

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
abril -junio 2019**

Ciudad de México, 25 de julio de 2019

## **INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2019**

Este informe se presenta en cumplimiento a lo establecido en el artículo 19 de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo.

Asimismo, por este medio se rinde el informe trimestral respecto a la administración de la Reserva del Fondo en observancia de la “Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”, aprobada por el Comité Técnico en sesión del 26 de enero de 2018.



## Contenido

---

<b>1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS</b> .....	4
1.1. Ingresos .....	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos .....	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos .....	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales .....	6
a. Transferencias ordinarias .....	6
1.3. Registro del Fiduciario .....	9
<b>2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO</b> .....	10
2.1. Administración de riesgos .....	15
a. Cumplimiento de límites de riesgo .....	15
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión .....	15
<b>3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS</b> 17	
3.1. Contratos de licencia con producción .....	19
3.2. Contratos de producción compartida con producción .....	21
3.3. Proceso de ajustes al registro de costos .....	25
3.4. Regímenes fiscales aplicados al caso Ek-Balam .....	25
a. Pagos al Estado .....	25
b. Ingresos netos de Pemex .....	26
<b>4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO</b> .....	28
4.1. Honorarios fiduciarios pagados al Banco de México .....	28
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo .....	28
4.3. Otras actividades relevantes .....	28
a. Fiscalización del Fondo .....	28
i. Seguimiento a las revisiones de la Auditoría Superior de la Federación	28
ii. Auditor interno .....	29
b. Transparencia y acceso a la información pública .....	29
i. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia .....	29
ii. Atención a solicitudes de acceso a la información .....	30
iii. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo .....	30
iv. Talleres para contratistas .....	30
v. Publicación de estadísticas .....	30
vi. Fortalecimiento al Control Interno .....	31
<b>Anexo 1.</b> Proceso que deben seguir las empresas para presentar el plan de desarrollo .....	32
<b>Anexo 2.</b> Metodología para el análisis comparativo de regímenes fiscales ....	33
<b>Anexo 3.</b> Estados financieros .....	38

En cumplimiento al plan de trabajo y al gasto de operación para el ejercicio 2019, aprobados por el Comité Técnico (Comité) en sesión del 26 de octubre de 2018, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (en lo sucesivo indistintamente “Fondo” o “FMP”) realizó durante el segundo trimestre de 2019 las siguientes actividades:

## 1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

### 1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 506 operaciones de recepción de recursos que corresponden a pagos por parte de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario, así como de contratistas y del comercializador del Estado. Estas operaciones abarcan, entre otros, diversos conceptos correspondientes al pago de derechos de asignaciones y contraprestaciones de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos que fueron clasificados, registrados y verificados por el fiduciario para su adecuado control y seguimiento.

#### a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió de Pemex en su carácter de asignatario el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida que durante el trimestre ascendieron a 115,640 millones de pesos.<sup>1</sup>

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 84.3% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 15.5% y los de exploración el 0.2%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el segundo trimestre del año representan una disminución de 8% respecto al mismo periodo del ejercicio 2018, como se muestra en la siguiente tabla:

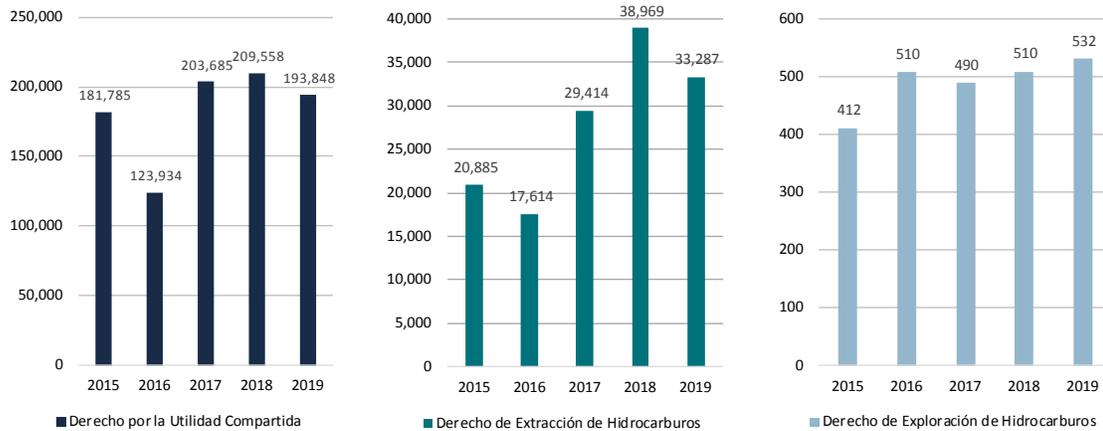
**Tabla 1. Comparativo de ingresos recibidos por asignaciones**  
 abril - junio  
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	abril - junio 2018	abril - junio 2019	Δ % (2019 vs. 2018)
Derecho por la Utilidad Compartida	106,379	97,468	-8%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	19,556	17,904	-8%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	257	268	4%
<b>Total</b>	<b>126,192</b>	<b>115,640</b>	<b>-8%</b>

Para efectos comparativos, en la Gráfica 1 se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a junio de los ejercicios 2015 a 2019:

<sup>1</sup> Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

**Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones**  
enero – junio  
(Cifras en millones de pesos)



**b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo “contratos”)**

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado<sup>2</sup>: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base), **d)** Penas convencionales, y **e)** Por comercialización de hidrocarburos, de acuerdo con lo siguiente:

**Tabla 2. Ingresos por contratos y comercialización<sup>1/</sup>**  
abril - junio  
(Cifras en millones)

	Pesos	Dólares	Δ % (2019 vs. 2018)
Cuota exploratoria	369		140%
Regalía adicional		32	29%
Regalía Base		10	21%
Penas convencionales <sup>2/</sup>		0	-
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		88	32%
<b>Total</b>	<b>369</b>	<b>129</b>	

<sup>1/</sup> En términos de lo estipulado en los contratos algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos que prevé que las obligaciones contraídas en moneda extranjera dentro de la República mexicana pueden ser solventadas en su equivalente en moneda nacional al tipo de cambio que corresponda en la fecha que se efectuó el pago (FIX publicado en el Diario Oficial de la Federación).

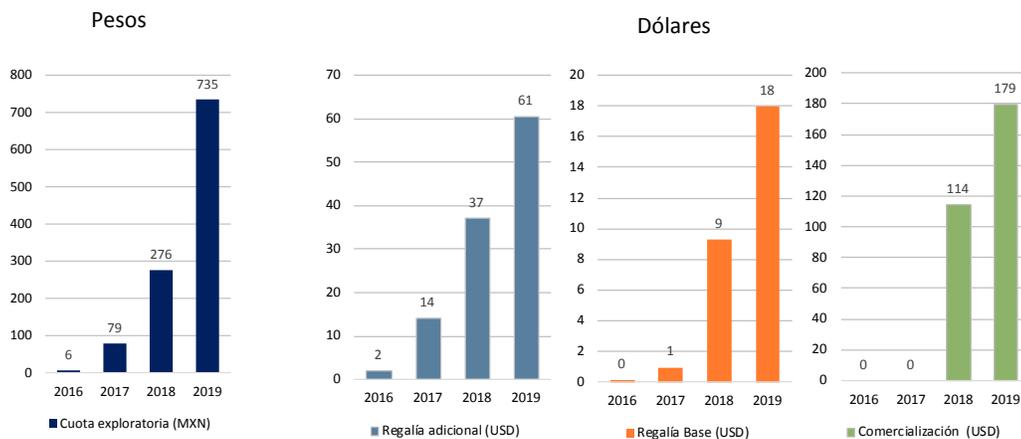
<sup>2/</sup> Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 30,759 dólares.

<sup>2</sup> Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

Los ingresos por contraprestaciones recibidos por el Fondo durante el segundo trimestre del año mostraron un incremento generalizado respecto del mismo periodo del ejercicio 2018.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a junio de los ejercicios 2015 a 2019:

**Gráficas 2. Ingresos por contratos y comercialización**  
enero- junio  
(Cifras en millones de pesos y de dólares)



## 1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales

### a. Transferencias ordinarias

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones, contratos y comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado, en cumplimiento a las instrucciones del Comité, verificando que se cumpliera con el orden de prelación legal, así como las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)<sup>3</sup>, conforme a lo siguiente:

<sup>3</sup> Artículos Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), Transitorios, del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 16, fracción II, de la Ley del Fondo, así como las cláusulas Sexta, fracción III y Décima, fracción II, del Contrato Constitutivo del Fideicomiso.



**Tabla 3. Transferencias ordinarias<sup>1/</sup>**  
 abril - junio  
 (Cifras en millones de pesos)

<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	-
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	-
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>1,122</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	-
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación</b>	<b>7</b>
<b>VI.Tesofe para que los ingresos petroleros del Gobierno Federal que se destinan a cubrir el presupuesto de Egresos de La Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto</b>	<b>117,398</b>
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	66
b. Transferencia para que los Ingresos Petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del Producto Interno Bruto	117,333
<b>Total</b>	<b>118,528</b>

<sup>1/</sup> Los montos pueden no coincidir por redondeo.

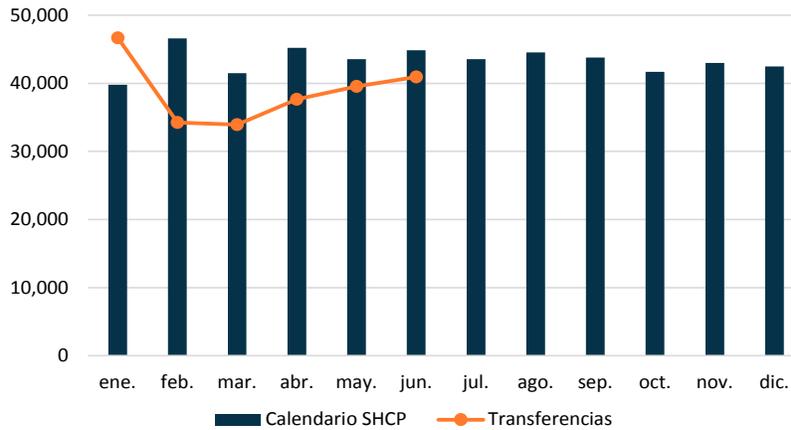
Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 118,528 millones de pesos, acumulando así un total de 233,402 millones de pesos en lo que va del año, equivalentes al 0.94% del Producto Interno Bruto (PIB), estimado en los Criterios Generales de Política Económica para el ejercicio 2019. Hasta junio del presente año, el referido monto es menor en 28,151 millones de pesos a lo estimado en el calendario de la SHCP. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2019 anticipa transferencias por 520,665 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 2.1% del PIB.

**Tabla 4. Transferencias ordinarias respecto a los montos anuales establecidos en el calendario de la SHCP**  
 (Cifras en millones de pesos)

	Montos establecidos Calendario SHCP 2019	Transferencias enero - junio	Monto pendiente por transferir
<b>I. Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>11,455</b>	<b>11,455</b>	-
<b>II. Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>3,332</b>	<b>3,332</b>	-
<b>III. Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>4,530</b>	<b>2,277</b>	<b>2,253</b>
<b>IV. Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	<b>3,384</b>	<b>3,384</b>	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - SENER - Hidrocarburos	2,200	2,200	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508	508	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - SENER - Sustentabilidad Energética	677	677	-
<b>V. Transferencia para cubrir los costos de fiscalización en la Auditoría en materia petrolera</b>	<b>27</b>	<b>13</b>	<b>14</b>
<b>VI. Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)</b>	<b>497,937</b>	<b>212,941</b>	<b>284,996</b>
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	266	133	132
b. Transferencia para que los Ingresos petroleros que se destinan a cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación se mantengan en el 4.7% del PIB	497,671	212,807	284,864
<b>Total</b>	<b>520,665</b>	<b>233,402</b>	<b>287,263</b>

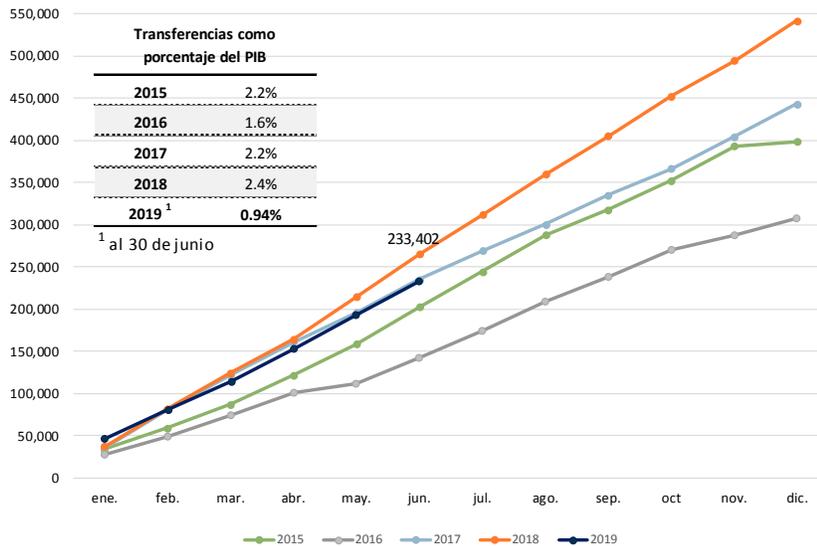
La gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas según el calendario determinado por la SHCP.

**Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP**  
(Cifras en millones de pesos)



Para efectos comparativos, la siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias equivalen en el PIB de los ejercicios 2015 a 2019.

**Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año**  
(Cifras en millones de pesos)



**1.3. Registro del Fiduciario**

Durante el segundo trimestre de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 3 contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir sus respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la modificación de 49 títulos de asignación, por lo que esta empresa envió al Fondo la documentación completa para su registro. El Fondo expidió a favor de Pemex las constancias de inscripción correspondientes y actualizó sus registros para quedar como sigue:

**Tabla 5. Contratos inscritos al 30 de junio de 2019**

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	2	14	3	18	37
Dos	10	33	-	7	50
Tres	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
<b>Total</b>	<b>28</b>	<b>48</b>	<b>7</b>	<b>28</b>	<b>111</b>

**Tabla 6. Asignaciones inscritas al 30 de junio de 2019**

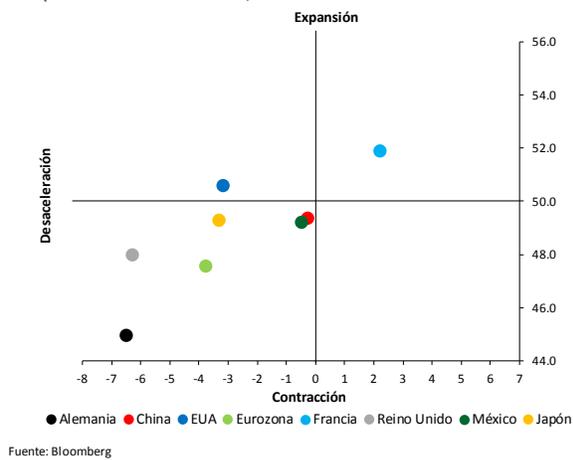
Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	258
Asignación de exploración	112
Asignación de resguardo	45
<b>Total</b>	<b>415</b>

Fuente: FMP con datos de la CNH.

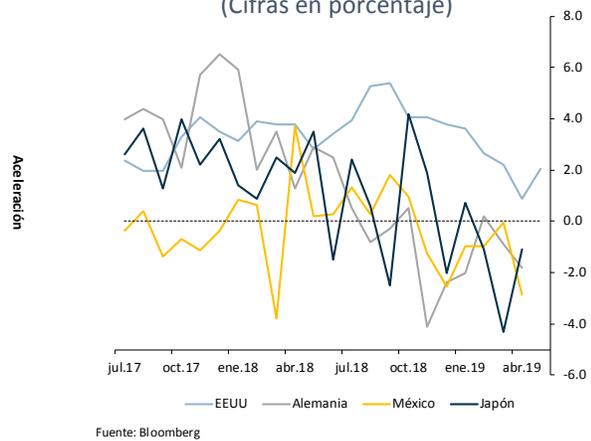
## 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

Durante el segundo trimestre de 2019 la actividad económica a nivel global continuó desacelerándose. Las tensiones comerciales entre Estados Unidos (EE.UU.) y China se intensificaron ante la falta de un acuerdo comercial y el anuncio de la implementación de aranceles del 25% a exportaciones chinas, cuyo valor asciende a 300 mil millones de dólares. El endurecimiento de la postura comercial entre ambos países causó mayor incertidumbre respecto al crecimiento de las principales economías del mundo. En línea con lo anterior, los principales indicadores han apuntado hacia una desaceleración encabezada por el sector manufacturero (Gráficas 5 y 6). Esto a su vez ha dado lugar a que los bancos centrales de países avanzados manifiesten la conveniencia de mantener una postura de cautela, inclusive sugiriendo la posibilidad de adoptar medidas que busquen relajar las condiciones monetarias.

**Gráfica 5. Indicador de manufactura PMI**  
(Cifras en unidades; cambio en los últimos 6 meses)



**Gráfica 6. Cambio anual de la producción industrial**  
(Cifras en porcentaje)



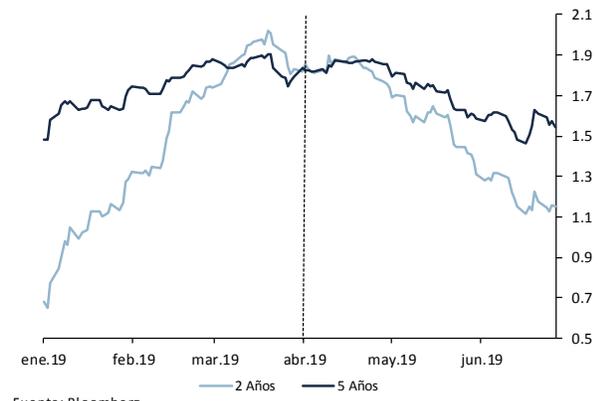
La economía de los EE.UU. continúa mostrando crecimiento impulsado por la inversión y en menor medida por el consumo. Sin embargo, algunos indicadores prospectivos apuntan a que la actividad económica podría moderarse y mostrar un menor dinamismo, especialmente en el sector manufacturero. Por su parte, a pesar de que el mercado laboral se mantiene sólido, éste se ha moderado al tiempo que el aumento en los salarios se ha estancado y las expectativas de inflación se han deteriorado. Cabe destacar que, el deflactor del consumo personal (conocido como “PCE” por sus siglas en inglés), métrica utilizada por la Reserva Federal como referencia para su objetivo de inflación, se ubicó en tan solo 1.6% anual, muy por debajo del 2% que tiene como objetivo. Asimismo, los indicadores de mercado que sirven como medida para determinar las expectativas de inflación, es decir, el diferencial entre la tasa nominal y la real, han caído significativamente en los meses recientes (Gráficas 7 y 8).

**Gráfica 7. Indicadores de inflación**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 8. Diferencial entre la tasa nominal y real de las notas del Tesoro americano**  
(Cifras en porcentaje)

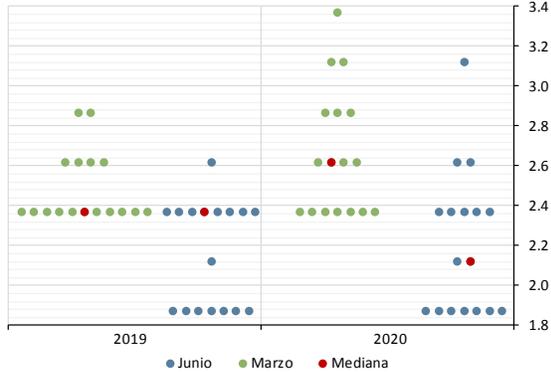


Fuente: Bloomberg

Las condiciones económicas antes mencionadas han resultado en una retórica más laxa por parte de los participantes de la Reserva Federal, quienes han mostrado mayor preocupación por la baja inflación, así como por los riesgos que conlleva la tensión comercial para el crecimiento económico. Al respecto, con motivo de su reunión más reciente de política monetaria, varios de los integrantes de dicho banco central consideran que un recorte de tasas podría ser requerido en el corto plazo. En ese sentido, según sus proyecciones para la tasa de referencia al cierre de 2019 (Gráfica 9), más de la mitad esperan que se ubique hasta 50 puntos base debajo del nivel actual, es decir, en un rango de 1.75-2.00%. Lo anterior destaca dado que previamente la mayoría anticipaba que se mantuviera en los niveles actuales de 2.25-2.50%.

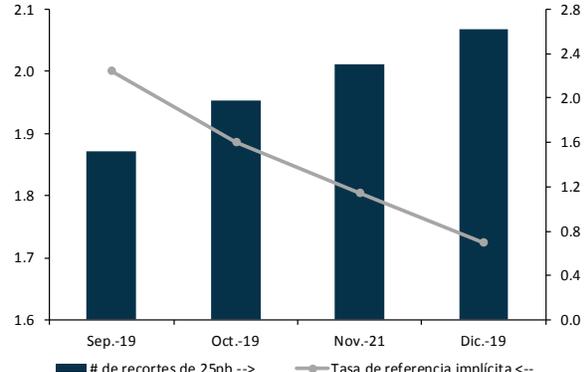
En atención a las proyecciones antes mencionadas, la probabilidad implícita de un recorte de la tasa de referencia incorporada en los futuros de fondos federales de julio aumentó considerablemente. La Gráfica 10 muestra el número aproximado de recortes de tasa que están incorporados en los futuros de fondos federales, en donde destaca la estimación para septiembre de este año cuando se espera que dicho banco central recorte al menos una vez la tasa en 25 puntos base y que para finales del 2019 haya alcanzado un total de entre 2 o 3 recortes.

**Gráfica 9. Proyecciones sobre el nivel de la tasa de referencia de los integrantes de la Reserva Federal**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Reserva Federal

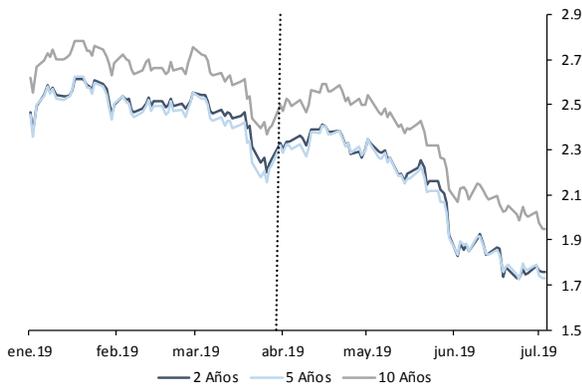
**Gráfica 10. Posibles recortes de la tasa de referencia según lo implícito en las tasas de fondos federales**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

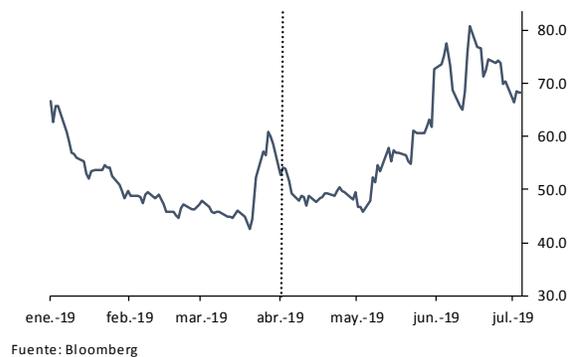
La retórica más cautelosa y laxa de la Reserva Federal se ha reflejado en un incremento en la volatilidad de las tasas de las notas del Tesoro. En particular, como se observa en la Gráfica 11, el rendimiento de las notas del Tesoro americano presentó caídas de entre 30 y hasta 50 puntos base, mientras que la volatilidad alcanzó niveles máximos desde finales de 2016, periodo en el que este banco central incrementó la tasa de referencia de manera sorpresiva.

**Gráfica 11. Tasas de las notas del Tesoro Americano a distintos plazos de vencimiento**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

**Gráfica 12. Índice de volatilidad de las notas del Tesoro Americano**  
(Cifras en unidades)

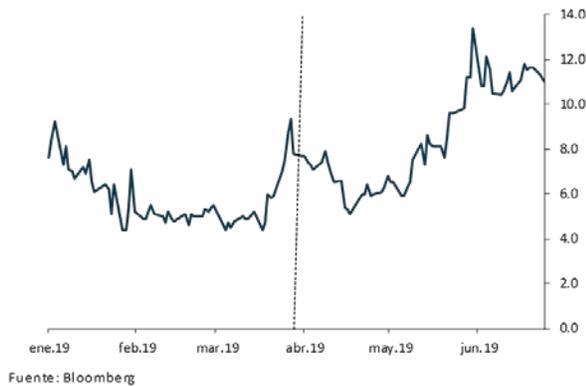


Fuente: Bloomberg

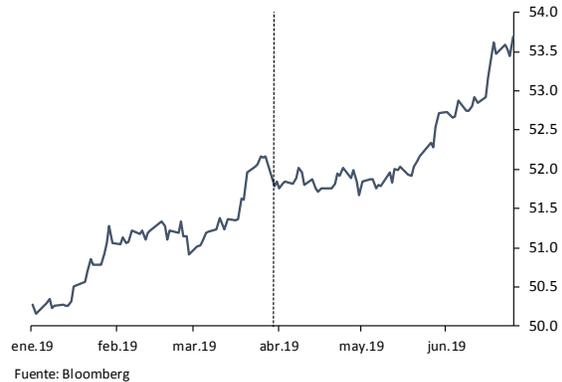
Adicionalmente, cabe señalar que el sector de corto plazo de la curva de rendimiento se mantiene invertido, es decir, los instrumentos con vencimiento a menor plazo continúan ofreciendo un mayor rendimiento que aquellos con un plazo mayor. En particular, el diferencial entre los instrumentos con vencimiento a 3 meses y aquellos a 2 años se ubica en terreno negativo. En ocasiones anteriores, previo a una recesión en la economía norteamericana, estos diferenciales han mostrado un comportamiento similar.

Ante el mensaje más laxo por parte de la Reserva Federal, así como de otros bancos centrales, tales como el Banco Central Europeo, el Banco de Japón y el Banco Central de Australia, ha aumentado la demanda de activos considerados de refugio, entre otros, el papel gubernamental de EE.UU. Ello contribuyó a la ampliación en los diferenciales de tasas de estos títulos respecto de instrumentos emitidos por las agencias gubernamentales y los bonos corporativos, mismos que forman parte de la cartera parámetro del Fondo. Es importante mencionar que durante este periodo la oferta de agencias, en particular las de vencimiento a 3 años aumentó considerablemente lo que también contribuyó a presionar el diferencial, el cual alcanzó niveles cercanos a 14 puntos base, máximo desde 2011 (Gráfica 13).

**Gráfica 13. Diferencial entre las tasas de las agencias gubernamentales y las notas del Tesoro con un vencimiento de 1-3 años**  
(Cifras en porcentaje)



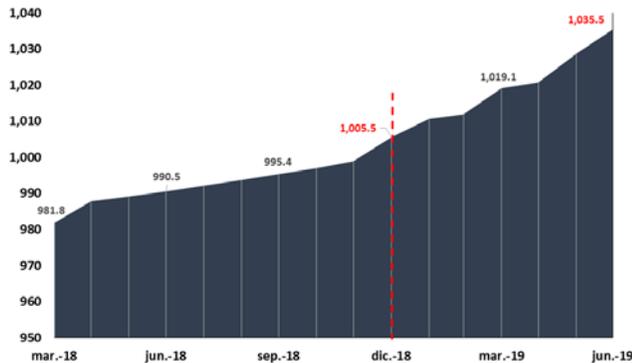
**Gráfica 14. Precio del ETF de deuda corporativa AAA-A**  
(Cifras en dólares)



Bajo este entorno de aversión al riesgo, lo cual derivó en una caída significativa de las tasas de las notas del Tesoro, particularmente las de corto plazo, la cartera de inversión de la Reserva generó un rendimiento de 1.64% durante el trimestre, con lo cual alcanzó un monto de 1,035.5 millones de dólares (Gráfica 15). Así, en lo que va del año, dicha cartera acumula ganancias de aproximadamente 30 millones de dólares, lo que equivale a un rendimiento anualizado de 5.9%.

La composición de la cartera al cierre del periodo se ajusta a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF) (Gráfica 16). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera de inversión del Fondo son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos de entre 2 a 3 años en promedio, que fueron los valores que más se apreciaron durante el periodo reportado.

**Gráfica 15. Valor de la Reserva del Fondo**  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

**Gráfica 16. Composición de la cartera de inversión al cierre de junio 2019**

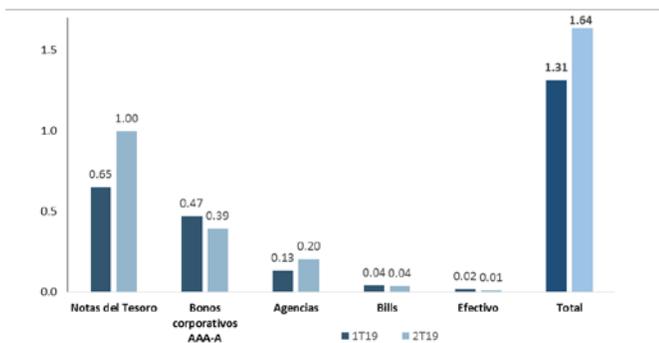


Rendimiento a vencimiento (%)	1.9
Duración (años)	2.3

Fuente: FMP

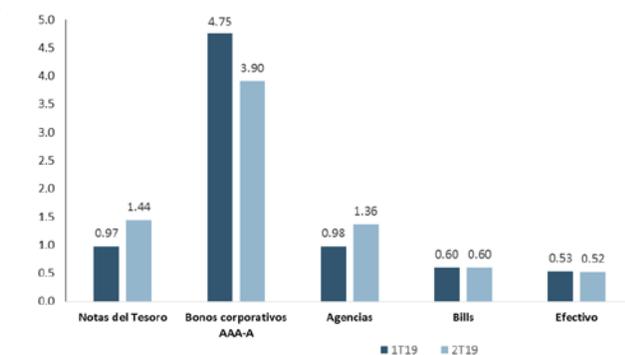
El rendimiento de la cartera de inversión se explica en gran medida por el desempeño de las notas del Tesoro (Gráfica 17), siendo los instrumentos que más contribuyeron al rendimiento, aportando 100 puntos base del rendimiento total. Como se explicó anteriormente, esto responde a la caída significativa que presentaron las tasas de las notas del Tesoro, particularmente por lo que se refiere al segmento de corto plazo que es el que compone la cartera parámetro. Asimismo, destaca nuevamente el desempeño de los bonos corporativos, ya que a pesar de que representan tan solo el 10% de la misma, su contribución fue de 39 puntos base.

**Gráfica 17. Contribución al rendimiento por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

**Gráfica 18. Rendimiento trimestral por tipo de activo**  
(Cifras en porcentaje)



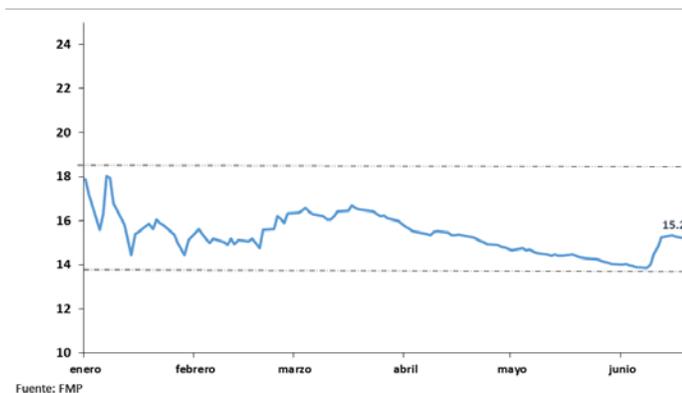
Fuente: FMP

## 2.1. Administración de riesgos

### a. Cumplimiento de límites de riesgo

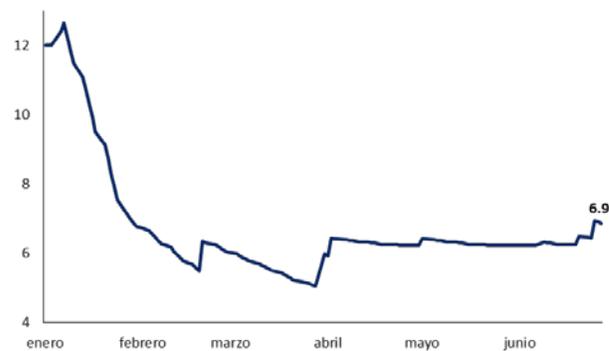
Con el fin de medir y dar seguimiento al riesgo que se genera por las diferencias en la composición entre la cartera de inversión del Fondo y su respectiva cartera parámetro, incluyendo aquellas derivadas de posiciones de desviación, se utiliza como medida de control de riesgo el *Tracking Error*, cuyo límite máximo aprobado por el Comité es de 50 puntos base<sup>4</sup>. Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error* se ubicó en 15.2 puntos base<sup>5</sup> (Gráfica 19) y aunque se mantuvo en un rango de entre 14 y 16.5 puntos base, se observó un alza hacia finales de junio debido al incremento en la volatilidad en los mercados financieros y estrategias de inversión que implicaron desviaciones en composición y duración entre las referidas carteras. Por su parte, el Valor de Riesgo (VaR)<sup>6</sup> histórico al cierre del trimestre se ubicó en 6.9 puntos base (Gráfica 20), lo que implica que bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excedería de 715 mil dólares en un día, con probabilidad del 95%.

**Gráfica 19. *Tracking Error* de la desviación de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

**Gráfica 20. VaR histórico de la cartera de inversión**  
(Cifras en puntos base)



### b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

La PIARF establece una calificación crediticia mínima para los valores de renta fija que pueden conformar la cartera de inversión, así como para las contrapartes con las que el Fondo puede realizar operaciones financieras. Al respecto, el Fondo cumplió a lo largo del trimestre con los lineamientos establecidos y tanto los instrumentos de inversión, como las contrapartes con las cuales llevo a cabo sus operaciones se adecuaron en todo momento a las referidas calificaciones mínimas. A continuación se muestra la composición de los instrumentos por nivel de calificación crediticia al 30 de junio.

<sup>4</sup> El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.

<sup>5</sup> El límite de riesgo aprobado por el Comité Técnico es de 50 puntos base.

<sup>6</sup> El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

**Tabla 7. Desglose de los instrumentos que conforman la Cartera de Inversión por calificación crediticia.**

<b>AAA</b>	<b>AA</b>	<b>A</b>	<b>BBB y menos</b>	<b>Efectivo</b>
78%	12%	8%	0%	2%

### 3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Al cierre del segundo trimestre de 2019, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de un total de 111 contratos; 35 en modalidad de producción compartida y 76 bajo la modalidad de licencia.

Para poder realizar la correcta administración de los aspectos financieros de los contratos, el Fondo se encarga del desarrollo, mantenimiento y soporte del Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC). Como parte del soporte proporcionado a lo largo del segundo trimestre, el Fondo atendió un total de 196 solicitudes de alta, baja y modificaciones de usuarios del SIPAC.

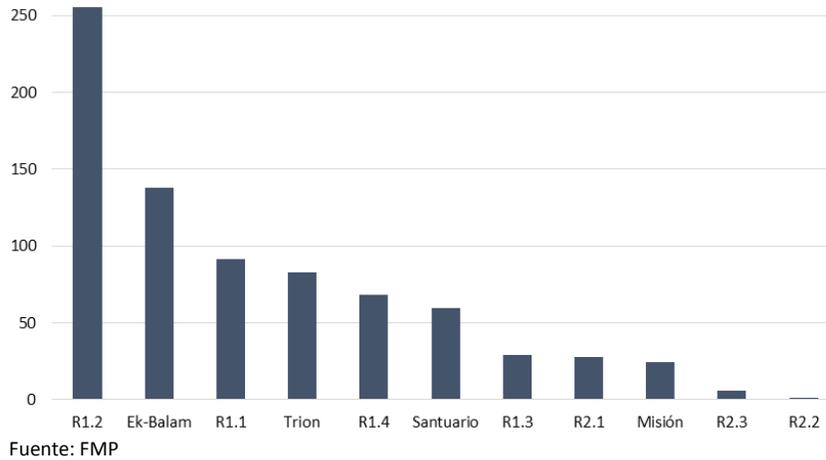
**Tabla 8. Solicitudes de altas, bajas y modificaciones de usuarios del SIPAC**  
abril-junio

Tipo de solicitud	Abril	Mayo	Junio	Total trimestre
<b>Gestión de usuarios</b>	<b>24</b>	<b>49</b>	<b>30</b>	<b>103</b>
<b>Administración de usuarios</b>	<b>10</b>	<b>29</b>	<b>54</b>	<b>93</b>
<b>Totales</b>	<b>34</b>	<b>78</b>	<b>84</b>	<b>196</b>

Asimismo, al cierre de ese periodo, la CNH había registrado en el SIPAC 190 presupuestos correspondientes a 64 contratos. Conforme dichos presupuestos se ejercen, las empresas tienen la obligación de reportar al Fondo la información de inversiones y costos realizados.

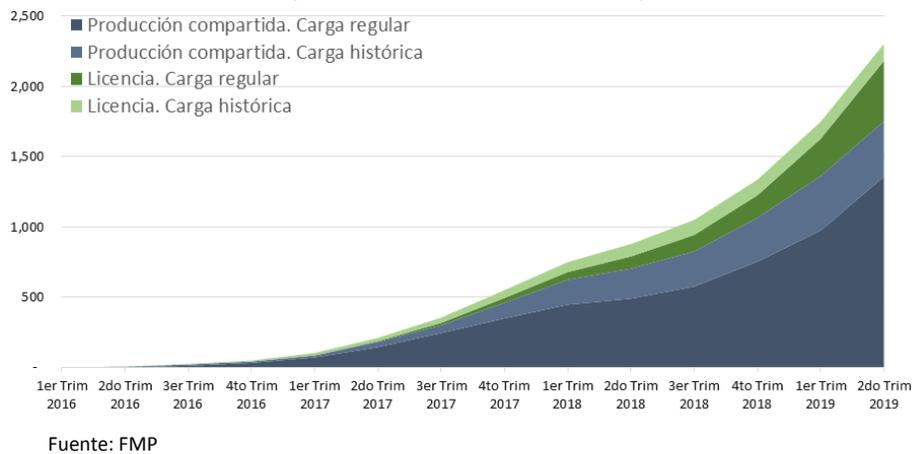
Como resultado del registro de presupuestos por parte de la CNH en este trimestre, el Fondo habilitó la ventana de carga histórica de inversiones y costos, éstos últimos se refieren a aquellos incurridos por el contratista desde el inicio de vigencia de un presupuesto y hasta el periodo en que la CNH lo carga en el SIPAC. En el trimestre se registraron en total 786 millones de dólares de inversiones y costos, de los cuales 549 millones corresponden a la carga regular y los 237 millones restantes corresponden a la carga histórica, es decir inversiones y costos realizados antes del registro del presupuesto correspondiente. En el primer semestre se han acumulado un total de 1,083 millones de dólares de inversiones y costos registrados en SIPAC.

**Gráfica 21. Montos de inversiones y costos registrados en SIPAC  
abril-junio**  
(Cifras en millones de dólares)



Así, al cierre del segundo trimestre se han reportado por los contratistas un total de 2,303 millones de dólares en inversiones y costos asociados a actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

**Gráfica 22. Montos acumulados de inversiones y costos registrados en SIPAC**  
(Cifras en millones de dólares)



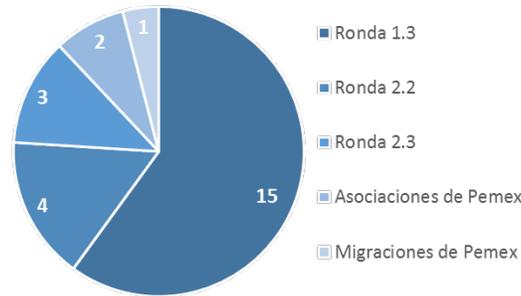
Cabe recordar que en los contratos no existe garantía alguna por parte del Estado del éxito del proyecto, por lo cual los costos incurridos durante las actividades de exploración y evaluación, así como las inversiones realizadas durante el desarrollo de las áreas contractuales corren exclusivamente por cuenta de las empresas, es decir el Estado no incurre en ningún riesgo.

El Fondo recibió 369 millones de pesos por concepto de cuota exploratoria de 92 contratos que aún no cuentan con un plan de desarrollo aprobado por la CNH. El proceso que deben seguir las empresas para presentar dicho plan se presenta en el **Anexo 1**.

### 3.1. Contratos de licencia con producción

Durante el periodo, 25 de los 76 contratos de licencia que el Estado ha adjudicado produjeron al menos alguno de los hidrocarburos siguientes: **i)** petróleo; **ii)** gas natural, y **iii)** condensados. En particular, se registró producción de petróleo de 10 contratos y 24 de gas natural.

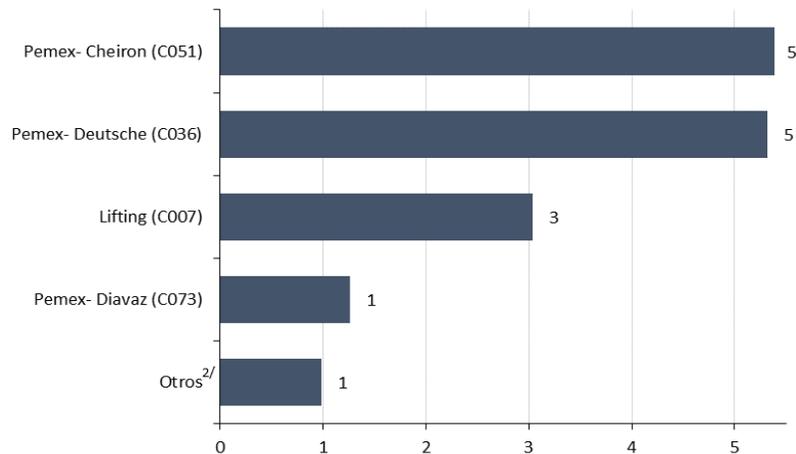
**Gráfica 23. Número de contratos de licencia con producción**



Fuente: FMP

Con base en la información de volúmenes registrada por la CNH<sup>7</sup>, se reportó una producción promedio de 16 mil barriles diarios de petróleo y 87 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

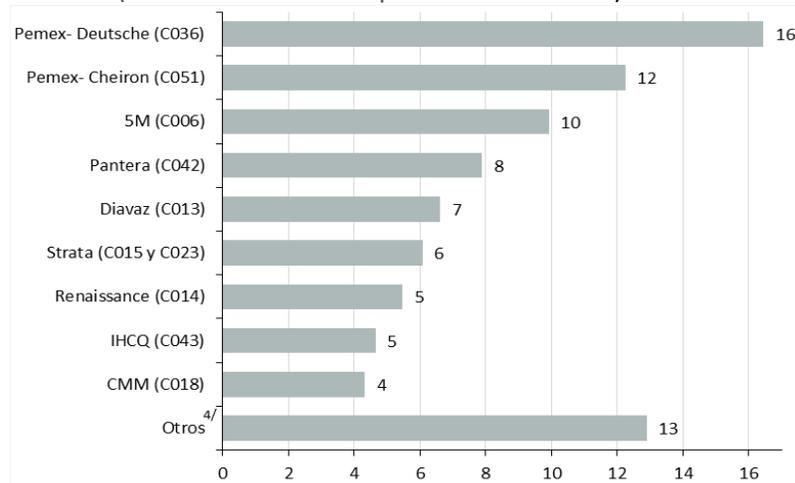
**Gráfica 24. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/</sup>**  
 abril-junio  
 (Cifras en miles de barriles día)



<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.

<sup>2/</sup>Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014), Tonalli (C024) y Jaguar (C045).

<sup>7</sup> Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la información de CNH.

**Gráfica 25. Promedio diario de volumen de gas natural producido abril-junio**(Cifras en millones de pies cúbicos día<sup>1/2/3/</sup>)<sup>1/</sup> Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.<sup>2/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.<sup>3/</sup> La suma puede no coincidir debido al redondeo.<sup>4/</sup> Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), CMM (C017), Dunas (C019), Gs (C022), Jaguar (C045) y Pemex- Diavaz (C073)

Fuente: FMP.

El Fondo determinó que el valor de la producción (valor contractual de los hidrocarburos o VCH) alcanzó los 123 millones de dólares, de los cuales el Estado recibió un total de 42 millones de dólares como pago de contraprestaciones.

**Tabla 9. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo<sup>1/</sup>**abril-junio  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía Base	Regalía Adicional	Total de Regalías
<b>abr-19</b>	39,680,530	3,048,118	10,042,775	13,090,893
<b>may-19</b>	40,926,472	3,340,910	10,862,901	14,203,811
<b>jun-19</b>	42,877,690	3,502,941	10,831,400	14,334,342
<b>Total</b>	<b>123,484,692</b>	<b>9,891,969</b>	<b>31,737,076</b>	<b>41,629,046</b>

<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.

Para determinar dicho monto se utilizaron 64 tasas de regalía progresiva, es decir, en esos casos la tasa utilizada para el cálculo superó la tasa mínima, debido a que los precios de los hidrocarburos sobrepasaron el umbral aplicable para este año.



**Tabla 10. Regalía Base**  
abril-junio  
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa calculada <sup>1/</sup>	Tasa mínima <sup>2/</sup>	Regalía base	Porcentaje del total
<b>Petróleo</b>	9.50%	7.50%	9,156,125	93%
<b>Gas natural asociado</b>	3.74%	NA	458,888	5%
<b>Gas natural no asociado</b>	0.31%	0.00%	30,651	0%
<b>Condensados</b>	5.00%	5.00%	246,304	2%
<b>Total</b>			<b>9,891,969</b>	<b>100%</b>

<sup>1/</sup> Se refiere al promedio ponderado de la tasa aplicada a cada contratista por la aportación de cada uno al valor contractual del hidrocarburo en cuestión.

<sup>2/</sup> Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

**Tabla 11. Regalía Adicional**  
abril-junio  
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada <sup>1/</sup>	VCH	Regalía Adicional	Porcentaje del total
<b>Asociaciones de Pemex</b>	13%	76,893,333	9,996,133	31%
<b>Migraciones</b>	13%	8,378,917	1,089,259	3%
<b>Ronda 1.3</b>	57%	33,141,639	19,007,481	60%
<b>Ronda 2.2</b>	25%	2,166,641	538,814	2%
<b>Ronda 2.3</b>	38%	2,904,162	1,105,390	3%
<b>Total</b>		<b>123,484,692</b>	<b>31,737,076</b>	<b>100%</b>

<sup>1/</sup> Se refiere al promedio ponderado por la participación de cada contratista en el valor contractual de los Hidrocarburos de la tasa ofrecida al inicio del contrato, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

De esta forma, el Fondo emitió 49 certificados que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos a los contratistas. Adicionalmente, en el periodo se retuvieron 24 certificados de pago a los contratistas que no se encontraban al corriente de sus obligaciones de pago, lo que corresponde a 559,645 barriles de hidrocarburos líquidos y 2,743,671 MMBtu.

Con relación a las penas convencionales que fueron pagadas durante este trimestre, queda pendiente recibir la conformidad de la CNH respecto de si el monto pagado y la autodeterminación de los contratistas son correctos. Por lo que, una vez que esto suceda el Fondo procederá a emitir los certificados correspondientes.

Finalmente, derivado de un procedimiento analítico llevado a cabo por la SHCP sobre los precios de comercialización de hidrocarburos del contratista Tonalli Energía, correspondientes a los periodos de septiembre y octubre de 2018, esta dependencia informó al Fondo sobre la necesidad de modificar los precios originalmente utilizados para el cálculo del VCH en aquellas fechas. Dicho cambio implicó la modificación de las contraprestaciones asociadas.

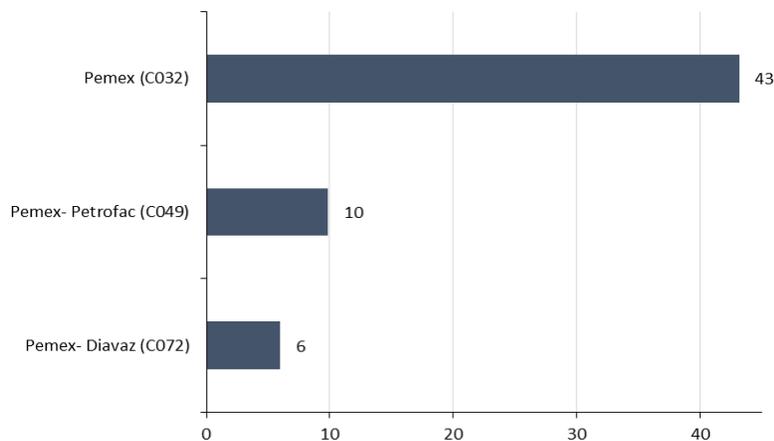
### 3.2. Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 5 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos algún hidrocarburo. En particular, 2 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados, mientras que los 2 restantes

solo reportaron producción de petróleo. Uno de estos últimos corresponde a la primera extracción de hidrocarburos de pruebas del consorcio Talos-Sierra-Premier (Bloque 7, Ronda 1.1) con una producción en abril de 13,758 barriles de petróleo. De conformidad con el contrato, estos hidrocarburos deben entregarse en su totalidad al comercializador del Estado para su venta y una vez que los recursos de la venta ingresen al Fondo, se procederá a realizar el cálculo de las contraprestaciones que apliquen.

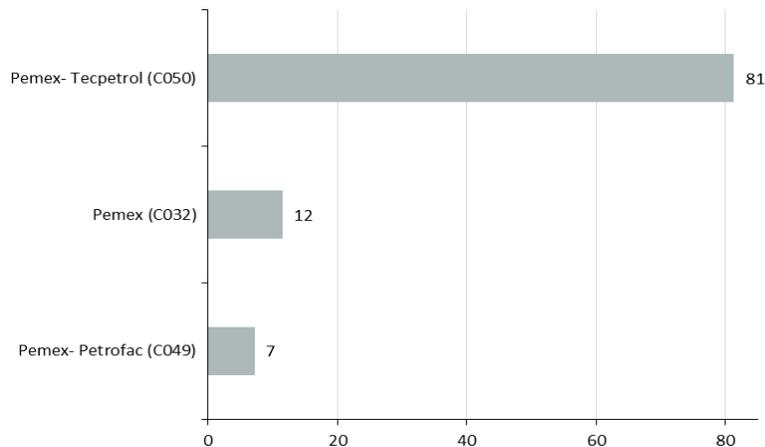
Con base en la información registrada por la CNH, se reportó una producción promedio de los contratos de producción compartida de 59 miles de barriles diarios de petróleo y 100 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

**Gráfica 26. Promedio diario de volumen de petróleo producido<sup>1/</sup>**  
 abril-junio  
 (Cifras en miles de barriles día)



<sup>1/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.  
 Fuente: FMP.

**Gráfica 27. Promedio diario de volumen de gas natural producido**  
 abril-junio  
 (Cifras en millones de pies cúbicos día<sup>1/2/</sup>)



<sup>1/</sup> Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.  
<sup>2/</sup> Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.  
 Fuente: FMP.

Los contratos de producción compartida consideran 2 contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la producción de hidrocarburos, la regalía base y la participación del Estado sobre la utilidad operativa del proyecto. Asimismo, consideran 2 contraprestaciones a favor de los contratistas, la recuperación de costos y la participación de los contratistas sobre la utilidad operativa.

A diferencia de los contratos de licencia, todas las contraprestaciones de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con excepción de algunos que consideran contraprestaciones en efectivo para hidrocarburos de prueba.

En este trimestre el VCH, el cual es la base para el cálculo de las contraprestaciones, alcanzó 351 millones de dólares.

**Tabla 12. Valor contractual de los hidrocarburos<sup>1/</sup>**

abril-junio  
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas Natural	Condensados
<b>abr-19</b>	114,276,882	105,102,916	7,871,558.70	1,302,408
<b>may-19</b>	118,024,663	109,160,039	7,690,502.36	1,174,121
<b>jun-19</b>	118,277,547	107,556,654	8,836,070.34	1,884,823
<b>Total</b>	350,579,092	321,819,609	24,398,131	4,361,352

<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio 2019.

De acuerdo a lo establecido en los contratos, el porcentaje del VCH que corresponde al Estado y que proviene del cálculo de la regalía base y de la participación en la utilidad operativa del proyecto, es de 31% en el caso del petróleo, 13% del gas natural y 14% de los condensados. Una vez que se aplican estos porcentajes al volumen producido a lo largo del trimestre, se obtiene la distribución final de los hidrocarburos para cada una de las partes.

**Tabla 13. Distribución final de las contraprestaciones en especie**

abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
<b>Estado</b>	1,698	1,235	15
<b>Contratista</b>	3,733	8,248	87
<b>Total</b>	<b>5,431</b>	<b>9,484</b>	<b>102</b>

Cabe recordar que de conformidad con lo estipulado en los contratos de producción compartida, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta.<sup>8</sup> En ese sentido, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió 87.6 millones de dólares por concepto de comercialización de hidrocarburos.

<sup>8</sup> Cláusula 14.3 de los Contratos suscritos entre los Contratistas y la CNH.



**Tabla 14. Ingresos por comercialización<sup>1/</sup>**  
 abril-junio  
 (Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe <sup>2/</sup>
Trafigura <sup>3/</sup>	84.2
CFEnergía <sup>4/</sup>	3.4
<b>Total</b>	<b>87.6</b>

<sup>1/</sup> De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión) y RF-C072-2018-040 (Ébano).

<sup>2/</sup> Son importes netos de la contraprestación del comercializador.

<sup>3/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

<sup>4/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

En particular, los comercializadores del Estado, Trafigura y CFEnergía, deben entregar al Fondo los ingresos por la venta de hidrocarburos netos del pago por los servicios de comercialización. Adicionalmente, el comercializador entrega al Fondo el IVA causado por los ingresos derivados de la comercialización.<sup>9</sup>

Durante el segundo trimestre de 2019, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

**Tabla 15. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado<sup>1/</sup>**  
 abril-junio  
 (Cifras en dólares)

Comercializador	Importe
Trafigura <sup>2/</sup>	286,258
CFEnergía <sup>3/</sup>	24,277
<b>Total</b>	<b>310,535</b>

<sup>1/</sup> De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión) y RF-C072-2018-040 (Ébano).

<sup>2/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

<sup>3/</sup> Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Tales ingresos corresponden a los 4 contratos de producción compartida que cuentan con producción comercial regular. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, estos ingresos están asociados a ventas durante el trimestre de 1,600,473 barriles de hidrocarburos líquidos y a 1,165,896 millones de BTU's.

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 269 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.<sup>10</sup>

<sup>9</sup> Artículo 27 de la LISH y cláusula 10.4 de los contratos de comercialización de hidrocarburos del Estado.

<sup>10</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

### 3.3. Proceso de ajustes al registro de costos

La empresa ENI México, ganadora de la licitación del campo Amoca-Miztón-Tecoalli correspondiente a la R1.2, ha llevado a cabo las actividades de desarrollo de dicho campo desde el 2015, registrando en el Fondo los montos correspondientes a los costos, gastos e inversiones asociados a dichas actividades. Como parte de los procesos previstos en los propios contratos, dicha empresa solicitó un procedimiento analítico ante la SHCP, con el fin de llevar a cabo un ajuste a los costos registrados en los distintos rubros de los presupuestos que le habían sido autorizados por la CNH. Los ajustes abarcan el periodo de enero a agosto de 2017. Después de la verificación realizada por la SHCP, esta dependencia aprobó cambios al registro de costos de ese contratista por un total de 37 millones de dólares.

### 3.4. Regímenes fiscales aplicados al caso Ek-Balam

El marco jurídico vigente permite a Pemex migrar asignaciones al régimen fiscal de contratos, siempre y cuando beneficie a la Nación a través de un aumento en la producción e incorporando reservas adicionales mediante un proyecto económicamente viable en función de la inversión estimada. La primera migración sucedió en mayo de 2017 con el campo Ek-Balam.

A dos años de la migración se realizó un análisis en el que se buscó estimar los pagos al Estado y la rentabilidad del campo, comparando la evolución que Ek-Balam hubiera tenido como una asignación contra la evolución observada bajo el régimen de contratos. Se utilizaron, entre otros, supuestos de producción e inversión que a continuación se describen.

En términos de producción, el escenario de contratos refleja lo que ha sucedido en los últimos dos años y la proyección que la CNH aprobó en el Plan de Desarrollo. En el caso de la asignación se asume que a partir de mayo 2017 se mantiene la misma tasa de declinación de producción observada entre 2013 y 2017 bajo dicho régimen.

En lo referente a los supuestos de inversión, el escenario de contratos considera las inversiones y costos registrados en el SIPAC hasta mayo de 2019 y en adelante se asume que el ritmo de inversión es el aprobado por la CNH en el Plan de Desarrollo. Para el régimen de asignaciones, se asume que no hay inversión en capital por lo que sólo se consideran los costos operativos registrados hasta mayo 2019 y hacia adelante corresponden al promedio de dichos costos registrados por Pemex en SIPAC desde la migración. El detalle de la metodología empleada se puede consultar en el **Anexo 2**.

#### a. Pagos al Estado

Los pagos al Estado se calculan conforme a la normatividad considerando los derechos y contraprestaciones aplicables:

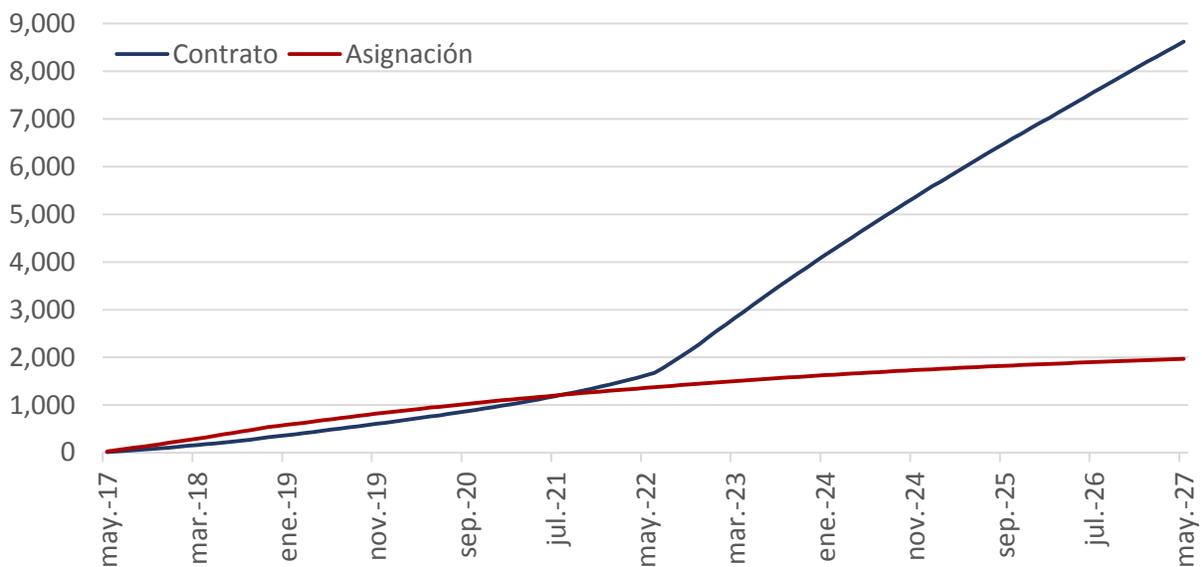
$$\text{Pagos al Estado}_{\text{Asignación}} = \text{Derecho de Extracción} + \text{Derecho por la utilidad compartida}$$

$$\text{Pagos al Estado}_{\text{Contrato}} = \text{Regalía Base} + \text{Utilidad operativa}$$

En el corto plazo las asignaciones generan mayores ingresos debido a la mayor carga impositiva para Pemex. Por otro lado, si bien el régimen de contratos reduce la carga fiscal para dicha empresa, los pagos al Estado aumentan en el largo plazo como resultado de un incremento en la producción debido a la mayor inversión en el campo.

Como se puede observar en la Gráfica 28, los pagos acumulados al Estado en el esquema de contratos son mayores a los estimados para las asignaciones a partir de agosto de 2021, a causa del aumento en la producción del campo Ek-Balam.

**Gráfica 28. Pagos al Estado acumulados de Pemex<sup>1/</sup>**  
(Cifras en millones de dólares)



<sup>1/</sup>Por producción en campo Ek-Balam  
Fuente: FMP con información de CNH y Wood Mackenzie.

### b. Ingresos netos de Pemex

Para el ejercicio, la rentabilidad de Pemex se define como los ingresos netos de las inversiones y de los pagos al Estado. Con base en lo anterior, se definieron los “Ingresos Netos de Pemex” (INP) como:

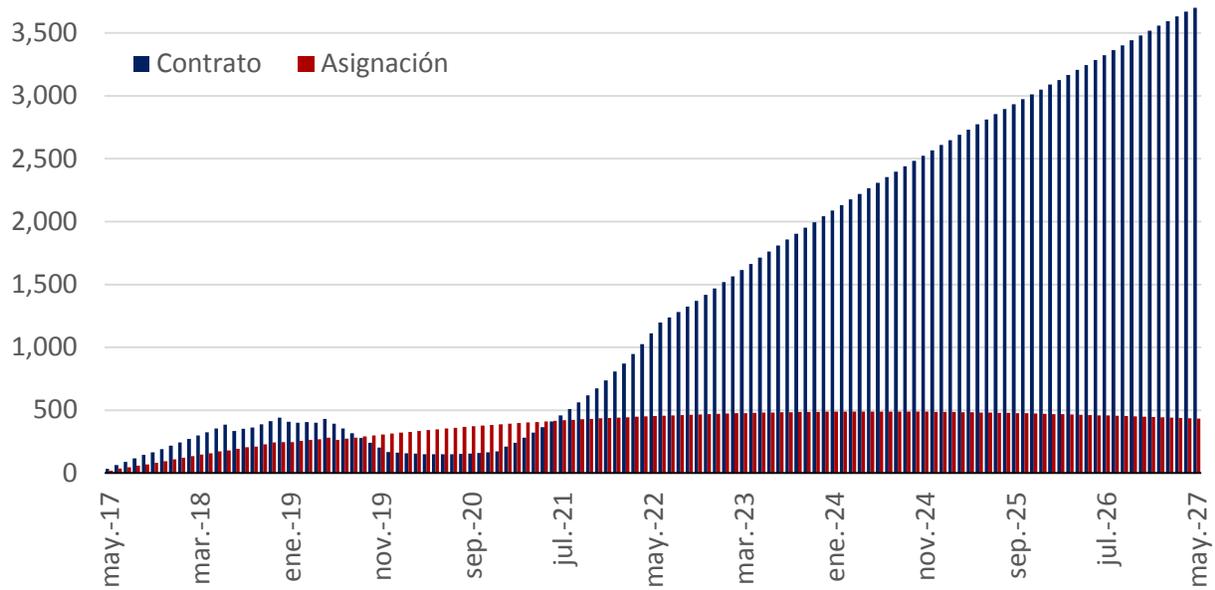
$$INP_i = (\text{Valor de la producción}_i) - (\text{Inversiones registradas}_i) - (\text{Pagos al Estado}_i)$$

Donde:

$$i = \text{Asignación, Contrato}$$

Con base en los supuestos planteados se compararon los INP y se concluyó que, bajo el régimen de contratos los ingresos netos de Pemex acumulados a 10 años de la migración ascenderían a 3,731 millones de dólares, en comparación con los 433 millones en el régimen de asignaciones.

**Gráfica 29. Ingresos netos de Pemex acumulados**  
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP con información de CNH.

Con base en lo anterior en el caso de Ek-Balam, el régimen de contratos presenta ventajas para Pemex y para el Estado sobre el de asignaciones.

#### 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

##### 4.1. Honorarios fiduciarios pagados al Banco de México

Estos honorarios se desglosan por concepto y cubren al Banco de México los gastos necesarios para la debida operación del Fondo que durante el trimestre reportado ascendieron a 25,824,475 pesos.

**Tabla 16. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México**  
 abril-junio  
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	Total ejercido
Recursos Humanos	10.0
Costos de Ocupación	1.7
Tecnologías de la Información	10.3
Otros Gastos de Operación	0.3
<b>Subtotal</b>	<b>22.3</b>
IVA	3.6
<b>Total</b>	<b>25.8</b>

##### 4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

Se agregan los estados financieros como **Anexo 3** al presente informe.

##### 4.3. Otras actividades relevantes

###### a. Fiscalización del Fondo

###### i. Seguimiento a las revisiones de la Auditoría Superior de la Federación (ASF)

El 15 de febrero la ASF dio inicio a las auditorías 92-GB "Transferencias y Aplicación de recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo" y 99-GB "Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencias y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3", correspondientes a la revisión de la cuenta pública 2018.

En relación con lo anterior, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por ASF.

Las referidas auditorías continúan en desarrollo, por lo que una vez que concluyan, el fiduciario informará los resultados al Comité.

## ii. Auditor interno

Durante el mes de mayo la Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio a la auditoría GATIE-15/19 denominada “Administración de la Reserva del FMPED”, la cual tiene por objeto verificar el cumplimiento de la normatividad aplicable y el sustento documental de las operaciones relativas a la administración de la reserva del Fondo; revisar los mecanismos de control interno y control de acceso a los sistemas establecidos para mitigar los riesgos a los que se encuentra expuesta la operación; así como evaluar la razonabilidad y oportunidad de la información financiera generada.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. Una vez que concluya la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

## b. Transparencia y acceso a la información pública

### i. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al cumplimiento de las obligaciones de transparencia

El 30 de mayo de 2019, la Unidad de Transparencia del Banco notificó al Fondo los resultados que el INAI emitió con motivo de la evaluación vinculatoria de la información publicada por el Fondo en la Plataforma Nacional de Transparencia, como parte de las obligaciones de transparencia establecida en la LGTAIP<sup>11</sup> y LFTAIP<sup>12</sup>, la cual tuvo por objeto verificar que la información del primer trimestre de 2019 se encontrara completa y actualizada.

Con motivo de dicha verificación, el Fondo obtuvo una calificación provisional de 97.73 puntos porcentuales del índice global de cumplimiento en portales de transparencia, en una escala de 100.

Es de señalarse que el Fondo atendió en tiempo y forma las propuestas de mejora identificadas por el INAI, las cuales se refieren principalmente a complementar la fundamentación y motivación en las notas explicativas del artículo 77, fracción VI, de la LGTAIP, relativa al padrón de beneficiarios del fideicomiso. Para ello, el Fondo complementó dichas notas con la fundamentación y motivación correspondiente, indicando los artículos aplicables y su respectiva justificación que explica claramente la ausencia del criterio en referencia.

---

<sup>11</sup> Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

<sup>12</sup> Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

## **ii. Atención a solicitudes de acceso a la información**

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 13 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: **a)** información sobre el sector de hidrocarburos; **b)** destinos y acceso a los recursos de la reserva del Fondo; **c)** contrataciones administrativas de recursos materiales del FMP; **d)** organización y recursos humanos; **e)** registro y carga de información en el SIPAC, y **f)** información sobre series estadísticas.

## **iii. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo**

Con la finalidad de difundir entre el personal del Banco de México las principales funciones del Fondo se diseñó una campaña de comunicación interna, la cual consistió en lo siguiente:

- a) La publicación de videos y material gráfico en el sitio web interno así como en diferentes pantallas dentro de las instalaciones del Banco.
- b) La realización de una encuesta, con la finalidad de medir el nivel de conocimiento que el personal de la institución tiene del Fondo.

## **iv. Talleres para contratistas**

Con el objetivo de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, en junio el Fondo realizó el taller denominado “Operación Inicial de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo” el cual tuvo la finalidad de explicar y resolver dudas relacionadas con los fines y facultades del Fondo, particularmente los temas relativos a: **a)** procesos y tiempos de pagos; **b)** operaciones financieras ante el Fondo, y **c)** suministro de información en el SIPAC.

En el mismo mes se realizó el taller denominado “Registro de Costos, Gastos e Inversiones” referente: **a)** especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes; **b)** fechas y formas para el envío de la información, y **c)** envío de documentación.

## **v. Publicación de estadísticas**

Para dar cumplimiento a las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, el cual está basado en la creación y actualización de series estadísticas, así como de cuadros analíticos. Al cierre de junio el FMP publicó 2,932 series estadísticas divididas en 329 cuadros. Se espera que para el último trimestre de 2019 se creen al menos 1,209 series y 94 cuadros nuevos. Si los 111 contratos vigentes presentaran producción comercial regular las estadísticas publicadas por el Fondo podrían llegar a 9,885 series y 921 cuadros.

**Gráfica 30. Evolución del número de series**



Fuente: FMP

Con la finalidad de garantizar la continuidad operativa del proceso de publicación de la información estadística durante el trimestre el Fondo concluyó la migración del proceso regular de publicación de estadísticas a uno programado mediante la implementación de la herramienta “Publicaciones automáticas” proporcionada por el Sistema de Información Económica de Banco de México. El nuevo proceso permite programar la publicación de las casi 3,000 series estadísticas mitigando los riesgos de operación y garantizando que la información se encuentre disponible en tiempo y forma, maximizando así los recursos disponibles siguiendo criterios de eficiencia y economía.

#### vi. Fortalecimiento al Control Interno

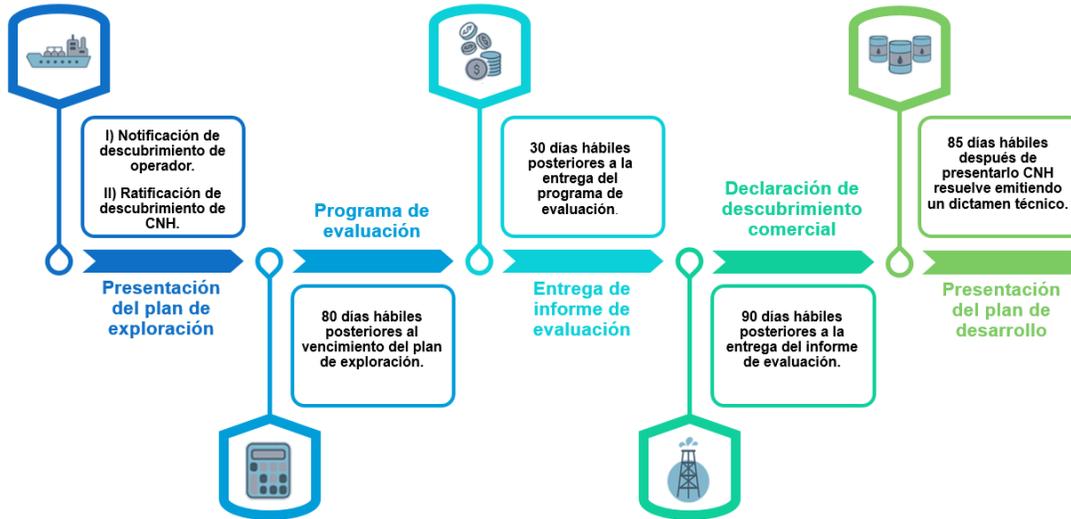
Durante este trimestre el Fondo en coordinación con la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México y en línea con la política de control interno y administración de riesgos que establece el Instituto Central, realizó para el proceso de Administración de la Reserva del Fondo lo siguiente:

- a) El análisis de impacto para determinar la criticidad de las actividades asociadas al proceso. Lo anterior servirá como base para elaborar la estrategia de continuidad operativa necesaria para proveer los servicios y evitar la interrupción de las actividades que lo integran.
- b) La evaluación de riesgos operativos. Lo anterior con el fin de identificar los principales eventos potenciales de riesgo a los que se encuentra expuesto este proceso, así como los controles que se tienen implementados para mitigarlos.

## Anexo 1. Proceso que deben seguir las empresas para presentar el plan de desarrollo

Las empresas que cuentan con contratos deben ejecutar distintas actividades dependiendo de la etapa en la que se encuentra el campo y el tipo de contrato que suscriben con el Estado mexicano. El diagrama 1 muestra la evolución de un contrato de exploración, que es el más extenso.

**Diagrama 1. Línea de tiempo para la entrega de un plan de desarrollo**



El plan se presenta de acuerdo con los lineamientos establecidos por CNH, el temario se divide en cuatro principales temas:

1. Resumen ejecutivo.
2. Descripción de los campos y yacimientos dentro del área de asignación o área contractual.
3. Descripción de alternativas analizadas.
4. Plan de desarrollo para la extracción.

El contenido del plan de desarrollo se ilustra en el diagrama 2.

**Diagrama 2. Contenido del plan de desarrollo**



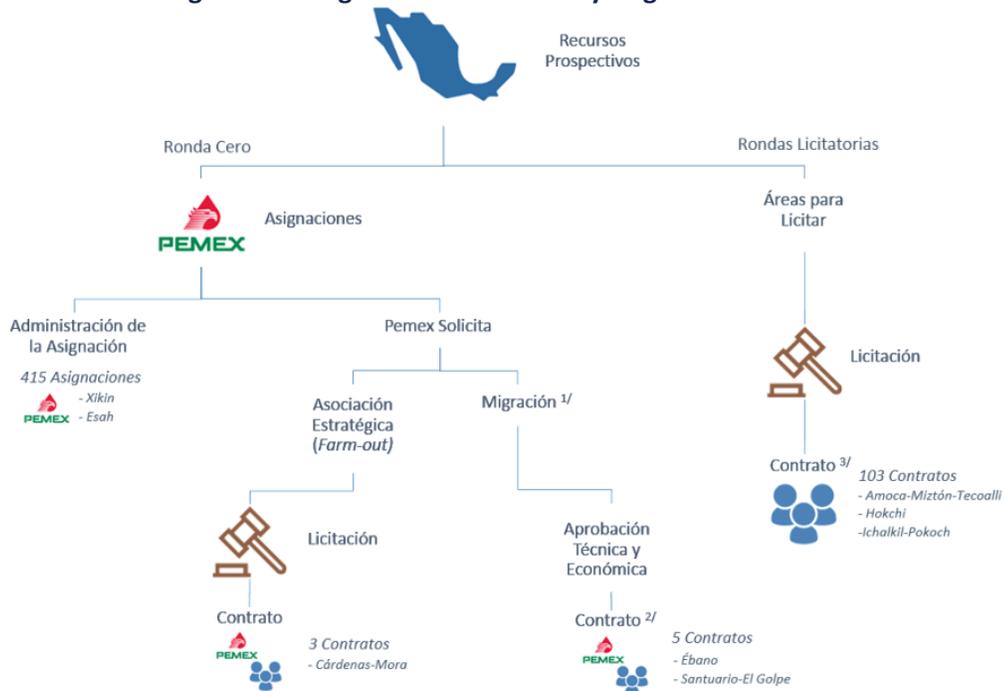
## Anexo 2. Metodología para el análisis comparativo de regímenes fiscales

### Contexto

El marco jurídico mexicano vigente contempla dos regímenes fiscales para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos: el régimen de asignaciones que se refiere exclusivamente a las áreas asignadas a Pemex en la llamada Ronda Cero y el régimen de contratos en el que pueden participar tanto los asignatarios (Pemex) como las empresas privadas. Actualmente existen 415 asignaciones y 111 contratos:

- Como se mencionó, el esquema de asignaciones es exclusivo para Pemex y otras empresas productivas del Estado. Las asignaciones se clasifican en cinco regiones fiscales y cada una de ellas posee términos económicos particulares. Las regiones son: áreas terrestres, aguas someras, aguas profundas, paleocanal de Chicontepec y áreas con producción exclusiva de gas natural no asociado.
- Por otro lado los contratos pueden ser operados tanto por Pemex como por empresas privadas, se dividen en cuatro tipos de contratos: licencia, producción compartida, utilidad compartida y servicios. Cada una de las modalidades de contrato posee un modelo económico definido por la SHCP. Los parámetros pueden ser establecidos mediante la competencia en una licitación o por la misma SHCP.

**Diagrama 3. Origen de los contratos y asignaciones**



<sup>1/</sup> Incluyen los antiguos modelos de CIEPs y COPFs.

<sup>2/</sup> Pemex puede tener un contrato individual.

<sup>3/</sup> Pemex puede participar.

Pemex puede migrar asignaciones al régimen fiscal de contratos, siempre y cuando beneficie a la Nación a través de un aumento en la producción e incorporando reservas adicionales. Lo anterior mediante un proyecto económicamente viable en función de las inversiones estimadas. La primera migración sucedió en mayo de 2017 con el campo Ek-Balam.

A continuación se presenta la metodología utilizada por el Fondo para comparar la rentabilidad del proyecto al migrarlo al régimen de contratos y el escenario alternativo de que hubiera permanecido como una asignación.

## I. Producción

En el análisis realizado en la sección 3.4 es posible observar que la producción del campo Ek-Balam ha incrementado en el régimen de contrato, derivado de las múltiples inversiones realizadas por Pemex a causa de la menor carga fiscal que le brinda el régimen.

En el pronóstico de producción del campo Ek-Balam se consideró para el régimen de contrato, la información disponible en el plan de desarrollo aprobado por la CNH en marzo de 2018 y para el régimen de asignación se pronosticó de acuerdo a la tendencia a la baja observada en la producción acorde con la decadencia natural del campo.

Los pronósticos de producción se realizaron mediante la implementación de las curvas de Arps, la metodología implementada fue la siguiente:

$$q(t) = q_{oi} \exp(-Dit)$$

Donde:

$q(t)$  = producción final

$q_{oi}$  = producción inicial

$Di$  = razón de declinación inicial

$t$  = tiempo

Mediante la aplicación de la ecuación anterior es posible estimar la producción del campo Ek-Balam. Los dos escenarios analizados son:

1. Para la producción de Ek-Balam como contrato se utilizaron los datos del plan de desarrollo para generar un escenario ajustado con la implementación de las curvas de Arps, donde el máximo se observa en 2022 con una producción de 99.8 mbd.
2. Para la estimación de producción como asignación, se tomó como referencia la tendencia observada en los últimos cuatro años como asignación y posteriormente se ajustó la tendencia con las curvas de Arps.

**II. Pagos al Estado**

Derivado de los escenarios de producción para los diferentes regímenes, es posible estimar los pagos al Estado que realizaría Pemex como asignación y contrato.

Los pagos al Estado en el caso de las asignaciones reciben el nombre de derechos y para los contratos reciben el nombre de contraprestaciones. A continuación se muestran los principales pagos al Estado de cada régimen:

**Tabla 17. Pagos al Estado asociados a la producción**

Asignaciones	Contratos
Derecho de Extracción	Regalía Base
Derecho por la Utilidad Compartida	Utilidad Operativa

El derecho de extracción es comparable a la regalía base, ambos tienen la misma metodología y se calculan como un porcentaje del valor de los hidrocarburos. Consiste en una tasa que aumenta conforme aumenta el precio de los hidrocarburos. Por ende, el valor de la regalía base es el mismo que el derecho de extracción.

De igual manera, el derecho por la utilidad compartida (DUC) para asignaciones y la utilidad operativa (UO) para los contratos resultan ser comparables si se desglosan cada término de las variables que los componen. Las variables se explican a continuación:

$$\text{Derecho por la Utilidad Compartida} = T_{DUC} * \text{Base gravable}$$

$$\text{Utilidad Operativa} = T_{UO} * \text{Utilidad operativa}_{total}$$

El término “ $T_{DUC}$ ” aplicable para el régimen de asignaciones, se refiere al porcentaje que le corresponde al Estado de la base gravable. Para el DUC dicho porcentaje es establecido en la LISH y es aplicable a todas las asignaciones y fue cambiando cada año hasta quedar en su valor definitivo de 65% a partir del 2019, los detalles para cada año se muestran en seguida:

**Tabla 18. Porcentaje del DUC por año**

Año	Porcentaje aplicable
2017	67.5%
2018	66.3%
2019	65.0%

El término “ $T_{UO}$ ”, aplicable para el régimen de contratos, se refiere al porcentaje de la utilidad operativa total que le corresponde al Estado. Dicho porcentaje es resultado de una licitación como mecanismo de adjudicación, o bien para las migraciones es facultad de la SHCP establecerlo. En el contrato de Ek-Balam fue fijada en 70.5%.

La base gravable y la utilidad operativa total se calculan conforme a lo siguiente:

$$\text{Base gravable} = (\text{Valor de los hidrocarburos} - \text{Derecho de Extracción} - \text{Recuperación de Costos})$$

$$\text{Utilidad operativa}_{total} = (\text{Valor de los hidrocarburos} - \text{Regalía base} - \text{Recuperación de Costos})$$

Tanto para la base gravable como para la utilidad operativa total, el valor de los hidrocarburos es el producto del precio de los hidrocarburos por la producción registrada durante el periodo. La principal diferencia entre regímenes radica en la recuperación de costos.

La recuperación de costos se determina como un porcentaje del valor de los hidrocarburos. Para las asignaciones, como se mencionó anteriormente, dependerá de la región fiscal a la que pertenece, en el caso de Ek-Balam le corresponde el régimen para aguas someras que, según la LISH, tiene un límite de recuperación de costos del 12.5% del valor de los hidrocarburos. Mientras que para la migración el límite de recuperación es de 60%.

$$\text{Recuperación de Costos}_{asignaciones} = \text{Valor de los hidrocarburos} * 0.125$$

$$\text{Recuperación de Costos}_{contratos} = \text{Valor de los hidrocarburos} * 0.6$$

Los supuestos para determinar los pagos realizados al Estado son:

- ✓ La tasa de regalía base que es idéntica a la tasa del derecho de extracción aplicada después de mayo de 2019 es el promedio de lo observado en los últimos 3 meses como contrato.
- ✓ Se utilizaron los precios del WTI pronosticados por Wood Mackenzie para 2019-2023, los cuales se ajustaron por el diferencial de 2 dólares por barril utilizado en el último ejercicio de programación financiera de los ingresos esperados por el FMP en 2019.
- ✓ En cuanto a la recuperación de costos para asignación se supone que ésta alcanza el límite de recuperación 12.5%.
- ✓ El porcentaje de utilidad operativa que recibe el Estado es el que determina el contrato y se asume que no se activa el mecanismo de ajuste.
- ✓ Se utiliza la producción estimada por la CNH para contrato y para asignación la tasa de declinación observada en los últimos 4 años.
- ✓ La tasa aplicable al DUC permanece constante a partir de 2019.

### III. Estimación de la rentabilidad de Pemex

La rentabilidad se define como los ingresos de Pemex, netos de las inversiones en el campo y de los pagos al Estado. De esta manera se definen los Ingresos Netos de Pemex (INP) como:

$$INP_i = (\text{Valor de la producción}_i) - (\text{Inversiones registradas}_i) - (\text{Pagos al Estado}_i)$$

Donde:

*i = Asignación o Contrato*

Para el ejercicio se utilizaron los siguientes supuestos:

- ✓ Los ingresos corresponden al valor de la producción desde mayo de 2017 bajo el nuevo régimen.
- ✓ Las inversiones para el régimen de contratos son las registradas en el Fondo a junio 2019; a partir del siguiente mes son las proyectadas por CNH en el plan de desarrollo del contrato. Para el régimen de asignaciones, solo se consideran como inversiones los costos y gastos de operación registrados hasta junio 2019 y hacia adelante corresponden al promedio de lo registrado por Pemex desde la migración hasta la fecha.

Anexo 3. Estados financieros