



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

---

**Actualización 2017**

**Abril 2017**

## **PROGRAMACIÓN FINANCIERA ABRIL 2017**

*En esta programación financiera se analiza el comportamiento del precio de los hidrocarburos y la plataforma de producción nacional de hidrocarburos, 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 2017. Lo anterior para dar cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 8, fracción II, índice f), de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la 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 3 de abril de 2017. Las cifras son de carácter preliminar y están sujetas a revisiones.*

## CONTENIDO

I.	Introducción	1
II.	Contexto de los Mercados de Hidrocarburos y los Ingresos Petroleros	1
III.	Actualización de la programación financiera 2017	8
IV.	Conclusiones	15

## TABLAS

1.	Régimen fiscal para el límite de deducción de costos	6
2.	Ingresos recibidos al cierre de 2016	8
3.	Principales supuestos macroeconómicos 2017	9
4.	Precio promedio ponderado de la MME, distintos escenarios	10
5.	Estimación de ingresos por asignaciones para 2017, distintos escenarios	12
6.	Estimación de ingresos del FMP para 2017, distintos escenarios	14

## GRÁFICAS

1.	Estimaciones del nivel de cumplimiento del acuerdo OPEP y No-OPEP	2
2.	Estimación de la producción de crudo en EUA 2017	3
3.	Número de equipos de perforación	4
4.	Productividad de los equipos de perforación	4
5.	Evolución de los inventarios semanales de crudo en EUA, 1997-2017	4
6.	Precios internacionales del petróleo, 2016-2017	5
7.	Volatilidad implícita asociada a los contratos del WTI	11
8.	Pronóstico de precios de la MME 2017	11
9.	Ingresos acumulados para 2017, distintos escenarios	14

## **I. Introducción**

El presente documento contiene la actualización de la estimación de los ingresos del Fondo Mexicano del Petróleo (FMP) para 2017 derivado de las asignaciones y los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, que el Fiduciario requiera para llevar a cabo la planeación y administración de la tesorería (Art. 8, fracción II, inciso f, de la Ley del Fondo y cláusula Décima, fracción VIII, del Contrato Constitutivo). La información aquí documentada complementa aquella presentada al Comité Técnico (Comité) en la sesión del pasado octubre.

En el ejercicio previo de programación financiera se contemplaba que los ingresos al cierre de este año ascenderían a 366,825 millones de pesos (mp), equivalente a 1.8% del PIB. Con base en las estimaciones más recientes del FMP los ingresos esperados para 2017 serían ligeramente más altos a los reportados en aquella ocasión, alcanzando un monto de 380,878 mp equivalente al 1.9% del PIB. Cabe mencionar que esta cifra está en línea con lo aprobado en la Ley de Ingresos de la Federación 2017 (LIF 2017).

## **II. Contexto de los Mercados de Hidrocarburos y los Ingresos Petroleros**

### **a. Contexto Internacional**

A continuación se describen los acontecimientos considerados más relevantes del mercado de petróleo ocurridos desde octubre de 2016, fecha en la que se presentó la programación financiera anterior.

En el ejercicio de programación financiera presentada en octubre de 2016 se mencionó que el 29 de septiembre la OPEP acordó limitar la producción del cártel a un nivel de entre 32.5 MMbd y 33 MMbd. Lo anterior implicaría una reducción de 750 mil bd respecto a la producción de crudo de la Organización de septiembre 2016. Sin embargo, aún quedaba pendiente definir qué países asumirían los recortes anunciados. En aquel entonces se estimaba que el acuerdo no incluiría a Irán, quien podría seguir aumentando su nivel de extracción, reduciendo considerablemente el impacto del acuerdo sobre los precios.

No obstante el sentimiento de incertidumbre previo a la reunión de la OPEP sobre si se llegaría a un acuerdo para asignar la distribución del recorte, misma que se reflejó en la programación financiera de octubre de 2016, en la reunión ministerial llevada a cabo el 30 de noviembre se logró concretar un acuerdo para reducir la producción del cártel en aproximadamente 1.2 MMbd.

El acuerdo tiene una vigencia de seis meses contados a partir del 1 de enero de 2017, con posibilidad de extenderse otros seis meses en función de las condiciones del mercado. El acuerdo permitió a Irán incrementar su producción hasta un nivel de 3.80 MMbd<sup>1</sup> (similar a los niveles observados antes de las sanciones impuestas en 2012), recordando que fue el país que más contribuyó al aumento de la oferta mundial de crudo en 2016 debido al levantamiento de sanciones desde finales de 2015. Destaca que Libia y Nigeria quedaron exentos del acuerdo, debido a que en 2016, la producción de ambos países se había

---

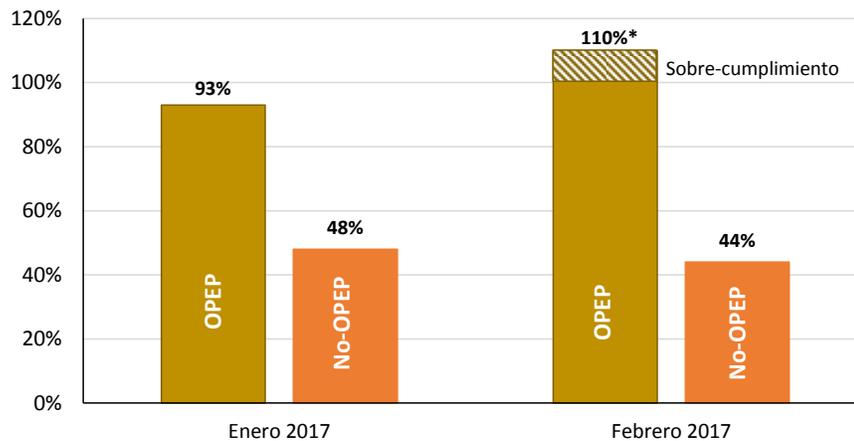
<sup>1</sup> El nivel de producción de Irán para octubre 2016 con información de la EIA fue de 3.69 MMbd.

reducido por conflictos armados internos. Finalmente, Indonesia suspendió su participación en la Organización.<sup>2</sup>

Adicionalmente, el pasado 10 de diciembre se llevó a cabo una reunión entre la OPEP y varios países exportadores de petróleo que no pertenecen a la Organización (países no-OPEP), en la cual éstos últimos aceptaron unirse al acuerdo de cooperación para disminuir la oferta mundial de crudo. De esta manera, Azerbaiyán, Bahrein, Brunei, Guinea Ecuatorial, Kazajistán, Malasia, México, Omán, Rusia y Sudán se comprometieron a reducir su producción respectiva de petróleo en un total de 558 Mb/d. Destaca la participación de Rusia en el acuerdo, ya que es el segundo productor de crudo en el mundo, después de EUA. A pesar de que no se reveló el compromiso de cada país, se permitió contabilizar el declive natural de la producción de campos maduros. Cabe destacar, que en el reporte mensual de la OPEP publicado a principios de marzo de 2017 se estima que la oferta de petróleo en 2017 por parte de Rusia disminuirá 20 Mb/d con respecto a 2016.

Asimismo, el 22 de enero de 2017 se llevó a cabo la reunión inaugural del comité encargado de monitorear el cumplimiento de los acuerdos alcanzados el 30 de noviembre y el 10 de diciembre de 2016. Ese comité está conformado por tres países miembros de la OPEP (Argelia, Kuwait y Venezuela) y dos países no-OPEP (Rusia y Omán). El comité acordó emitir un comunicado de prensa mensual acerca de los avances alcanzados. Así, considerando cifras del primer mes del acuerdo, el comité de monitoreo anunció un nivel de cumplimiento del 86%; mientras que para el segundo mes del acuerdo, la cifra reportada fue del 94%. En la Gráfica 1, se muestra una estimación de Bloomberg que indica que la mayor parte del cumplimiento del acuerdo se debe al recorte de la producción de los países miembros de la OPEP; incluso el recorte por parte de esos países se estima mayor al nivel comprometido.

**Gráfica 1. Estimaciones del nivel de cumplimiento del acuerdo OPEP y No-OPEP (porcentaje)**



Fuente: Bloomberg con información de fuentes secundarias de la OPEP y EIA.

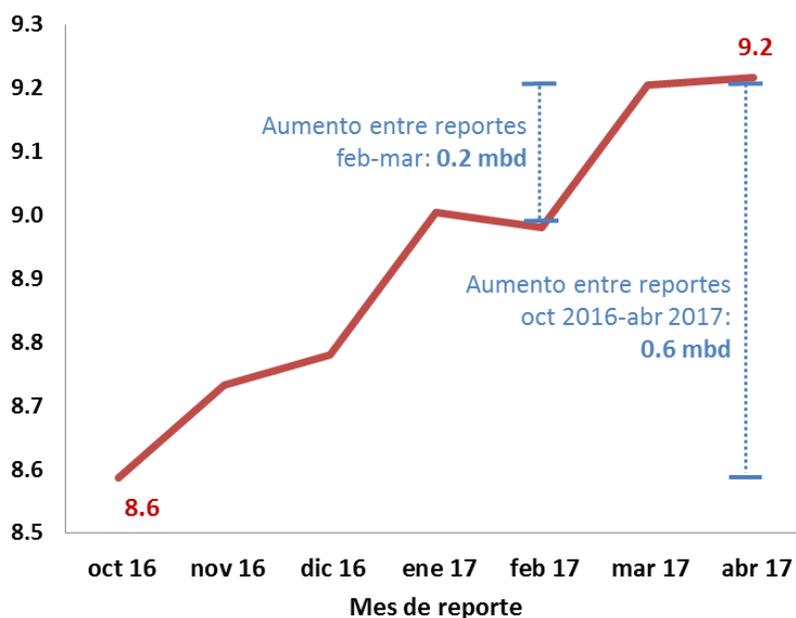
\* El recorte de producción por arriba del nivel comprometido se atribuye a Arabia Saudita.

<sup>2</sup> Cabe aclarar que la salida de Indonesia de la OPEP no tuvo un gran impacto en el acuerdo alcanzado debido a que ese país es un importador neto de petróleo.

Una vez concretado el acuerdo del ajuste a la oferta mundial de crudo, éste se reflejó en un repunte de los precios del petróleo. Ello tuvo un impacto en la rentabilidad de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, principalmente los referentes a producción no convencional, para los cuales se esperaba una mayor inversión a niveles de precios altos. De hecho, en diciembre de 2016 la Agencia de Información Energética de EUA (EIA por sus siglas en inglés) estimó que de mantenerse el precio del petróleo por arriba de 50 USD/b, la producción no convencional en EUA aumentaría.

Desde la última programación financiera, las expectativas de crecimiento en la oferta de crudo de EUA se fueron ajustando al alza. De octubre de 2016 a abril de 2017 la EIA aumentó su estimación de producción correspondiente a 2017 en 0.6 MMbd, equivalente a 7% de sus cifras iniciales. En la Gráfica 2 se observa el cambio de 8.6 MMbd a 9.2 MMbd estimados en el reporte de abril de 2017. Cabe mencionar que si bien este aumento no anula el efecto de los recortes de la producción de crudo del acuerdo OPEP y no-OPEP, sí establece un límite superior a los aumentos esperados en el precio del petróleo (Ver Gráfica 6).

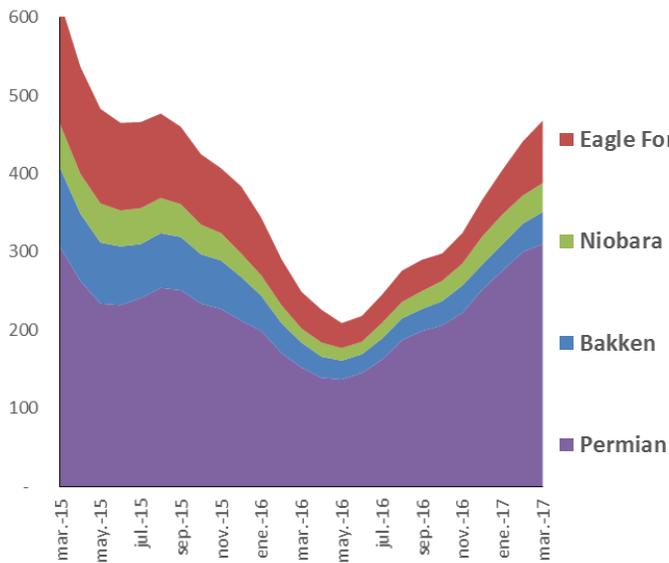
**Gráfica 2. Estimación de la producción de crudo en EUA 2017  
(millones de barriles diarios)**



Fuente: EIA.

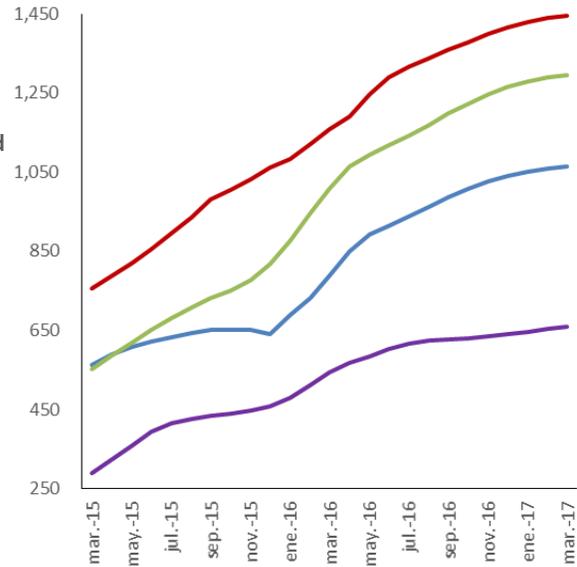
El aumento en la producción de crudo en EUA es atribuible al aumento sostenido de equipos de perforación para los campos de producción no convencional. Como se observa en la Gráfica 3, las principales regiones con producción no convencional en EUA presentan un crecimiento mensual persistente en el número de equipos de perforación desde junio de 2016. Adicionalmente, el aumento en la producción se vio reforzado por una mayor productividad de los equipos mencionados. En particular, el número de barriles por equipo de perforación aumentó entre 90% y 135% en los últimos dos años. En la Gráfica 4 se observa la trayectoria de la productividad para dicho periodo.

**Gráfica 3. Número de equipos de perforación**



Fuente: EIA.

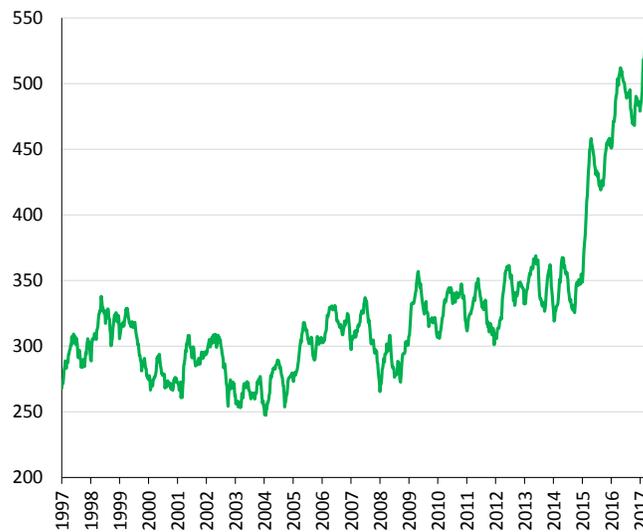
**Gráfica 4. Productividad de los equipos de perforación (barriles día por equipo)**



Fuente: EIA.

Aunado a lo anterior, el 8 de marzo la EIA sorprendió al mercado al dar a conocer el nivel de inventarios de crudo históricamente alto en EUA para la primera semana de ese mes. En particular, el cambio semanal resultó en un aumento en los inventarios de crudo de 8.2 millones de barriles con respecto a la semana anterior, cifra superior al 1.3 millones de barriles esperados por los analistas de mercado. Cabe mencionar que los inventarios en mención están en niveles máximos desde 1982 (Gráfica 5). Es importante destacar que una desacumulación acelerada presionaría los precios a la baja.

**Gráfica 5. Evolución de los inventarios semanales de crudo en EUA<sup>1/</sup>, 1997-2017 (millones de barriles)**



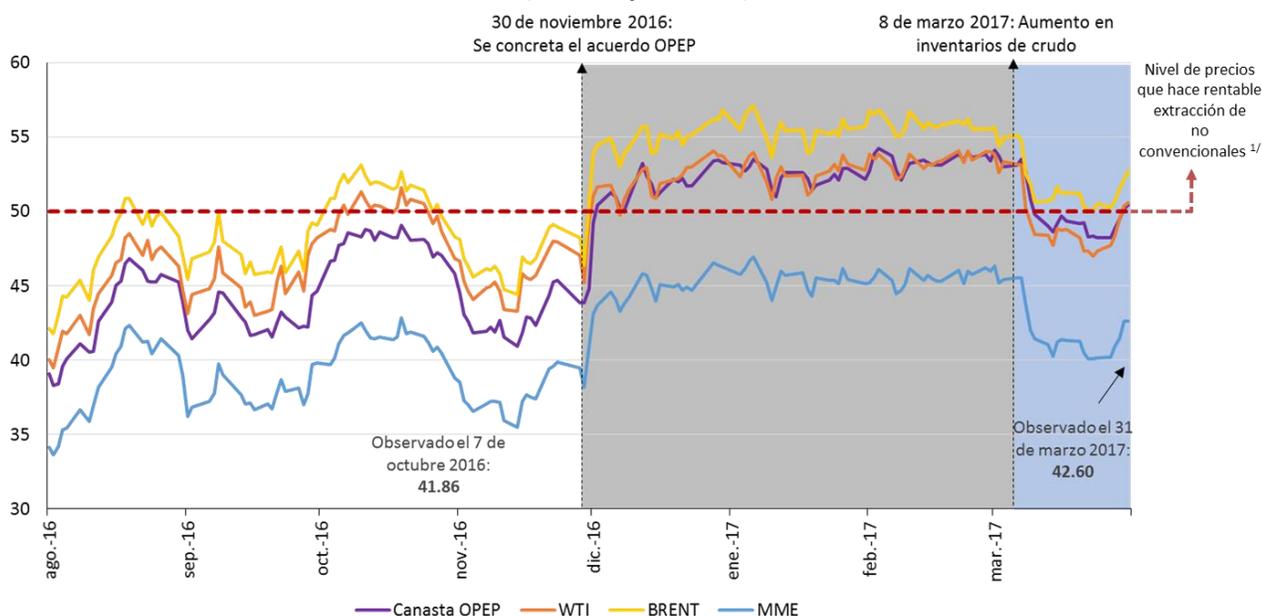
Fuente: EIA.

1/No incluye reservas estratégicas de petróleo.

No obstante lo anterior, en fechas recientes se ha observado un repunte en los precios de referencia, apoyado por la publicación de las últimas cifras de inventarios que han mostrado una desaceleración en la acumulación de los mismos. De acuerdo con la consultora Wood Mackenzie, parte del aumento de los inventarios se debió a que las refinerías en EUA disminuyeron temporalmente sus operaciones por mantenimiento. En la medida en que las refinerías reinicien operaciones, las existencias de crudo podrían presentar nuevamente una desacumulación. De hecho, durante las últimas semanas de marzo el aumento de los inventarios ha presentado un menor dinamismo, lo que ha contribuido a revertir parcialmente la tendencia a la baja de los precios de crudo que se observó a principios de ese mes.

El efecto en los precios internacionales del petróleo de los acontecimientos antes descritos pueden observarse en la Gráfica 6.

**Gráfica 6. Precios internacionales del petróleo, 2016-2017  
(dólares por barril)**



Fuente: Bloomberg.

1/ Estimación de la EIA.

En otros acontecimientos internacionales, destaca que el 9 de noviembre se conoció el resultado de las elecciones en EUA, en las que Donald Trump fue electo presidente. Una vez en funciones, el pasado 24 de enero, el nuevo gobierno de EUA aprobó las órdenes para promover la construcción de los oleoductos Dakota Access y Keystone XL.

Las órdenes firmadas por el presidente de EUA se referían a una directiva para revisar y aprobar de manera expedita la construcción del oleoducto Dakota Access (450 Mb/d) y una invitación a TransCanada para reenviar su aplicación para la construcción del oleoducto Keystone XL (830 Mb/d). De acuerdo con información de Wood Mackenzie, se espera que la construcción del oleoducto Dakota Access comience en el segundo trimestre de 2017 y se estima que solamente requiere entre 90 y 100 días de construcción para completarse. A pesar que el 24 de marzo, el gobierno federal de EUA aprobó a TransCanada la construcción

de dicho oleoducto, Wood Mackenzie estima que la construcción del oleoducto Keystone podría retrasarse o no realizarse debido a que deben contar aún con la autorización de gobiernos estatales. Adicionalmente, recientemente Canadá autorizó llevar a cabo dos oleoductos adicionales dentro de su territorio que competirían con la construcción del oleoducto en EUA.

## b. Contexto Nacional

En lo que respecta al mercado nacional, la plataforma de producción de crudo aumentó ligeramente para 2017 con relación al monto reportado en 2016. En particular, de acuerdo con el estimado en el documento de Pre-Criterios para 2018 publicado por la SHCP el 31 de marzo de 2017 (Pre-Criterios 2018)<sup>3</sup>, la plataforma de producción para 2018 será de 1.947 MMbd. Lo anterior representa un aumento de 1% respecto a lo presentado en octubre de 2016 (1.928 MMbd).

Por otra parte, derivado del resultado electoral presidencial en EUA acontecido en noviembre de 2016, el peso mexicano experimentó una depreciación frente al dólar. Por esa razón, en este ejercicio se ajustó el tipo de cambio al monto utilizado en la programación financiera pasada. Para efectos de este documento se utilizó un tipo de cambio de 19.5 MXN/USD.

Adicionalmente, se observó una contracción en la Tasa Efectiva de Deducción (TED) para el pago del Derecho por la Utilidad Compartida (DUC) al cierre de 2016. Este cambio se explica debido a que las reglas de deducción de costos para las asignaciones permitían determinar el límite para aguas someras y áreas terrestres con base en un monto en dólares por barril para niveles bajos de precios (ver Tabla 1).

Si bien los niveles de deducciones se mantuvieron constantes, aritméticamente disminuyó el porcentaje observado dado que los precios aumentaron al final de 2016 (ver sección Contexto Internacional). La TED presentada pasó de 26.5% en octubre a 24.5% en diciembre.

**Tabla 1. Régimen fiscal para el límite de deducción de costos**

Región fiscal	Ejercicio fiscal 2016
Aguas Someras	<p><b>Máximo entre:</b></p> <p>a. 12.5% del VFH<sup>1/</sup> y,</p> <p>b. 6.10 USD/bpce extraído.</p>
Áreas Terrestres	<p><b>Máximo entre:</b></p> <p>a. 12.5% del VFH<sup>1/</sup> y,</p> <p>b. 8.30 USD/bpce extraído.</p>

Fuente: LISH.

1/ Se refiere al Valor Fiscal Anual de los Hidrocarburos.

<sup>3</sup> Documento relativo al cumplimiento de las disposiciones contenidas en el artículo 42, fracción I, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

En lo referente a los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, el 5 de diciembre se llevó a cabo la presentación y apertura de propuestas de la cuarta licitación de la Ronda 1 (R1.4) y de la primera convocatoria para asociaciones con Pemex del bloque Trión. En ésta se asignaron 8 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas del Golfo de México (en las estimaciones de octubre de 2016 se estimaba que se asignaría el 100% de los bloques), de los cuales el Estado recibirá entre el 12.5% y el 34.4% del valor contractual de los hidrocarburos<sup>4</sup>.

La firma de estos contratos se llevó a cabo el pasado 28 de febrero para el Área Contractual 3 de Cinturón Plegado Perdido por parte de Chevron, PEP e Inpex. El 3 de marzo para Trión por parte de BHP Billiton y PEP; finalmente el 10 de marzo para los 7 contratos restantes de la R1.L4.

Finalmente, en noviembre de 2016 se anunció la convocatoria y se publicaron las bases para la tercera licitación de la Ronda Dos, integrada por 14 áreas contractuales bajo la modalidad de Contrato de Licencia. De acuerdo con información de CNH, la presentación y apertura de propuestas se llevará a cabo el 12 de julio de este año. Cabe mencionar que los recursos prospectivos asignados a esta licitación representan aproximadamente el 30% de los recursos prospectivos correspondientes a la tercera licitación de la Ronda Uno.

### **c. Evaluación del ejercicio de octubre de 2016**

Al cierre de 2016 los ingresos del FMP ascendieron a 307.9 mp, de los cuales el 99.9% provienen de las asignaciones y el 0.1% de los contratos. A su vez, el 85% de los ingresos por asignaciones se obtienen del petróleo, 13% del gas y 2% de los condensados. La composición de los ingresos por contratos difiere, de modo que los ingresos por gas representaron el 53% del total, mientras que 46% derivan del petróleo y el 1% restante provino de los condensados.

Como se observa en la Tabla 2, los ingresos recibidos durante 2016 fueron menores a lo que se estimó en el ejercicio de programación financiera de octubre, en el que se estimaba que se recibirían 328.5 mp (1.7% PIB). En cambio, los ingresos recibidos ascendieron a 307.9 mp (1.6% PIB).

Lo anterior fue resultado principalmente del estímulo fiscal otorgado a Pemex en noviembre de 2016 por la SHCP, mismo que le permitió a la empresa exentar el pago provisional del DUC causado en octubre de 2016. El 50% del estímulo fiscal se acreditó contra el pago provisional del DUC correspondiente a octubre que se pagó en noviembre y el 50% restante contra el pago provisional del DUC correspondiente a noviembre que se pagó en diciembre. Tal estímulo fiscal representó una reducción de los ingresos recibidos por el Fondo equivalente al 0.15% del Producto Interno Bruto<sup>5</sup> para 2016.

---

<sup>4</sup> Estimaciones realizadas considerando una regalía base de 7.5%.

**Tabla 2. Ingresos recibidos al cierre de 2016<sup>1/</sup>**  
(millones de pesos)

Fuente de Ingreso	a. Ingresos recibidos	b. Programación financiera oct-16	c. Diferencia (a-b)	d. Incidencia sobre la desviación total
Derecho de Exploración	949	1,029	-79	-0.02%
Derecho de Extracción	41,661	41,299	362	0.1%
Derecho por la Utilidad Compartida	264,994	285,771	-20,777	-6.3%
Cuota Exploratoria	17	17	0	0.0%
Regalía base	19	21	-2	-0.001%
Regalía adicional	275	316	-41	-0.01%
Pagos por garantías de seriedad	7	7	0	0.0%
<b>Total de ingresos del FMP 2016</b>	<b>307,923</b>	<b>328,460</b>	<b>-20,536</b>	<b>-6.3%</b>
<b>Total de ingresos del FMP (% PIB<sup>2/</sup>)</b>	<b>1.6%</b>	<b>1.7%</b>	<b>0.11 pp<sup>3/</sup></b>	<b>N/A</b>

1/ Cifras preliminares.

2/ Siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se considera el PIB establecido en Criterios 2016.

3/ pp=puntos porcentuales.

### III. Actualización de la programación financiera 2017

#### a. Supuestos Macroeconómicos

En este apartado se describen las variables que fueron utilizadas para la actualización de la programación financiera de 2017. De igual manera, se detallan los supuestos que sustentan el uso de dichas variables tanto en el escenario base como en los escenarios alternativos.

Como se mencionó anteriormente, con respecto a la programación financiera de octubre de 2016, el supuesto de la plataforma del petróleo se ajustó ligeramente en un promedio de producción anual de 1.95 mmbd, en línea con lo establecido en Pre-Criterios para 2018. La estimación de la plataforma de producción incluye tanto asignaciones como contratos. En particular, la producción de petróleo del asignatario para 2017 se obtuvo de la última declaración de Pemex ante el Servicio de Administración Tributaria (SAT) correspondiente al mes de enero 2017, considerando una disminución mensual constante, de tal manera que el promedio de producción anual se mantuviera en 1.95 mmbd. Como estimado de la producción de contratos, se consideró el promedio diario de tres meses observados y se proyectó ajustando por el número de días del mes correspondiente.

Para el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) del escenario base se utiliza un promedio anual de 42 USD/b, tal como se establece en Pre-Criterios 2018. En particular, para los meses no observados (abril-diciembre de 2017), se supone un precio constante, consistente con lo observado en los contratos futuros del precio del petróleo.

Adicionalmente, esta actualización contempla rangos de precios para la MME, los cuales se estimaron con base en los futuros del WTI. Para su construcción se utilizó un promedio simple de las cotizaciones observadas

durante el periodo del 27 al 31 de marzo con la información disponible en Bloomberg<sup>6</sup>. Posteriormente, al promedio simple de los contratos se le restó un diferencial entre el WTI y la MME de 7 dólares por barril, al igual que en la programación financiera pasada. Cabe recordar que en el ejercicio de octubre se tomó el promedio del diferencial observado durante el periodo septiembre de 2015 a septiembre de 2016, el cual se ha mantenido relativamente estable, por lo que se mantuvo sin cambios para esta actualización.

En lo que respecta al PIB nominal proyectado para 2017, se continuó utilizando el pronóstico del documento de CGPE 2017 siguiendo lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

En la Tabla 3 se presenta un resumen de los principales cambios a los supuestos utilizados en la actualización de la programación financiera con respecto a lo que se estimaba en el ejercicio de octubre de 2016.

**Tabla 3. Principales supuestos macroeconómicos 2017**

Variable	Programación financiera abr-2017 (a)	Programación financiera oct-2016 (b)	Diferencia % abr. 17 -oct. 2016 c. (a/b)-1
<b>Tipo de Cambio Promedio (MXN/USD)</b>	19.5	18.7	4%
<b>Petróleo</b>			
I. Precio promedio ponderado de la MME (USD/b)	42.0	45.6	-8%
II. Plataforma de producción de crudo (mmbd)	1.95	1.93	1%
<b>Gas</b>			
I. Precio promedio ponderado (USD/ MMBtu <sup>1/</sup> )	3.1	2.9	6%
II. Plataforma de producción promedio de gas natural (MMpcd <sup>2/</sup> )	4,150	4,292	-3%
<b>Derecho por la Utilidad Compartida</b>			
I. Tasa para calcular el Derecho	67.5%	67.5%	---
II. Tasa efectiva de deducción de costos	24.5%	26.5%	-2pp
<b>Tasa promedio del Derecho de Extracción</b>	7.6%	7.5%	+0.1pp

Fuente: FMP, SHCP y PEMEX.

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

2/ MMpcd corresponde a millones de pies cúbicos diarios.

Es importante mencionar que la construcción de escenarios alternativos ha ido evolucionando a medida que el FMP ha consolidado modelos estadísticos para evaluar la incertidumbre inherente en los pronósticos del precio del petróleo. Para ello, un factor importante que se ha tomado en consideración es la elección de la cobertura estadística de los escenarios alternativos. Dicha elección no puede realizarse mecánicamente dado que es necesario elegir entre minimizar la posibilidad de cometer un error de pronóstico contra el costo de presentar escenarios demasiado amplios para ser de utilidad para la toma de decisiones de política.

Para el ejercicio de la actualización de la programación financiera presentado en abril 2016 en el que se pronosticaron los ingresos correspondientes a los meses restantes de ese año, se eligió un intervalo de 95%, de lo cual se derivó una diferencia entre el escenario alto y bajo para los ingresos del FMP de aproximadamente 0.5 puntos porcentuales (pp) del PIB. En cambio, en el ejercicio de octubre 2016 se eligió una cobertura de 80% con un rango asociado de 1.2 pp del PIB.

<sup>6</sup> Cabe mencionar, que para el periodo utilizado de las cotizaciones del WTI, el contrato correspondiente a abril de 2017 ya se encontraba vencido, por lo que el precio de la MME de ese mes se estimó como el promedio del precio de la MME observado de marzo y el contrato de mayo para el WTI menos el diferencial mencionado.

El motivo principal del cambio se debió a que los ejercicios de octubre requieren un horizonte de pronóstico mayor a las actualizaciones de abril; respectivamente, 15 vs. 9 meses, lo cual naturalmente aumenta la incertidumbre de los pronósticos. Así, se buscó un balance al disminuir la cobertura en octubre para mantener un intervalo que todavía fuese útil para la toma de decisiones.

Para la actualización de abril 2017 nuevamente se eligió una cobertura de 95%, lo que generó un rango de 0.7 pp del PIB. La reducción del rango se debió tanto al menor horizonte de pronóstico (9 meses) como a la reducción observada en la volatilidad implícita de los instrumentos financieros derivados del petróleo, la cual ha venido cayendo desde niveles históricamente altos que se observaron a principios de 2016.

En ejercicios futuros el FMP continuará analizando cuál es el mejor balance entre cobertura y rangos sustantivos, si bien podría esperarse que la metodología logre estabilizarse una vez que la volatilidad regrese a sus niveles de largo plazo.

La volatilidad implícita para construir los intervalos se obtuvo de Bloomberg considerando el promedio del 27 al 31 de marzo de 2017. Los precios obtenidos a través de esta metodología se presentan en la Tabla 4, en donde también se muestra cómo cambiaron con respecto a lo estimado en octubre de 2016. Así, el precio promedio oscila entre 35 y 57 USD/b para el 2017. Los escenarios alternativos para el precio de la MME descritos se obtienen suponiendo un diferencial de 7 USD/b entre el precio del WTI y el precio de la MME.

**Tabla 4. Precio promedio ponderado de la MME, distintos escenarios (dólares por barril)**

Precios distintos escenarios	Programación financiera <sup>1/</sup> abr-2017 (a)	Programación financiera <sup>2/</sup> oct-2016 (b)	Diferencia % abr. 17 -oct. 2016 (a/b)-1	Ingresos como % del PIB
Bajo	34.6	31.5	10%	1.6%
Alto	57.6	65.0	-11%	2.3%

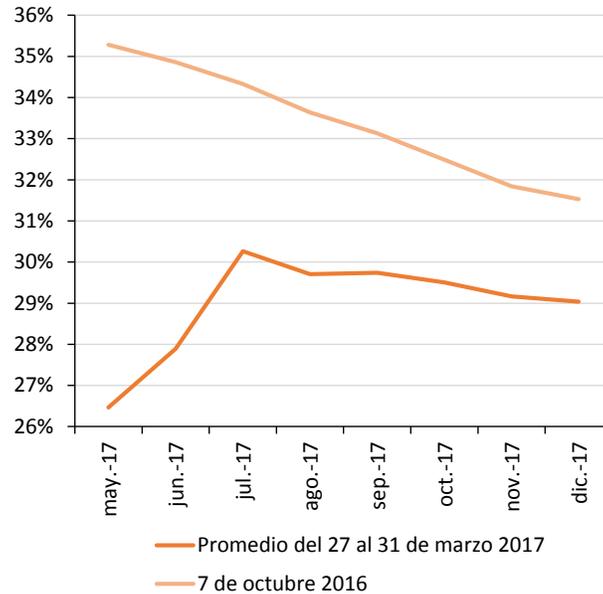
Fuente: Análisis FMP.

1/ Corresponde al estimado con un nivel de confianza de 95%.

2/ Corresponde al estimado con un nivel de confianza de 80%.

Como se observa en la Gráfica 7, la volatilidad en los precios de crudo ha mostrado una considerable reducción para 2017, el promedio de la volatilidad de mayo a diciembre con datos del 7 de octubre de 2016 fue de 33%, mientras que con datos al 31 de marzo fue de 29%. En julio de 2017 se observa un repunte de la volatilidad implícita asociada a los contratos del WTI, el cual podría responder a la incertidumbre ante la posible extensión del acuerdo OPEP.

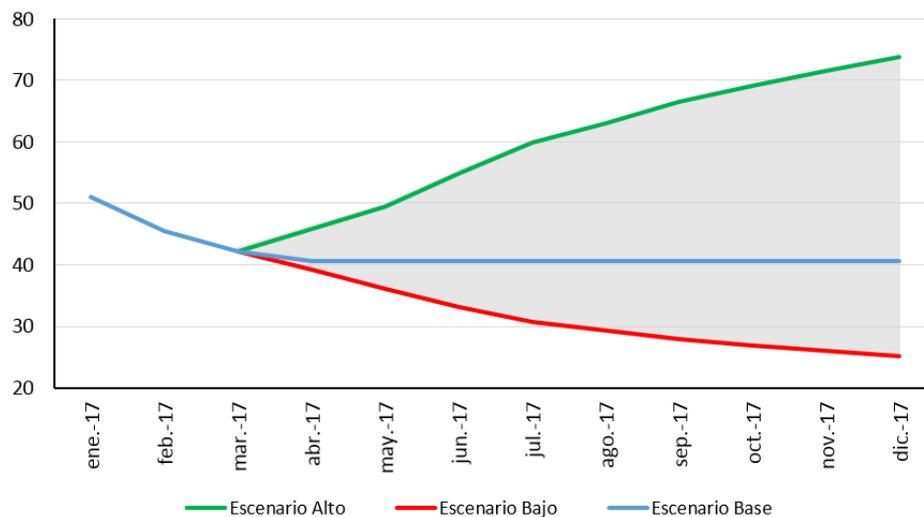
**Gráfica 7. Volatilidad implícita asociada a los contratos del WTI (porcentaje)**



Fuente: Bloomberg.

En la Gráfica 8 se observa el comportamiento del precio de la MME para los diferentes escenarios. La línea sólida en color azul muestra la serie de los precios observados hasta marzo de 2017. La misma línea azul en el resto de la gráfica representa la serie proyectada para finalizar el 2017. El escenario bajo y alto se representa en la gráfica con las líneas en color rojo y verde, respectivamente. Cabe mencionar que para el escenario base se estima un periodo prolongado de relativa estabilidad. No obstante, se mantiene la incertidumbre asociada a los escenarios alternativos.

**Gráfica 8. Pronóstico de precios de la MME 2017 (dólares por barril)**



Fuente: FMP.

## b. Ingresos Esperados para 2017

### b.1. Asignaciones

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

Las estimaciones sobre los tres escenarios propuestos para 2017 pueden observarse en la Tabla 5. Los resultados muestran que el ingreso acumulado anual estimado por asignaciones el escenario base será de 378,784 mp, equivalente al 1.9% del PIB. El total de ingresos por asignaciones se compone por el pago del Derecho Exploración por un monto de 991 mp, por el Derecho de Extracción por 48,128 mp y un ingreso por el pago del Derecho por la Utilidad Compartida de 329,784 mp.

**Tabla 5. Estimación de ingresos por asignaciones para 2017, distintos escenarios<sup>1/</sup>**  
(millones de pesos)

Tipo de Derecho	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
Derecho de Exploración	991	991	991
Derecho de Extracción	41,764	48,128	72,165
Derecho por la Utilidad Compartida	290,715	329,665	402,651
Total de ingresos por asignaciones	333,470	378,784	475,806
Total de ingresos por asignaciones (% del PIB <sup>2/</sup> )	1.6%	1.9%	2.3%

1/ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos es de 95%.

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

En cuanto a los escenarios alternativos para 2017, utilizando el precio de la MME obtenido a partir de un nivel de confianza del 95%, se estima que el ingreso anual por asignaciones estará acotado entre 333,470 (1.6% del PIB) y 475,806 (2.3% del PIB) millones de pesos.

Considerando el escenario base, las estimaciones de esta programación financiera para 2017 en comparación con lo que se estimaba en octubre de 2016 muestran un ligero aumento en el monto de ingresos en términos absolutos de 0.1 puntos porcentuales del PIB, al pasar el escenario central de 1.8% a 1.9% del PIB.

### b.2. Contratos

De la administración de estos contratos, el FMP ha recibido a marzo de 2017 un monto aproximado de 23 millones de dólares (equivalentes 413 mp) por los conceptos de regalía base<sup>7</sup> y regalía adicional<sup>8</sup>. Mientras que por cuota contractual para la fase exploratoria el FMP ha recibido aproximadamente 26 millones de pesos.

<sup>7</sup> Se refiere a las regalías establecidas en la Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos.

<sup>8</sup> Se refiere al porcentaje adicional sobre el valor contractual de los hidrocarburos ofrecido al Estado en la licitación.

Para la estimación de los ingresos asociados a contratos en el periodo de estudio se utilizaron los supuestos descritos a continuación. En relación al volumen producido se supuso que los 12 contratos que presentaron producción en febrero se mantendrán produciendo para 2017. El volumen de producción considerado para cada contrato es el promedio diario calculado de los últimos 3 meses. Se mantiene el supuesto de que los contratos en etapa de exploración o evaluación agotarán el límite establecido para dichas actividades, se supone que no habrá producción de los mismos durante 2017.

Para los contratos que se asignen en las licitaciones por venir: R2.1 y R2.2, se supone que no tendrán producción durante 2017. No se prevé que se active el mecanismo de ajuste en ningún contrato.

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.

Cabe mencionar que en la programación financiera de octubre no se realizó una estimación acerca del criterio de desempate para el Campo Trión, el cual resultó en un monto de 62.4 millones de dólares. Como se anticipó en la programación financiera de octubre, el 10% fue recibido por el FMP.

Derivado de lo anterior, el FMP estima un total de ingresos por contratos al cierre de 2017 de 2,094 mp por contraprestaciones, equivalentes a menos del 1% del PIB.

### **b.3. 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 380,878 mp al cierre del año. Esta cifra representa 1.9% del PIB, 2.8 puntos porcentuales por debajo del umbral de 4.7% del PIB de Criterios Generales de Política Económica 2017 (20,300 mmp) para acumular reserva de ahorro de largo plazo. Los ingresos por asignaciones representan el 99.5% del total de ingresos esperados para 2017. Cabe mencionar que el derecho que más ingresos aporta al total de asignaciones es el DUC que representa el 87%. Por otro lado, los contratos aportan menos del 1% de las recepciones estimadas para el 2017, siendo el bono a la firma pagado por el consorcio BHP Billiton y PEP por el criterio de desempate el proceso de adjudicación del campo Trión.

Como se observa en la Tabla 6, el escenario bajo para 2017 estima ingresos por 335,524 mp, equivalentes al 1.7% del PIB inferior al escenario base en 45,354 mp. Por otra parte, el escenario alto supone ingresos por 477,990 mp, los cuales representan 2.4% del PIB.

**Tabla 6. Estimación de ingresos del FMP para 2017, distintos escenarios<sup>1/</sup>**  
(millones de pesos)

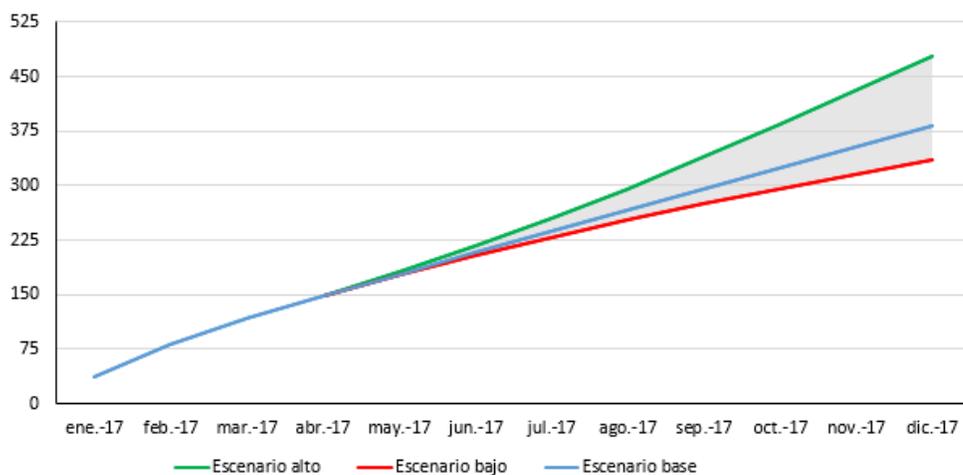
Tipo de ingreso	Escenario Bajo	Escenario Base	Escenario Alto
<b>Asignaciones</b>			
Derecho de Exploración	991	991	991
Derecho de Extracción	41,764	48,128	72,165
Derecho por la Utilidad Compartida	290,715	329,665	402,651
<b>Contratos</b>			
Cuota Exploratoria	250	250	250
Regalía base	29	33	49
Regalía adicional	531	567	641
Bono a la firma	1,244	1,244	1,244
Total de ingresos estimados 2017	335,524	380,878	477,990
Total de ingresos estimados 2017 (% del PIB <sup>2/</sup> )	1.7%	1.9%	2.4%

1/ El intervalo de confianza utilizado para generar los escenarios alternativos es de 95%.

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

La Gráfica 9 ilustra los ingresos acumulados para 2017, según los tres escenarios antes mencionados. El rango de valores proyectados al cierre de 2017 entre el escenario bajo y el escenario alto es de 142,466 mp. Si bien en el escenario alto no se acumularía una reserva de largo plazo, el rango de posibles escenarios resulta mayor a lo observado en 2016 (1.6% PIB).

**Gráfica 9. Ingresos acumulados para 2017, distintos escenarios**  
(miles de millones de pesos)



Fuente: FMP.

### c. Factores de riesgo al pronóstico.

En esta sección se describen los distintos factores que podrían alterar las trayectorias de ingresos pronosticadas en esta programación financiera. Dichos factores se documentan en el resto de la sección en dos grupos: **al alza** y **a la baja**. Los primeros se refieren a eventos que pudieren aumentar el precio del crudo, en cambio los segundos tendrían un efecto contrario en el mercado.

**Al alza:** La materialización de una posible extensión al acuerdo de la OPEP, al concluir en junio el plazo original de una vigencia de seis meses de acuerdo.

**Al alza:** Mayor demanda de hidrocarburos por una recuperación más vigorosa de lo anticipado en la economía mundial. En particular, la IEA estima que la demanda mundial de petróleo se incrementará 1.4 MMbd, la OPEP estima un aumento de 1.26 MMbd y la EIA estima 1.6 MMbd más que en el 2016. Este crecimiento se verá impulsado principalmente por la demanda de EUA, India y China.

**Al alza:** Un aumento en el riesgo geopolítico en Medio Oriente generado por los recientes eventos entre los gobiernos de EUA y Siria debido a la importancia que este último tiene en la oferta mundial de petróleo.

**A la baja:** El riesgo de una desacumulación acelerada de inventarios, pues el aplanamiento de la curva de futuros podría modificar la estrategia de administración de inventarios.

**A la baja:** Una mayor oferta de crudo por un aumento superior a lo esperado en EUA. De acuerdo con las estadísticas semanales publicadas por distintas agencias, en lo que va del 2017, la producción de petróleo de ese país ha mostrado niveles no observados desde finales de 2014. Los datos mensuales sugieren que la producción de petróleo de Estados Unidos crecerá 100,000 bd este año y 550,000 bd en 2018. Este cambio se vio principalmente impulsado por los precios de petróleo superiores a 50 USD/b que hacen que los proyectos de extracción no convencional se vuelvan rentables.

**A la baja:** Las elecciones europeas de este año, principalmente en Francia y Alemania ya que los resultados podrían cuestionar la sustentabilidad de la Unión Europea. Una crisis económica y política en la región resultaría en un impacto negativo en el lado de la demanda de petróleo.

## IV. Conclusiones

Derivado de los acontecimientos ocurridos recientemente en los mercados de hidrocarburos nacionales e internacionales, el FMP estima que los ingresos esperados para el 2017 serán mayores a lo presentado al Comité en octubre de 2016. Como resultado del ejercicio de programación aquí presentado, en el escenario base se estima que los ingresos del FMP alcancen un monto equivalente al 1.9% del PIB para 2017, equiparable con lo aprobado en la Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2017. En cuanto al análisis de escenarios alternos, la estimación actualizada de los ingresos oscila entre 1.6% y 2.3% del PIB con una confianza del 95%.

La diferencia entre dichos pronósticos es consecuencia de los siguientes tres factores relevantes. Primero, debido a una ligera recuperación en la plataforma de producción de crudo para 2017 con relación a las expectativas de producción de 2016. De igual manera, resalta la depreciación del tipo de cambio como consecuencia de los resultados electorales de EUA en noviembre de 2016. Finalmente, otro factor relevante es la disminución en la tasa de deducción costos observada al cierre del año para el pago del DUC.

A pesar de ello, existen factores de riesgo que pudieran alterar la trayectoria de los precios. Por una parte, la extensión del acuerdo de la OPEP o una mayor demanda de hidrocarburos por una recuperación en la economía mundial más vigorosa de lo anticipado podrían incentivar el alza de precios. Por otra parte, el alza de precios puede verse amenazada si llegaran a concretarse eventos como una desacumulación acelerada y desordenada de inventarios, un incremento no anticipado en la oferta de crudo por aumentos en la producción no convencional en EUA o bien una menor demanda mundial de crudo si los resultados electorales en Francia y Alemania cuestionan la sustentabilidad de la Unión Europea.

A pesar de los riesgos mencionados en el párrafo anterior, el análisis basado en instrumentos financieros derivados del petróleo del periodo sigue indicando que habrá una estabilidad prolongada de precios durante el 2017. Sin embargo, los niveles esperados continúan siendo inferiores a lo observado en 2014.