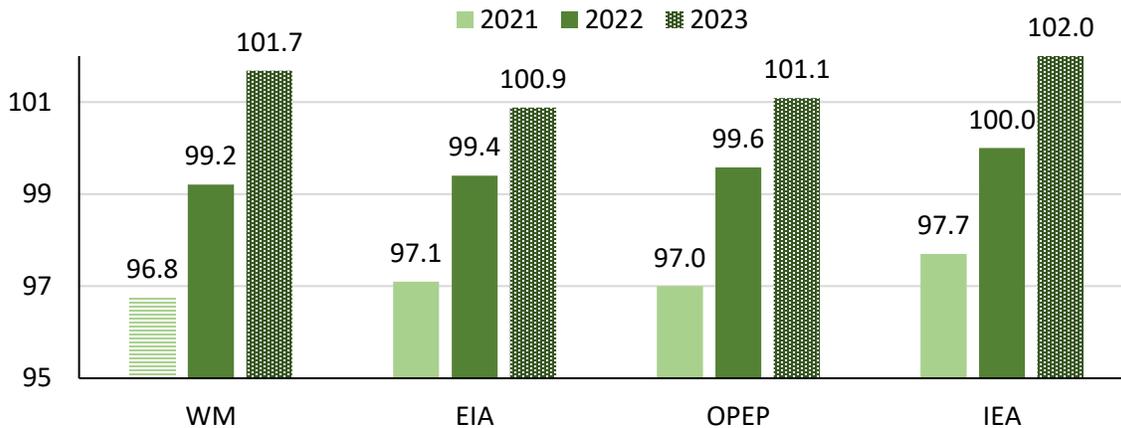
Fuente: Fondo con información de Bloomberg y Banco de México al 5 de abril de 2023.

Demanda mundial de hidrocarburos líquidos

De acuerdo con las distintas agencias, en 2023 la demanda de hidrocarburos líquidos continuará recuperándose. Dicho incremento será impulsado principalmente por el aumento en el consumo de China, producto del levantamiento de las restricciones por COVID-19 en el país, así como por la expectativa de una reducción en los niveles de inflación a nivel global, resultado de las medidas implementadas por los Bancos Centrales.

Wood Mackenzie (WM) pronostica que la región de Asia continuará liderando el incremento de la demanda mundial de hidrocarburos en 2023 con 1.5 millones de barriles diarios (Mmbd). La agencia atribuye el 66% del aumento a China por la eliminación de la política “Cero COVID” lo que permite la movilidad en las ciudades más importantes del país, así como la reapertura de sus fronteras internacionales.

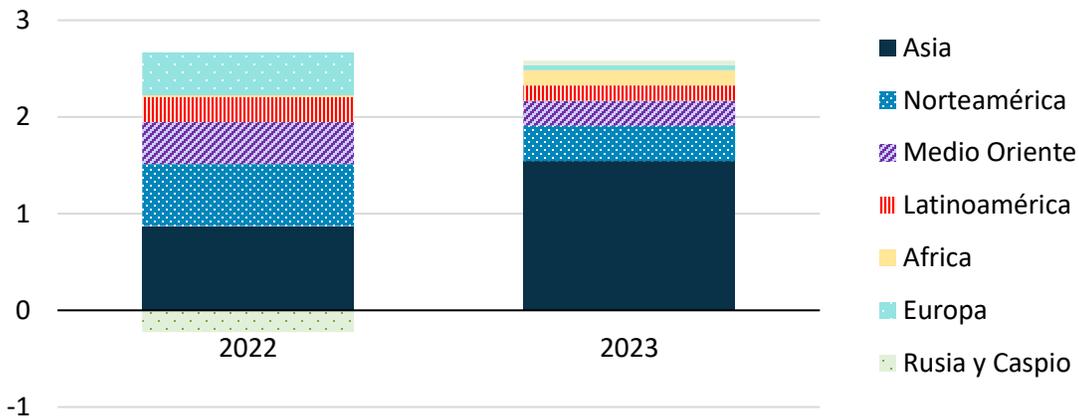
Gráfica 2. Estimaciones de demanda mundial de hidrocarburos líquidos^{1/}
(millones de barriles diarios)



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

1/ Los datos de WM y EIA corresponden a las estimaciones de abril de 2023.

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



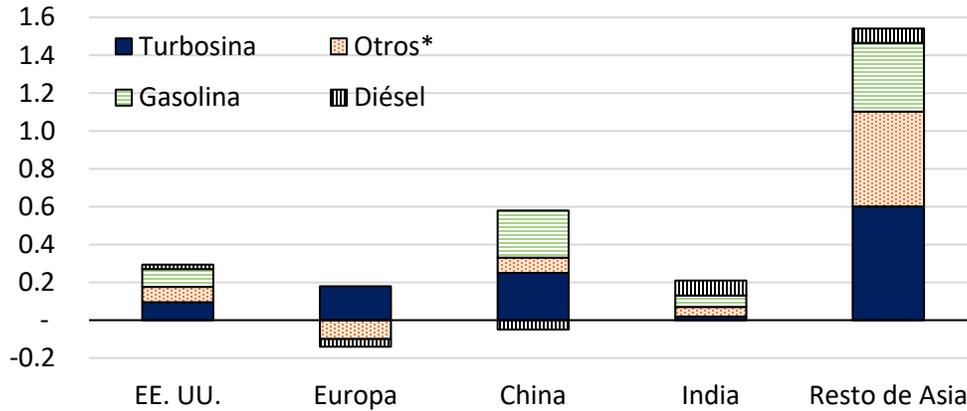
Fuente: Fondo con estimaciones de WM.

Se espera que Norteamérica sea la región que se ubique en el segundo lugar de crecimiento de la demanda de crudo, siendo EE.UU. el motor de la región, dada la expectativa de una fuerte temporada vacacional en el tercer trimestre y una inflación más controlada durante el año.

Sin embargo, ante los actuales eventos en el sector financiero internacional existen riesgos a la baja en la recuperación en la demanda por las expectativas de una contracción económica en EE.UU. y la UE y por los temores de una crisis financiera en dichos mercados.

Por lo que respecta a la demanda por tipo de hidrocarburo, las agencias destacan que para 2023 la turbosina será el hidrocarburo líquido que presente el mayor impulso a nivel mundial (WM estima 50%), seguido por la gasolina, especialmente en China y EE.UU.

Gráfica 4. Cambio anual en la demanda por tipo de producto derivado del petróleo
(miles de barriles diarios)



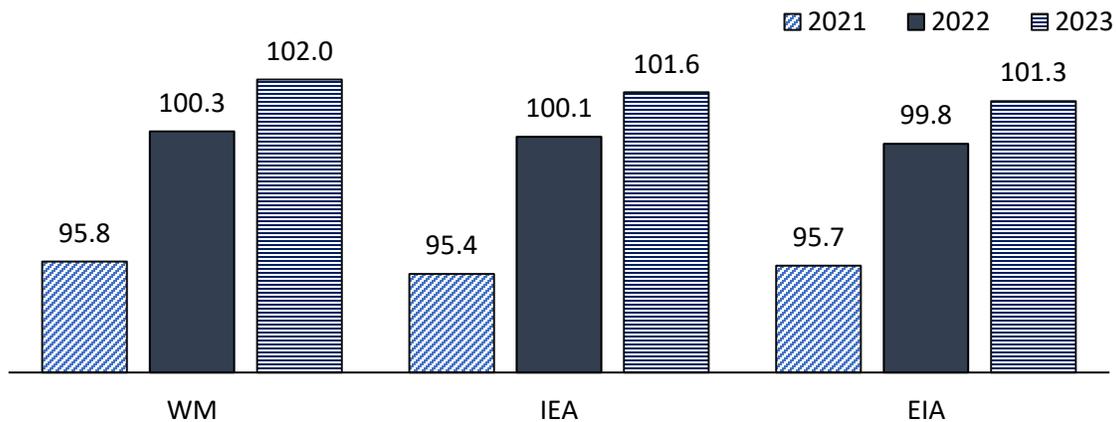
Fuente: Fondo con estimaciones de WM.

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

Oferta mundial de hidrocarburos líquidos

Las agencias estiman un incremento de la producción mundial de hidrocarburos líquidos para el 2023, lo cual depende en buena medida de que el nivel de extracción de EE.UU. se mantenga constante a lo largo del año y que el impacto de las sanciones impuestas a Rusia no sea muy severo.

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



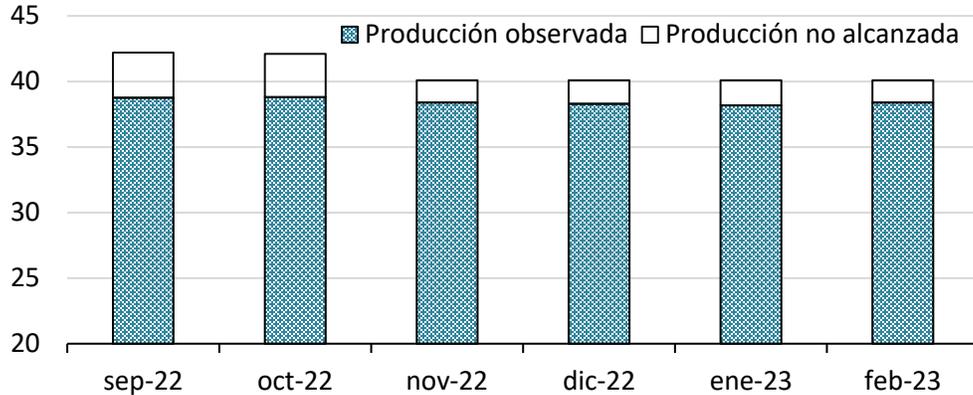
Fuente: Fondo con estimaciones de WM, IEA y EIA.

1/ Los datos de WM y EIA corresponden a las estimaciones de abril de 2023.

Destaca por su importancia en el desarrollo de la oferta mundial de hidrocarburos la postura que ha anunciado la OPEP+ para lo que resta del año. A principios de abril, la organización anunció un nuevo recorte de producción de 1.66 Mmbd aplicable a partir de mayo, el cual se suma a los 2 Mmbd pactados en octubre de 2022. Sin embargo, las agencias prevén que el impacto real en la oferta de

crudo será menor al recorte total acordado debido a que la OPEP+ no ha logrado cumplir con las metas establecidas.

Gráfica 6. Producción de hidrocarburos líquidos de la OPEP+^{1/}
(millones de barriles diarios)

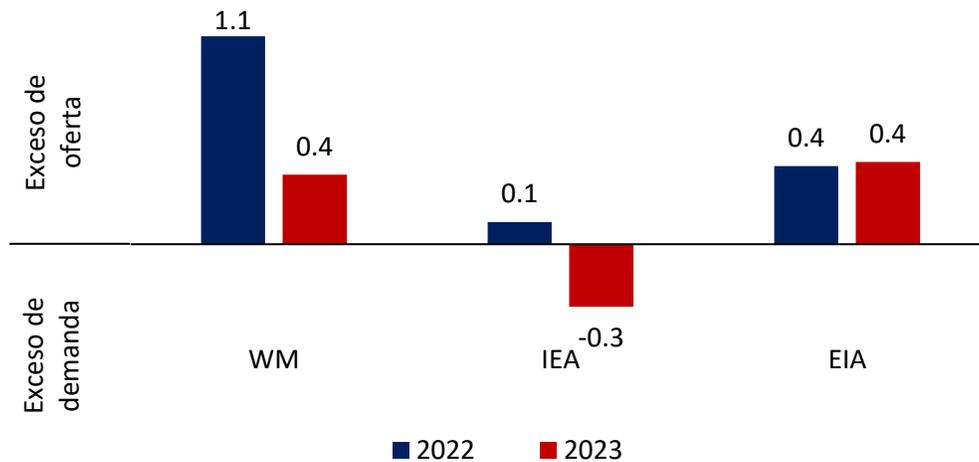


Fuente: Fondo con información de IEA.

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.

Al igual que lo observado en 2022, la EIA y WM estiman que para este año se mantendrá un exceso de oferta de 400 miles de barriles diarios (mbd), mientras que la IEA espera que el balance se revierta y que la demanda sobrepase a la oferta en 300 mbd.

Gráfica 7. Balance de oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos^{1/2/}
(millones de barriles diarios)



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

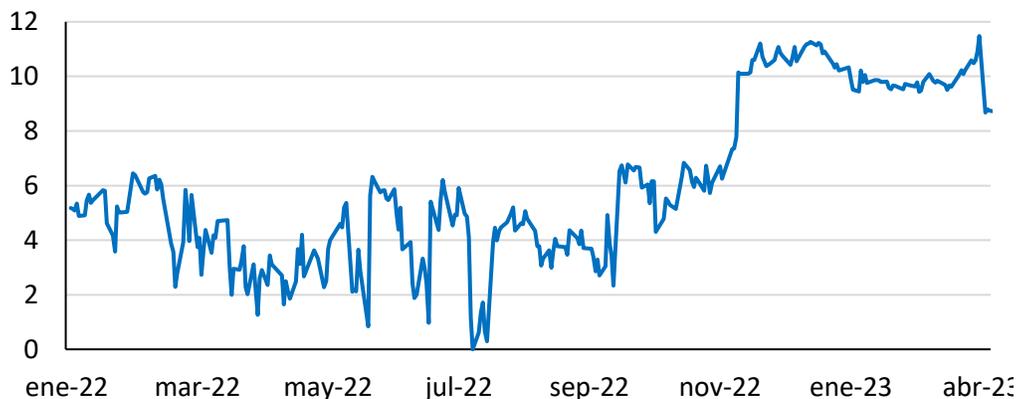
1/ El balance se refiere a la diferencia entre las estimaciones de oferta y demanda mundial de hidrocarburos líquidos.

2/ Los datos de WM y EIA corresponden a las estimaciones de abril de 2023.

Determinación del diferencial WTI-MME

A finales de 2022 el diferencial WTI-MME superó los 11 dpb, cifra no vista en los últimos 10 años. El aumento es atribuible a dos factores principalmente, por un lado, los niveles históricamente bajos del *crack spread*^{1/} del combustóleo que presionaron en el mismo sentido el precio de los crudos con alto contenido de azufre como la MME, y por el otro, al mantenimiento prolongado de las refinerías ubicadas en la Costa del Golfo de EE.UU. que mermó la demanda de crudo mexicano, propiciando menores precios para la MME respecto del WTI.

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



Fuente: Fondo con información de Banco de México y Bloomberg al 5 de abril de 2023.

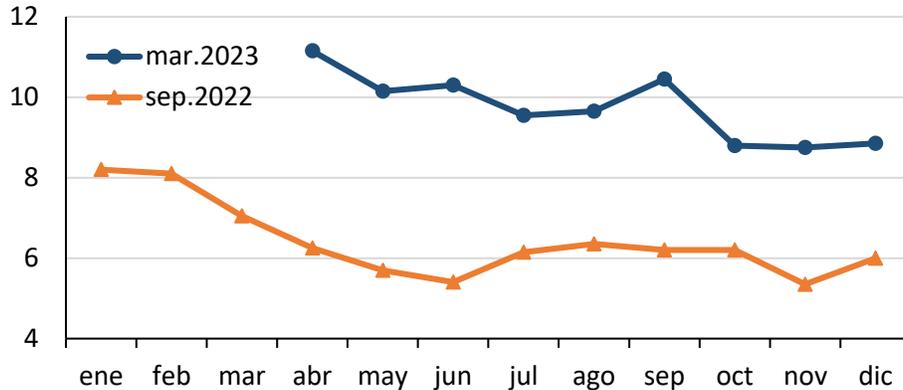
De acuerdo con WM, se espera que el diferencial entre el precio del WTI y el crudo Maya se contraiga durante los siguientes meses del año, alcanzando un promedio de 9.7 dpb. Dicha expectativa es contingente al inicio de operaciones de los proyectos de expansión en las refinerías de la Costa del Golfo de EE.UU., que ofrecerían hasta 350 mbd de capacidad adicional de procesamiento de crudo pesado y amargo durante el segundo semestre de 2023.

Cabe recordar que desde hace tres años la MME está compuesta por Maya e Istmo, pero recientemente, este último ha tomado relevancia en el volumen total exportado, pasando del 4% en enero de 2020 al 37% en enero de 2023, de acuerdo con información de Pemex. Asimismo, el precio del Istmo regularmente es superior al del Maya debido a su mayor calidad^{2/}. Por lo anterior, se espera que el diferencial WTI-MME para lo que resta del año sea menor al diferencial WTI-Maya pronosticado por WM de 9.7 dpb (ver Anexo A). Dados los factores descritos, en el presente ejercicio se estimará un diferencial WTI-MME de 8 dpb.

^{1/} De acuerdo con la EIA, crack spread se define como la diferencia entre el precio del petróleo crudo y el precio al por mayor de un producto refinado del petróleo.

^{2/} Con información de PMI Comercio Internacional, el Istmo es un crudo medio (32-33° API) y amargo (1.8% de azufre), mientras que el Maya es un crudo pesado (21-22° API) y amargo (3.4-3.8% de azufre).

Gráfica 9. Estimación del diferencial WTI-Maya para 2023
(dólares por barril)

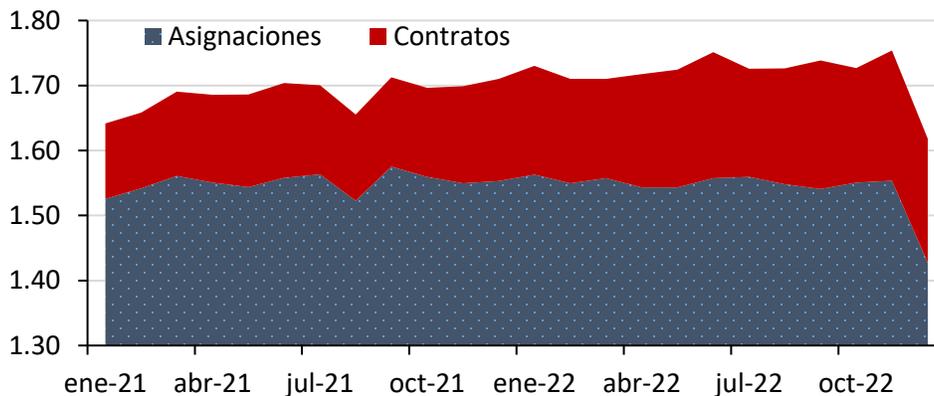


Fuente: Fondo con información de WM.

Plataforma de producción de petróleo

Durante 2022 la producción nacional de petróleo promedió 1.719 Mmbd, lo que representa una recuperación de 2% respecto al año previo. Dicho incremento fue impulsado principalmente por el volumen extraído por los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (CEE), que tuvo un aumento anual de 31%.

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



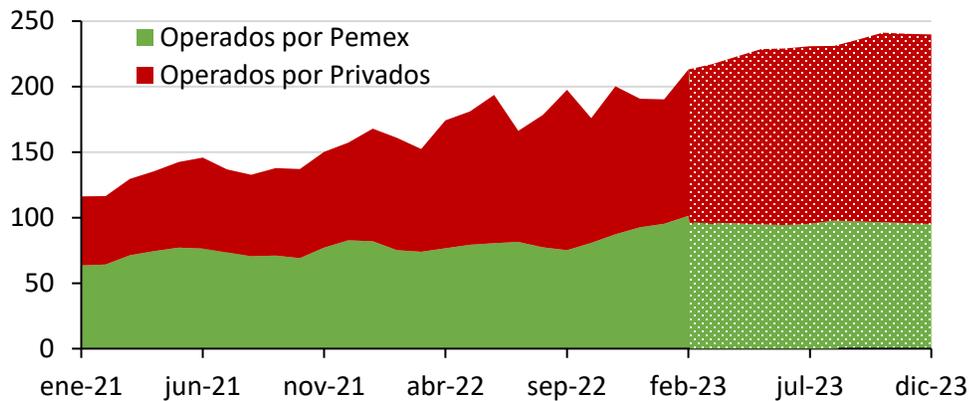
Fuente: Fondo con información de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria (SAT).

La producción de petróleo de los CEE promedió 178 mbd en 2022 y en febrero de 2023 alcanzó un máximo histórico de 213 mbd. De entre éstos destacan: el contrato Ek-Balam, operado por Pemex, y los contratos de operadores privados Hokchi y Amoca-Miztón-Tecoalli, que en conjunto extrajeron el 67% del volumen de los CEE. Para el presente ejercicio se estima que la producción de petróleo de los CEE seguirá aumentando y cerrará 2023 con 240 mbd, siendo los campos operados por empresas privadas la principal fuente de crecimiento.

Publicada-Usa General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

Gráfica 11. Producción de petróleo de los contratos^{1/}
(Miles de barriles diarios)



Fuente: Fondo con información de la CNH y Rystad.

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

Por lo que toca a la producción de las asignaciones, durante 2022 Pemex extrajo 1.541 Mmbd. Lo anterior representa un decremento marginal de 1%, respecto al año previo.

Dentro del Plan de Negocios 2023-2027 (PN 23-27), la empresa productiva del Estado estableció 32 campos prioritarios de los cuales espera extraer 594 mbd de hidrocarburos líquidos este año. A la fecha, 23 de éstos cuentan con producción de hidrocarburos y en 2022 produjeron 263 mbd de petróleo, se espera que al cierre del año podrían alcanzar 311 mbd. De entre éstos destacan los campos Xanab, Tupilco Profundo y Pokche que extrajeron el 50% del volumen producido el año pasado. En particular, Tupilco Profundo incrementó su producción en 66% en los últimos meses, pasando de 49 mbd en noviembre de 2022 a 81 mbd en enero de 2023.

Respecto a las asignaciones con mayor producción, se espera que en conjunto mantengan niveles relativamente constantes este año, derivado de la implementación de técnicas de recuperación de hidrocarburos. De entre éstos destaca Maloob, para el cual Pemex logró frenar la declinación y alcanzó 297 mbd en enero de 2023, nivel cercano a lo observado en 2021.

En este contexto, considerando los principales campos de las asignaciones, así como los campos prioritarios del PN 23-27 de Pemex, se estima que cierren 2023 con una producción de 1.023 Mmbd.

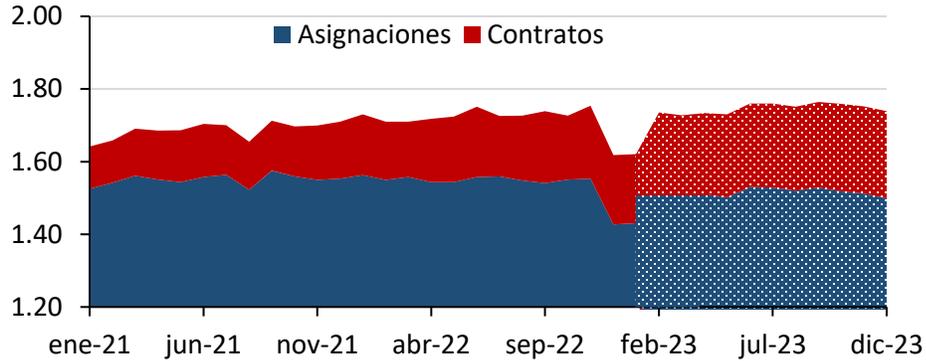
A partir de lo anterior, el Fondo estima dos escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2023 que se detallan a continuación:

- a. **Escenario inercial.** Consistente con la metodología del Fondo, asume que la producción se mantiene constante en el promedio de los últimos meses observados para las asignaciones y contratos^{3/}; 1.470 Mmbd y 198 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediaría 1.665 Mmbd en 2023.

^{3/} Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2022 a enero 2023) y contratos (diciembre 2022 a febrero de 2023).

- b. **Escenario alternativo.** Toma como base el escenario inercial e incorpora los incrementos esperados en la producción de los contratos, así como la de los principales campos de las asignaciones. Con ello la plataforma nacional promediaría 1.736 Mmbd en 2023.

Gráfica 12. Plataforma nacional de petróleo del escenario alternativo^{1/}
(Millones de barriles diarios)



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

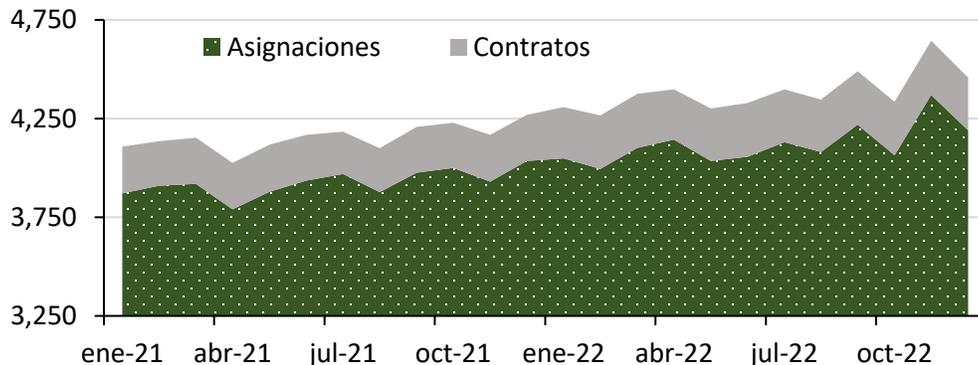
1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

Plataforma de producción de gas

La plataforma nacional de gas natural promedió 4,387 millones de pies cúbicos diarios (Mmpcd) en 2022, lo que representa una recuperación de 6% respecto 2021. Cabe resaltar que en noviembre de 2022 se alcanzó un máximo desde 2016 de 4,645 Mmpcd.

Conforme a la metodología del Fondo, para el presente ejercicio se asume una producción del escenario inercial de 4,539 Mmpcd, equivalente al promedio de los últimos tres meses^{4/} de asignaciones y contratos.

Gráfica 13. Plataforma nacional de gas natural
(Millones de pies cúbicos diarios)



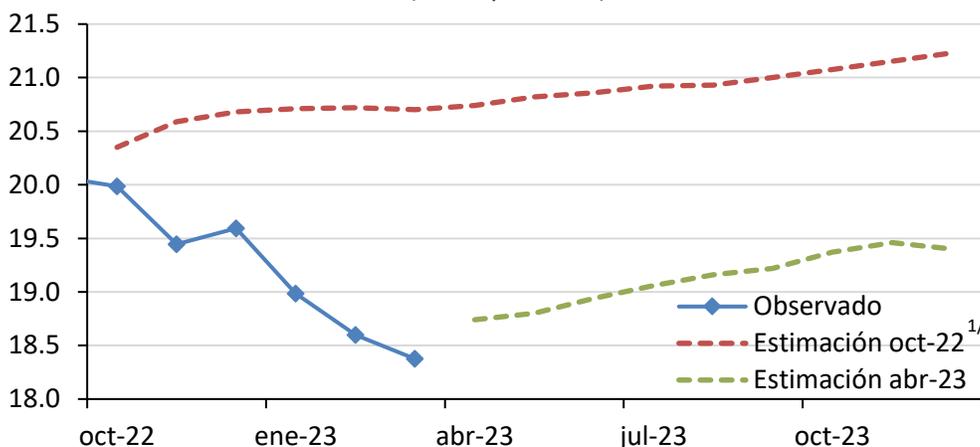
Fuente: Fondo con información de la CNH y la declaración provisional de Pemex al SAT.

^{4/} Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (noviembre 2022 a enero 2023) y contratos (diciembre 2022 a febrero 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 marzo de 2023, con lo cual el promedio para el 2023 se ubica en 19.01 pesos por dólar, lo que representa una diferencia de 1.90 pesos por debajo del nivel estimado en octubre del año pasado (Gráfica 14).

Gráfica 14. Estimación del tipo de cambio al cierre de año
(Pesos por dólar)



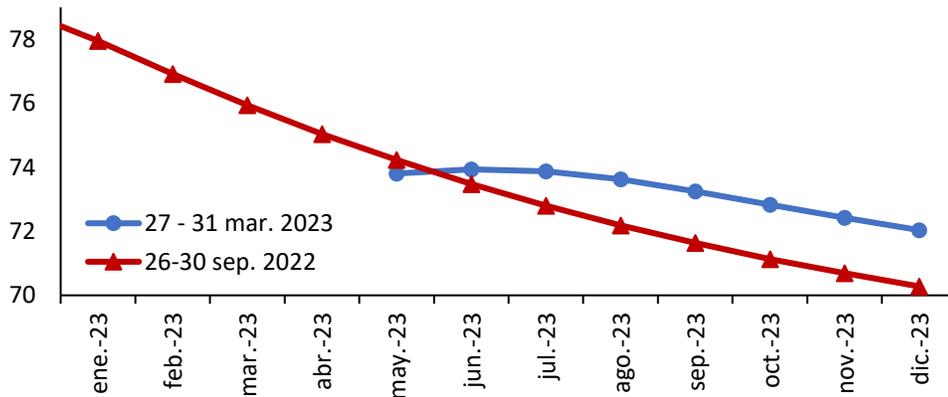
Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones con base en la “Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” de septiembre de 2022 y marzo de 2023.

1/ En el caso de la estimación presentada en la programación financiera de octubre 2022, 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 los últimos 5 días hábiles de marzo 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 8 dpb, de acuerdo con lo descrito en el apartado “Determinación del diferencial WTI-MME” de la primera sección del documento.

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

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

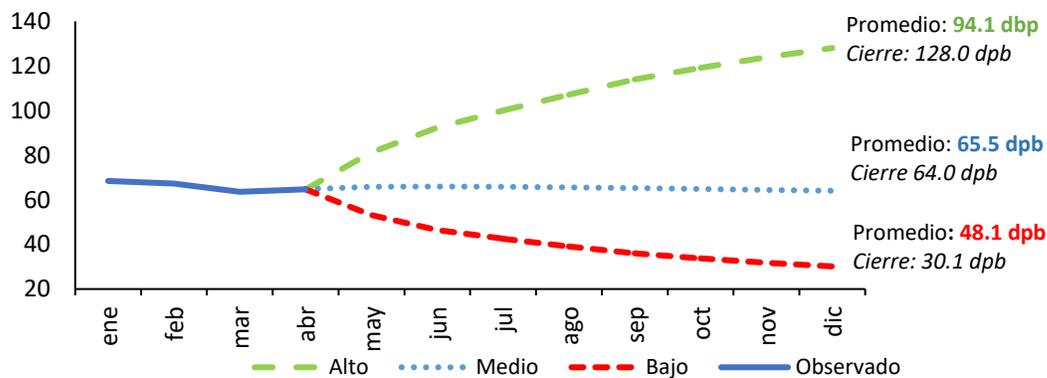


Fuente: Bloomberg.

Para las estimaciones de precios se utiliza la curva de futuros del WTI se construye un intervalo de confianza de 95% alrededor del escenario medio de la MME. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones de los futuros de precio del WTI observada en los últimos 5 días hábiles de marzo 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”.

En la Gráfica 16 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2023 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 65.5 dpb y un rango de precios promedio entre los escenarios bajo y alto de 48.1 dpb a 94.1 dpb.

Gráfica 16. Escenarios de precios de la MME 2023^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis Fondo.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

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

Respecto a la plataforma de producción nacional de petróleo, el escenario inercial es el planteado en la sección precedente. En particular, se utiliza el pronóstico inercial del volumen promedio de los últimos tres meses para los cuales se cuenta con información. Para el caso de asignaciones se utiliza la información reportada por el SAT de noviembre de 2022 a enero de 2023. En el caso de los contratos, la producción utilizada en el promedio corresponde a la reportada por la CNH para el periodo de diciembre de 2022 a febrero de 2023.

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 noviembre de 2022 a enero 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 contratos para los últimos tres meses observados, es decir, diciembre de 2022 a febrero 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 2023^{1/2/}
(Millones de barriles día)

Escenario	Inercial	Alternativo
I. Petróleo (a+b)	1.665^{3/}	1.736^{4/}
a. Asignaciones	1.466	1.509
b. Contratos	0.198	0.227

Fuente: Análisis Fondo.

1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

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

3/ Se refiere al promedio inercial de los últimos tres meses observados para contratos y asignaciones.

4/ Toma como base el escenario inercial e incorpora los incrementos esperados en la producción de los contratos, así como la producción esperada de los principales campos de las asignaciones.

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%. Cabe recordar que, para 2023 el artículo 22 de la Ley de Ingresos de la Federación para el ejercicio fiscal de 2023 establece una tasa del DUC de 40% para todo el ejercicio.

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 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 19%. 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 2023 se utilizó el contenido en el documento de Criterios Generales de Política Económica (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)^{5/}.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación		Diferencia
	a. abr. 23	b. oct. 22	c. (a/b)-1
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	19.0	20.9	-9%
Petróleo			
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	65.5	69.5	-6%
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.665	1.733	-4%
Gas			
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	5.0	7.2	-31%
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	4,539	4,342	5%
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	40%	40%	-
II. Tasa efectiva de deducción de costos	19%	17%	2 p.p
PIB Nominal^{7/} (miles de millones de pesos)	31,402	31,402	-

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 marzo de 2023.

2/ Promedio anual con información a marzo 2023 y futuros del WTI menos un diferencial de 8 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/ Considera el estímulo fiscal mencionado en la Ley de Ingresos de la Federación 2023.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2023.

^{5/} 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

En el escenario medio de los ingresos el Fondo estima recibir 399,461 millones de pesos (mdp) al cierre del 2023, el cual considera un precio promedio de la MME de 65.5 dpb para el año. Del total estimado, 349,846 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 82% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 49,616 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (94.1 dpb promedio para 2023), los ingresos totales se ubicarían en 517,463 mdp, mientras que, en un escenario de menores precios (48.1 dpb promedio anual), los ingresos sumarían 335,106 mdp.

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

Escenario Precio MME ^{4/}	Bajo 48.1	Medio 65.5	Alto 94.1	CGPE 2023 68.7
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,756	1,756	1,756	
Extracción	50,568	62,458	105,943	
Utilidad compartida	241,520	285,632	346,405	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	3,200	3,200	3,200	
Regalía base	412	517	902	
Regalía adicional	1,560	1,874	2,377	
Comercialización de hidrocarburos	36,091	44,024	56,879	
Total de ingresos estimados	335,106	399,461	517,463	487,743^{6/}
% del PIB^{5/}	1.1%	1.3%	1.6%	1.6%

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 1.665 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.

6/ Se refiere al monto de las transferencias ordinarias del Fondo contenido en la Ley de Ingresos de la Federación para 2023.

Además, se analizó un escenario alternativo de volumen de producción de petróleo, manteniendo constante el resto de los supuestos. En dicho escenario, incorporando los incrementos esperados en la producción de los contratos, así como la producción esperada de los principales campos de las asignaciones, la plataforma de producción promedio de petróleo sería de 1.736 Mmbd y se recibirían 410,993 mdp.

Análisis de sensibilidad de los ingresos esperados por el Fondo ante cambios en los supuestos

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 con respecto al escenario medio^{6/}. 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.

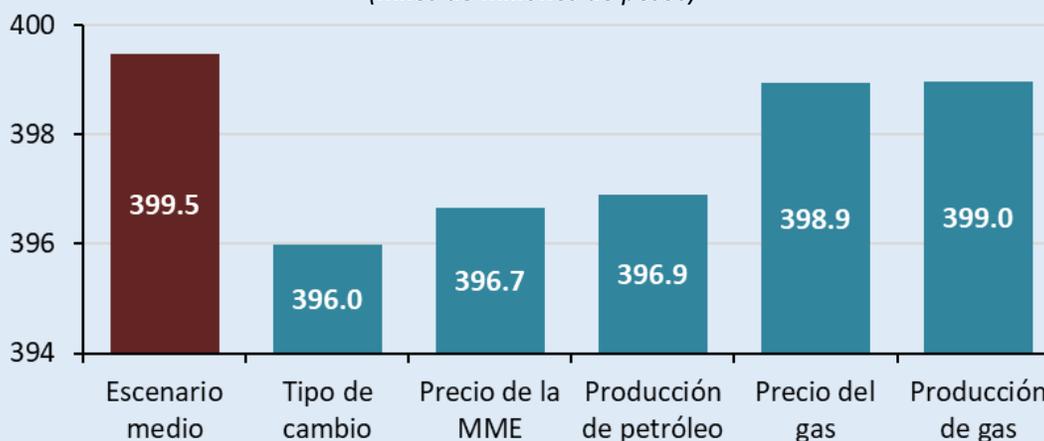
Tabla A1. Resultados del análisis de sensibilidad

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	19.01	65.48	1.66	4.98	4,539
Variación en -1%	18.82	64.83	1.65	4.93	4,494
Variación porcentual de los ingresos ^{a/}	-0.87%	-0.70%	-0.64%	-0.13%	-0.12%

a/ 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. Como se puede observar, 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.

Gráfica A1. Ingresos estimados ante una reducción de 1% en la variable seleccionada
(miles de millones de pesos)



El impacto del tipo de cambio se explica porque una apreciación en la moneda nacional repercute en los ingresos recibidos en moneda extranjera tales como los provenientes de la comercialización de hidrocarburos y las regalías.

La segunda y tercera variable que más impactan los ingresos son el precio promedio de la MME la plataforma de producción de petróleo, lo anterior se explica porque cerca del 74% del valor de los hidrocarburos está asociados a ese hidrocarburo.

IV. Resumen

Se estima que al cierre 2023 los ingresos que recibirá el Fondo representen el 1.3% del PIB, equivalente a 399,461 mdp. Lo anterior asume un precio promedio de la MME de 65.5 dpb, derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 8 dpb y una plataforma promedio de producción nacional de crudo de 1.665 Mmbd.

Bajo los supuestos del escenario alto los ingresos del Fondo se ubican por encima de aquellos contemplados en la Ley de Ingresos de la Federación para 2023 (487,743 mdp).

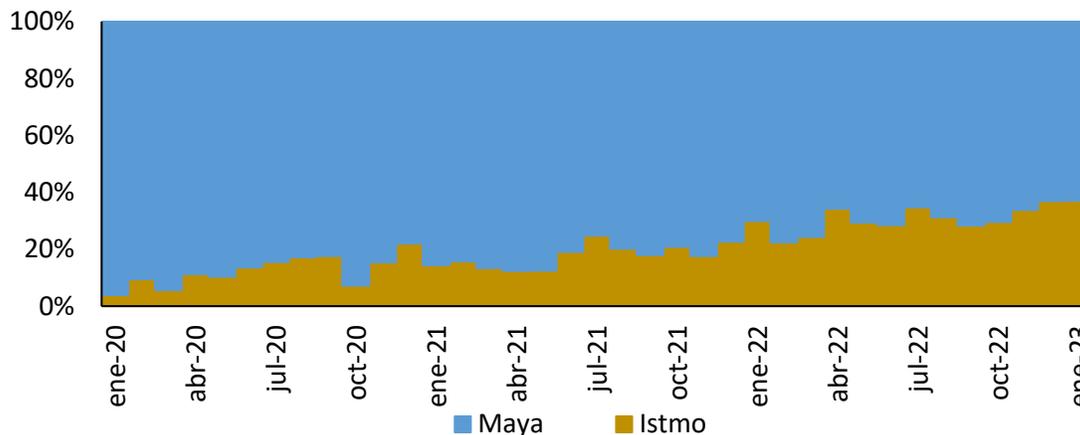
^{6/} Se refiere al escenario medio de precios con el promedio inercial de la plataforma de petróleo y gas natural.

Anexo A. Determinación del diferencial WTI-MME

A.1 Participación del crudo Istmo en la determinación del diferencial WTI-MME

La MME está compuesta por los crudos Maya e Istmo. Este último ha pasado de representar solo el 4% del volumen total exportado en enero de 2020 al 37% en enero de 2023.

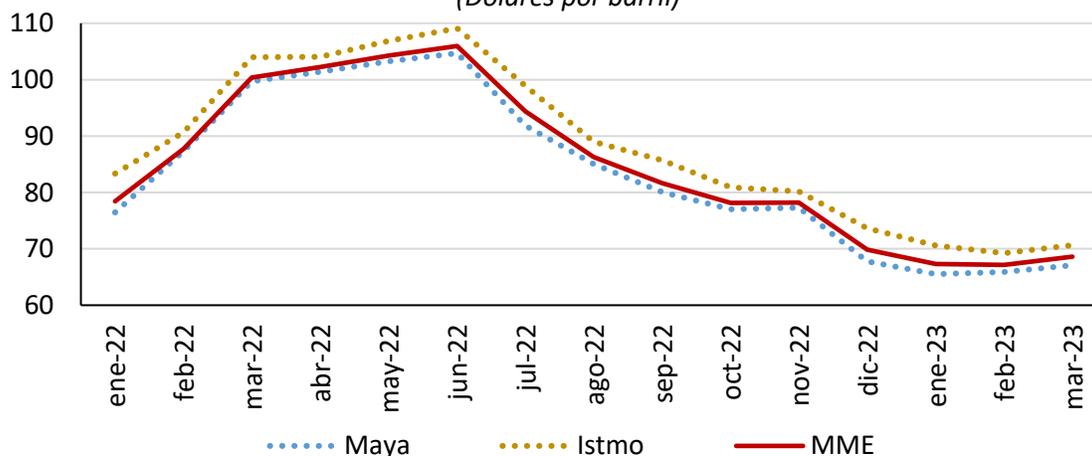
Gráfica 1. Exportaciones por tipo de crudo 2020 a 2023
(Porcentaje)



Fuente: Pemex

El precio del Istmo regularmente es superior al del Maya debido a su mejor calidad^{7/}, lo que a su vez posiciona al precio de la MME por encima del precio del Maya.

Gráfica 2. Precios de crudo de la MME de 2022 a 2023
(Dólares por barril)



Fuente: Pemex

^{7/} Con información de PMI Comercio Internacional, el Istmo es un crudo medio (32-33° API) y amargo (1.8% de azufre), mientras que 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 en la estimación del diferencial WTI-MME, se propone considerar los siguientes supuestos:

- El diferencial WTI-Maya es igual al promedio estimado por WM para los periodos de abril a diciembre de 2023, que asciende a 9.74 dpb.
- El diferencial Istmo-Maya de 2023 es igual al promedio observado en 2022 de 4.54 dpb.
- La proporción del Istmo en la MME para el 2023 es igual a la observada en 2022 de 30%.

Con base en los supuestos, se calculó un diferencial WTI-MME de 8.36 dpb.

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

$$9.74 \text{ dpb} - 4.54 \text{ dpb} * 0.3 = 8.36 \text{ dpb}$$

Conforme al plan de negocios de Pemex, se espera que la participación del Istmo en la MME continúe en aumento. Por lo anterior, para el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial WTI-MME de 8 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 abril 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 3 de enero de 2022 al 31 de marzo de 2023, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI en dpb observado del 3 de enero de 2022 al 31 de marzo de 2023, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent en dpb observado del 3 de enero de 2022 al 31 de marzo de 2023, publicado por Bloomberg.

Tabla 1: Resultados del modelo

Variables	MME			
	Estimadores	Error estándar	Estadístico t	Valor p
(Intercepto)	-24.10195 ***	1.06005	-22.73671	<0.001
WTI	0.74484 ***	0.05936	12.54848	<0.001
Brent	0.43184 ***	0.06273	6.88457	<0.001
Observaciones	288			
R2 / R2 ajustada	0.983 / 0.983			

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

Estimación de la MME:

$$MME_t = -24.10195 + 0.74484 * WTI_t + 0.43184 * Brent_t$$

Donde:

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

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 27 al 31 de marzo de 2023 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de abril a diciembre 2023.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 27 al 31 de marzo de 2023 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de abril a diciembre 2023.

Estimación del diferencial:

$$Diferencial\ promedio = \sum_{i=1}^9 (WTI_i - MME_i) / 9$$

Donde:

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

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

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 27 al 31 de marzo de 2023 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de abril a diciembre de 2023.

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

9: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de abril a diciembre de 2023.

El diferencial WTI-MME promedio estimado de abril a diciembre 2023 resultó en 9.2 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.

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 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 febrero de 2022 a enero de 2023.

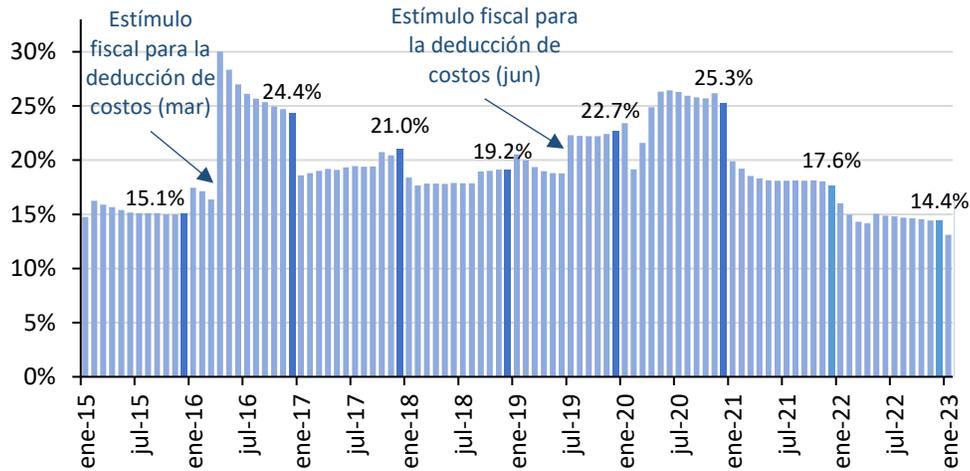
Dado los supuestos mencionados, se estima que al cierre de 2023 se tendría una TED de 19%. El nivel de la TED está en línea con los ingresos de comercialización y los costos deducidos observados durante los últimos 12 meses.

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,

^{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.

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.

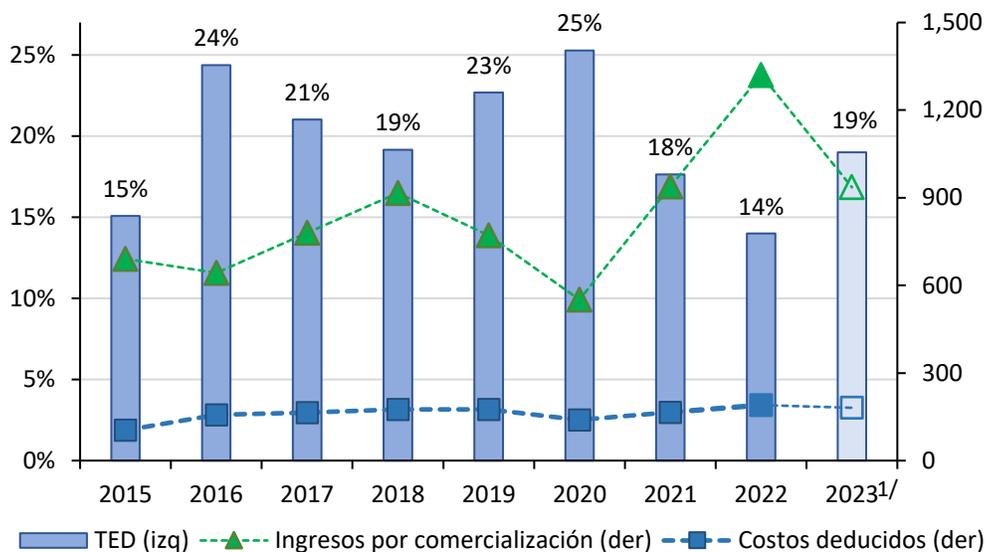
La caída de la TED en 2022 se debió principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario aumentaron en mayor medida que los costos deducibles, respecto a lo observado en 2021. Durante 2022, los ingresos por comercialización aumentaron más del 40% derivado de la recuperación en los precios del petróleo y un aumento en la producción, mientras que los costos deducibles aumentaron en 15%.

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 2023, suponiendo una reducción en los ingresos de comercialización derivada de una caída en los precios del petróleo, se esperaría que la TED muestre un valor más elevado con respecto al observado en 2022 (14%). 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.^{9/}

^{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.

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



Fuente: Fondo.

1/ Para 2023 se muestran datos estimados.