

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Actualización de la programación financiera
de los ingresos estimados de las
asignaciones y contratos de hidrocarburos

Octubre 2018

Programación financiera octubre 2018

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 2018 y presenta los correspondientes a 2019. Con ese fin, se analiza el comportamiento de los principales factores que impactan dichos ingresos, tales como: el precio y producción de los hidrocarburos. 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 5 de octubre de 2018. Las cifras están sujetas a revisión.

Contenido

I. Introducción	2
II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros	4
II.1. Contexto internacional	4
a. Acuerdo de la OPEP y sus aliados	4
b. La oferta de crudo en EE.UU.A.	5
c. Demanda de petróleo	7
d. Evolución de los precios del petróleo.....	8
II.2. Contexto nacional	9
a. Plataforma de producción.....	9
b. Tipo de cambio	11
III. Supuestos macroeconómicos	12
IV. Ingresos estimados para 2018 y 2019.....	16
V. Factores de riesgo	18
VI. Conclusiones	19
Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos.....	20

I. Introducción

El presente documento contiene la estimación de los ingresos esperados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (indistintamente "Fondo" o "FMP") derivados de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para lo que resta de 2018 y el ejercicio 2019; lo anterior, con la finalidad de llevar a cabo la planeación y administración de la tesorería del Fondo.

La estimación se realiza en un contexto en el que los precios de los principales referentes internacionales de petróleo presentan niveles no observados desde 2014. El reciente aumento en los precios se debe a las preocupaciones sobre la capacidad de producción de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), la continua caída de las exportaciones iraníes y algunos eventos que plantean un panorama económico positivo, como el acuerdo comercial entre los Estados Unidos de América (EE.UU.A.), México y Canadá.

Hacia 2019 se espera que la oferta global de petróleo continúe con su tendencia al alza, aunque probablemente a un menor ritmo que en 2018. El principal factor detrás de ello es la producción de EE.UU.A., donde se espera que la región del Permian contribuya con la mayor parte del crecimiento (514 del total de 1,000 miles de barriles diarios asociados a EE.UU.A.).

Por el lado de la demanda, el mercado está atento a la evolución del conflicto comercial entre los EE.UU.A. y China y su efecto en la tasa de crecimiento mundial. De continuar las fricciones entre ambos países y la imposición de nuevos aranceles podría significar una menor demanda de crudo y un factor de riesgo a la baja en el precio. Por lo pronto, las perspectivas del crecimiento global se mantienen relativamente estables, en particular el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que crecimiento mundial para 2018 será de 3.7% y que se mantendrá para 2019.¹

Bajo este escenario los precios esperados del petróleo en 2019, contenidos en los contratos a futuro y otros instrumentos derivados, en especial del *West Texas Intermediate* (WTI), muestran una relativa estabilidad con tendencia ligeramente a la baja y una volatilidad considerablemente menor a la observada en el ejercicio de programación presentada en abril del presente.

En término de los factores nacionales, el que más influye en la estimación de los ingresos del Fondo continúa siendo la plataforma de petróleo, la cual durante 2018 ha mantenido una tendencia a la baja debido principalmente al cierre temporal de pozos de Petróleos Mexicanos (Pemex) derivado de programas de mantenimiento. La plataforma nacional se ubica actualmente en niveles de 1.86 millones de barriles diarios (mmbd), que es un nivel menor al señalado por el FMP en su estimación de abril de 1.99 mmbd. Con base en la información que publica Pemex en sus estados financieros proforma 2019-2024 se estima que la tendencia de la plataforma se mantenga.

¹ World Economic Outlook, FMI, octubre 2018.

De esta forma, se estima que los ingresos del Fondo al cierre de este año representen el equivalente al 2.4% del Producto Interno Bruto (PIB) de Criterios Generales de Política Económica 2018 (CGPE), similar a lo que se había señalado en abril pasado. Mientras tanto, para 2019 se pronostica que los ingresos alcancen el 2.3% del PIB. Como se mencionó, la expectativa de menores precios del petróleo para el próximo año, así como una menor plataforma de producción de crudo, aunados a un tipo de cambio ligeramente más apreciado y una menor tasa del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) de Pemex contribuyen a una menor estimación de ingresos en relación con el 2018.

II. Mercados de hidrocarburos e ingresos petroleros

II.1. Contexto internacional

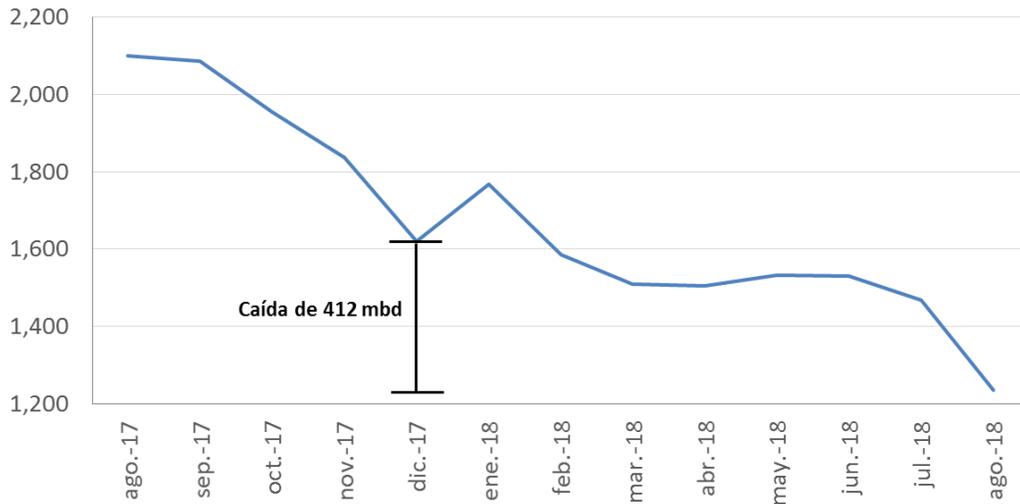
Durante los últimos seis meses destacan los siguientes acontecimientos en los mercados internacionales de petróleo.

a. Acuerdo de la OPEP y sus aliados

Durante el primer semestre de 2018 los precios internacionales del petróleo presentaron una tendencia al alza derivada de distintos factores que afectaron la oferta del crudo. El más importante fue el recorte a la producción por parte de los países miembros de la OPEP y los no integrantes de la OPEP que participaron en el llamado Acuerdo de Viena alcanzado a finales de 2016. El nivel de cumplimiento reportado por la OPEP en abril de este año fue del 146%, mientras que el alcanzado en mayo fue de 152%.

Un elemento que contribuyó al nivel de cumplimiento mencionado fue la situación que atraviesa Venezuela. De acuerdo con los datos de la OPEP, la reducción en la producción de ese país en lo que va del año ha sido de 412 miles de barriles diarios (mbd), lo que equivale a una caída del 25% respecto al cierre del 2017. Ello se explica por la falta de inversión en infraestructura, así como por la situación política que enfrenta ese país.

Gráfica 1. Producción de petróleo en Venezuela
(Miles de barriles diarios)



Fuente: *Monthly Oil Market Report*, OPEP, agosto 2018.

Asimismo, el alza en los precios de petróleo se vio reforzada por la inestabilidad geopolítica en Medio Oriente ocasionada principalmente por dos eventos. En primer lugar, la acción militar lanzada por los EE.UU.A. en Siria, en respuesta al supuesto uso de armas químicas en esa región y, en segundo, la salida de EE.UU.A. del pacto nuclear que mantenía con Irán, China

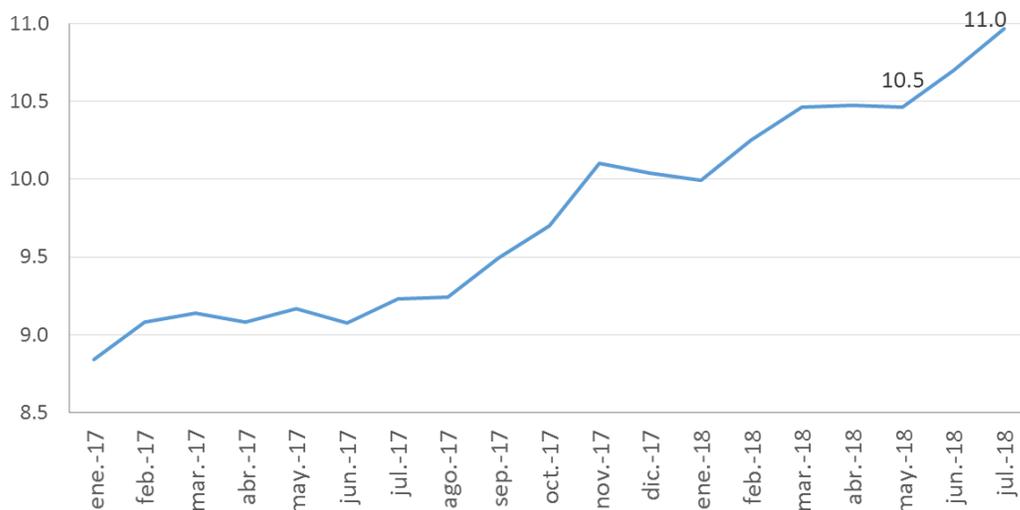
y países europeos, que finalmente derivó en la imposición de sanciones a las exportaciones de Irán que dificultan la reposición de los inventarios de crudo internacionales.

Cabe mencionar que ante estos últimos acontecimientos, los cuales tuvieron implicaciones importantes en la reducción de la oferta mundial de petróleo, en la reunión que sostuvieron los países de la OPEP y sus aliados no-OPEP en junio se reconoció la necesidad de elevar la producción para intentar compensar el déficit que existía en aquel momento. Por lo que acordaron aumentar su producción hasta alcanzar el nivel del recorte previsto en el Acuerdo de Viena, equivalente a 1.2 mmbd. Hacia adelante el mercado espera que la instrumentación del nuevo nivel de producción se dé a través del restablecimiento de la producción de Arabia Saudita y Rusia.

b. La oferta de crudo en EE.UU.A.

Otro factor que continúa impactando la oferta de crudo es el aumento sostenido de la producción de EE.UU.A., el cual ha compensado en gran medida los recortes de la oferta por parte de la OPEP. En julio de 2018 la producción de EE.UU.A. alcanzó un nivel de 11mmbd, lo que representa un aumento de casi un millón de barriles diarios durante 2018, lo que es consistente con el análisis del Fondo presentado en la última programación financiera.

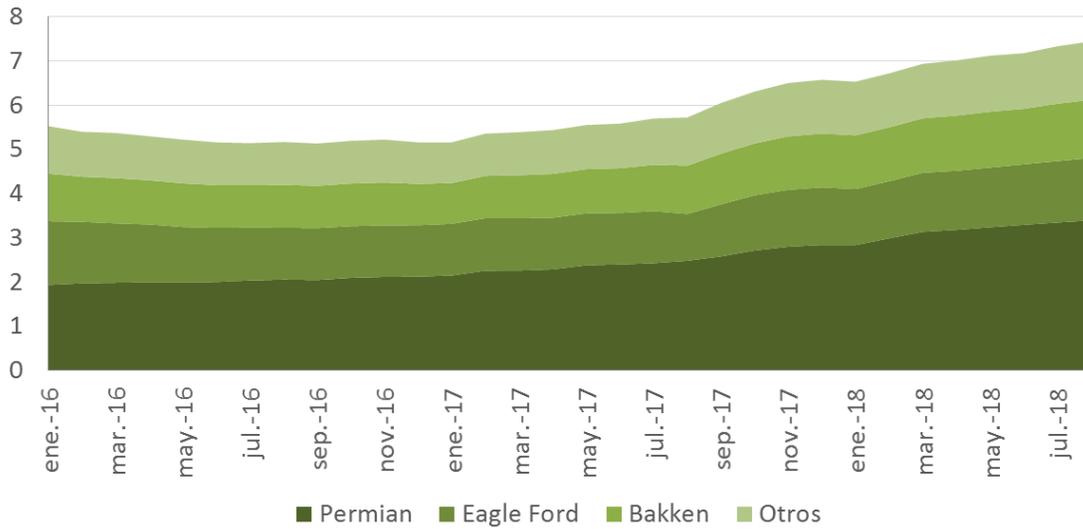
Gráfica 2. Producción de petróleo EE.UU.A.
(Millones de barriles día)



Fuente: Agencia de Información Energética de EUA (EIA).

El incremento en la producción se explica casi en su totalidad por el aumento en la participación de los yacimientos no convencionales. En particular, el 95% del aumento en la producción total de EE.UU.A. durante el 2018 proviene de estos yacimientos, lo que equivale a 900 mbd, de los cuales 600 mil barriles corresponden a la cuenca de Permian (Gráfica 3).

Gráfica 3. Producción de petróleo en campos no convencionales EE.UU.A.
(Millones de barriles diarios)

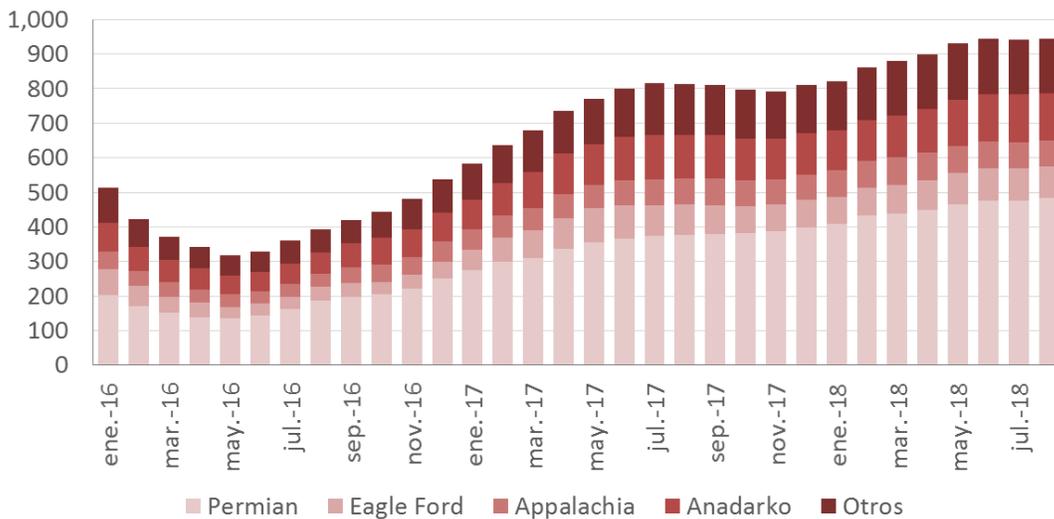


Fuente: Agencia de Información Energética de EUA (EIA).

Hacia adelante se espera que la cuenca de Permian continúe con el incremento en la producción, pero a un menor ritmo que el 2018. En 2019 se espera que la cuenca de Bakken sea la que presente un mayor ritmo de producción, debido a la entrada de nuevas empresas operadoras.

El dinamismo de la producción de yacimientos no convencionales en EE.UU.A. está vinculado con la flexibilidad y la capacidad de aumentar los equipos de perforación. Adicionalmente, los niveles de petróleo observados en los últimos meses permiten que el número de perforadoras aumente (Gráfica 4).

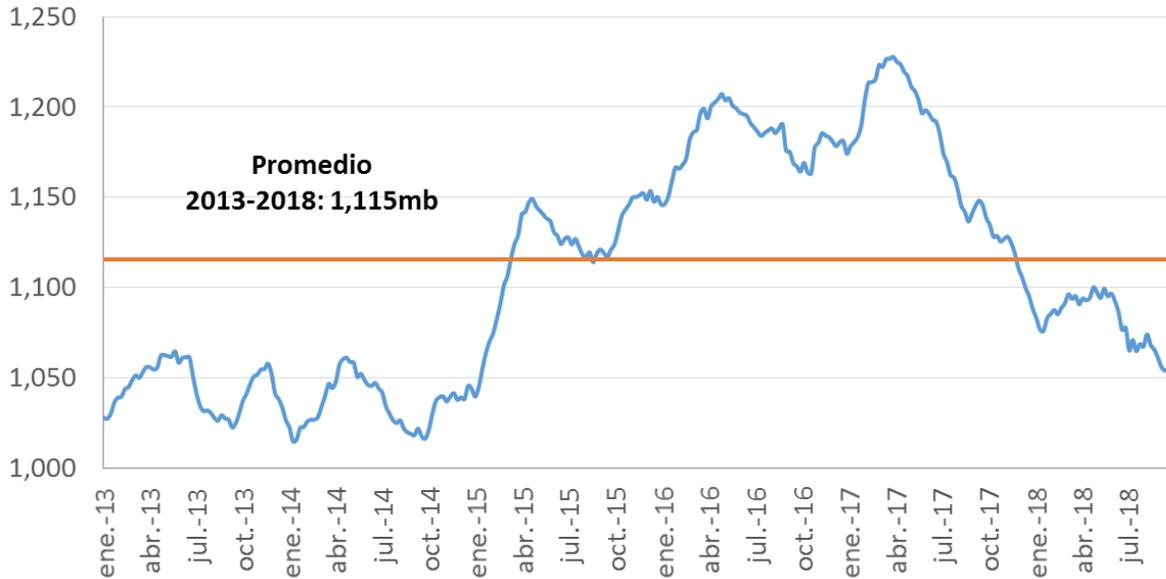
Gráfica 4. Conteo de equipos de perforación en Estados Unidos



Fuente: Agencia de Información Energética de EUA (EIA).

Finalmente, otro factor que ha impactado el comportamiento de los precios del petróleo ha sido el nivel de los inventarios de crudo en EE.UU.A., que después de alcanzar máximos en 2017, ha disminuido para ubicarse desde inicios de 2018 por debajo del promedio de los últimos cinco años y recientemente cerca de alcanzar los niveles observados en 2013-2014 (Gráfica 5).

Gráfica 5. Evolución de inventarios de petróleo EE.UU.A.
(Millones de barriles)

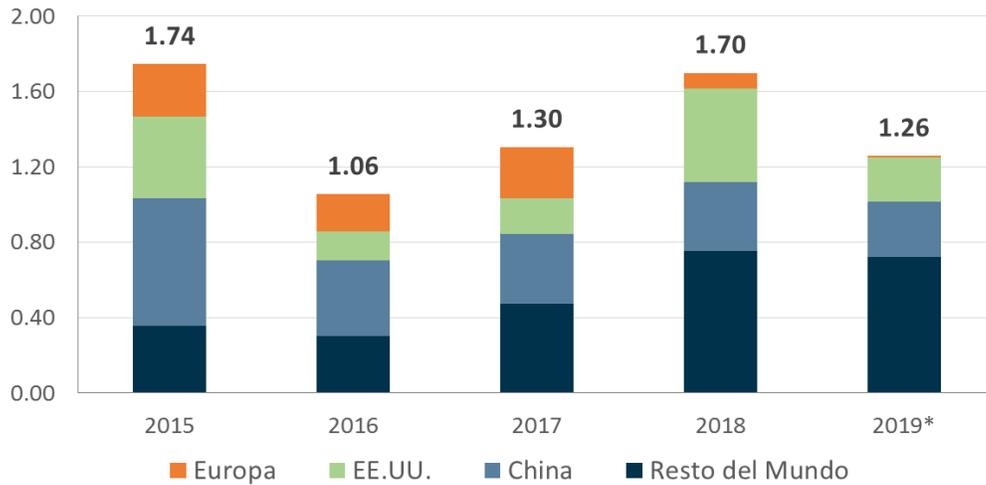


Fuente: Agencia de Información Energética de EUA (EIA).

c. Demanda de petróleo

Los recientes conflictos comerciales entre China y EE.UU.A. han generado expectativas sobre una posible desaceleración del crecimiento económico mundial y en consecuencia de la demanda de crudo (Gráfica 6). La consultora Wood Mackenzie destaca, además de este factor, las posibles consecuencias del acuerdo de París de la demanda de crudo. Dicho acuerdo busca mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, lo que implica una reducción del consumo de combustibles fósiles.

Gráfica 6. Cambio anual en la demanda mundial de crudo por región
(Millones de barriles diarios)



Fuente: WoodMackenzie.

d. Evolución de los precios del petróleo

Por los eventos mencionados, desde mediados de abril los precios del Brent y el WTI se han mantenido por arriba de los 67 y 62 dólares por barril (USD/b), respectivamente, y han presentado una marcada volatilidad. La presión sobre los precios del crudo presentó un ligero respiro en los meses de junio y agosto, originado por las expectativas de un menor crecimiento global derivado de la guerra comercial entre EE.UU.A. y China y la imposición mutua de aranceles que llevaron a cabo.

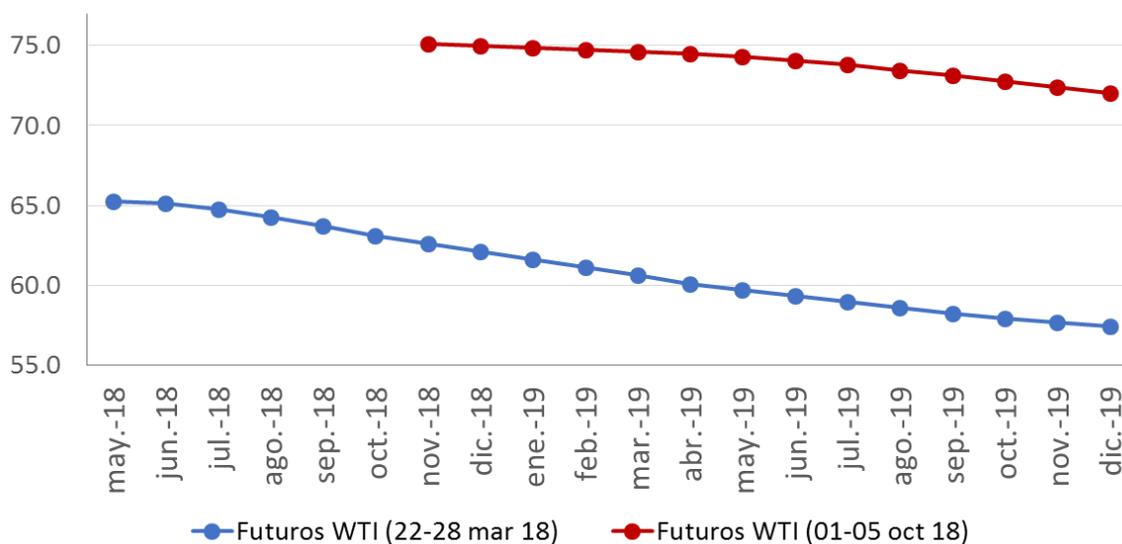
Gráfica 7. Evolución de los precios internacionales del petróleo
(Dólares por barril)



Fuente: Bloomberg.

La curva de futuros del WTI sin embargo, presenta un panorama con menores presiones sobre los precios de los principales crudos marcadores. En particular, la curva de futuros del WTI apunta a un precio esperado para diciembre del 2019 cercano a 72 USD/b, lo cual lo ubica casi 3 dólares por debajo del contrato más cercano (el de noviembre 2018). Dicho nivel representa un incremento de 12 USD/b respecto del precio del futuro vigente a finales de marzo de este año.

Gráfica 8. Curva de futuros del WTI
(Dólares por barril)



Fuente: Bloomberg.

II.2. Contexto nacional

a. Plataforma de producción

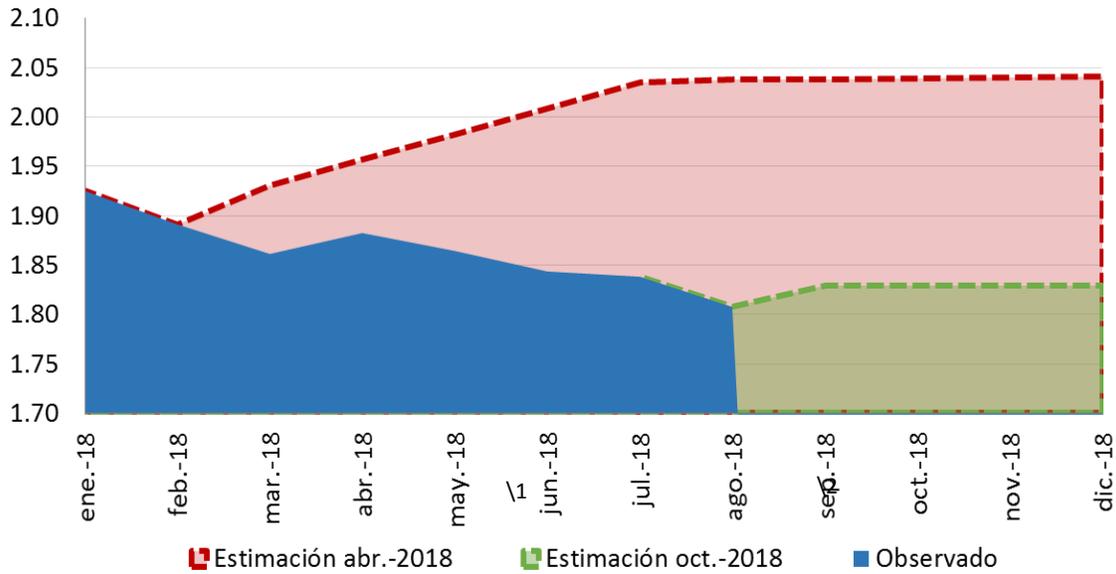
En 2018, la plataforma nacional promedio se ubicó en un nivel de 1.87 mmbd, lo que implica una caída del 7% con respecto al nivel observado en el mismo periodo del año anterior. Ello se explica principalmente por el cierre temporal de pozos de diversas asignaciones de Pemex debido a la invasión de agua.

Por su parte, la producción de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos ha ido en aumento, presentando un incremento de 60% entre diciembre de 2017 y agosto de 2018; lo cual se debe a la migración que llevó a cabo Pemex al esquema de contratos a lo largo de este año, donde destacan 4 áreas contractuales: Misión, Ogarrío, Cárdenas Mora y Ébano.

Cabe señalar que con base en la información de la CNH respecto a los planes de desarrollo de diversas áreas contractuales, se espera que la producción de éstas se incremente a lo largo del 2019. Tal es el caso del contrato de la empresa Eni (Eni-Individual-2015-003) adjudicado en diciembre de 2015 en la segunda licitación de la Ronda Uno y que abarca los campos Amoca-Miztón-Tecoalli. El plan de desarrollo para dichos campos establece un programa de producción temprana en el que se estima la extracción de 8 mbd de crudo para finales del primer trimestre de 2019 y un potencial de hasta 90 mbd para el cuarto trimestre de 2020.

Finalmente, en septiembre de este año venció el plazo para la etapa de evaluación de los contratos adjudicados durante la tercera licitación de la Ronda 1 (R1.3), los cuales corresponden a campos terrestres maduros con reservas probadas. Se espera así que en lo que resta del 2018 y durante 2019 la CNH analice y, en su caso, apruebe los planes de desarrollo para dichos contratos, por lo que es previsible que durante 2019 se registre producción de contratos que hasta el momento no han extraído hidrocarburos. Cabe mencionar que a la fecha 15 de los 24 contratos vigentes de la R1.3 han registrado producción de algún tipo de hidrocarburo, por lo que se espera que los 9 restantes inicien producción durante 2019.

Gráfica 9. Producción de petróleo 2018
(Millones de barriles diarios)



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

\1 Con información de Criterios Generales de Política Económica 2018.

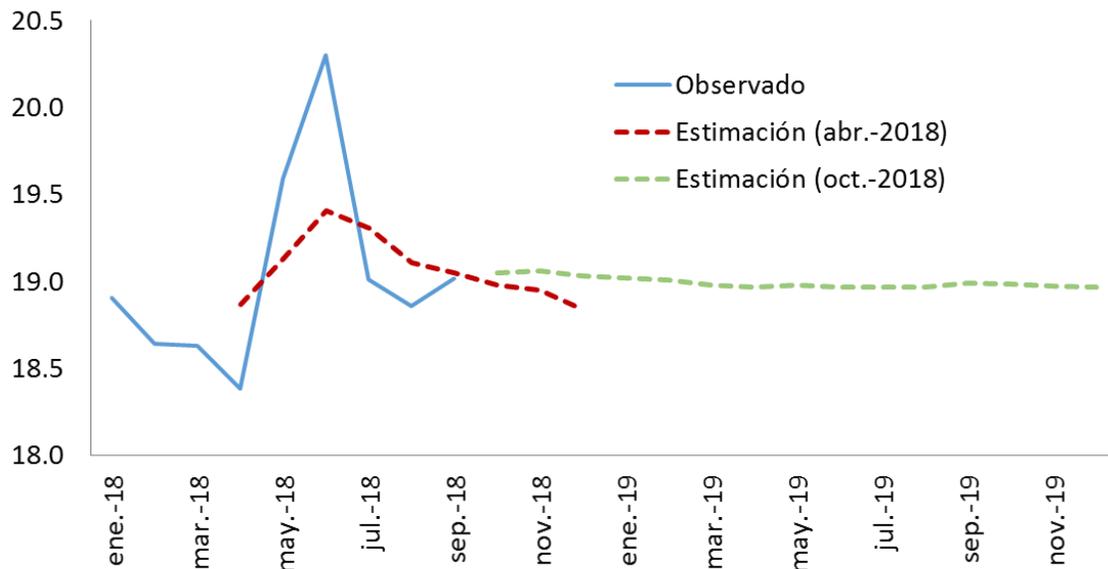
\2 Con información de la declaración provisional de Pemex al SAT.

b. Tipo de cambio

Al cierre de septiembre el promedio mensual del tipo de cambio del peso mexicano frente al dólar se ubicó en un nivel de 18.9 pesos por dólar, lo que representa una ligera depreciación con respecto al nivel estimado en el último ejercicio de programación financiera. En aquella ocasión se mencionó que la incertidumbre asociada a la renegociación del Tratado de Libre Comercio de América del Norte (TLCAN) y al resultado de eventos internos podría incidir en un incremento en el tipo de cambio por lo que restaba del 2018.

Dada la menor incertidumbre al interior del país y tras conocerse el anuncio de la renegociación del TLCAN, los analistas que participan en la "Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" del Banco de México de septiembre de 2018 prevén que para el 2019 el tipo de cambio presente una menor volatilidad que la de este año y estiman que el promedio para todo el año próximo sea de 18.99 pesos por dólar.

Gráfica 10. Tipo de cambio
(Pesos por dólar)



Fuente: Cifras observadas del tipo de cambio FIX que publica el Banco de México y estimaciones para abril y octubre con base en la "Encuesta de Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" de marzo y septiembre 2018, respectivamente.

III. Supuestos macroeconómicos

En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la estimación de los ingresos en el escenario base y en los alternativos. En particular, se hace referencia a las fuentes de información empleadas y, con base en los datos disponibles, se detalla la metodología implementada para proyectar cada variable (promedio de las últimas observaciones, contratos futuros de precios marcadores, entre otras). Finalmente, se presenta una tabla resumen con las principales variables que impactan los ingresos estimados y los supuestos que de éstas derivan.

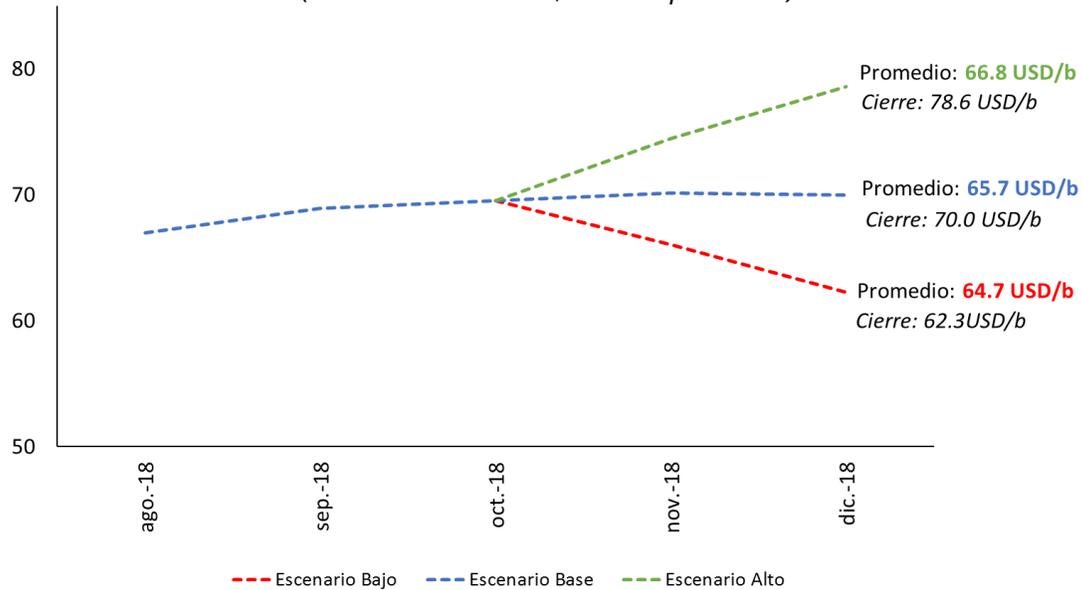
El tipo de cambio contemplado para la estimación de los ingresos esperados representa la media mensual publicada en la “Encuesta sobre las expectativas de los especialistas en economía del sector privado” realizada por el Banco de México en septiembre de 2018.

Respecto del precio de petróleo, al igual que en ocasiones anteriores, la programación de flujos del FMP contempla distintos escenarios de precios para la Mezcla Mexicana de Exportación (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 el periodo del 1 al 5 de octubre 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 el diferencial promedio observado en los últimos cinco años (enero de 2013 a la fecha) entre los precios del WTI y la MME, el cual corresponde a 5 USD/b.

Adicionalmente, el presente ejercicio incorpora un análisis de escenarios de los ingresos esperados para el FMP. Para las estimaciones de los precios se utiliza la curva de futuros del WTI y se construye un intervalo de confianza de 80% alrededor del escenario central de la MME. Los escenarios aquí presentados se generan a partir de la volatilidad de las opciones del precio del WTI observada entre el 1 y el 5 de octubre. El detalle sobre la construcción de los intervalos de confianza puede consultarse en el Anexo A de este documento: “Metodología utilizada en los escenarios alternativos”.

En la Gráfica 11 se muestra la estimación del precio de la MME para los diferentes escenarios utilizados en esta programación financiera para el resto de 2018. La línea punteada en color azul muestra el escenario base. Los escenarios bajo y alto se representan en la gráfica con las líneas punteadas en colores rojo y verde, respectivamente.

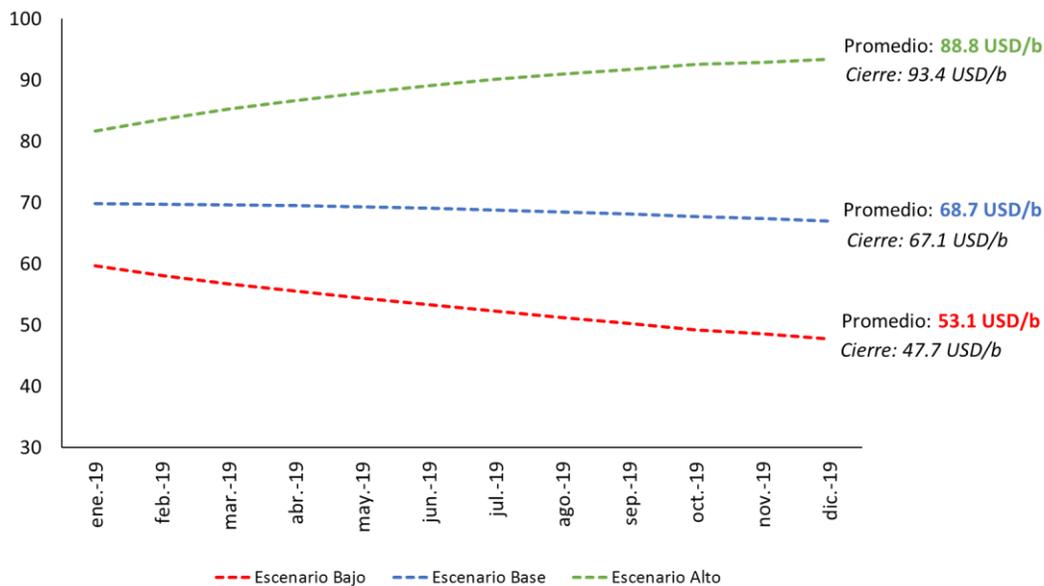
Gráfica 11. Escenarios de precios de la MME 2018^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.
 1/ Intervalo de confianza al 80%.

Al aplicar la metodología para la estimación de precios del 2019, en el escenario central se estima un precio promedio de la MME de 68.7 USD/b y un rango de precios de los escenarios bajo y alto de 53.1 USD/b a 88.8 USD/b tal como lo muestra la Gráfica 12.

Gráfica 12. Escenarios de precios de la MME 2019^{1/}
(Distintos escenarios; dólares por barril)



Fuente: Análisis FMP.
 1/ Intervalo de confianza al 80%.

Respecto a la plataforma de producción nacional de crudo el supuesto utilizado corresponde al promedio inercial de los últimos tres meses:

- ✓ Para asignaciones corresponde al volumen reportado por el Servicio de Administración Tributaria (SAT) con base en las declaraciones mensuales de Petróleos Mexicanos.
- ✓ En cuanto al volumen estimado de Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos (CEEH) corresponde al reportado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Adicionalmente, para determinar la plataforma de producción de petróleo de los CEEH se incorpora en las estimaciones un pronóstico de la producción para el contrato Eni-Individual-2015-003 correspondiente a los campos Amoca-Miztón-Tecoalli. De acuerdo con el plan de desarrollo aprobado por CNH se estima la extracción de 8 mbd de crudo a partir del primer trimestre de 2019.

En cuanto a la plataforma de producción de gas natural, ésta se basa en el pronóstico inercial del volumen de los últimos tres meses reportado por el SAT, así como en la reportada por CNH en el caso de los CEEH en ese mismo periodo.

En cuanto al precio de gas natural, se utiliza el promedio ponderado de los precios reportados por Pemex en sus declaraciones provisionales ante el SAT y a aquellos reportados al Fondo por los contratistas con producción durante el segundo trimestre del año.

Para la determinación del DUC se utilizó la tasa establecida en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) para el ejercicio fiscal correspondiente, la cual se ubica en 66.25% para 2018 y en 65% para 2019.

Para determinar la Tasa Efectiva de Deducción (TED) de costos se utilizó el valor observado a agosto de 2018 con base en la declaración que Pemex presenta al SAT, misma que resulta 3 puntos porcentuales (pp) menor a la pronosticada en abril. Dicho valor se mantiene constante para lo que resta del año y para el 2019.

Finalmente, en el caso del Producto Interno Bruto (PIB) nominal para 2019, dado que el Paquete Económico estará disponible hasta diciembre, se asume un aumento del PIB de Criterios Generales de Política Económica para 2018 igual a las expectativas de inflación obtenidas del "Informe Trimestral Abril-Junio 2018" de Banco de México (Banxico) de 3.3% y a la tasa de crecimiento de la economía para 2019 de 2.2% obtenidas de la "Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" realizada por Banxico en septiembre 2018.

Tabla 1. Supuestos macroeconómicos

Variable	Estimación	
	2019	2018
Tipo de Cambio Promedio (MXN/USD)^{1/}	18.98	19.04
Petróleo		
I. Precio promedio ponderado de la MME (USD/b) ^{2/}	68.7	63.3
II. Plataforma de producción (mmbd) ^{3/}	1.838	1.862
Gas Natural		
I. Precio promedio ponderado (USD/ MMBtu) ^{4/}	3.6	3.6
II. Plataforma de producción promedio (MMpcd) ^{3/5/}	3,973	3,995
Derecho por la Utilidad Compartida		
I. Tasa para calcular el Derecho	65.0%	66.25%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	17.5%	17.5%
Tasa promedio del Derecho de Extracción	10.6%	9.5%
PIB Nominal (Miles de millones de pesos)	24,081	22,832

Fuente: FMP, SHCP, PEMEX.

1/Cálculos del Fondo con información de la Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado realizada por Banxico en septiembre 2018.

2/Promedio anual con información a septiembre de 2018 y futuros del WTI menos un diferencial de 5 USD/b.

3/Promedio inercial de los últimos tres meses de la información reportada por el SAT al Fondo de las declaraciones de Pemex y la información de contratos reportada por CNH.

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

5/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

IV. Ingresos estimados para 2018 y 2019

En el 2018 el FMP estima recibir 527,135 millones de pesos (mdp) por los derechos provenientes de las asignaciones de Pemex, de los cuales 84% corresponden a ingresos del DUC. Por su parte, los ingresos provenientes de contratos se calculan en 21,698 mdp. Con ello, los ingresos totales ascenderían a 548,833 mdp bajo el escenario base. Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 65.73 USD/b para el 2018.

En un escenario de mayores precios para el petróleo (66.81 USD/b en 2018), los ingresos por derechos podrían ascender a 530,908 mdp, con lo cual los ingresos totales se ubicarían en 552,624 mdp. Por su parte, en un escenario de menores precios (64.75 USD/b en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 545,293 mdp.

En todos los casos se consideran los ingresos ya observados por concepto de bono a la firma de 13,168 mdp.

La Tabla 2 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, destacando que la diferencia entre el escenario alto y el bajo se ubica en un rango de 7,332 mdp.

Tabla 2. Estimación de ingresos del FMP para 2018. Escenarios alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de ingreso	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Asignaciones			
Derecho de Exploración	1,024	1,024	1,024
Derecho de Extracción	83,895	84,669	85,534
Derecho por la Utilidad Compartida	438,693	441,442	444,350
Contratos			
Cuota Exploratoria	933	933	933
Regalía base	539	545	552
Regalía adicional	1,970	1,981	1,992
Comercialización de hidrocarburos	5,071	5,071	5,071
Bono a la firma ^{2/}	13,168	13,168	13,168
Total de ingresos estimados 2018	545,293	548,833	552,624
% del PIB^{3/}	2.4%	2.4%	2.4%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Se refiere a los bonos a la firma del bloque Ogarrio y de las Rondas R2.3, R2.4 y R3.1.

3/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2018.

Para 2019, se esperan recibir en el Fondo 562,644 mdp en el escenario base, de los cuales 549,729 corresponden a derechos provenientes de las asignaciones de Pemex y 12,915 mdp por contratos. El DUC se mantiene como la principal fuente de ingresos del Fondo. Este escenario contempla un precio promedio de la MME de 68.72 USD/b para el 2019.

En el escenario alto que contempla mayores precios para el petróleo (88.82 USD/b en 2019), los ingresos los ingresos totales podrían ascender a 764,953 mdp. Mientras que en un escenario con menores precios (53.10 USD/b en promedio), los ingresos totales se ubicarían en 410,916 mdp.

La Tabla 3 muestra los ingresos bajo los distintos escenarios mencionados, en este caso la diferencia entre el escenario alto y el bajo se ubica en un rango de 354,036 mdp.

Tabla 3. Estimación de ingresos del FMP para 2019. Escenarios alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de ingreso	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Asignaciones			
Derecho de Exploración	1,027	1,027	1,027
Derecho de Extracción	60,606	93,143	144,118
Derecho por la Utilidad Compartida	338,514	455,559	604,081
Contratos			
Cuota Exploratoria	1,294	1,294	1,294
Regalía base	524	761	1,126
Regalía adicional	2,371	2,831	3,414
Comercialización de hidrocarburos	6,580	8,029	9,893
Total de ingresos estimados 2019	410,916	562,644	764,953
% del PIB^{2/}	1.7%	2.3%	3.2%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Dado que el Paquete Económico estará disponible hasta diciembre, se asume un aumento del PIB de Criterios Generales de Política Económica para 2018 igual a las expectativas de inflación obtenidas del "Informe Trimestral Abril-Junio 2018" de Banxico y a la tasa de crecimiento de la economía para 2019 obtenidas de la "Encuesta sobre las Expectativas de los Especialistas en Economía del Sector Privado" realizada por Banxico en septiembre 2018.

V. Factores de riesgo

En el corto plazo el factor de riesgo más representativo que resultaría en precios más altos a los niveles presentados en este ejercicio está relacionado con el lado de la oferta de petróleo, debido al bloqueo de Irán mencionado en el análisis del contexto internacional. Lo cual ha generado un exceso de demanda que no es fácil de atender rápidamente.

En un enfoque de mediano plazo existen distintos factores de riesgo de los precios a la baja provenientes del lado de la oferta de crudo como el aumento de la producción de los países aliados del Acuerdo de Viena, principalmente Arabia Saudita y Rusia, los cuales podrían aumentar la producción en el mediano plazo para compensar el déficit de barriles iraníes y venezolanos. El segundo factor que se destaca es la producción de EE.UU.A. que continúa rompiendo máximos históricos. En el más reciente reporte de la EIA reportó una producción de 10.96 millones de barriles diarios, dado el nivel de precios observado, se espera que la producción de dicho país continúe incrementando aunque podría ser a una tasa más moderada. Ambos factores frenarían el aumento de los precios de petróleo en el mediano plazo.

Existen factores de riesgo de los precios a la baja del lado de la demanda de petróleo. El primero es una consecuencia directa de los altos niveles de precios observados que podrían reflejarse en un menor crecimiento de la demanda, particularmente proveniente de menores importaciones de China e India, ya que los niveles altos de precios desincentivan las estrategias de almacenamiento de crudo de dichos países. El segundo factor es la fortaleza del dólar que proviene principalmente del crecimiento de la economía de dicho país y de una política económica restrictiva por parte de la Reserva Federal. Lo anterior resulta en precios de petróleo más altos una vez que éstos se convierten a las divisas locales como el peso mexicano, generando un impacto inflacionario en las economías emergentes que deriva en una menor demanda de crudo. El tercer factor que podría tener un impacto negativo en los precios proviene de las tensiones comerciales entre China y EE.UU.A. que, de mostrar un mayor deterioro, impactarían de manera negativa el crecimiento global y por tanto la demanda de crudo.

En el ámbito nacional un factor importante a observar para el cierre del año es la temporada de huracanes que ya ha afectado de manera importante a EE.UU.A. y podrían derivar en cierres temporales de pozos y una menor plataforma de producción de hidrocarburos.

VI. Conclusiones

En el presente ejercicio, los ingresos pronosticados para 2018 son mayores a los estimados en abril, lo anterior debido a diversos eventos que han impulsado los precios del petróleo al alza. Entre dichos factores destaca la preocupación sobre la capacidad de aumentar la producción por parte de la OPEP y sus aliados de tal manera que compense la presencia de barriles iraníes como resultado de las sanciones impuestas por EE.UU.A., el continuo descenso en la producción de Venezuela y la imposibilidad técnica de Rusia y Arabia Saudita para incrementar la producción de crudo. Así, se estima que en 2018 el Fondo recibirá ingresos por 548,833 millones de pesos, equivalentes al 2.4% del PIB.

Por lo que hace al 2019, se estima que los ingresos que el Fondo recibiría entre el 1.7% y el 3.2% del PIB. En el escenario base se pronostica que los ingresos representen el 2.3% del PIB. Lo anterior, considerando que se materialicen los niveles de precios de la curva de futuros del WTI, que muestra una ligera disminución de precio de 75 dólares por barril para el primer contrato y un cierre 3 dólares menor para diciembre del 2019. El presente ejercicio estima los precios de la Mezcla Mexicana de Exportación, que se obtiene a partir de los instrumentos derivados del WTI menos un diferencial de 5 dólares por barril que corresponde al diferencial promedio observado de los últimos cinco años.

Las estimaciones aquí presentadas podrían no concretarse debido a distintos factores de riesgo que afectarían la demanda y la oferta de petróleo que generarían presiones sobre los niveles de precios.

Anexo A. Metodología utilizada en los escenarios alternativos

El siguiente anexo describe 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 alternativos.

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. De igual manera, se asume 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.

Para los propósitos mostrados en el ejercicio de la programación financiera, se estiman intervalos con un nivel de confianza $(1-\alpha)$ para la proyección anual sobre los precios correspondientes del WTI. Posteriormente, se calcula el precio asociado para la MME aplicando un diferencial constante, según lo descrito en la sección II del texto.