

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 2021

Programación financiera octubre 2021

Esta programación actualiza los pronósticos de los ingresos esperados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo) de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el 2021 y los correspondientes a 2022. Lo anterior, en cumplimiento al artículo 8, fracción II, inciso f), de la Ley del Fondo, a la Cláusula Décima, fracción VIII, de su Contrato Constitutivo, así como al acuerdo de la sesión del 23 de octubre de 2015 del Comité Técnico de ese fideicomiso.

ADVERTENCIA

A menos que se especifique lo contrario, este documento está elaborado con información disponible al 30 de septiembre de 2021. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

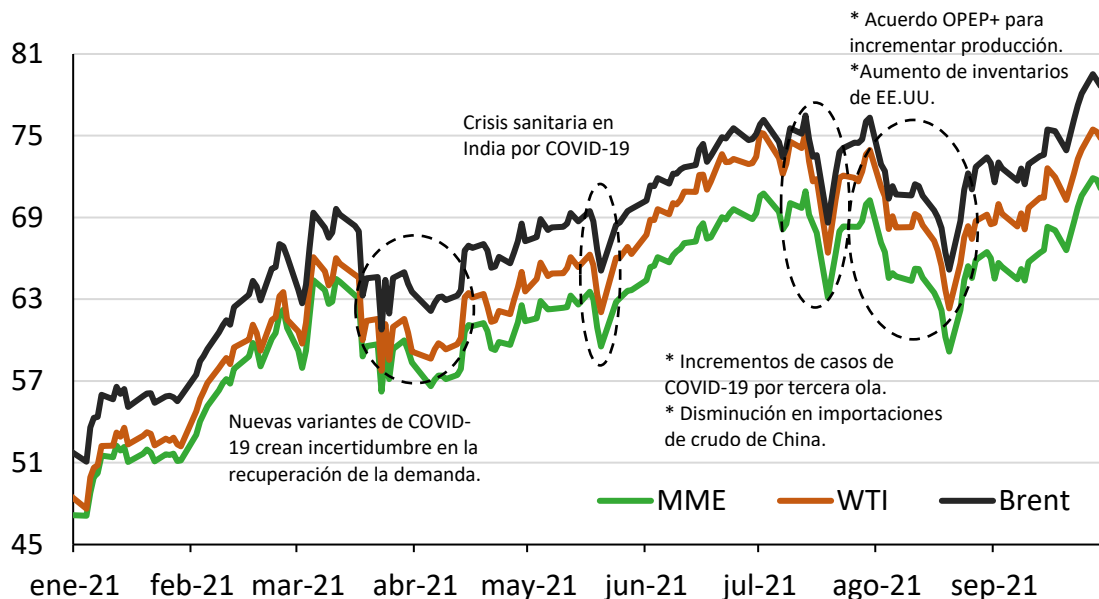
I. Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros	5
Demanda de petróleo	6
Oferta de petróleo	9
Determinación del diferencial WTI-MME	12
Plataforma de producción de petróleo	13
Plataforma de producción de gas	16
II. Supuestos macroeconómicos	18
III. Ingresos estimados para 2021	24
IV. Conclusiones	26
Anexo A. Modelo de regresión lineal para la estimación del diferencial WTI-MME	27
Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios	29
Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos	30

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

El mercado de hidrocarburos ha presentado una recuperación a lo largo del 2021, en línea con el mejor desempeño de la economía de los EE.UU. y otras economías desarrolladas ante los estímulos fiscales otorgados para enfrentar los efectos de la pandemia, a los avances en los esquemas de vacunación, así como a la reapertura de la actividad económica y la relajación de las medidas de confinamiento. En julio, el Fondo Monetario Internacional (FMI) estimó un crecimiento global para 2021 de 6.0%, impulsado principalmente por China, EE.UU. e India. Para 2022, estimó que el crecimiento anual será de 4.9%.

De esta forma, en septiembre los precios internacionales del crudo alcanzaron niveles máximos anuales que superaron los 70 dólares por barril (dpb), similar a lo observado el tercer trimestre de 2018. Lo anterior, pese a que la tendencia alcista se vio frenada durante julio y agosto debido a la disminución de los recortes a la producción acordada por el grupo OPEP+, la incertidumbre respecto a la tercera ola mundial de COVID-19 y la disminución en las importaciones de crudo de China. Desde la última actualización a esta Programación Financiera en abril pasado y hasta el cierre de septiembre, el precio del West Texas Intermediate (WTI) incrementó 15%, mientras que el Brent y la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) incrementaron 14% y 12%, respectivamente.

Gráfica 1. Precios de petróleo
(dólares por barril)

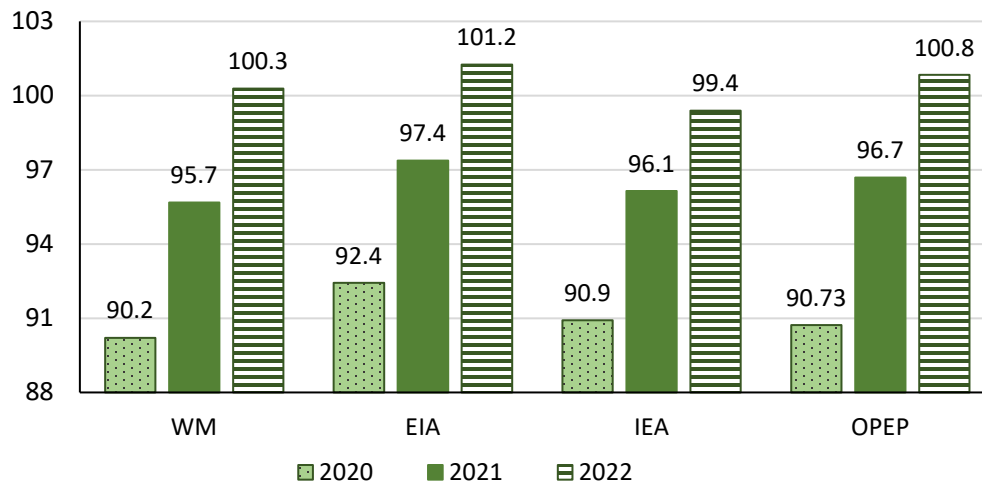


Fuente: Bloomberg y Banxico.

Demanda de petróleo

En línea con la recuperación económica durante la primera mitad del año, la demanda mundial de hidrocarburos aumentó 6% respecto al mismo periodo de 2020, de acuerdo con la empresa Wood Mackenzie (WM). Sin embargo, en el tercer trimestre de 2021 el ritmo de crecimiento económico se desaceleró, lo que provocó una revisión a la baja en las estimaciones de la demanda mundial de hidrocarburos para este año. Las diferentes agencias estiman una demanda para el año en curso que oscila entre 95.7 y 97.4 millones de barriles día (Mmbd), mientras que para 2022, se estima que la demanda aumentaría a un rango de entre 99.4 y 101.2 Mmbd, lo que representa un incremento de entre 8.5 y 10.1 Mmbd respecto a lo observado en 2020 y que la ubicaría en niveles cercanos a los observados antes de la pandemia.

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

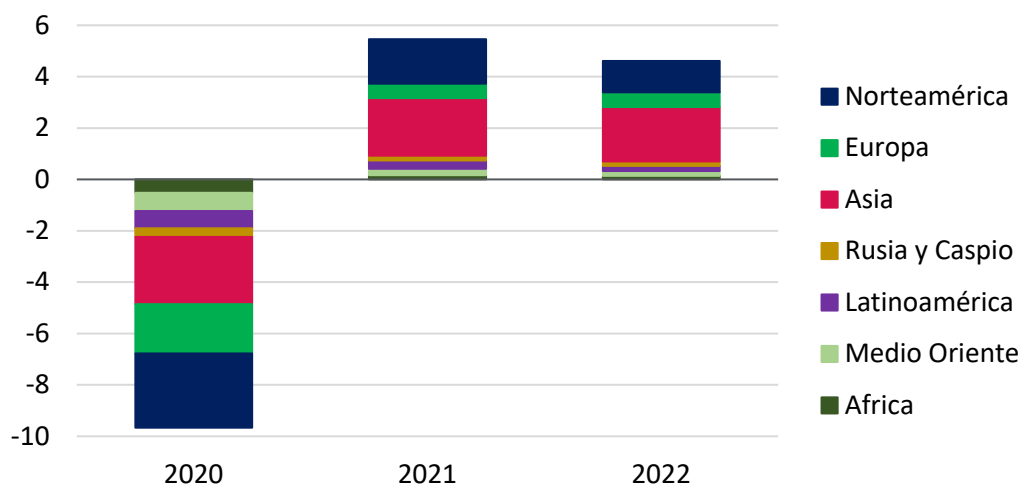


Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA), International Energy Agency (IEA) y OPEP.

1/ Actualización de septiembre 2021.

WM estima que la recuperación en la demanda de este año sea de 5.5 Mmbd y de 4.6 Mmbd para 2022, la suma de estos dos incrementos compensa la caída de casi 10 Mmbd observada en 2020. Se espera que Asia sea la única región que en 2021 recupere casi la totalidad de la caída de 2.6 Mmbd observada el año anterior, con un incremento estimado de 2.2 Mmbd.

Gráfica 3 Cambio anual de la demanda mundial de petróleo
(millones de barriles día)



Fuente: Wood Mackenzie

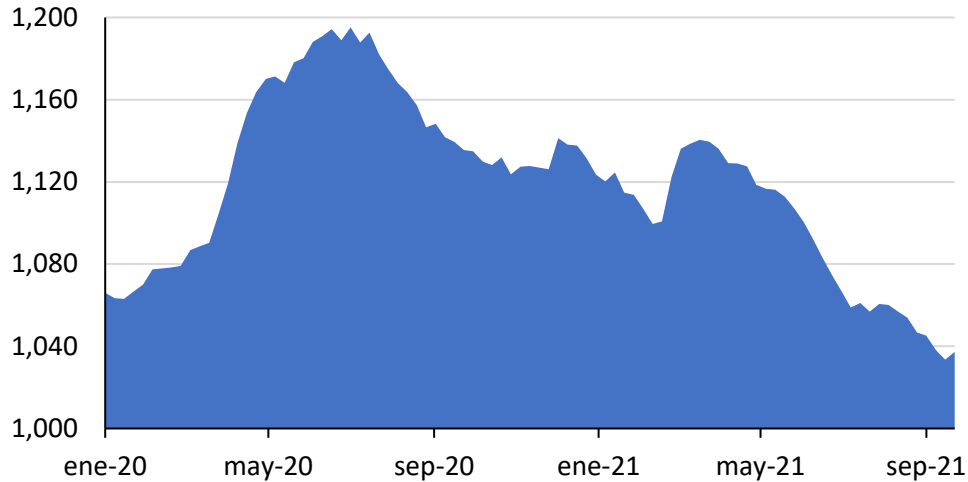
En Asia, China es el principal impulsor de la región. WM estima que dicho país tenga un incremento anual de 1.3 Mmbd en la demanda de 2021 y de 800 mil barriles día (mbd) el próximo año para alcanzar un consumo de 15.1 Mmbd. Cabe mencionar que durante el segundo trimestre del año China disminuyó sus importaciones de crudo en un promedio mensual de 249 mbd, sin embargo, con información de Reuters en agosto las importaciones volvieron a incrementar, se espera que dicha tendencia continúe hasta 2022, después de que el primer ministro de China anunciara a finales de septiembre que está comprometido en asegurar el abasto energético en el país.

Por otra parte, pese a las restricciones impuestas por la administración de India para evitar el aumento de los contagios de COVID-19 desde el segundo trimestre de este año, en agosto las importaciones de crudo se recuperaron 16% respecto a julio, cubriendo la expectativa de una mayor demanda durante la temporada de festivales en la región, de acuerdo con el Centro de Planificación y Análisis de dicho país. En ese sentido, la estimación de la demanda de 2021 por WM es de 4.8 Mmbd, lo que representa un aumento anual de 6.9%. La agencia estima que la recuperación de la demanda continúe para 2022, con un nivel de 5.2 Mmbd.

Al contrario de lo observado en India, EE.UU. ha relajado las medidas de restricción de movilidad, lo que ha favorecido la recuperación de la demanda de turbosina y gasolina desde el segundo trimestre de 2021. De acuerdo con la Administración de Información Energética de los EE.UU. (EIA), la demanda promedio de hidrocarburos líquidos de junio a agosto fue mayor al nivel observado antes de la pandemia. La agencia también estima que será 8% superior a lo observado en 2020, con un nivel anual de 19.7 Mmbd, mientras que

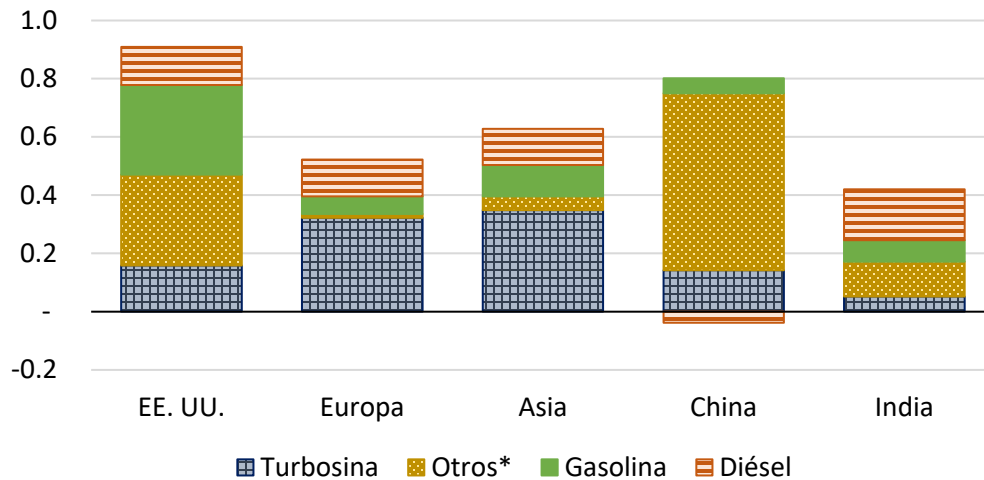
para 2022 se espera un aumento adicional de 0.9 Mmbd. Por otra parte, los inventarios de crudo de EE.UU. han disminuido desde marzo, cuando alcanzaron un nivel de 1,140 millones de barriles (Mmb). De acuerdo con la EIA, en la última semana de septiembre los inventarios se ubicaron en 1,037 Mmb, nivel inferior a lo observado previo a la pandemia.

Gráfica 4. Inventarios de crudo de EE. UU.
(millones de barriles)



Fuente: EIA,

Gráfica 5 Cambio estimado de la demanda de hidrocarburos líquidos, 2021-2022^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: WM

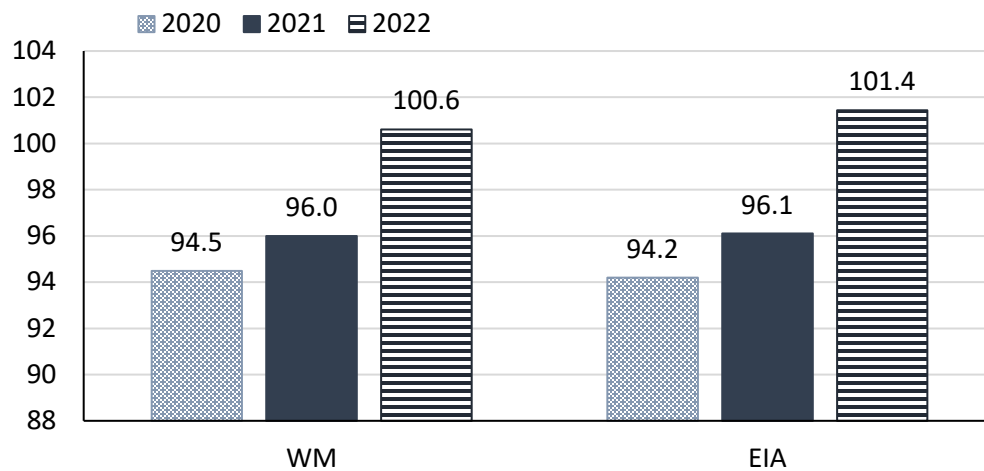
1/ No incluye a China e India.

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

Oferta de petróleo

Por lo que toca a la oferta mundial de hidrocarburos en 2021, las estimaciones por parte de WM y la EIA apuntan a que ésta oscilará entre 96.0 y 96.1 Mmbd, mientras que en 2022 podría ubicarse entre 100.6 y 101.4 Mmbd, niveles similares a los observados en 2019. El 4 de octubre el grupo OPEP+ ratificó el aumento mensual en la producción de 400 mbd para noviembre de 2021 y mantuvo sin cambios el plan para continuar con el aumento paulatino hasta septiembre de 2022.

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



Fuente: Estimaciones de WM y EIA.
1/ Actualización de septiembre 2021.

En el caso de la producción de hidrocarburos líquidos de EE.UU. la EIA estima que se ubicará en promedio en 18.6 Mmbd en este año. Si bien esto representa un ligero aumento de 31 mbd respecto al promedio de 2020, es hasta 2022 cuando se espera que éste supere los 20.0 Mmbd observados antes de la pandemia^{1/}.

La oferta de petróleo se verá apoyada también por la producción de Canadá, que en 2021 ha alcanzado niveles previos a la pandemia y se espera que se mantenga así por lo que resta del año cerrando con un promedio anual de 5.6 Mmbd y de 5.8 en 2022, esto con base en cifras de la EIA.

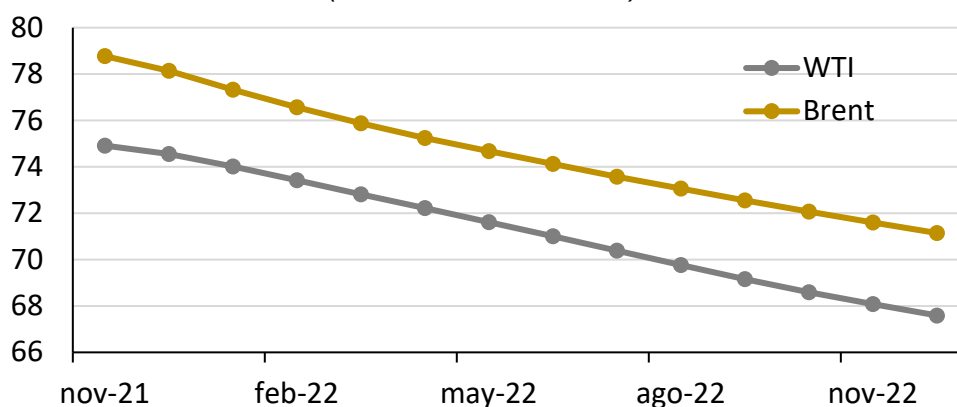
Por otra parte, en los primeros días de septiembre de este año, China dio a conocer las intenciones para liberar parte de sus reservas estratégicas de petróleo a través de subastas. A pesar de ser la primera vez que se realiza este tipo de anuncio, de acuerdo con WM en

1/ Se considera la producción promedio de 19.5 Mmbd de 2019.

junio y julio ya se había observado una reducción en el nivel de reservas, la estrategia por parte de China es buscar disminuir los precios del petróleo y contener la inflación en el mercado de materias primas. De acuerdo con WM, las reservas comerciales y estratégicas ascienden a cerca de 900 Mmb. El 24 de septiembre el Centro Nacional de Reservas de Petróleo de China ofreció 7.30 Mmb de petróleo, lo que representó 2.2% de las importaciones mensuales del país. Sin embargo, solo se compraron cargamentos por un total de 4.4 Mmb,

La empresa WM estima para 2021 un exceso de oferta en el mercado de crudo de 0.3 Mmbd, mientras que para el 2022 espera al igual que la EIA que esta tendencia se mantenga y que la oferta sea mayor a la demanda de crudo por 0.3 y 0.2 Mmbd, respectivamente. Lo anterior se refleja en el *backwardation* de la curva de algunos instrumentos financieros derivados.

Gráfica 7. Curva de futuros WTI y Brent^{1/}
(millones de barriles día)



Fuente: Bloomberg

1/ Se consideran los futuros del 24-30 de septiembre

Precios del gas natural

En línea con el comportamiento de los precios del petróleo, en 2021 el precio del gas natural ha presentado una tendencia alcista impulsada por un aumento acelerado en la demanda a nivel mundial. En Asia el incremento de la demanda se debe principalmente a la recuperación económica de China y a las iniciativas en el país para reemplazar el uso del carbón por gas natural. En Europa y EE.UU. las altas temperaturas en verano provocaron un aumento generalizado en la demanda del gas y, adicionalmente, en EE.UU. durante agosto y septiembre los precios del gas se vieron presionados al alza como consecuencia de los efectos del huracán Ida, que obligó a los productores del Golfo de México a cerrar más del 90% de la capacidad de producción de gas natural y petróleo.

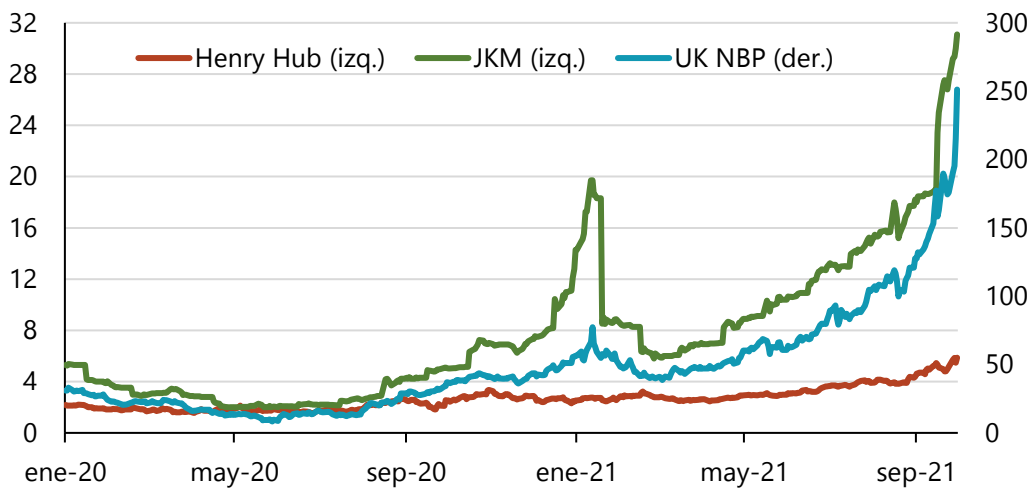
Los factores anteriormente mencionados han limitado la capacidad para acumular inventarios de gas natural y la oferta se ha visto limitada por la capacidad de procesamiento de las refinerías de EE.U., por lo que analistas del sector estiman que los precios continúen en niveles altos en el corto plazo, ante las expectativas del incremento en la demanda ocasionada por la temporada invernal.

El precio promedio de septiembre del gas natural Henry Hub y del JKM de Japón-Corea fue de 5.2 y 24.6 dólares por millón de Btu respectivamente, mientras que el del NBP de Gran Bretaña fue de 181.5 libras por millar de unidad térmica, lo que representó un aumento de 127%, 435% y 498% con respecto al promedio del mismo mes de 2020.

Cabe destacar que el gas natural se ha convertido en un hidrocarburo de transición utilizado en las estrategias que los países y empresas petroleras están implementando para alcanzar sus metas de reducción de carbono, ya que éste emite 50% menos CO₂ que el carbón. En ese sentido, la Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que la demanda de gas de 2024 podría aumentar 7% respecto a los niveles observados antes de la pandemia, impulsado por el deseo de reemplazar otros combustibles en sectores como el de electricidad, la industria y el transporte.

Gráfica 8. Precio del gas natural

(dólar por millón de Btu, libra por millar de unidades térmicas)



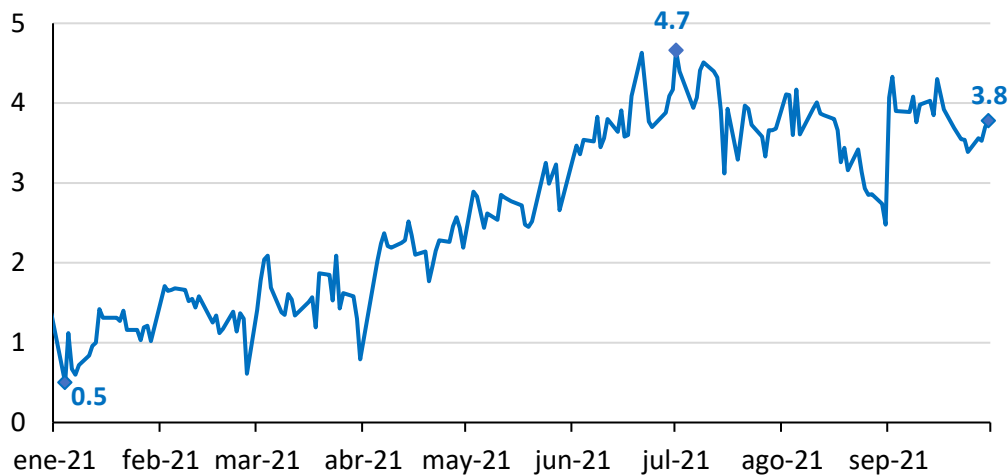
Fuente: Bloomberg

Determinación del diferencial WTI-MME

Durante 2021, se ha observado una tendencia al alza en el diferencial entre el WTI y la MME, pasando de un mínimo de 0.5 dpb en enero al máximo de 4.7 dpb de julio. La trayectoria responde a la disminución de inventarios de EE.UU., así como al regreso gradual de la producción de Arabia Saudita tras el recorte voluntario de 1 Mmbd. Dicho aumento estuvo parcialmente compensado por la recuperación paulatina de la demanda de crudos medios y pesados en las refinerías del Golfo de México, luego de que en febrero de este año se observara el mínimo histórico con 1.14 Mmbd.

Gráfica 9. Diferencial WTI-MME

(dólares por barril)



Fuente: FMP con información de Banco de México y Bloomberg

Durante el periodo julio-agosto el diferencial WTI-MME disminuyó desde niveles cercanos a 4 dpb hasta ubicarse por debajo de los 3 dpb, dicho ajuste se atribuye tanto a un menor ritmo de desacumulación en los inventarios de EE.UU. (gráfica 4) en el período, como al incendio en la plataforma Ku-Alfa que generó un aumento temporal en los precios del Maya de 3 dpb, el cual se diluyó una vez restablecida la producción al cierre de agosto. Para septiembre el diferencial se ajustó a niveles alrededor de 4 dpb.

Hacia adelante se espera que el diferencial regrese al promedio de largo plazo de 5 dpb. En particular, para 2022 WM pronostica que el diferencial promedio entre el WTI y el Maya sea de 5.4 dpb. Lo anterior, como consecuencia del regreso al mercado de los barriles de los miembros de la OPEP+ y a un nivel de inventarios de EE.UU. por debajo del observado previo a la pandemia.

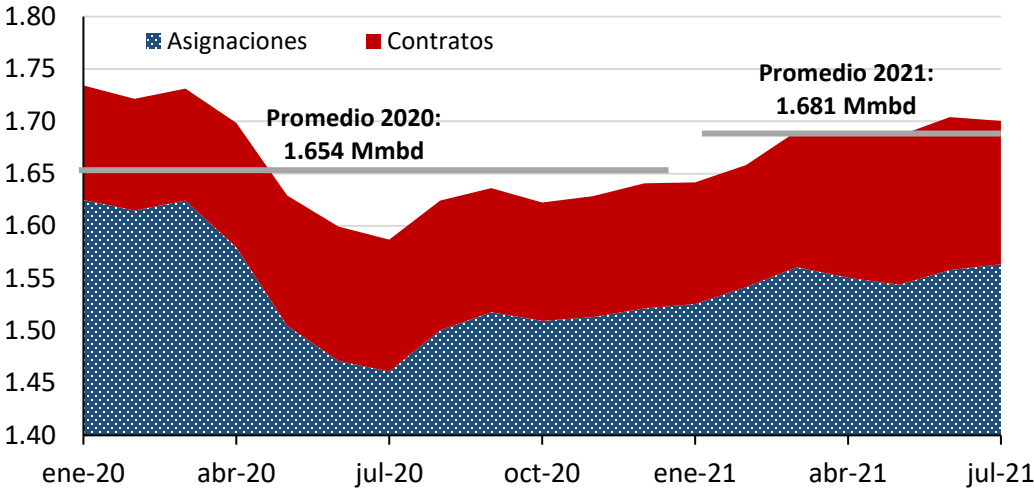
Por otra parte, el diferencial WTI-MME estimado por el Fondo (Anexo 1) es de 4.4 dpb para el periodo comprendido de noviembre 2021 a diciembre de 2022, consistente con las expectativas del mercado. Cabe mencionar que para la estimación del diferencial se utilizaron precios del crudo observados desde enero de 2015 con el fin de considerar periodos con fundamentales similares a los esperados para el próximo año.

Con base en lo anterior, en el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial de 5 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para lo que resta del 2021 y todo el ejercicio 2022.

Plataforma de producción de petróleo

La plataforma nacional de petróleo promedió 1.681 Mmbd (Gráfica 10) de enero a julio de 2021, lo que representa una recuperación de 4% contra el año previo. Dicho aumento fue impulsado por el aumento en la producción de los contratos y las asignaciones de 18% y 2%, respectivamente.

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

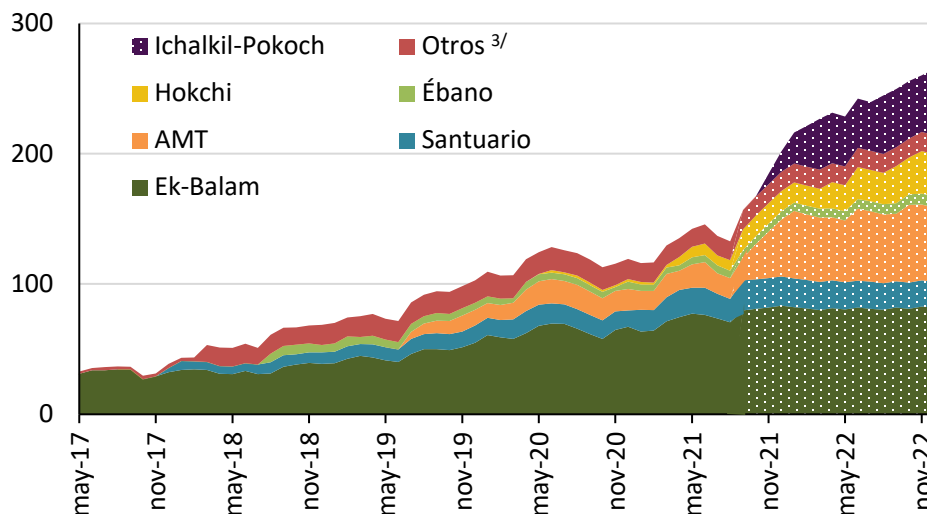


Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria (SAT) y Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

Entre enero y junio de 2021 la producción de los contratos aumentó 30 mbd, alcanzando un máximo histórico de 146 mbd, principalmente atribuible al aumento observado en los campos Ek-Balam, Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) y Santuario (Gráfica 11). Para el presente

ejercicio se estima que los principales contratos seguirán incrementando la producción para alcanzar 206 mbd y 271 mbd al cierre de 2021 y 2022, respectivamente.

Gráfica 11. Estimaciones de producción de contratos^{1/2/}
(Miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH y Welligence.

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

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

3/ Otros se refiere a los 17 contratos restantes con producción de petróleo.

La producción de los campos prioritarios disminuyó 1% de enero a julio de 2021, alcanzando 97 mbd. Se espera que los cinco campos prioritarios de Pemex que actualmente están en desarrollo comiencen a extraer hidrocarburos durante el cuarto trimestre de 2021 y aporten 58 mbd en 2022. Por lo que toca a las diez mayores asignaciones por producción, en conjunto tuvieron una reducción de 27 mbd en el año, colocándose en 997 mbd. Cabe recordar que seis de dichos campos se encuentran en proceso de declinación mientras que los restantes cuatro aún no alcanzan su pico de producción.

En este contexto, el Fondo estima tres escenarios de la plataforma nacional de petróleo para 2021 y 2022. Cabe mencionar que todos ellos incorporan un ajuste a la baja en la producción de agosto 2021, el cual se explica por el impacto del incendio en la plataforma E-Ku-A2^{2/}, dichos escenarios se detallan a continuación:

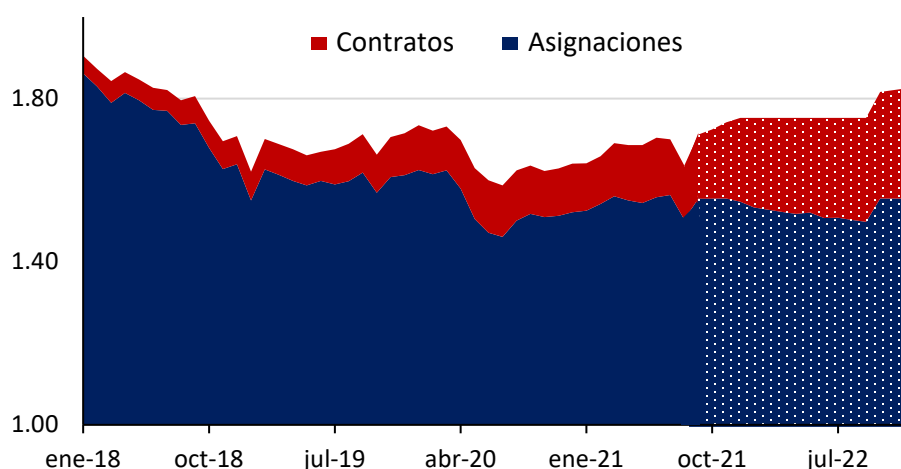
- a. Escenario inercial, el cual asume que la producción se mantiene constante respecto al promedio de los últimos tres meses^{3/} para las asignaciones y contratos, 1.555 Mmbd y 138 mbd respectivamente, con lo cual la plataforma de petróleo promediara 1.681 Mmbd y 1.693 Mmbd para 2021 y 2022, respectivamente.

2/ Conforme con lo establecido en el [comunicado](#) de Pemex del 30 de agosto de 2021.

3/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio 2021) y contratos (junio a agosto 2021).

- b. Escenario incremental^{4/}, el cual toma como base la plataforma del escenario inercial y se agregan los incrementos esperados de los contratos y se considera el límite de producción de 1.753 Mmbd establecido para México en la última reunión de la OPEP+. En este contexto, se asume que las asignaciones absorben la totalidad del recorte necesario para alcanzar dicho nivel (en promedio 40 mbd por mes), además no se consideran los incrementos de los campos prioritarios. Con lo mencionado, la plataforma nacional de petróleo cerraría en un nivel de 1.753 Mmbd para 2021 y 1.826 Mmbd en 2022.

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

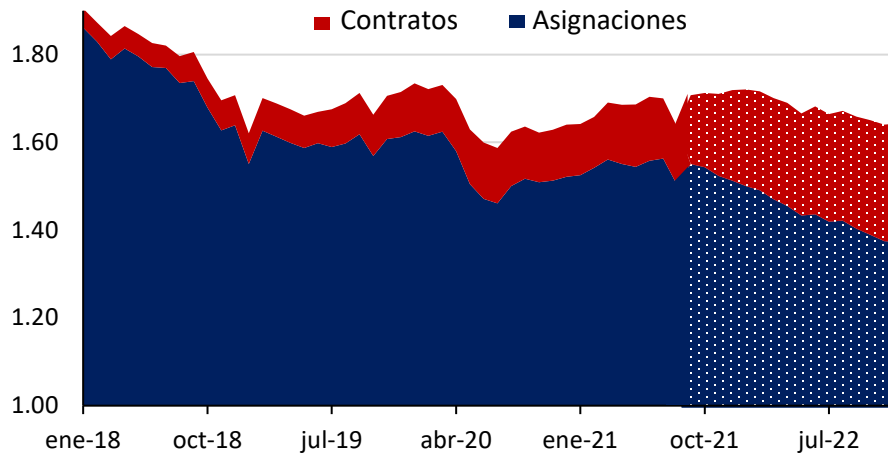


Fuente: FMP con información del SAT, la CNH y Welligence.
1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

- c. Escenario con declinación, el cual asume el aumento de producción ya mencionado de los contratos, un nivel de producción de los campos prioritarios de 157 mbd al cierre de 2022 y la declinación natural de las diez principales asignaciones, con lo cual la plataforma nacional de petróleo promediaría 1.689 Mmbd y 1.676 Mmbd para 2021 y 2022, respectivamente.

4/ Considera los incrementos esperados en la producción de los contratos y un límite de producción de 1.753 Mmbd.

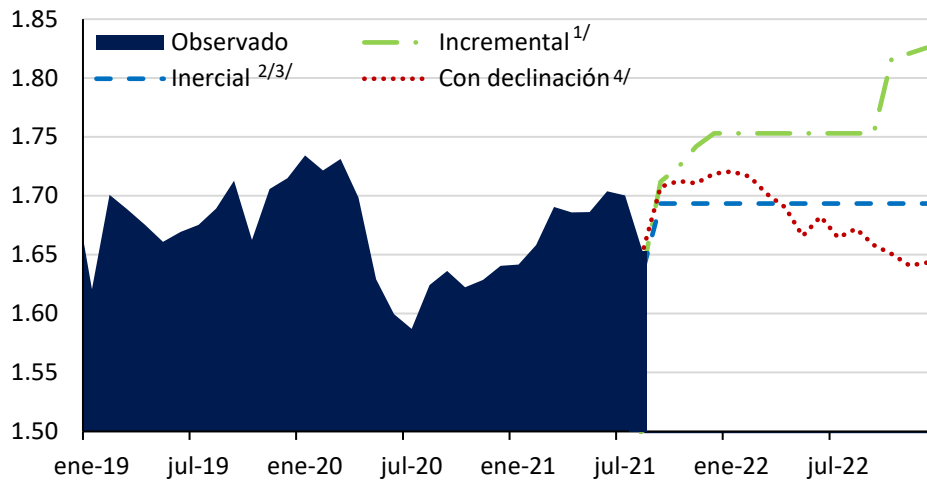
Gráfica 13. Plataforma nacional de petróleo escenario con declinación^{1/}
(Millones de barriles diarios)



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

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

Gráfica 14. Escenarios de plataforma nacional de petróleo
(Millones de barriles diarios)

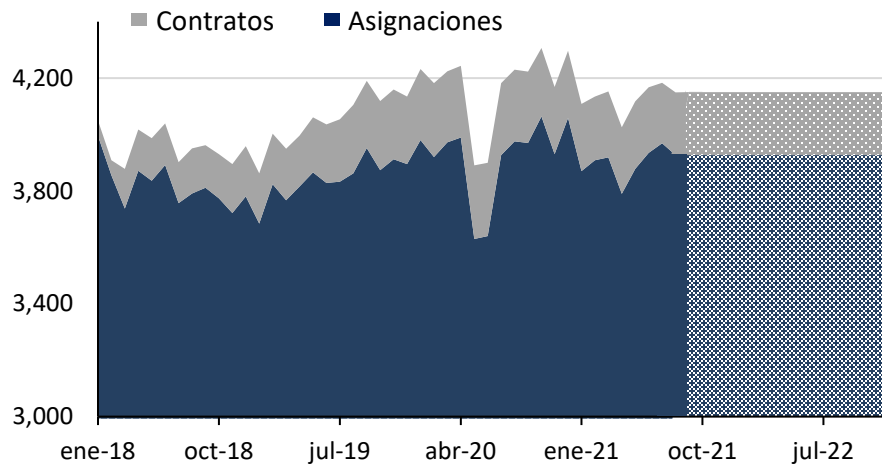


Fuente: FMP con información del SAT, la CNH y Welligence.
1/ Considera los incrementos de los contratos y un límite de producción de 1.753 Mmbd.
2/ A partir de agosto 2021, se muestra el promedio inercial de asignaciones.
3/ A partir de septiembre de 2021 se muestra el promedio inercial de contratos.
4/ Se asume que los incrementos de contratos y de los campos prioritarios no es suficiente para compensar la declinación natural de las principales asignaciones.

Plataforma de producción de gas

El promedio de enero a julio de 2021 de la plataforma nacional de gas natural ascendió a 4,127 millones de pies cúbicos día (Mmpcd), lo cual refleja una recuperación en lo que va del año del 2%. Asumiendo que la producción se mantiene constante y considerando el promedio de las últimas tres observaciones^{5/} de las asignaciones y de los contratos, la plataforma de gas natural promediaría 4,150 Mmpcd en 2022.

Gráfica 15. Plataforma nacional de gas^{1/}
(millones de pies cúbicos día)



Fuente: FMP con información del SAT.

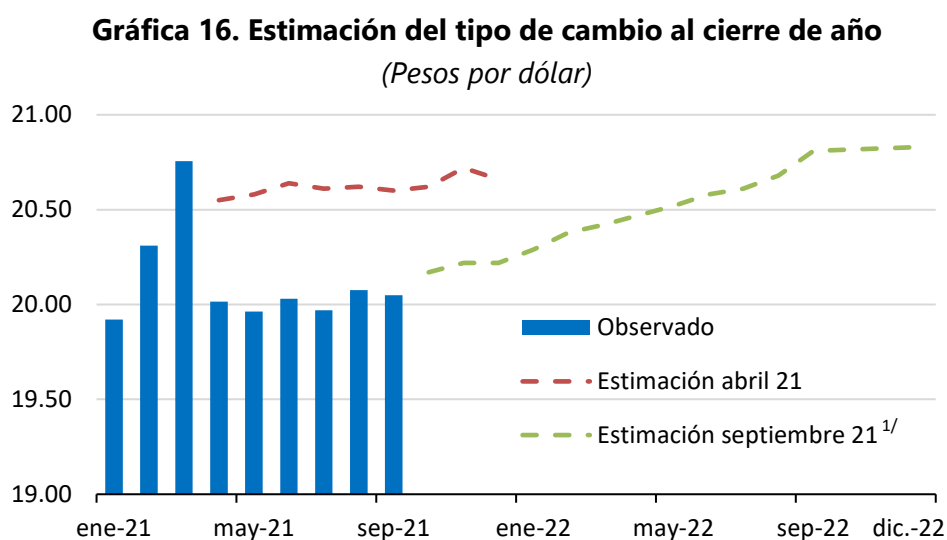
1/ En sólido se muestra lo observado y en trama lo estimado.

5/ Se refiere a la producción promedio observada de asignaciones (mayo a julio 2021) y contratos (junio a agosto 2021).

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 2021.

El promedio del tipo de cambio del peso frente al dólar para el 2021 se ubicó en 20.14 pesos por dólar en la encuesta realizada por Banco de México en septiembre, lo que representa una diferencia de 0.41 pesos por debajo del nivel estimado en abril. (Gráfica 16).



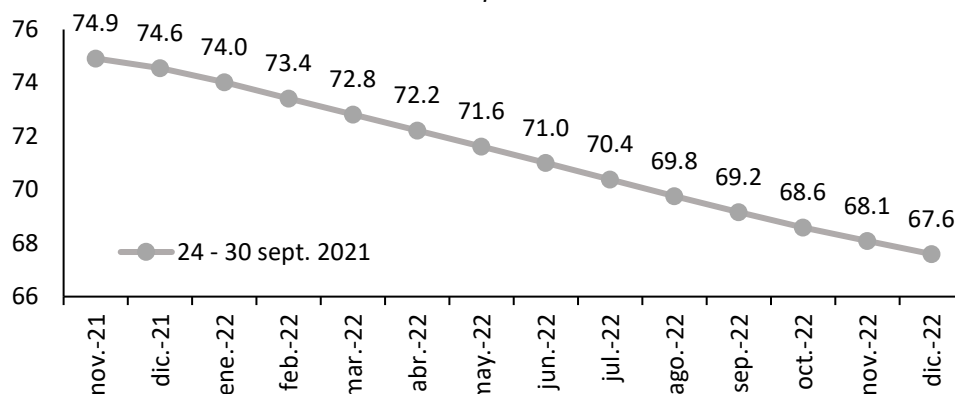
Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones para abril y octubre de 2021 con base en la “Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado” de marzo y septiembre de 2021, respectivamente.

^{1/} Para octubre y noviembre de 2022 se realizó una interpolación lineal.

Respecto del precio de petróleo, al igual que en ocasiones anteriores, la programación de flujos del Fondo contempla distintos escenarios de precios para la MME, los cuales se estiman con base en la curva de futuros del WTI. Los escenarios se construyen a partir del promedio simple de las cotizaciones observadas para dichos futuros durante los últimos 5 días hábiles de septiembre de 2021 con la información al cierre disponible en Bloomberg. Para obtener el pronóstico de la MME, el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole un diferencial de 5 dpb, de acuerdo con lo descrito en el apartado “Determinación del diferencial WTI-MME” de la primera sección del documento.

Gráfica 17. Curva de futuros del WTI

(Dólares por barril)

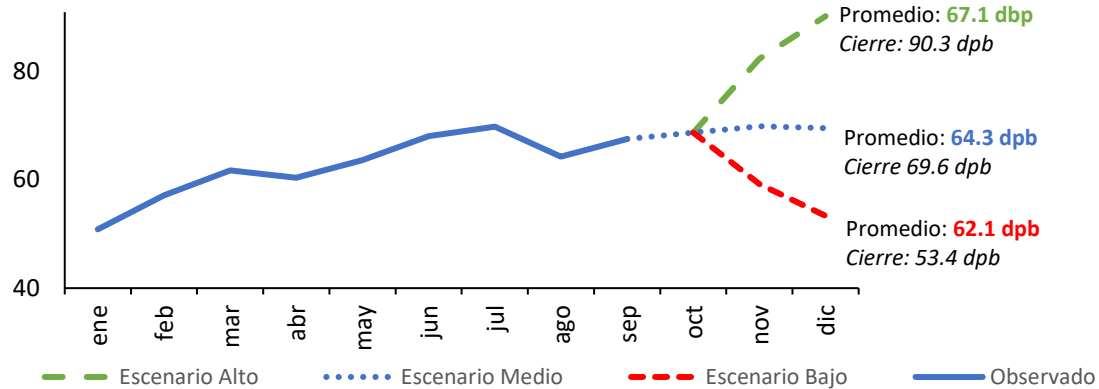


Fuente: Bloomberg.

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 2021 y de 80% para 2022. Los escenarios presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones del precio del WTI observada en los últimos 5 días hábiles de septiembre de 2021. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo B de este documento: "Metodología utilizada en los escenarios alternativos".

En la Gráfica 18 se muestra la estimación del precio de la MME para el resto de 2021 bajo los diferentes escenarios. La línea punteada en color azul muestra el escenario medio, en el cual resulta un precio promedio anual de la MME de 64.3 dpb y un rango de precios entre los escenarios bajo y alto de 62.1 dpb a 67.1 dpb.

Gráfica 18. Escenarios de precios de la MME 2021^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)

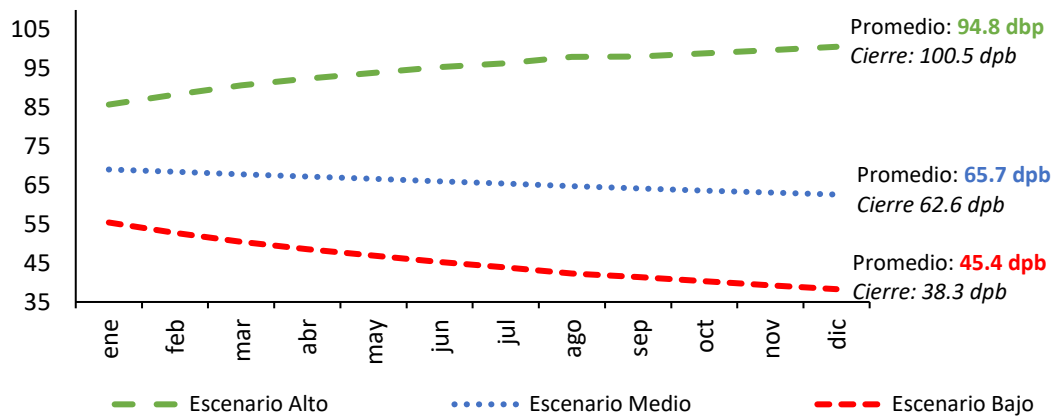


Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 95%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2022, en el escenario medio se obtiene un precio promedio anual de la MME de 65.7 dpb y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 45.4 dpb a 94.8 dpb, tal como lo muestra la Gráfica 19.

Gráfica 19. Escenarios de precios de la MME 2022^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Intervalo de confianza al 80%.

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

Respecto a la plataforma de producción nacional de petróleo, el escenario inercial es el planteado en la sección precedente. En particular, se utiliza el pronóstico inercial del volumen promedio de los últimos tres meses para los cuales se cuenta con información. Para el caso de asignaciones se utiliza la información reportada por el SAT de mayo a julio de 2021. 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 2021.

Adicionalmente se incorporan dos escenarios alternos de producción en línea con lo descrito en la sección "Plataforma de producción de petróleo". El primero es el escenario incremental, el cual considera el escenario inercial más los aumentos en la producción de los contratos sujeto a un límite de 1.753 Mmbd en cumplimiento del acuerdo OPEP+. El segundo contempla los aumentos en contratos del escenario incremental, la producción de los campos prioritarios y la declinación natural de los principales campos maduros de Pemex.

Tabla 1. Escenarios de producción de la plataforma nacional 2022^{1/2/}
(Millones de barriles día)

Escenario	Con declinación	Inercial	Incremental	Criterios 2022
I. Asignaciones	1.431	1.555	1.525	-
II. Contratos	0.245	0.138	0.245	-
Plataforma nacional (I+II)	1.676	1.693	1.770	1.826

Fuente: Análisis FMP.

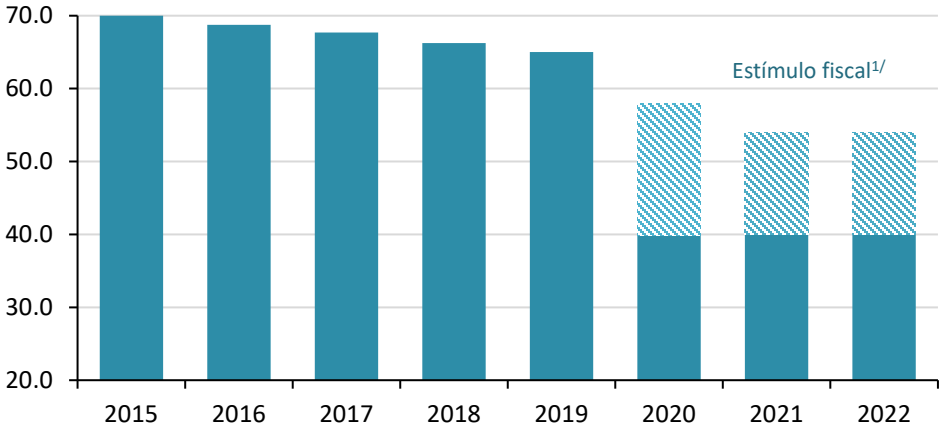
1/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

2/ Los escenarios del Fondo se refieren al promedio de la plataforma para 2022.

El pronóstico de la plataforma de producción de gas natural para las asignaciones, al igual que en el caso del petróleo, se basa en el pronóstico inercial del promedio de producción observado de mayo de 2021 a julio de 2021 con información reportada por el SAT, correspondiente a las declaraciones fiscales de Pemex, así como en la información reportada por la CNH en el caso de los contratos para los últimos tres meses observados, es decir, de junio a agosto de 2021.

Uno de los principales elementos en la estimación de los ingresos del Fondo se refiere a la carga fiscal de Pemex, en particular la tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC). De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 39 de la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos, a partir de 2021 la tasa para calcular el DUC se ubicaría en un nivel de 54% (Gráfica 20). Cabe recordar que, a lo largo de 2021 dicha empresa obtuvo un estímulo fiscal que le permitió enfrentar una tasa del DUC del 40% hasta alcanzar un crédito fiscal por 73,280 mp^{6/}. Para el próximo año, la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación 2022 de nueva cuenta prevé una tasa del DUC al 40% para todo el ejercicio (Gráfica 20).

Gráfica 20. Tasa aplicable al DUC
(Porcentaje)



Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al SAT.
1/ En trama se muestra los estímulos fiscales, para 2020 resultó en una reducción efectiva del 18% a la tasa aplicable al DUC. Para 2021, se estima una reducción del 14% a la tasa aplicable al DUC y está limitado a 73 mil millones de pesos. Para 2022, se espera una tasa aplicable al DUC del 40%.

Para estimar la Tasa Efectiva de Deducción de costos (TED) se utilizaron los pronósticos de ingresos provenientes de las asignaciones de Pemex para 2021 y 2022 con base en los supuestos del escenario inercial de producción de hidrocarburos y del escenario medio de precios descritos en los párrafos anteriores, además se utilizó el promedio observado durante 2021 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 17% para ambos años. 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".

6/ El estímulo fiscal fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 19 de febrero de 2021.

Finalmente, en el caso del PIB nominal para 2021 se utilizó el contenido en el documento de Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2021, publicado por la SHCP en septiembre de 2020, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH)^{7/}. Para 2022 se utilizó el contenido en el documento CGPE 2022, publicado por la SHCP en septiembre de 2021.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación	
	2021	2022
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	20.1	20.6
Petróleo		
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	64.3	65.7
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.681	1.693
Gas		
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	3.9	4.0
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	4,137	4,150
Derecho por la Utilidad Compartida		
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	40.0%	40.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	17.0%	17.0%
PIB Nominal^{7/} (miles de millones de pesos)	24,984	28,129

Fuente: FMP, SHCP, PEMEX.

1/ Con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en septiembre de 2021.

2/ Promedio anual con información a septiembre 2021 y futuros del WTI menos un diferencial de 5 dpb.

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

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

6/ Para 2021 considera el estímulo fiscal publicado en el DOF el 19 de febrero de 2021, tomando en cuenta el límite de 73 mil mdp. Para 2022 considera el estímulo fiscal mencionado en la Iniciativa de Ley de Ingresos de la Federación 2022.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2021 y 2022, respectivamente.

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

III. Ingresos estimados para 2021- 2022

En el escenario medio de los ingresos del Fondo se estima recibir 383,706 mdp al cierre del 2021, el cual considera un precio promedio de la MME de 64.3 dpb para el año. Del total estimado, 357,991 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 79% corresponde a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 25,715 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (67.1 dpb promedio para 2021), los ingresos totales se ubicarían en 390,112 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (62.1 dpb promedio anual), los ingresos totales se ubicarían en 378,348 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 11,763 mdp.

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

Escenario	Bajo	Medio	Alto
<i>Precio MME^{4/}</i>	62.1	64.3	67.1
Asignaciones (derechos)			
Exploración	1,412	1,412	1,412
Extracción	72,469	74,209	76,570
Utilidad compartida	278,791	282,370	286,365
Contratos (contraprestaciones)			
Cuota exploratoria	1,498	1,498	1,498
Regalía base	687	703	726
Regalía adicional	1,923	1,945	1,971
Comercialización de hidrocarburos ^{5/}	21,569	21,569	21,569
Total de ingresos estimados	378,348	383,706	390,112
% del PIB^{6/}	1.5%	1.5%	1.6%

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 1.681 Mmbd.

4/ Se refiere al precio promedio anual de la Mezcla Mexicana de Exportación 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 2021.

Por otra parte, para 2022 en el escenario medio de precios de la MME (65.7 dpb promedio para el año) el Fondo estima recibir 383,009 mdp. Del total estimado, 356,692 mdp provendrían de los derechos pagados por Pemex de las asignaciones, de los cuales el 80% % corresponde a ingresos del DUC. Mientras que los ingresos provenientes de contratos se calculan en 26,317 mdp.

En un escenario con mayores precios para el petróleo (94.8 dpb promedio para 2022), los ingresos totales se ubicarían en 537,200 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (45.4 dpb en promedio para el año), los ingresos totales se ubicarían en 284,313 mdp. La Tabla 4 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados.

Tabla 4. Escenarios de precios para la estimación de ingresos del Fondo 2022^{1/2/3/}
(Millones de pesos)

Escenario	Bajo	Medio	Alto	CGPE 2022
<i>Precio MME^{4/}</i>	<i>45.4</i>	<i>65.7</i>	<i>94.8</i>	<i>55.1</i>
<u>Asignaciones (derechos)</u>				
Exploración	1,603	1,603	1,603	
Extracción	46,078	69,796	128,193	
Utilidad compartida	217,062	285,293	371,022	
<u>Contratos (contraprestaciones)</u>				
Cuota exploratoria	2,051	2,051	2,051	
Regalía base	437	661	1,211	
Regalía adicional	1,760	2,275	2,999	
Comercialización de hidrocarburos	15,323	21,331	30,122	
Total de ingresos estimados	284,313	383,009	537,200	370,928
% del PIB^{5/}	1.0%	1.4%	1.9%	1.3%

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 1.693 Mmbd.

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

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

Además de las estimaciones con distintos escenarios de precios, se realizó una proyección de los ingresos para 2022 que el Fondo podría recibir utilizando los escenarios alternos de volumen de producción de petróleo, manteniendo constante el resto de los supuestos descritos para el escenario medio de precios. En el escenario incremental, con una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.770 Mmbd el Fondo recibiría 392,503 mdp. En el escenario con declinación natural, con una plataforma de producción promedio de petróleo de 1.676 Mmbd se recibirían 376,939 mdp.

Tabla 5. Escenarios de producción 2022^{1/}

Escenarios	Plataforma^{2/} <i>(Mmbd)</i>	Ingresos <i>(mdp)</i>
Con declinación ^{3/}	1.676	376,939
Inercial	1.693	383,009
Incremental ^{4/}	1.770	392,503
CGPE 2022	1,826	370,928

Fuente: Análisis FMP.

1/ Para los escenarios de producción se utiliza un precio promedio de 65.7 dpb

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

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

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

IV. Conclusiones

Se estima que al cierre de 2021 los ingresos que recibe el Fondo representen el 1.5% del PIB, con un monto de 383,706 millones de pesos, lo anterior en consideración de un precio promedio de la MEE de 64.3 dpb.

Para 2022 se estima que los ingresos que recibe el Fondo representen el 1.4% del PIB, con un monto de 383,009 millones de pesos.

- El presente ejercicio considera un precio promedio de la MME de 65.7 dpb para 2022 derivado de la curva de futuros del WTI menos un diferencial de 5 dpb.
- Asimismo, se supone que la plataforma promedio de producción nacional de crudo sea de 1.693 Mmbd durante el año.

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^{8/}, 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 noviembre 2021 a diciembre de 2022.

Especificación del modelo:

$$MME_t = \beta_0 + \beta_1 WTI_t + \beta_2 Brent_t + e_t$$

Donde:

MME_t = Precio diario de la MME en dpb observado del 2 de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2021, publicado por el Banco de México.

WTI_t = Precio diario del WTI en dpb observado del 2 de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2021, publicado por Bloomberg.

$Brent_t$ = Precio diario del Brent en dpb observado del 2 de enero de 2015 al 30 de septiembre de 2021, publicado por Bloomberg.

Tabla 5: Resultados del modelo

MME				
<i>Predictors</i>	<i>Estimates</i>	<i>std. Error</i>	<i>Statistic</i>	<i>p</i>
(Intercept)	-8.87728 ***	0.27686	-32.06367	<0.001
WTI	0.20972 ***	0.02634	7.96369	<0.001
Brent	0.81558 ***	0.02391	34.1115	<0.001
Observations	1610			
R ² / R ² adjusted	0.966 / 0.966			

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

8/ Para los precios MME, WTI y Brent, no se consideran las observaciones del 20 de abril de 2020 por considerarse atípicas.

Estimación de la MME:

$$MME_t = -8.87728 + 0.20972 * WTI_t + 0.81558 * Brent_t$$

Donde:

MME_t : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

WTI_t : Precio promedio simple en dpb del 24 al 30 de septiembre de 2021 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

$Brent_t$: Precio promedio simple en dpb del 24 al 30 de septiembre de 2021 de los contratos futuros del Brent con vencimiento de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

Estimación del diferencial:

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

Donde:

Diferencial promedio: Diferencial WTI-MME promedio estimado de noviembre 2021 a diciembre de 2022.

i : Índice de la sumatoria que indica el período que va de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

WTI_i : Precio promedio simple en dpb del 24 al 30 de septiembre de 2021 de los contratos futuros del WTI con vencimiento de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

MME_i : Precio estimado mensual de la MME en dpb, de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

14: Número de periodos para los cuales se estima el diferencial, es decir, de noviembre de 2021 a diciembre de 2022.

Anexo B. Metodología utilizada en los escenarios de precios

A continuación, se describen las características más relevantes de la metodología definida por la EIA y utilizada en el presente documento para la construcción de los límites inferiores y superiores de los escenarios de precios.

La banda de precios definida entre el límite inferior y superior se construye con intervalos de confianza sobre el valor esperado de los precios futuros. La metodología de la EIA basa su estimación en un modelo de Black-Scholes-Merton (1973) considerando el nivel de incertidumbre y el riesgo de los mercados. La medición de dicha incertidumbre se deriva de la volatilidad implícita calculada a partir de las opciones y futuros sobre el WTI que cotizan en el New York Mercantile Exchange (NYMEX). Una vez que los precios son observados, es posible invertir el modelo para calcular la volatilidad implícita que justifica el precio bajo los supuestos del modelo.

En lo que respecta al cálculo de los intervalos de confianza sobre el valor esperado de los precios, la metodología seguida por la EIA está basada en los modelos de Black (1976) y Cox-Ross-Rubenstein (1979). Para ello, según los modelos mencionados, se asume que los precios futuros siguen una distribución log-normal, mientras que los retornos tienen una distribución normal. De igual manera, se supone que los futuros siguen una trayectoria estocástica conocida como *caminata aleatoria* bajo la siguiente ecuación:

$$\ln(f_{(t+dt),k}/f_{t,k}) = \mu_k dt + \sigma_k z \sqrt{dt}$$

Donde:

k = K-ésimo contrato futuro pactado.

$f_{t,k}$ y $f_{(t+dt),k}$ = Precios futuros observados en el tiempo t y $t + dt$ respectivamente.

μ_k = Media logarítmica del rendimiento esperado del contrato k .

σ_k = Desviación estándar del rendimiento esperado del contrato futuro más cercano.

z = Variable aleatoria distribuida normal estándar para la determinación de la perturbación aleatoria a los precios.

Con base en el modelo propuesto por la EIA para un horizonte de largo plazo, se define el intervalo de confianza alrededor del valor esperado de los precios futuros como sigue:

$$\text{rob} \left(- (z_{\alpha/2} * \sigma_k \sqrt{\tau}) < \mu_k \tau < (z_{\alpha/2} * \sigma_k \sqrt{\tau}) \right) = 1 - \alpha$$

Donde:

$1 - \alpha$ = Nivel de confianza.

τ = Tiempo de expiración del contrato más cercano basado en un año operativo de 252 días.

Los intervalos se estiman con un nivel de confianza $(1-\alpha)$ sobre los precios correspondientes del WTI. Posteriormente, se calcula el precio asociado para la MME aplicando un diferencial constante, según lo descrito en el cuerpo del texto.

Anexo C. Estimación de la Tasa Efectiva de Deducción de costos

Desde 2015, en promedio, el DUC ha representado más del 80% de los ingresos recibidos por el Fondo, por lo que es un factor importante en términos de la programación financiera. Para estimar el monto que recibirá el Fondo por el pago de dicho derecho, se requieren pronósticos de los ingresos de comercialización y de los costos deducidos por el asignatario. Los ingresos por comercialización se estiman con base en lo descrito en la sección de supuestos de este documento, mientras que, para estimar los costos, a los ingresos de comercialización se les aplica la TED, la cual describe la relación entre los costos deducidos^{9/} e ingresos por comercialización.

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

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

Donde:
DEXT = Derecho de extracción.
DEXP = Derecho de exploración.

La TED es un concepto utilizado por el Fondo para determinar el porcentaje que representan los costos deducidos por el asignatario dentro de los ingresos de comercialización.

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

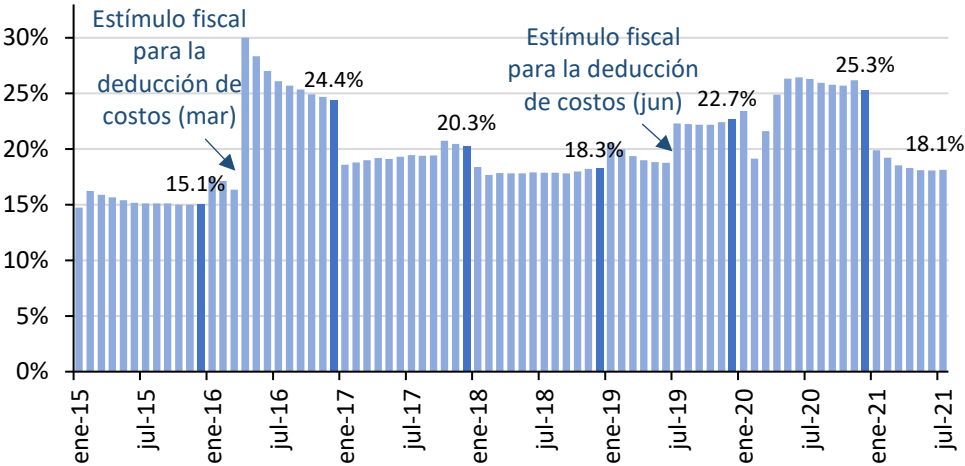
Para determinar el valor de la TED a utilizar en la estimación de los ingresos que recibirá el Fondo por concepto de DUC para 2021 y 2022, se consideraron las curvas de producción, precios y tipo de cambio que se describen en la sección de supuestos de este documento. Por último, se utilizó el pronóstico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

9/ Dentro de las declaraciones que el asignatario le presenta al SAT mensualmente, se incluye el término de costos efectivamente deducidos, el cual contempla tanto a los costos deducidos como a los derechos de exploración y extracción. En ese sentido los costos deducidos hacen referencia a los costos efectivamente deducidos menos los derechos de exploración y extracción.

Dado los supuestos mencionados, se estima que al cierre de 2021 se tendría una TED de 17%, misma que se mantendría para el ejercicio 2022. El nivel de la TED está en línea con la recuperación en los ingresos de comercialización y los costos deducidos observados durante 2021.

A lo largo del tiempo, la TED ha tomado distintos valores, en la gráfica 1 de este anexo se muestran los valores observados de la TED desde 2015 a la fecha. Cabe recordar que en 2016 y en 2019 los estímulos fiscales otorgados a Pemex tenían como objetivo permitir una mayor deducción de costos, resultando en un incremento de la TED. En 2020, la TED alcanzó niveles no observados desde 2016, cerrando en 25.3%. Sin embargo, durante 2021 dada la recuperación en los ingresos de comercialización la TED regresó a niveles similares a los observados durante 2018.

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



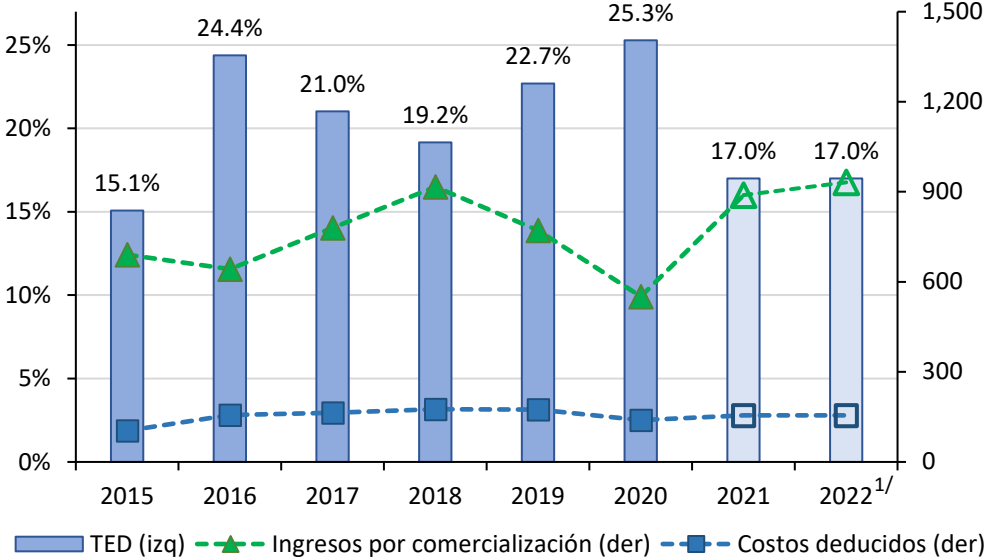
Fuente: FMP.

La caída de la TED en 2021 se debió principalmente a que los ingresos por comercialización del asignatario aumentaron en mayor medida que los costos deducibles. Respecto a lo observado en 2020. Durante 2021 los ingresos por comercialización aumentaron más del 60% derivado de la recuperación en los precios del petróleo y un aumento en la producción, mientras que los costos deducibles aumentaron en 10%.

En la gráfica 2 se muestran los ingresos de comercialización y los costos deducidos desde 2015. Se observa que en 2016 y 2019 debido a los estímulos otorgados en la deducción de costos, la TED incrementó respecto al ejercicio anterior de cada año. Por el contrario, para 2021 se estima que la TED presente un comportamiento similar a lo observado en 2018, cuando el aumento en los ingresos de comercialización impulsó la reducción de la TED

respecto a los periodos anteriores. Es decir, los costos deducidos mantienen una relación directa con la TED, mientras que los ingresos de comercialización mantienen una relación inversa con la TED.^{10/}

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



Fuente: FMP.

1/ Para 2021 se muestran datos estimados al cierre del ejercicio con observaciones a julio 2021.

1/ Para 2022 se muestran datos estimados.

10/ 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.