

Programación financiera de los ingresos estimados de las asignaciones y contratos de hidrocarburos 2021

Sesión de Comité Técnico
29 de octubre de 2020

*A menos que se especifique lo contrario, este documento está elaborado con información disponible al 30 de septiembre de 2020.
Las cifras están sujetas a revisión.*

Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros

I

Supuestos macroeconómicos

II

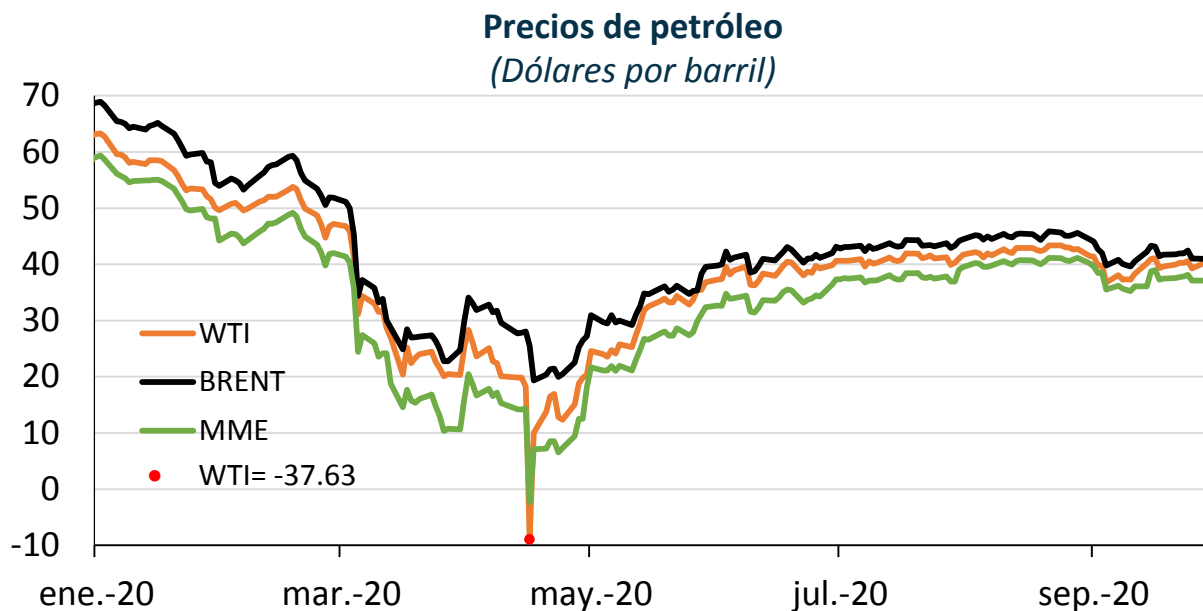
Ingresos estimados para 2021

III

Conclusiones

IV

- A partir de mayo de 2020, los precios internacionales del crudo iniciaron una recuperación paulatina, derivado de dos factores:
 - ✓ La recuperación de la demanda por la reapertura de actividades económicas, en especial de China.
 - ✓ El alto nivel de cumplimiento de los recortes a la producción de crudo establecidos en el acuerdo de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y aliados (OPEP+).
- Hacia adelante, algunos analistas prevén una recuperación más lenta en los precios por una desaceleración de la demanda mundial de hidrocarburos.
 - ✓ Esto representará uno de los mayores desafíos para el mercado de hidrocarburos en 2021.

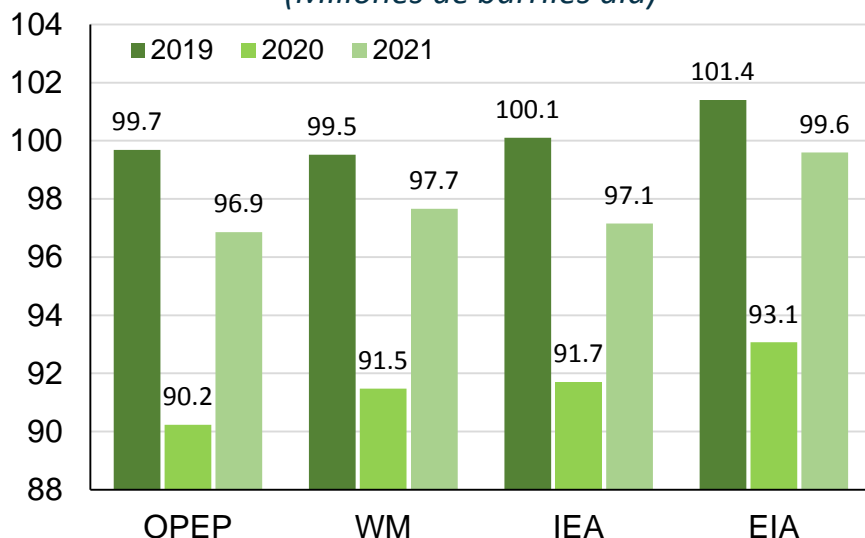


Fuente: Bloomberg y Banxico.

Nota: el WTI se cotizó con precios negativos el 20 de abril debido a renovaciones tardías de las posiciones del contrato de junio.

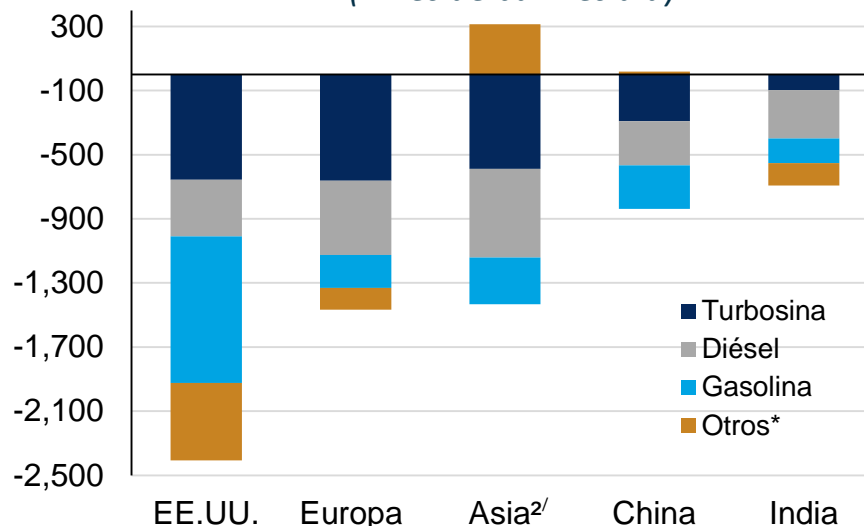
- Para 2020, la OPEP y diferentes agencias estiman que la demanda mundial de petróleo se sitúe entre 90.2 millones de barriles día (Mmbd) y 93.1 Mmbd.
 - ✓ Asimismo, plantean incrementos para 2021, pero en ningún caso se espera que ésta se recupere a los niveles observados en 2019.
- La menor demanda se explica principalmente por un menor consumo de turbosina y diésel por la reducción de la movilidad a nivel mundial.

Estimaciones de demanda mundial de hidrocarburos para 2020^{1/}
(Millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie (WM), U.S. Energy Information Administration (EIA) y la International Energy Agency (IEA) y Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP).
1/ Actualización de septiembre de 2020.

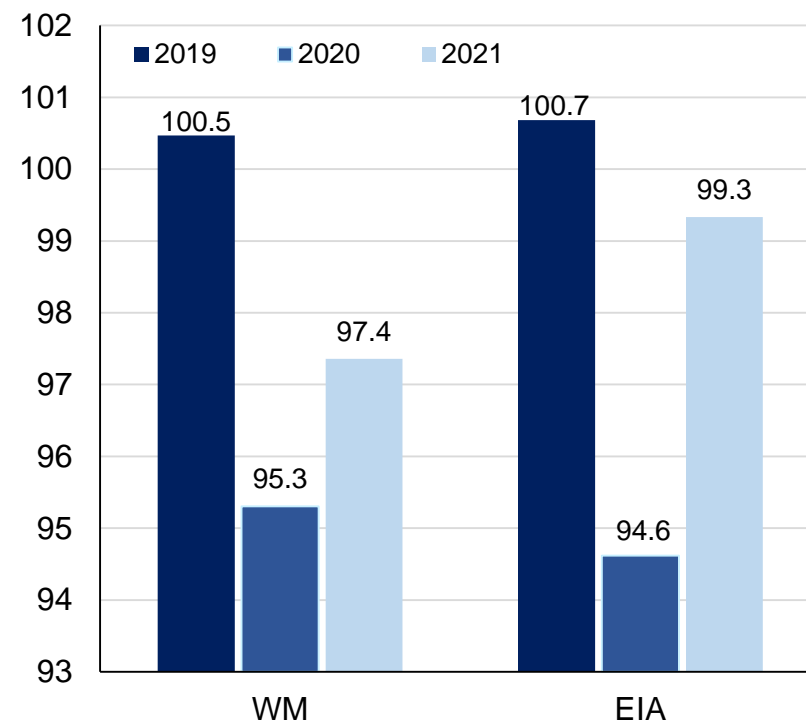
Cambio en la demanda esperada de hidrocarburos líquidos 2020^{1/}
(Miles de barriles día)



Fuente: WM
1/ Variación estimada de septiembre 2020 vs. enero 2020.
2/ No incluye a China e India.
* Otros: combustóleo, nafta, gas licuado y otros combustibles.

- En los próximos meses se espera un incremento paulatino en la oferta de petróleo derivado de menores recortes de la OPEP+.
 - ✓ El recorte vigente hasta diciembre de este año es de 7.7 Mmbd.
 - ✓ A partir de enero de 2021 y hasta abril de 2022, el recorte pactado es de 5.8 Mmbd.
- De continuar con el cumplimiento del programa, las agencias estiman que la oferta mundial de hidrocarburos para 2020 oscilaría entre 94.6 Mmbd y 95.3 Mmbd.
- En el balance anual del 2020, la EIA y WM prevén una sobreoferta entre 3.8 Mmbd y 1.6 Mmbd respectivamente.
- Para 2021 se prevé un panorama más balanceado en el que la demanda sería superior en 0.3 Mmbd a la oferta.

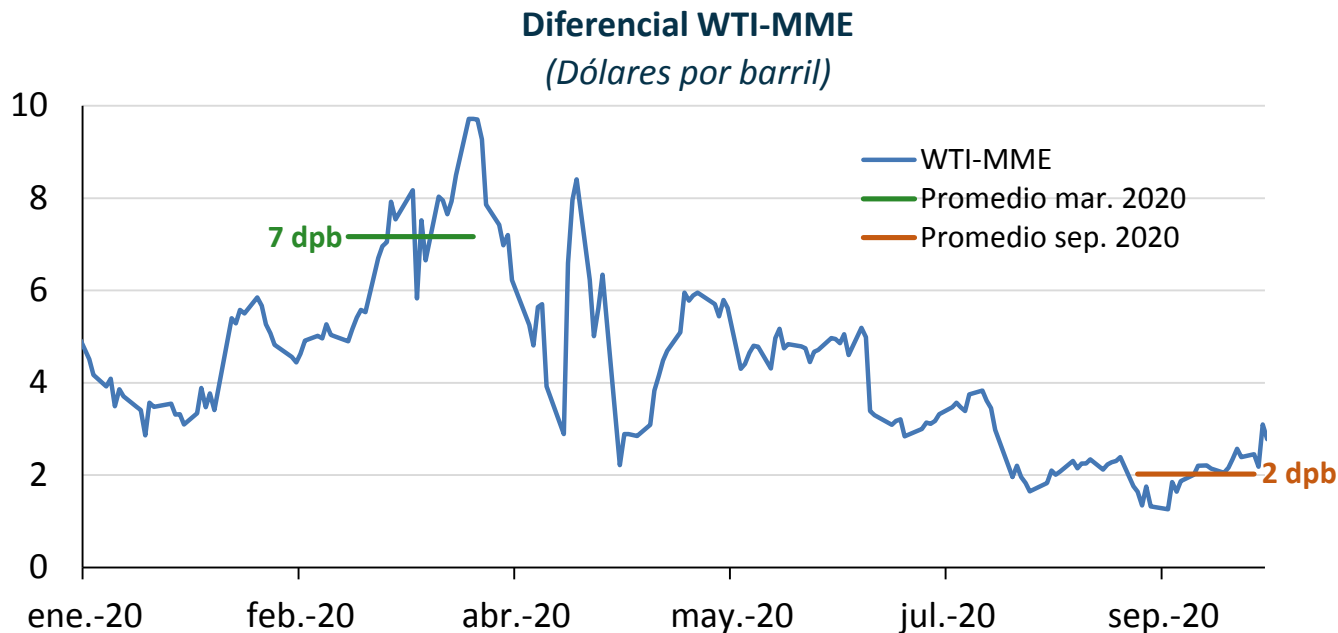
Estimaciones de oferta mundial de hidrocarburos^{1/}
(Millones de barriles día)



Fuente: Estimaciones de Wood Mackenzie y EIA.

1/ Actualización de septiembre de 2020.

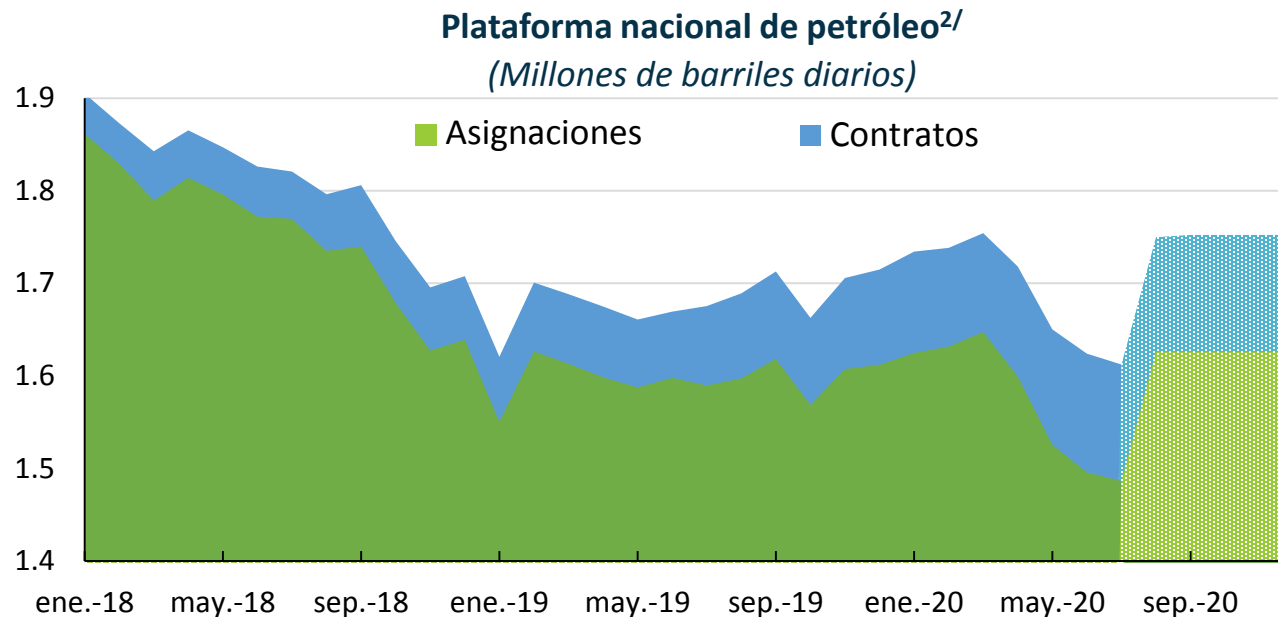
- A partir del segundo trimestre de 2020 el diferencial entre el WTI y la MME comenzó a reducirse, pasando de 7 dólares por barril (dpb) en marzo a 2 dpb en septiembre. Esta dinámica refleja diversos factores:
 - ✓ La menor existencia de crudos de calidades medias y amargas en el mercado mundial, derivado de los recortes de la OPEP+.
 - ✓ La disminución de las importaciones de crudo canadiense a los EE.UU., derivado de los recortes en la producción de Canadá.
 - ✓ La restricción a las exportaciones hacia EE.UU. impuestas por Arabia Saudita desde mayo de 2020.



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

- Para lo que resta de 2020 y todo 2021, los pronósticos de WM para los distintos precios marcadores de petróleo muestran un diferencial entre el WTI y el Maya de 5.3 dpb en promedio.
- Este diferencial está en línea con los resultados obtenidos a partir de un modelo de regresión lineal implementado por el Fondo que explica el precio de la MME con base en los precios del WTI y el Brent.
 - ✓ El diferencial WTI-MME estimado de esta forma es de 4.6 dpb para el mismo periodo.
- Por lo anterior, en el presente ejercicio de programación financiera se considera un diferencial de 5 dpb para la estimación de ingresos de hidrocarburos para el cuarto trimestre de 2020 y todo 2021.

- Durante 2019, la plataforma de petróleo logró estabilizarse y en 2020 se registró una ligera tendencia al alza hasta alcanzar 1.754 Mmbd en marzo.
- A partir de abril, la producción tuvo una caída influenciada por la crisis internacional en el mercado de hidrocarburos y la participación de México en el acuerdo de la OPEP+.
 - ✓ México se comprometió a recortar 100 mil barriles día (mbd) en mayo y junio.
- Por lo anterior, en el escenario base se asume el promedio inercial^{1/} de las asignaciones previo al recorte pactado, con lo que la plataforma nacional (asignaciones y contratos) promediará 1.752 Mmbd en 2021.



Fuente: FMP y declaración provisional de Pemex al Servicio de Administración Tributaria.

1/ Para el estimado de asignaciones se utiliza el promedio de febrero a abril de 2020 y para contratos se utiliza el promedio de junio a agosto 2020.

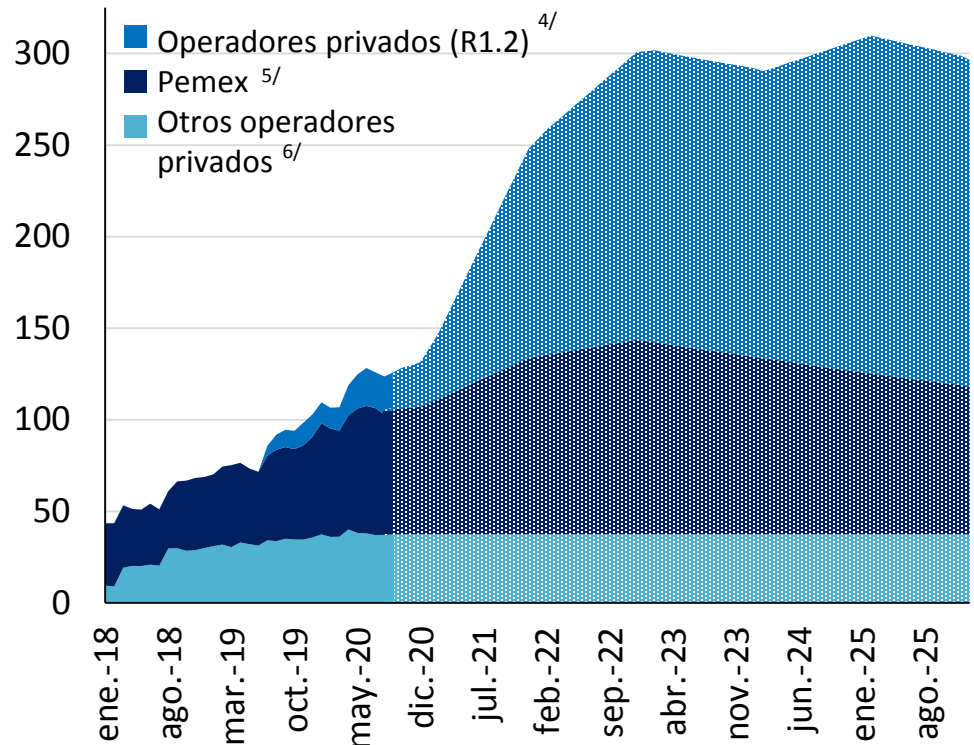
2/ En trama se muestra la estimación del escenario base, mientras que las áreas sólidas son observados.

- También se presenta un escenario alternativo de la producción de crudo con las siguientes consideraciones:

- La tendencia de los contratos continuará al alza y se estima una producción promedio de 193 mbd en 2021, lo que representa un incremento del 63% con respecto al promedio observado de 2020^{1/}.
 - ✓ Los contratos de operadores privados contribuirían con 109 mbd y Pemex con 84 mbd^{2/}.
 - ✓ El máximo histórico se observó en junio de 2020 con 128 mbd.
 - ✓ Se asume el inicio de producción comercial regular de Ichalkil-Pokoch en 2021 y se espera alcance 20 mbd al cierre de ese año.

1/ Se refiere al promedio de lo producido entre enero y agosto de 2020.
 2/ Con base en el último plan de desarrollo aprobado por la CNH.

Escenario alternativo de producción de contratos^{3/}
 (Miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

3/ En trama se muestra los pronósticos, mientras que las áreas sólidas son observados.

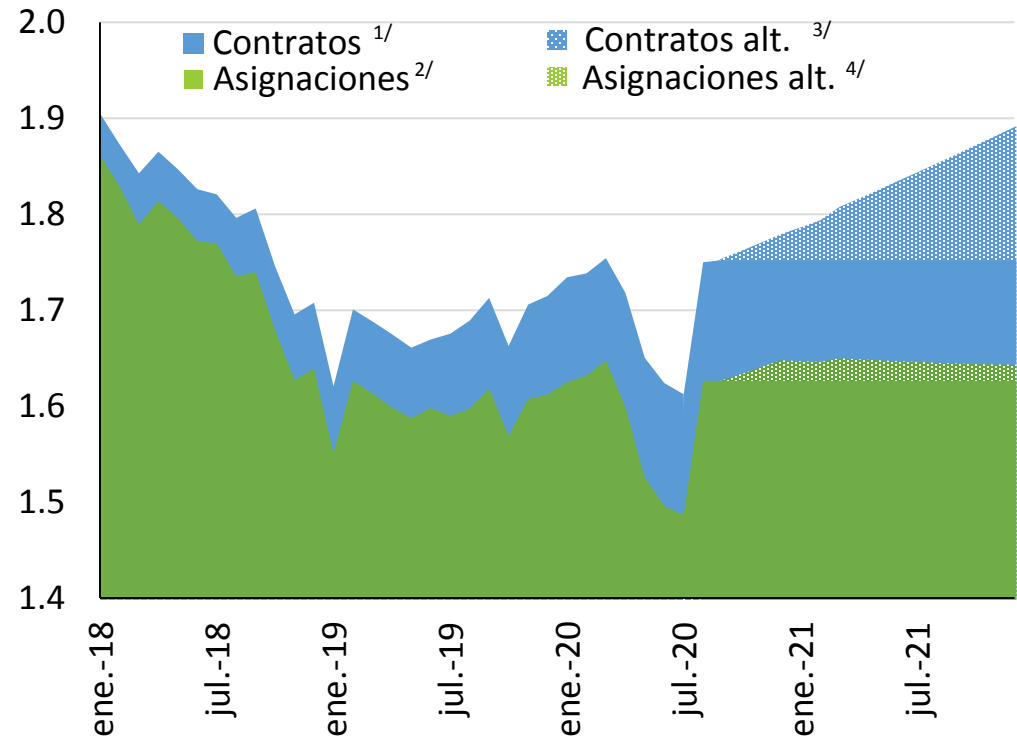
4/ Se refiere a los contratos operados por diversas empresas privadas de la segunda licitación de la Ronda 1 (R1.2).

5/ Se refiere a la migración operada por Pemex (Ek-Balam).

6/ Se refiere a los contratos operados por diversas empresas privadas, incluye aquellos asociados con Pemex.

- 2. Para las asignaciones, en el escenario alternativo, se asume un aumento en la producción impulsado por el campo Ayatsil y los nueve campos prioritarios de Pemex que actualmente se desarrollan.
- De esta manera en el escenario alternativo de producción, la plataforma nacional de petróleo promediaría 1.839 Mmbd en 2021.

Escenarios de producción de petróleo
(Millones de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

1/ A partir de septiembre 2020, se muestra el promedio inercial de contratos.

2/ A partir de agosto 2020, se muestra el promedio inercial de asignaciones de febrero a abril de 2020.

3/ El escenario alternativo de contratos se compone por la suma del escenario base de contratos más los incrementos de Ek-Balam, AMT, Hokchi e Ichalkil-Pokoch.

4/ El escenario alternativo de las asignaciones considera la producción de julio 2020 más 100 mbd del recorte, más los incrementos de Ayatsil y los nueve campos prioritarios de Pemex con producción, así como la trayectoria de declinación natural de Ku-Maloob-Zaap y Xanab.

Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros

I

Supuestos macroeconómicos

II

Ingresos estimados para 2021

III

Conclusiones

IV

Principales supuestos macroeconómicos para 2021

Variable	Estimación
Tipo de Cambio Promedio (peso por dólar)^{1/}	22.2
Petróleo	
I. Precio promedio de la MME (dpb) ^{2/}	37.1
II. Plataforma de producción (Mmbd) ^{3/}	1.752
Gas	
I. Precio promedio ponderado (dpMMBtu) ^{4/}	2.2
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	3,281
Derecho por la Utilidad Compartida	
I. Tasa para calcular el Derecho ^{6/}	54.0%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	24.0%
PIB Nominal^{7/} (miles de millones de pesos)	24,984

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 2020.

2/ Promedio anual con información a septiembre 2020 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, para asignaciones se utiliza el promedio inercial de los últimos tres meses observados antes del recorte OPEP+.

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

6/ De conformidad con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), la tasa para calcular el derecho por la utilidad compartida pasa de 58% para el ejercicio 2020 a 54% a partir del ejercicio 2021.

7/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2021.

Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros

I

Supuestos macroeconómicos

II

Ingresos estimados para 2021

III

Conclusiones

IV

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

Escenario <i>Precio MME^{4/}</i>	Bajo <i>23.6 dpb</i>	Medio <i>37.1 dpb</i>	Alto <i>57.2 dpb</i>	CGPE 2021 <i>42.1 dpb</i>
Asignaciones (derechos)				
Exploración	1,082	1,082	1,082	
Extracción	25,751	38,596	65,865	
Utilidad compartida	147,821	211,392	300,476	
Contratos (contraprestaciones)				
Cuota exploratoria	1,531	1,531	1,531	
Regalía base	272	409	698	
Regalía adicional	1,860	2,602	3,695	
Comercialización de hidrocarburos	9,657	13,593	19,345	
Total de ingresos estimados	187,975	269,205	392,692	343,039
% del PIB^{5/}	0.8%	1.1%	1.6%	1.4%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

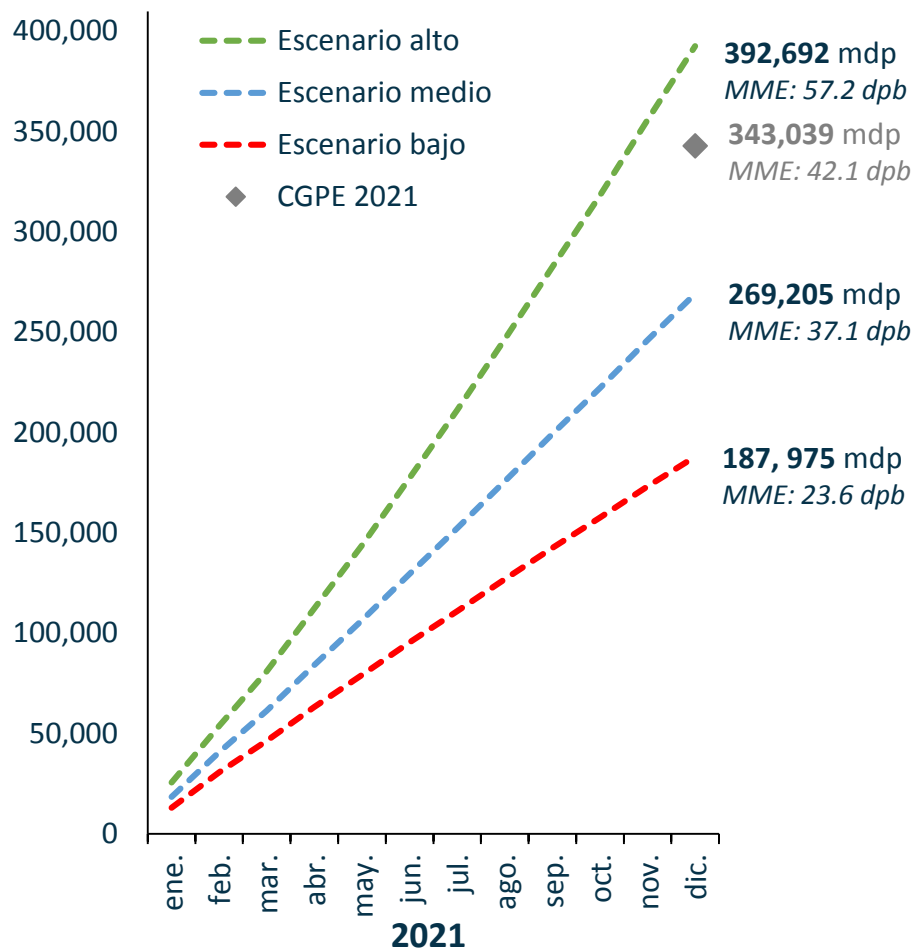
3/ Para los escenarios bajo, medio y alto se utiliza una plataforma de producción de petróleo de 1.752 Mmbd.

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 los CGPE 2021.

- Considerando el escenario medio, se esperarían recibir ingresos equivalentes al 1.1% del PIB de CGPE 2021.

Escenarios de precios^{1/} (Millones de pesos, mdp)



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

Escenarios de producción

Escenarios	Plataforma ^{2/} (Mmbd)	Ingresos (mdp)
Medio	1.752	269,205
Alterno ^{3/}	1.839	276,167
CGPE 2021	1.857	343,039

Fuente: Análisis FMP.

2/ Se refiere al valor de la plataforma promedio de 2021.

3/ Para contratos se contempla la producción del escenario base más los incrementos de Ek-Balam, AMT, Hokchi, así como la entrada en producción de Ichalkil-Pokoch. Para asignaciones se contempla la última observación más un incremento de 100 mbd por la terminación de la participación de México en el acuerdo OPEP+, los incrementos de nueve campos prioritarios de Pemex con producción, los incrementos de Ayatsil y la trayectoria de declinación natural de Ku-Maloob-Zaap y Xanab.

Mercados de hidrocarburos y factores relevantes para los ingresos petroleros

I

Supuestos macroeconómicos

II

Ingresos estimados para 2021

III

Conclusiones

IV

- Con base en el análisis presentado, en el escenario medio de precios, se estima que al cierre de 2021 los ingresos que recibe el Fondo serían equivalentes al 1.1% del PIB, correspondientes a 269,205 millones de pesos.
 - ✓ Asumiendo un precio promedio de la MME de 37.1 dpb y una plataforma de producción de crudo promedio de 1.752 Mmbd.
- Actualmente se observa un alto nivel de incertidumbre por el efecto que tendrá en el mercado de hidrocarburos la persistencia de la pandemia por COVID-19 y el tiempo que tardará la economía global en reactivarse. En ese sentido existen distintos factores de riesgo que podrían modificar las estimaciones presentadas en este ejercicio, entre los que destacan:
 - ✓ La magnitud de las nuevas medidas de contención que adopten los países derivado de una segunda ola de expansión del coronavirus.
 - ✓ La disponibilidad de una vacuna para la enfermedad COVID-19 durante 2021 que de retrasarse, implicaría una recuperación económica más lenta.

(Vínculo a la programación financiera de los ingresos esperados del Fondo derivados de las asignaciones y contratos 2021)

Por lo expuesto y fundado, se somete a consideración de ese Órgano Colegiado la siguiente propuesta de:

Acuerdo:

El Comité Técnico, con fundamento en el artículo 8, fracción II, inciso f), de la Ley del Fondo y la cláusula Décima, fracción VIII, del Contrato Constitutivo del Fondo, así como en el acuerdo de la sesión del 23 de octubre de 2015 de este Órgano Colegiado, se dio por enterado del informe presentado por el Coordinador Ejecutivo, relativo a la programación de los flujos esperados por los pagos que deriven de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el 2020 y los correspondientes a 2021, conforme al documento que se agrega al apéndice del acta de la presente sesión.