



**Programación Financiera de los Ingresos
Esperados del Fondo Mexicano del
Petróleo derivados de las Asignaciones y
Contratos de Hidrocarburos**

Actualización 2017 y Proyección 2018

Octubre 2017

PROGRAMACIÓN FINANCIERA OCTUBRE 2017

En esta programación financiera se analiza el comportamiento del precio de los hidrocarburos y las plataformas de producción nacional, así como sus implicaciones en los ingresos esperados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo derivados de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos para el periodo 2017– 2018. Lo anterior para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 8, fracción II, inciso f), de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para le Estabilización y el Desarrollo, a la Cláusula Décima, fracción VIII, del su Contrato Constitutivo, así como al acuerdo de la sesión del 23 de octubre de 2015 del Comité Técnico de ese fideicomiso.

AVISO

A menos que se especifique lo contrario, este documento está elaborado con información disponible al 30 de septiembre de 2017. Las cifras son de carácter preliminar y están sujetas a revisiones.

CONTENIDO

I.	Introducción	1
II.	Contexto del mercado de hidrocarburos y los ingresos petroleros	1
III.	Supuestos macroeconómicos	8
IV.	Ingresos esperados para 2017 y 2018	12
V.	Conclusiones	18

TABLAS

1.	Ingresos recibidos al tercer trimestre de 2017	8
2.	Supuestos macroeconómicos de la programación financiera	10
3.	Precio promedio ponderado de la MME. Escenarios alternativos	11
4.	Ingresos anuales de las asignaciones para 2017. Escenarios alternativos	12
5.	Ingresos anuales de las asignaciones para 2018. Escenarios alternativos	13
6.	Estimación de ingresos del FMP para 2017. Escenarios alternativos	15
7.	Estimación de ingresos del FMP para 2018. Escenarios alternativos	16

GRÁFICAS

1.	Número de equipos de perforación	3
2.	Productividad de los equipos de perforación para la extracción de no convencionales	3
3.	Comparación de la curva de futuros del WTI	4
4.	Diferencia anual acumulada en la plataforma nacional de crudo	5
5.	Reservas 3P de Zama-Amoca-Miztón, Trión y Pemex en 2016	7
6.	Escenarios de la MME para 2017-2018	11
7.	Ingresos acumulados del FMP para 2018. Escenarios alternativos	17

I. Introducción

El presente documento contiene la estimación de los ingresos del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) para el 2018, así como para el cierre de 2017. Ésta última complementa los pronósticos presentados al Comité Técnico (Comité) el pasado abril.

Con base en el nuevo pronóstico para los ingresos acumulados del FMP, al cierre de este año éstos representarían el equivalente al 2.2% del Producto Interno Bruto (PIB) de Criterios Generales de Política Económica 2017 (CGPE) por arriba del 1.9% estimado en abril. Lo anterior, como resultado de precios de petróleo observados mayores a lo pronosticado hace seis meses y a una menor caída en la plataforma de producción a la anticipada.

Hacia 2018 se espera una relativa estabilidad en los precios internacionales de petróleo resultado de diversos eventos, los cuales sugieren que la oferta y demanda de crudo podría alcanzar un balance.

El dinamismo mostrado en el sector de hidrocarburos mexicano traerá cambios importantes en los ingresos esperados de contratos de exploración y extracción en 2018.

II. Contexto de los mercados de hidrocarburos y los ingresos petroleros

La siguiente sección contiene un breve recuento de los principales acontecimientos en los mercados internacionales y nacionales de hidrocarburos que tienen impacto en los ingresos petroleros.

a. Contexto Internacional

En los últimos seis meses han sucedido eventos relevantes en los mercados internacionales de petróleo tales como:

- La extensión del acuerdo de la OPEP en mayo por el que los miembros se comprometieron a restringir la oferta de petróleo hasta marzo de 2018.
 - A la fecha se ha observado un cumplimiento total del acuerdo.
- El aumento observado en la producción de los Estados Unidos de América, que alcanza una relativa estabilidad a partir del tercer trimestre de 2017 y se pronostica que continuará en 2018.
- El aumento en las expectativas de demanda mundial de crudo como consecuencia del crecimiento económico global.

Dichos eventos han tendido a cancelarse, resultando en una relativa estabilidad de precios.

Extensión del acuerdo de la OPEP

El pasado 25 de mayo, la OPEP acordó extender el recorte de la oferta de crudo por 9 meses más, esto es, hasta marzo 2018. Sin embargo, algunos líderes de la OPEP han señalado la posibilidad de extender el acuerdo para todo el 2018.

Actualmente, dos países miembros de la OPEP, Nigeria y Libia, se encuentran excluidos del acuerdo de recorte, debido principalmente a problemas internos. En el caso de Nigeria, este país mostró interés en anexarse al acuerdo, sujeto a que sea capaz de alcanzar y sostener un nivel de producción de crudo mayor a 1.8 millones de barriles diarios (MMbd), lo que implica regresar a los niveles de producción observados en 2014. Cabe señalar que la plataforma de producción promedio del país para lo que va de 2017 es de 1.5 MMbd.

En contraste, Libia no ha sido capaz de alcanzar un nivel de producción que le permita incorporarse al acuerdo. Lo anterior, debido a que los acuerdos logrados entre distintos grupos armados no han podido respetarse y han resurgido enfrentamientos armados.

Adicionalmente, países que no son miembros de la OPEP anunciaron que continuarán participando en el acuerdo con el mismo volumen pactado en noviembre de 2016.

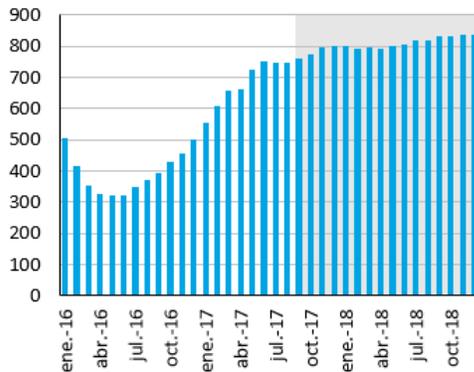
En este contexto, destaca que el nivel de cumplimiento del acuerdo ha sido alto. El comité de monitoreo reportó que para agosto de 2017 se alcanzó un nivel de cumplimiento mayor en 16% al acordado. De lo anterior, destaca la participación de Rusia, uno de los principales productores No-OPEP, que alcanzó pleno cumplimiento del acuerdo en el último semestre.

Derivado de lo anterior, diversos analistas del mercado pronostican que el acuerdo OPEP se extenderá durante todo 2018 y podría proporcionar soporte al nivel de precios.

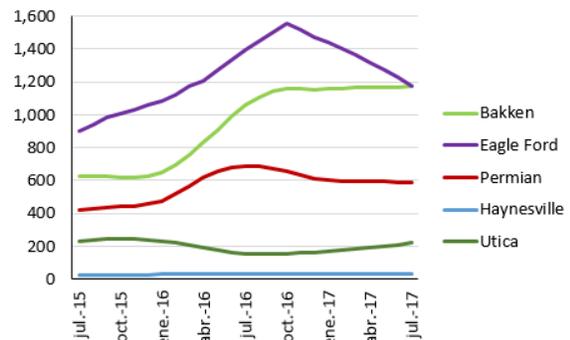
Incremento en la producción de crudo en Estados Unidos de América

En contraste, un posible riesgo a la baja para los precios del petróleo es el aumento sustancial que ha presentado la producción de los Estados Unidos de América. En este sentido, la Agencia de Información Energética de EUA (EIA) proyecta que el incremento promedio para todo 2017 se ubique en 0.7 MMbd, mientras que para 2018 aumente en 1.1 MMbd adicionales, continuando la tendencia observada durante el primer semestre del año y del cual se había dado cuenta en la sesión de abril. Cabe señalar que desde julio se ha observado una relativa estabilidad en el número de equipos de perforación y en la productividad de campos no convencionales, por lo que no se espera que el aumento en la producción se prolongue hacia el 2019.

Gráfica 1. Número de equipos de perforación



Gráfica 2. Productividad de los equipos de perforación para la extracción de no convencionales (Barriles día por equipo)



Mercado de petróleo más balanceado

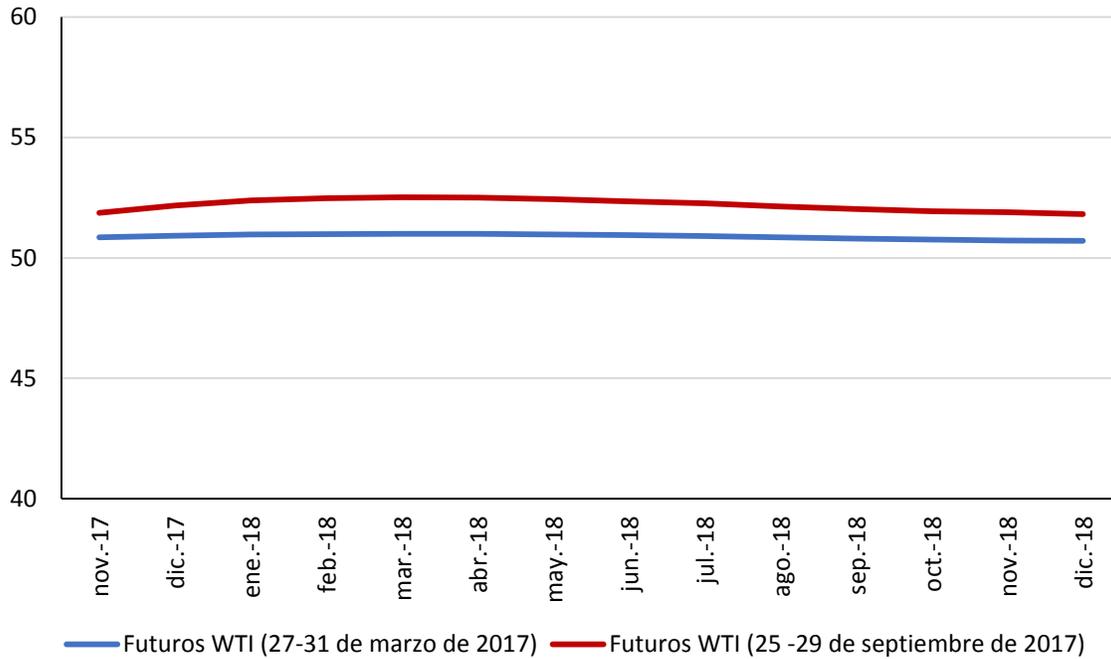
De acuerdo con la propia EIA, los recortes a la producción de la OPEP, aunados al aumento de producción de los Estados Unidos, traerían como consecuencia un incremento en la oferta mundial de crudo para 2017 de alrededor de 1.1 MMbd y para 2018 de 2.0 MMbd.

Por el lado de la demanda mundial de petróleo, la misma agencia estima un incremento de 1.4 MMbd para 2017 y 1.7 MMbd para 2018, motivado por el crecimiento del PIB global. Este aumento sería suficiente para absorber la producción adicional de Estados Unidos.

Así, la demanda y oferta de petróleo parecieran estar en camino a alcanzar un balance. Sin embargo, es de señalarse que los inventarios siguen en niveles históricamente altos debido a la acumulación observada en 2015 y 2016.

Consistente con lo anterior, las expectativas del mercado muestran una estabilidad por un periodo prolongado en los precios internacionales del petróleo en un rango de 2 dólares.

Gráfica 3. Comparación de la curva de futuros del WTI



Fuente: Bloomberg

b. Contexto nacional

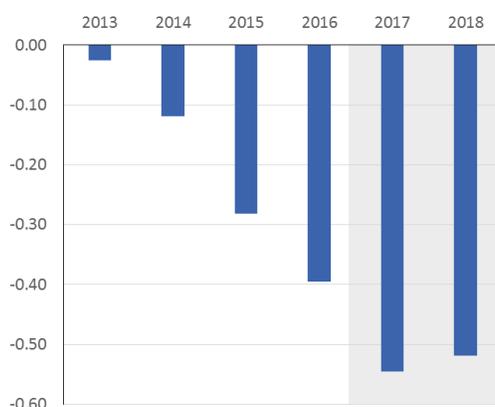
Respecto al mercado nacional, los principales eventos que impactan la proyección de los flujos esperados por el Fondo son los siguientes:

- Después de varios años de caídas, durante 2017 se ha observado una relativa estabilidad de la plataforma de producción nacional, dinámica que se espera continúe para el 2018.
- En mayo de 2017 Pemex migró el área Ek-Balam al régimen de contratos, con lo cual aumentó la participación de los contratos en la composición de los ingresos recibidos por el Fondo. El efecto completo de este cambio se verá reflejado en 2018.
- Además, se anunciaron descubrimientos petroleros realizados por las empresas ENI y Talos Energy en aguas someras del Golfo de México. Si bien no se contempla que dichos descubrimientos aumenten la producción antes de 2019, representan una noticia positiva sobre los efectos de la reforma energética.

Estabilidad en la plataforma nacional de producción

De acuerdo con las estimaciones del Fondo, la plataforma nacional de crudo mostrará una recuperación con relación a lo observado en años anteriores. Lo anterior, responde a los resultados recientes de la reforma en las asociaciones estratégicas de Pemex y en la adjudicación de contratos. De esta forma, a lo largo del periodo 2013-2017 la plataforma nacional pasó de un nivel de 2.5 MMbd a uno cercano a 1.95 MMbd, pero se espera que 2018 presente una ligera recuperación (véase gráfica 4).

Gráfica 4. Diferencia anual acumulada en la plataforma nacional de crudo^{1/} (millones de barriles día)



Fuente: Análisis FMP con información de Pemex.
1/ La sección sombreada se refiere al periodo de estudio de esta programación financiera. Año base 2012.

Primera migración sin socio de Pemex

Otra consideración importante para la proyección de ingresos esperados por los contratos de extracción y exploración de hidrocarburos es la primera migración sin socio de Pemex, bajo la modalidad de producción compartida, para el área Ek-Balam firmada en mayo de 2017.

Entre mayo y agosto, el área produjo en promedio 34 mil barriles diarios, lo cual es cercano al 2% de la producción nacional. En perspectiva, dicho monto es 20 veces superior a la producción de todas las áreas administradas por el Fondo previamente.

De acuerdo con la opinión técnica de la CNH, se estima que Ek Balam aumente su producción en 10 Mbd durante 2018. Derivado de lo anterior, el FMP proyecta recibir cerca de 4 mil millones de pesos en 2018 por la venta de los hidrocarburos provenientes de contratos de producción compartida.

Nuevos descubrimientos petroleros

En meses recientes se anunciaron dos importantes resultados de la reforma energética en relación a descubrimientos petroleros.

1. La empresa ENI, ganadora del bloque Amoca-Miztón-Teocalli en la licitación R1.2, anunció que de acuerdo con los análisis exploratorios que ha llevado a cabo, la cantidad de hidrocarburos contenidos en dos de sus yacimientos son mayores a lo previamente reportado por Pemex.

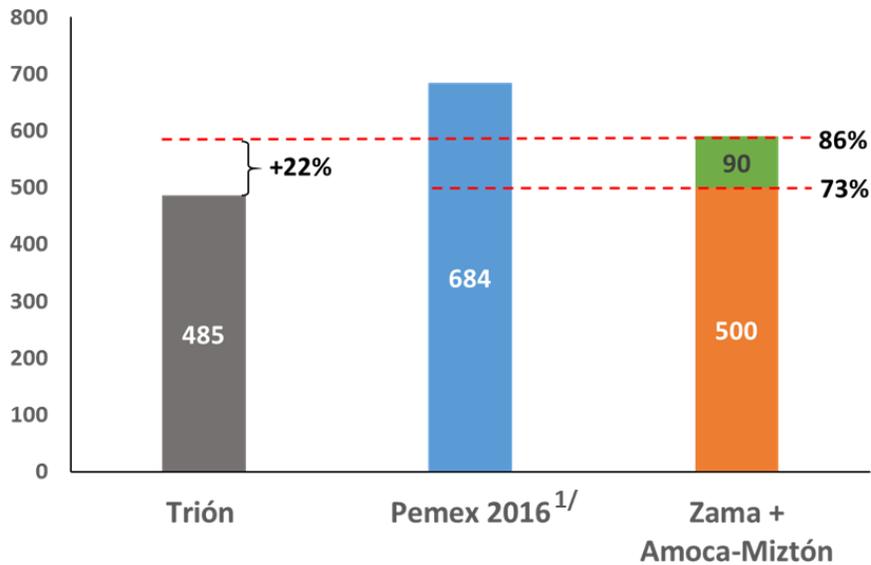
El hallazgo se realizó en los campos Amoca y Miztón, con lo cual se estima una cantidad de hidrocarburos para el bloque en su totalidad de 1.4 mil millones de barriles en el escenario más optimista. Considerando la tasa de recuperación estimada por CNH para la zona (20%), el hallazgo representaría 290 millones de barriles de reservas 3P. En otras palabras, en caso de que este volumen se califique como reserva, el hallazgo neto sumaría 90 millones de barriles (70 millones atribuidos a Amoca y 20 millones a Miztón) al nivel de reservas 3P con el cual fue licitado el bloque, que era de 200 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (bpce).

2. Adicionalmente, en julio, el consorcio Talos (EUA) - Sierra (México) – Premier (Reino Unido) publicó un hallazgo en uno de sus campos adjudicados en la licitación R1.1 ubicado en las costas de Tabasco.

El hallazgo surgió a partir de la perforación de Zama, el primer pozo exploratorio del consorcio, donde se descubrió un yacimiento con 2 mil millones de barriles. Zama es considerado el 15° descubrimiento más importante en aguas someras de los últimos 20 años en el mundo (WoodMackenzie). La consultora contempla que la tasa de recuperación de los hidrocarburos en Zama será de 25%. Con ello, las reservas en Zama alcanzarían los 500 millones de barriles.

Por lo tanto, si ambos hallazgos se calificaran como reservas en 2017, estos representarían el 86% del total de reservas 3P incorporadas por Pemex en 2016. En el mismo sentido, ambos descubrimientos serían 22% mayores a las reservas 3P licitadas para el campo Trión de aguas profundas. El monto de las reservas se conocerá hasta que las empresas presenten su plan de desarrollo.

Gráfica 5. Reservas 3P de Zama y Amoca-Miztón, Trión y Pemex en 2016 (millones de bpce)



Fuente: Trión: CNH; Pemex 2016: Pemex; Amoca: estimación FMP con información de CNH; Zama: WoodMackenzie.
 1/ Se refiere a los descubrimientos de Pemex. Incorporación de reservas al 1/ene/2016. La conversión a bpce fue realizada con los lineamientos de Society of Petroleum Engineers (SPE).

c. Evaluación de la programación de abril

Los ingresos del FMP al tercer trimestre de 2017 resultaron mayores a lo proyectado para el mismo periodo en la programación financiera presentada en abril de 2017. Como se puede ver en la Tabla 1, los ingresos y posteriores transferencias fueron 13.5% mayores a lo reportado el pasado abril.

El aumento se explica por un incremento en el valor de los hidrocarburos, lo que incide en los montos del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) y del Derecho de Extracción (DEXT). Lo anterior se debe a una recuperación del precio del petróleo, así como a un ligero incremento en la producción con respecto a lo pronosticado en abril.

Por su parte, la cuota exploratoria fue el rubro que más se ajustó a la baja, siendo 17% menor a lo pronosticado, lo que se explica porque 15 contratos de la Ronda 1.3 recibieron la aprobación de su plan de desarrollo y dejaron de ser objeto de dicha contraprestación.

Cabe mencionar que en septiembre de 2017 se recibieron 532 millones de pesos por bono a la firma correspondiente a la Ronda 2.1; mientras que en diciembre se espera recibir 1,603 millones de pesos adicionales por este concepto derivado de las Rondas 2.2 y 2.3. En la programación financiera de abril se decidió no incluir estos montos debido a que resulta difícil estimar tanto la probabilidad de un empate entre los postores, como la valuación privada que tendrán los licitantes.

Tabla 1. Ingresos recibidos al tercer trimestre de 2017^{1/}
(Millones de pesos)

Fuente de Ingreso	a. Ingresos recibidos	b. Programación financiera abr-17	c. Diferencia (a-b)	d. Cambio porcentual (a-b)/b
Derecho de Exploración	735	743	-8	-1.1%
Derecho de Extracción	41,360	37,324	4,036	10.8%
Derecho por la Utilidad Compartida	290,616	255,452	35,164	13.8%
Cuota Exploratoria	156	188	-32	-16.9%
Regalía base	29	25	4	16.2%
Regalía adicional	418	425	-7	-1.7%
Bono a la firma	1,776	1,244	532	42.7%
Comercialización de hidrocarburos	218	---	218	---
Total de ingresos del FMP 2017	335,307	295,400	39,907	13.5%
Total de ingresos del FMP (% PIB ^{2/})	1.7%	1.5%	0.2 pp	--

Fuente: Análisis FMP.

1/ Cifras estimadas pendientes de actualización.

2/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2017.

III. Supuestos macroeconómicos

En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la actualización de la programación financiera de 2017 y para las proyecciones de 2018. Asimismo, se detallan los supuestos que sustentan el uso de dichas variables tanto en el escenario base como en los escenarios alternativos. Cabe mencionar que el escenario base está fundamentado en los supuestos de los Criterios Generales de Política Económica para 2018 (en adelante CGPE 2018), publicados por la SHCP.

El tipo de cambio que se consideró es el pronóstico mensual de la encuesta de Banco de México sobre las expectativas de los especialistas del sector privado realizada en agosto de 2017, el cual abarca datos hasta agosto 2018. A partir de ese mes se deja constante el último dato para lo que resta del 2018.

En el caso del PIB nominal para 2018 se utilizó el contenido en el documento de (CGPE 2018) publicado por la SHCP el 8 de septiembre de 2017. Para 2017, se continuó utilizando el proyectado en CGPE 2017, siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.¹ Asimismo, CGPE 2018 contempla un precio promedio para la MME de 46 dólares por barril para el 2018. Considerando el precio actual de la MME, se decidió utilizar dicho nivel también para lo que resta del 2017.

¹El 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.

En lo que respecta a la plataforma de producción de crudo, la programación financiera considera que el pronóstico de CGPE 2018 se refiere sólo a la producción de asignaciones. En cuanto al volumen de producción de los contratos que se encuentran administrados actualmente por el Fondo, el pronóstico es inercial con base en el promedio de la producción de los últimos tres meses reportada por CNH en el SIPAC. Con base en la opinión técnica de CNH sobre la solicitud de migración de las asignaciones del campo Ek y el campo Balam, se considera un aumento en la producción de Ek-Balam de 10 mil barriles por día en 2018. Debido a que Ek-Balam es un contrato de producción compartida, por primera vez la programación financiera contempla ingresos por la comercialización de los hidrocarburos del Estado.

Para determinar la plataforma de producción de crudo y de gas se incorporan, a partir de diciembre de 2017, 3 contratos asignados en la segunda licitación de la Ronda Dos y 5 contratos de la tercera licitación de dicha ronda, considerando que los ocho contratos se encuentran ya en etapa de producción. A partir de febrero de 2018 se añade también la producción estimada de las asociaciones Ogarrio y Cárdenas Mora, la cual corresponde a un pronóstico inercial con base en el volumen promedio de los últimos tres meses reportado por la CNH para dichas asignaciones.

De igual forma, la plataforma de producción de gas natural considera el pronóstico inercial basado en el volumen de los últimos tres meses reportado en la base de datos institucional de Pemex. Para el precio de este hidrocarburo se utiliza el promedio ponderado del pronóstico inercial del precio implícito en la información reportada por Pemex en sus declaraciones provisionales del derecho por la utilidad compartida y el precio contractual, para el mismo periodo.

Derivado del anuncio de la primera licitación de la ronda tres el pasado 28 de septiembre, se asume que se adjudicará el 50% de los bloques ofrecidos, por lo que en ese caso el Fondo comenzaría a recibir la cuota exploratoria a partir de agosto de 2018.

En cuanto a la determinación del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) se utilizó la tasa establecida en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH) para los ejercicios fiscales correspondientes. La LISH contempla una tasa aplicable de 67.5% para 2017 y de 66.25% para 2018.

Para determinar la tasa efectiva de deducción de costos se utilizó el valor observado al mes de julio de 2017, el cual se mantiene constante para lo que resta de ese año y para el 2018 en 19%.

Finalmente, al igual que para la programación financiera de abril de este año, no se estiman los ingresos por bono a la firma derivado de la suscripción de los contratos de las Rondas 2.4 y 3.1, en la que se licitan 29 áreas de aguas profundas y 35 de aguas someras respectivamente. Sólo se incluyen los 31 millones de dólares que ingresarán al Fondo derivados del bono a firma de la asociación Ogarrio adjudicada en octubre de 2017 (por suscribir a más tardar en febrero de 2018). El resto del monto del criterio de desempate se pagará a PEP de conformidad con las bases de la licitación.

El resumen de las variables antes mencionadas se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Supuestos macroeconómicos de la programación financiera

Variable	Programación financiera oct-2017		Programación financiera abr-2017
	2018	2017	2017
Tipo de Cambio Promedio (MXN/USD)	18.3	18.7	19.5
Petróleo			
I. Precio promedio ponderado de la MME (USD/b)	46.0	47.0 ^{1/}	42.0
II. Plataforma de producción de crudo (mmbd)	2.035	1.998	1.947
Gas			
I. Precio promedio ponderado (USD/ MMBtu ^{2/})	3.4	3.5	3.1
II. Plataforma de producción promedio de gas natural (MMpcd)	4,386	4,129	4,150
PIB Nominal (Miles de millones de Pesos)^{3/}	22,832	20,300	20,300
Derecho por la Utilidad Compartida			
I. Tasa para calcular el Derecho	66.25%	67.5%	67.5%
II. Tasa efectiva de deducción de costos	19.0%	19.5%	24.5%
Tasa promedio del Derecho de Extracción	7.5%	7.6%	7.6%
Inflación en México 2017	6.0%	--	--
Inflación en Estados Unidos de América 2017 ^{4/5/}	2.4%	--	--

Fuente: Análisis FMP con información de SHCP, Pemex y Banco de México.

1/ Corresponde al promedio del precio implícito en las declaraciones fiscales del asignatario y el precio contractual de los contratos.

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

3/ Corresponde a Criterios Generales de Política Económica para 2016 o 2017 conforme a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

4/ Corresponde a la inflación (Índice de Precios al Productor) de Estados Unidos de América, de acuerdo con lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

5/ De acuerdo con los Lineamientos de SHCP se utiliza la última observación disponible del Producer Price Index publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics.

Cabe mencionar que al igual que en ocasiones anteriores, la programación de flujos del FMP 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 el periodo del 25 al 29 de septiembre con la información disponible en Bloomberg. Posteriormente, para obtener el pronóstico de la MME el promedio de los contratos de futuros se ajusta restándole el diferencial promedio entre el WTI y la MME observado entre enero y septiembre de 2017, el cual se ubicó en 5 dólares por barril.

Finalmente, se construye un intervalo de confianza de 80% alrededor del escenario central de la MME, lo cual resulta en un rango de 46.1 a 48.3 USD/b para el 2017 y de 34 y 65.1 USD/b para el 2018.

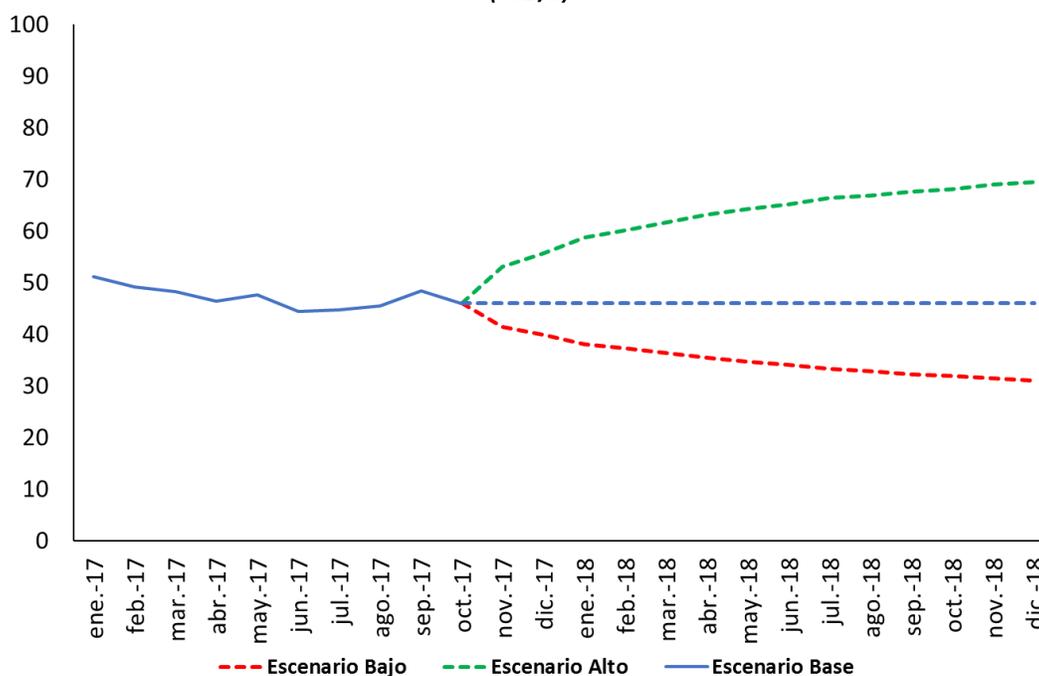
En la Gráfica 6 se observa el comportamiento del precio de la MME para los diferentes escenarios utilizados en esta programación financiera para 2017 y 2018. La línea punteada en color azul muestra el escenario central. El escenario bajo y alto se representa en la gráfica con las líneas punteadas verde y rojo respectivamente.

Tabla 3. Precio promedio ponderado de la MME. Escenarios alternativos (USD/b)

Año	Escenario Bajo	Escenario Alto
2017	46.1	48.3
2018	34.0	65.1

Fuente: Análisis FMP con información de la EIA.

Gráfica 6. Escenarios de la MME para 2017-2018^{1/} (USD/b)



Fuente: Análisis FMP con información de la EIA.

^{1/} Las líneas punteadas verdes y rojas corresponden a un intervalo de confianza de 80%. La línea sólida azul corresponde a los valores observados.

IV. Ingresos esperados para 2017 y 2018

a. Asignaciones

En la siguiente sección se muestran las estimaciones de los ingresos esperados por el FMP durante el 2017 y 2018 para los pagos de las asignaciones de hidrocarburos. En los resultados se muestran también los escenarios alternativos para ambas estimaciones.

Como se puede observar en la Tabla 4, para 2017 no se estiman cambios en el pago del derecho de exploración, manteniéndose en un ingreso total de 979 mp en cualquiera de los escenarios. Para el caso del derecho de extracción y el DUC, se espera un pago anual de 53,369 y 378,761 mp, respectivamente, en el escenario base. Lo anterior representa un ingreso esperado anual de 433,109 mp por el pago de asignaciones, equivalente al 2.13% del PIB nominal en el escenario base.

En cuanto a los escenarios alternativos, el intervalo del precio estimado de la MME muestra que, con un nivel de confianza del 80%, el ingreso anual por las asignaciones para el 2017 estará acotado entre 430,317 (2.12% del PIB) y 437,354 (2.15% del PIB) millones de pesos.

Tabla 4. Ingresos Anuales de las Asignaciones para 2017. Escenarios Alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de Derecho	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Derecho de Exploración	979	979	979
Derecho de Extracción	53,001	53,369	53,928
Derecho por la Utilidad Compartida	376,336	378,761	382,446
Total de ingresos por asignaciones	430,317	433,109	437,354
Total de ingresos por asignaciones (% del PIB ^{2/})	2.12%	2.13%	2.15%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2017.

Las estimaciones sobre los tres escenarios propuestos para 2018 pueden observarse en la Tabla 5. Los resultados muestran que el ingreso acumulado anual estimado por asignaciones el escenario base será de 406,714 mp, equivalente al 1.8% del PIB nominal. El total de ingresos por asignaciones se compone por el pago del derecho de exploración de 1,032 mp, del derecho de extracción por 49,168 mp y un ingreso por el pago del Derecho por la Utilidad Compartida de 356,514 mp.

En cuanto a los escenarios alternativos para 2018, utilizando el precio de la MME obtenido a partir de un nivel de confianza del 80%, se estima que el ingreso anual por asignaciones estará acotado entre 322,365 (1.4% del PIB) y 539,631 (2.4% del PIB) millones de pesos (véase tabla 5).

Tabla 5. Ingresos anuales de las asignaciones para 2018. Escenarios alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de Derecho	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Derecho de Exploración	1,032	1,032	1,032
Derecho de Extracción	38,005	49,168	66,986
Derecho por la Utilidad Compartida	283,328	356,514	471,613
Total de ingresos por asignaciones	322,365	406,714	539,631
Total de ingresos por asignaciones (% del PIB ^{2/})	1.4%	1.8%	2.4%

Fuente: Análisis FMP.

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

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

b. Contratos

Actualmente, se han suscrito 50 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos:

- 2 contratos de producción compartida de la R1.1
- 3 contratos de producción compartida de la R1.2
- 25 contratos de licencia de la R1.3, de los cuales 13 se encuentran en producción.
- 8 contratos de licencia de la R1.4
- 10 contratos de producción compartida adjudicados en la R2.1.
- 1 migración sin socio de Pemex en modalidad de producción compartida, la cual también se encuentra en producción.
- 1 asociación con Pemex del bloque Trion.

El número de contratos podría aumentar hasta alcanzar 138 en 2018 debido a:

- 7 contratos de licencia adjudicados en la R2.2 por suscribir en diciembre de 2017.
- 14 contratos de licencia adjudicados en la R2.3 por suscribir en diciembre de 2017.
- 2 asociaciones de Pemex con privados adjudicadas en octubre de 2017.
- 29 contratos de licencia de la R2.4 por licitar en enero de 2018.
- 35 contratos de producción compartida de la R3.1 por licitar en marzo de 2018.
- 1 asociación de Pemex con privadas a licitar en enero 2018.

Cabe mencionar que los campos por licitar fueron incorporados en el pronóstico considerando una tasa de adjudicación de 50%.

De la administración de estos contratos, el FMP ha recibido, a septiembre de 2017, 24 millones de dólares (aproximadamente 447 millones de pesos) por los conceptos de regalías base² y regalía adicional³. Mientras que por cuota exploratoria el FMP ha recibido 156 millones de pesos.

En relación a los precios del petróleo, gas natural y condensados se consideran los mismos precios utilizados para la estimación de derechos del escenario base. El monto por kilómetro cuadrado (km²) de la cuota exploratoria fue actualizado con la inflación en México, considerando 6% para 2017. De igual manera, los umbrales para determinar la tasa de la regalía base fueron actualizados con la inflación de EE.UU., considerando que los mismos se asocian a valores en dólares. La actualización se hizo con base en la expectativa de inflación norteamericana de 2.4%, de acuerdo con el último dato observado del Producer Price Index publicado por U.S. Bureau of Labor Statistics.

Derivado de lo anterior, el FMP estima un total de ingresos por contratos al cierre de 2017 de 5,559 mp por contraprestaciones, ingresos del comercializador del Estado y otros ingresos. Mientras que para 2018, el FMP estima ingresos por 9,090 mp.

c. Ingresos consolidados

Considerando los ingresos esperados en el escenario base, derivados de asignaciones y contratos para 2017, el FMP estima que las transferencias anuales sumarán 438,669 mp al cierre del año. Esta cifra representa 2.2% del PIB de CGPE de 2017 (20,300.3 miles de millones de pesos). Misma que se encuentra 2.5 puntos porcentuales por debajo del umbral de 4.7% del PIB necesario para acumular la reserva de ahorro de largo plazo. Los ingresos por asignaciones representan el 99% del total de ingresos esperados para 2017. Cabe mencionar que el derecho que más ingresos aporta al total de asignaciones continua siendo el DUC (86%). Por otro lado, los contratos aportan el 1% de las recepciones estimadas para el 2017.

Como se observa en la Tabla 6, el escenario bajo para 2017 estima ingresos por 435,875 mp, equivalentes al 2.1% del PIB. Por otra parte, el escenario alto supone ingresos por 442,921 mp, los cuales representan 2.2% del PIB.

² Se refiere a las regalías establecidas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

³ Se refiere al porcentaje adicional sobre el valor contractual de los hidrocarburos ofrecido al Estado en la licitación.

Tabla 6. Estimación de ingresos del FMP para 2017. Escenarios alternativos^{1/}
(Millones de pesos)

Tipo de ingreso	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Asignaciones			
Derecho de Exploración	979	979	979
Derecho de Extracción	53,001	53,369	53,928
Derecho por la Utilidad Compartida	376,336	378,761	382,446
Contratos			
Cuota Exploratoria	254	254	254
Regalía base	40	41	41
Regalía adicional	592	595	599
Comercialización de hidrocarburos	1,294	1,292	1,294
Bono a la firma	3,379	3,379	3,379
Total de ingresos estimados 2017	435,875	438,669	442,921
Total de ingresos estimados 2017 (% del PIB^{2/})	2.1%	2.2%	2.2%

Fuente: Análisis FMP.

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

2/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2017.

Los ingresos proyectados por el FMP para el escenario base de 2018 ascienden a 415,803 mp. Esta cifra representa 1.8% del PIB de Criterios Generales de Política Económica 2018 (22,832 mp). El ingreso por asignaciones representa 98% del total de ingresos esperados para 2018. Al igual que para 2017, el derecho que más ingresos aporta al total de asignaciones es el DUC (86%). De manera complementaria, los contratos ganan participación con respecto a 2018 aportado el 2% restante.

En la Tabla 7 se puede observar que el escenario bajo se estiman ingresos por 329,860 mp, equivalentes al 1.4% del PIB. El escenario alto supone ingresos por 551,789 mp, los cuales representan 2.4% del PIB. El rango de valores proyectados, entre el escenario bajo y el escenario alto, es equivalente a 1 punto porcentual del PIB 2018.

Tabla 7. 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	1,032	1,032	1,032
Derecho de Extracción	38,005	49,168	66,986
Derecho por la Utilidad Compartida	283,328	356,514	471,613
Contratos			
Cuota Exploratoria	906	906	906
Regalía base	446	548	999
Regalía adicional	2,432	3,119	4,346
Comercialización de hidrocarburos	3,146	3,953	5,344
Bono a la firma ^{2/}	564	564	564
Total de ingresos estimados 2018	329,860	415,803	551,789
Total de ingresos estimados 2018 (% del PIB^{3/})	1.4%	1.8%	2.4%

Fuente: Análisis FMP.

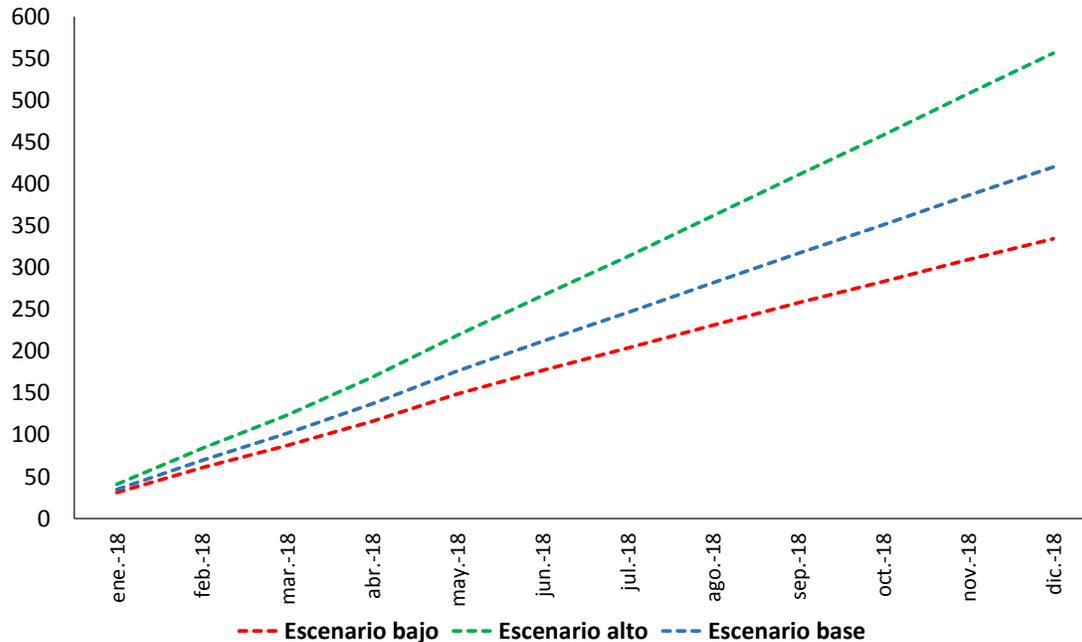
1/ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos es de 80%.

2/ Se refiere a los 31 millones de dólares correspondientes a la adjudicación de la asociación Ogarrio. El resto del monto del criterio de desempate de las asociaciones se pagará a PEP de conformidad con las bases de la licitación.

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

La Gráfica 7 ilustra los ingresos acumulados para 2018, según los tres escenarios antes mencionados. El rango de valores proyectados al cierre de 2018, entre el escenario bajo y el escenario alto, es de 221,929 mp.

Gráfica 7. Ingresos acumulados del FMP para 2018. Escenarios alternativos ^{1/}
(Millones de pesos)



Fuente: Análisis FMP.

^{1/} Las líneas punteadas verdes y rojas corresponden a un intervalo de confianza de 80%;
La línea punteada azul ilustra el escenario base.

d. Factores de riesgo al pronóstico

A pesar de que las tendencias de la oferta y demanda de petróleo sugieren un mercado más balanceado y una mayor estabilidad en los precios internacionales, existen distintos factores de riesgo que podrían afectar el precio del petróleo (principal componente de los ingresos esperados) en 2018. En esta sección se describen dichos factores documentados en dos grupos: **Al alza** y **A la baja**. Los primeros se refieren a eventos que pudieran aumentar el precio del crudo, en cambio los segundos tendrían un efecto contrario en el mercado.

Al alza: Un acuerdo de la OPEP con una reducción más agresiva de la producción o por un mayor periodo, podría frenar el crecimiento de la oferta mundial de crudo.

Al alza: La inestabilidad en la producción de Libia y Nigeria.

A la baja: Un incremento en la producción de EUA mayor a la esperada que la demanda no pudiera absorber.

A la baja: Menor demanda mundial de crudo por una desaceleración de los mercados asiáticos, posiblemente asociado a riesgos geopolíticos.

V. Conclusiones

Los ingresos pronosticados para 2017 son mayores a lo estimado en abril. Lo anterior, debido principalmente a:

1. Un aumento de ingresos por pago de derechos como resultado de precios de petróleo mayores a los proyectados hace seis meses y una plataforma de producción más elevada a lo anticipado.
2. Ingresos extraordinarios por concepto de bonos a la firma derivados de los contratos de las diversas convocatorias de la Ronda 2 que no habían sido contemplados.

Para 2018, el escenario base del Fondo estima que se reciban ingresos equivalentes al 1.8% del PIB en línea con los supuestos utilizados en el Paquete Económico presentado al Congreso. En los escenarios alternos de precios, la estimación de los ingresos oscila entre 1.4% y 2.4% del PIB.