

Fondo Mexicano del Petróleo  
para la Estabilización y  
el Desarrollo

---

**Informe trimestral  
enero-marzo 2018**

Ciudad de México, 27 de abril de 2018



**FMP**

Informe trimestral enero-marzo de 2018

## **INFORME TRIMESTRAL ENERO – MARZO 2018**

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, se presenta el informe trimestral respecto a la administración de la Reserva del Fondo, en cumplimiento al lineamiento Décimo Cuarto 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.



En cumplimiento al plan de trabajo y al gasto de operación para el ejercicio 2018, aprobados por el Comité Técnico en sesión del 8 de diciembre de 2017, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (en lo sucesivo indistintamente “Fondo” o “FMP”) realizó durante el primer trimestre de 2018 las siguientes actividades:

## 1. INGRESOS PETROLEROS

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

El Fondo recibió de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida<sup>1</sup>, conforme a lo siguiente:

**Tabla 1. Ingresos por asignaciones**  
enero - marzo  
(Cifras en pesos)

Derecho por la Utilidad Compartida	103,178,624,177
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	19,413,376,824
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	253,417,102
<b>Total</b>	<b>122,845,418,103</b>

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 84% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 15.8% y de exploración el 0.2%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el primer trimestre del año representan un incremento del 2% respecto al mismo periodo del ejercicio 2017, conforme a la siguiente tabla:

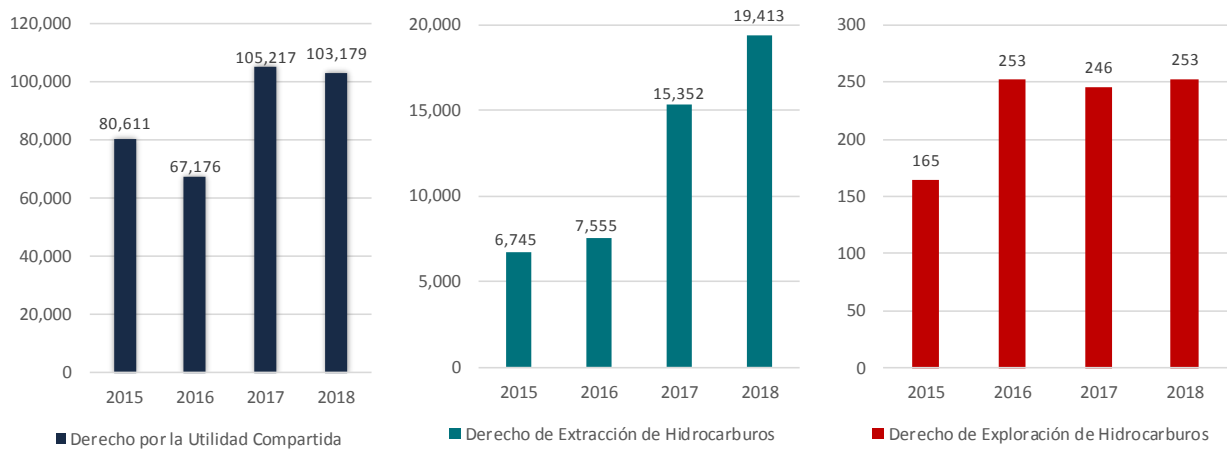
**Tabla 2. Comparativo de ingresos recibidos por asignaciones**  
enero - marzo  
(Cifras en pesos)

	enero - marzo 2017	enero - marzo 2018	Δ % (2018 vs. 2017)
Derecho por la Utilidad Compartida	105,217,136,848	103,178,624,177	-2%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	15,352,241,896	19,413,376,824	26%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	245,881,154	253,417,102	3%
<b>Total</b>	<b>120,815,259,898</b>	<b>122,845,418,103</b>	<b>2%</b>

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

Para efectos comparativos, en la siguiente gráfica se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al primer trimestre de los ejercicios 2015 a 2018:

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



Fuente: FMPED

### b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

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)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **c)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **d)** Penas convencionales y **e)** Bonos a la firma, conforme a lo siguiente:

**Tabla 3. Cuota exploratoria**  
enero - marzo  
(Cifras en pesos)

Cuota exploratoria	121,997,654
<b>Total</b>	<b>121,997,654</b>

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



**Tabla 4. Ingresos en dólares de los contratos<sup>1/</sup>**  
 enero - marzo  
 (Cifras en dólares de los EE.UU.A.)

Regalía adicional	12,517,364
Regalía base	1,127,576
Penas convencionales	32
Bono a la firma	30,854,000
<b>Total</b>	<b>44,498,973</b>

<sup>1/</sup>La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El bono a la firma se refiere al pago en efectivo propuesto como criterio de desempate en la propuesta económica en el proceso de licitación CNH-A4-Ogarrio/2017 que Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. pagó al Fondo, por un importe total de 30 millones 854 mil dólares de los EE.UU.A., con la finalidad de adjudicarse el contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad de licencia para el área contractual Ogarrio.

Para efectos comparativos, en las siguientes tablas se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por contratos correspondientes a los ejercicios 2017 y 2018:

**Tabla 5. Cuota exploratoria**  
 enero - marzo  
 (Cifras en pesos)

	2017	2018	$\Delta$ % (2018 vs. 2017)
Cuota exploratoria	5,901,431	121,997,654	1967%
<b>Total</b>	<b>5,901,431</b>	<b>121,997,654</b>	<b>1967%</b>

**Tabla 6. Ingresos en dólares de los contratos<sup>1/</sup>**  
 enero - marzo  
 (Cifras en dólares de los EE.UU.A.)

	2017	2018	$\Delta$ % (2018 vs. 2017)
Regalía adicional	6,857,741	12,517,364	83%
Regalía base	460,179	1,127,576	145%
Penas convencionales	134	32	-76%
Bono a la firma	62,400,000	30,854,000	-51%
<b>Total</b>	<b>69,718,053</b>	<b>44,498,973</b>	<b>-36%</b>

<sup>1/</sup>La suma puede no coincidir debido al redondeo.

**c. Por comercialización de hidrocarburos**

El comercializador de los hidrocarburos del Estado debe entregar al Fondo todos los ingresos por la venta de los hidrocarburos que de acuerdo con cada contrato de exploración y extracción le correspondan a la Nación, una vez descontados sus servicios conforme al contrato que celebre con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)<sup>3</sup>. En este sentido, durante el trimestre que se reporta, el comercializador vendió 1,155,819 barriles de petróleo y 365,681 millones de BTU por los que el Fondo recibió ingresos por ventas netas que ascienden a 47,775,093 dólares de los EE.UU.A., como se muestra a continuación:

**Tabla 7. Ingresos netos por comercialización de hidrocarburos<sup>1/</sup>**  
enero - marzo  
(Cifras en dólares de los EE.UU.A.)

Ingresos netos de comercialización de la producción comercial regular	45,032,141
Ingresos netos de comercialización de hidrocarburos extraídos durante pruebas	2,742,951
<b>Total</b>	<b>47,775,093</b>

<sup>1/</sup>La suma puede no coincidir debido al redondeo.

<sup>3</sup> Artículo 27 de la LISH.



## 2. TRANSFERENCIAS A LA TESORERÍA DE LA FEDERACIÓN (TESOFE) Y A LOS FONDOS DE ESTABILIZACIÓN Y SECTORIALES

Durante el trimestre que se informa, 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 Técnico, al calendario y cantidades determinadas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)<sup>4</sup>, conforme a lo siguiente:

**Tabla 8. Transferencias ordinarias enero - marzo**  
(Cifras en pesos)

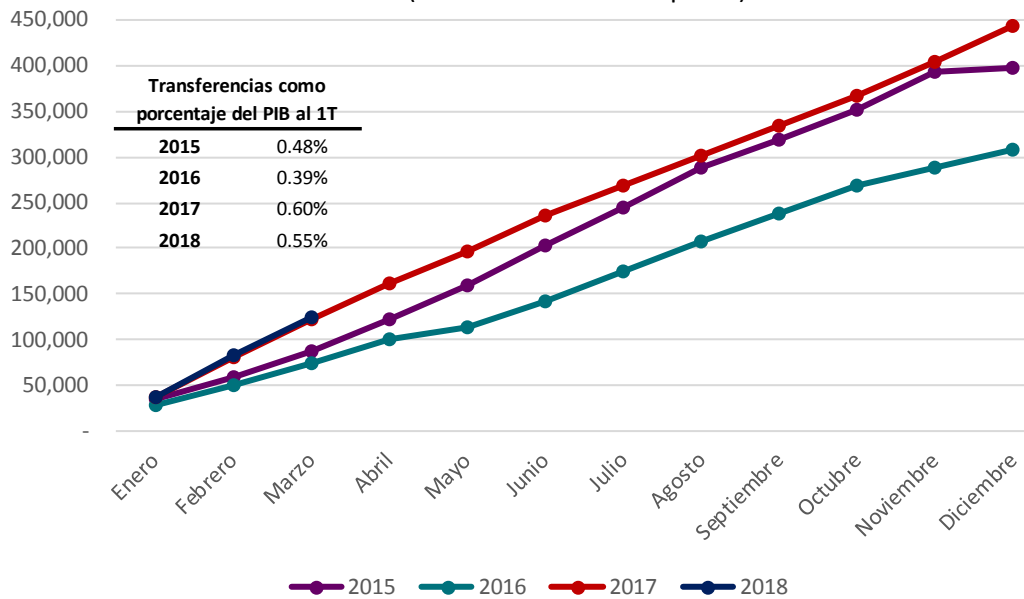
<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>10,049,457,000</b>
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>2,923,478,400</b>
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>932,093,433</b>
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	<b>2,969,157,750</b>
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	1,929,952,538
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	445,373,663
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	593,831,550
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación</b>	<b>5,223,175</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>107,834,883,919</b>
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	55,925,606
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	107,778,958,313
<b>Total</b>	<b>124,714,293,677</b>

Las transferencias ordinarias realizadas durante el periodo que se reporta ascendieron a un total de 124,714.3 millones pesos, equivalentes al 0.55% del Producto Interno Bruto estimado en los Criterios Generales de Política Económica para el ejercicio 2018, conforme a la siguiente gráfica:

<sup>4</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.



**Gráfica 2. Transferencias ordinarias acumuladas**  
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMPED

La siguiente tabla muestra un comparativo de las transferencias ordinarias realizadas por el Fondo en el periodo de enero – marzo de los ejercicios 2016 a 2018:

**Tabla 9. Transferencias ordinarias**  
(Cifras en pesos)

	2016	2017	2018	Δ % (2018 vs. 2016)	Δ % (2018 vs. 2017)
<b>I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios</b>	<b>10,693,027,400</b>	<b>8,511,839,600</b>	<b>10,049,457,000</b>	-6%	18%
<b>II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas</b>	<b>3,110,698,880</b>	<b>2,476,171,520</b>	<b>2,923,478,400</b>	-6%	18%
<b>III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos</b>	<b>756,644,557</b>	<b>825,721,460</b>	<b>932,093,433</b>	23%	13%
<b>IV.Fondos de Ciencia y Tecnología</b>	<b>3,159,303,551</b>	<b>2,514,861,700</b>	<b>2,969,157,750</b>	-6%	18%
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	2,053,547,308	1,634,660,105	1,929,952,538	-6%	18%
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	473,895,533	377,229,255	445,373,663	-6%	18%
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	631,860,710	502,972,340	593,831,550	-6%	18%
<b>V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación</b>	<b>10,207,341</b>	<b>6,561,630</b>	<b>5,223,175</b>	-49%	-20%
<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>56,563,705,405</b>	<b>107,876,460,505</b>	<b>107,834,883,919</b>	91%	0%
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	47,059,600	50,133,089	55,925,606	19%	12%
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	56,516,645,805	107,826,327,416	107,778,958,313	91%	0%
<b>Total</b>	<b>74,293,587,134</b>	<b>122,211,616,415</b>	<b>124,714,293,677</b>	<b>68%</b>	<b>2%</b>



### 3. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

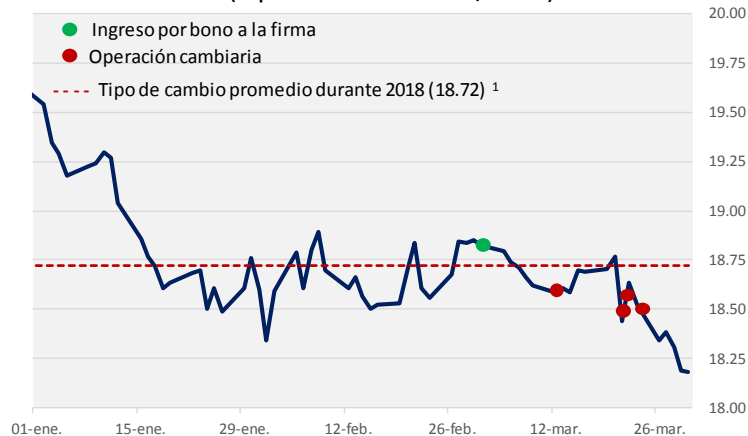
El Comité aprobó el 26 de enero del presente año los lineamientos generales que contienen la “Política de Inversión y de Administración de Riesgos para la Reserva del Fondo”, en cuyo lineamiento Décimo Cuarto se prevé que el Fiduciario debe presentar a dicho Órgano Colegiado un informe trimestral respecto a la administración de la Reserva en cuestión.

Asimismo, en cumplimiento a la reforma constitucional en materia de energía, en sesión del 13 de febrero del año en curso, el Comité Técnico aprobó constituir la Reserva del Fondo para el ahorro de largo plazo por 17,905.9 millones de pesos, derivado de los excedentes netos del 2017 determinados por la SHCP mediante su “Informe sobre la Situación Económica, las Finanzas Públicas y la Deuda Pública”, correspondiente al cuarto trimestre de 2017, publicado por dicha Dependencia el 30 de enero de 2018. En atención a lo anterior, se reporta lo siguiente:

- Los recursos que constituyen la Reserva fueron recibidos de parte de la SHCP en moneda nacional, por lo que en conforme a las instrucciones del Comité Técnico el Fondo convirtió los recursos de la Reserva a dólares de los EE.UU.A., con la finalidad de estar en posibilidad de iniciar las inversiones en términos de los lineamientos aprobados por dicho Órgano Colegiado.

En este sentido, el Fondo convirtió 18,208.4 millones de pesos de la Reserva en su equivalente a dólares de los EE.UU.A.<sup>5</sup>, a un tipo de cambio ponderado de mercado de 18.5450 pesos por dólar. De esta manera, al cierre del trimestre el componente de la Reserva en dólares ascendía a 981.8 millones, quedando pendiente de convertir los intereses devengados durante marzo, cuya conversión se llevará a cabo en abril. Conforme a lo anterior, las operaciones para la conversión de dólares de los EE.UU.A. de la Reserva del Fondo se realizaron conforme a lo siguiente:

**Gráfica 3. Operaciones para la conversión a dólares de la Reserva del Fondo**  
(Tipo de cambio USD/MXN)



Fuente: Bloomberg con datos del FMP  
<sup>1</sup> Al 31 de marzo de 2018

- Conforme a las instrucciones del Comité Técnico el Fiduciario está en proceso de ejecución de inversión de la Reserva.

<sup>5</sup> Este monto incluye los rendimientos financieros recibidos durante el periodo.

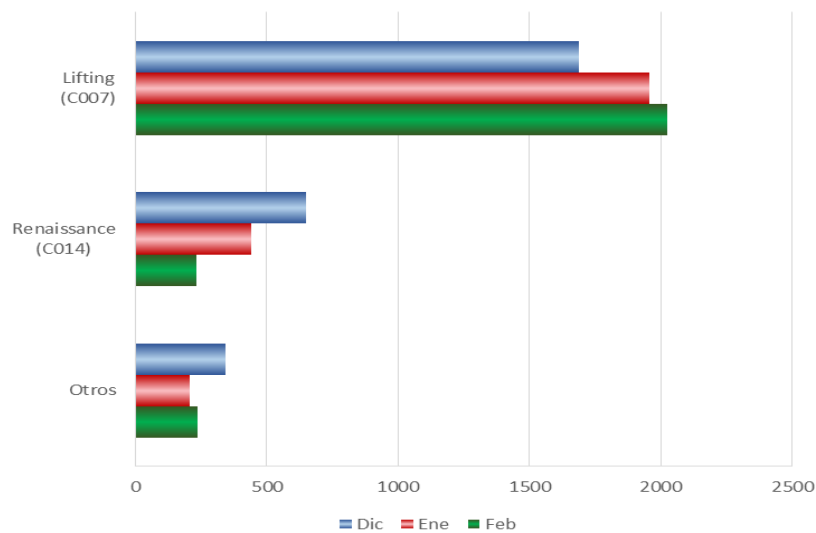
**4. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS**

**a. Contratos de licencia con producción**

Durante el trimestre que se reporta, 21 contratos de licencia tuvieron producción de por lo menos un tipo de hidrocarburo, de los cuales 7 produjeron petróleo y 14 gas no asociado. Esto representa un aumento de 7 contratos con producción adjudicados durante la Ronda 2, de los cuales 1 produce petróleo y los otros 6 producen gas no asociado. Como en el trimestre anterior, el contrato de la Ronda 1 correspondiente al contratista Perseus del área contractualTajón con registro fiduciario del Fondo RF-C011-2016-008, realizó pruebas de extracción.

Las gráficas 4 y 5 muestran el volumen de petróleo y de gas natural asociado producido durante el trimestre.

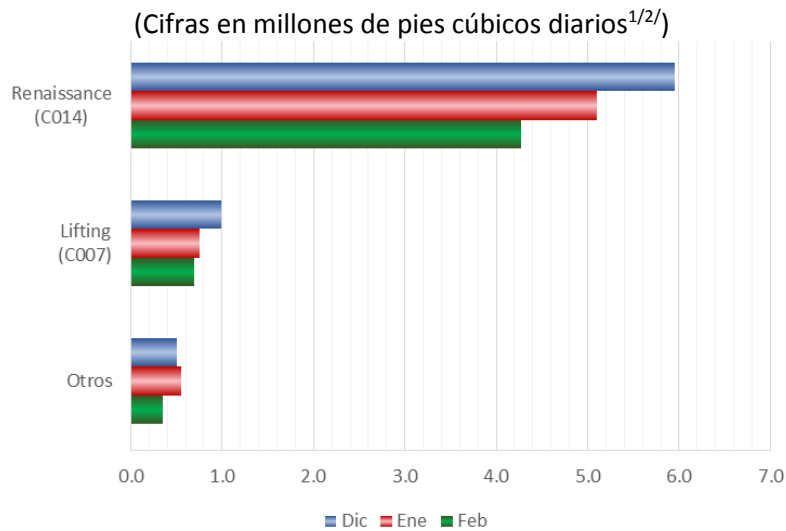
**Gráfica 4. Volumen producido de petróleo por los principales productores de contratos de licencia<sup>1/</sup>**  
(Cifras en barriles diarios)



<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.

Fuente: FMP.

**Gráfica 5. Volumen producido de gas natural asociado por los principales productores de contratos de licencia**



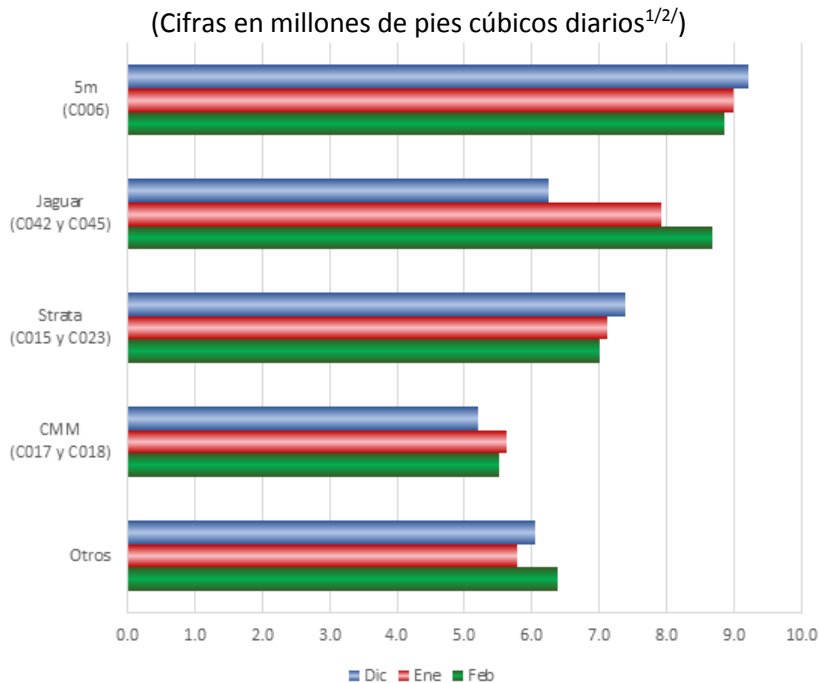
<sup>1/</sup>Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de BTU de gas natural

<sup>2/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.

Fuente: FMP

Por su parte, la gráfica 6 muestra la producción de gas no asociado:

**Gráfica 6. Volumen producido de gas natural no asociado por los principales productores de contratos de licencia**



<sup>1/</sup>Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de BTU de gas natural.

<sup>2/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.

Fuente: FMP

Durante este trimestre el Fondo expidió 60 certificados de pago en especie a favor de aquellos contratistas que se encontraban al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales. Los certificados comprenden los volúmenes de hidrocarburos extraídos a favor de dichos contratistas, los cuales fueron entregados por el Fondo por conducto de la CNH.

La tabla 10 muestra el valor contractual de los hidrocarburos entregados a los contratistas de licencia durante el primer trimestre del año, el cual asciende a 23.25 millones de dólares de los EE.UU.A.

**Tabla 10. Valor de los hidrocarburos entregados a los contratistas de licencia<sup>1/2/</sup>**  
(Cifras en dólares de EE.UU.A.)

Mes	Valor Contractual de los Hidrocarburos
ene-18	7,653,358
feb-18	7,817,794
mar-18	7,778,355
<b>Total</b>	<b>23,249,508</b>

<sup>1/</sup>Las cifras corresponden a los certificados emitidos asociados al proceso regular del cálculo, sin incluir los emitidos extemporáneamente.

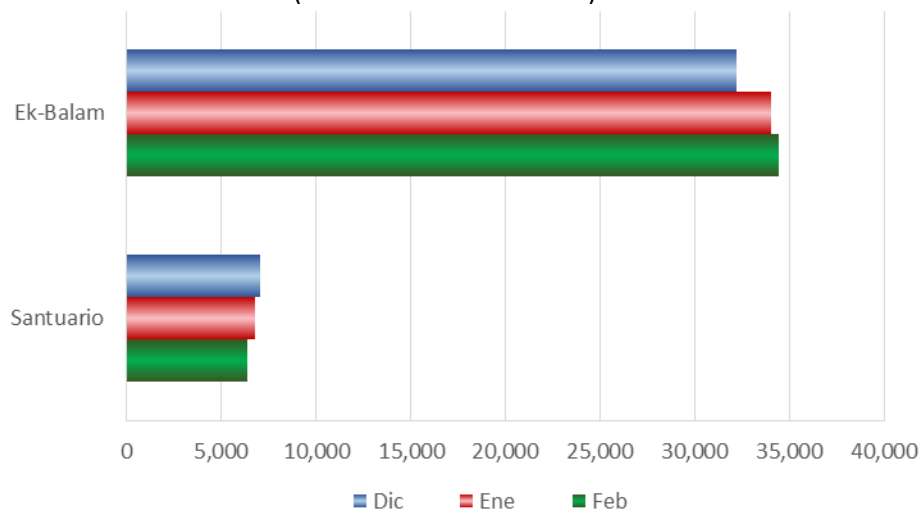
<sup>2/</sup>La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP

**b. Contratos de producción compartida con extracción de hidrocarburos**

Durante este trimestre, 2 contratos bajo la modalidad de producción compartida: Ek-Balam y Santuario presentaron extracción de hidrocarburos en la etapa de producción comercial regular de acuerdo con las gráficas 7 y 8:

**Gráfica 7. Volumen producido de petróleo por contratos de producción compartida<sup>1/</sup>**  
(Cifras en barriles diarios)

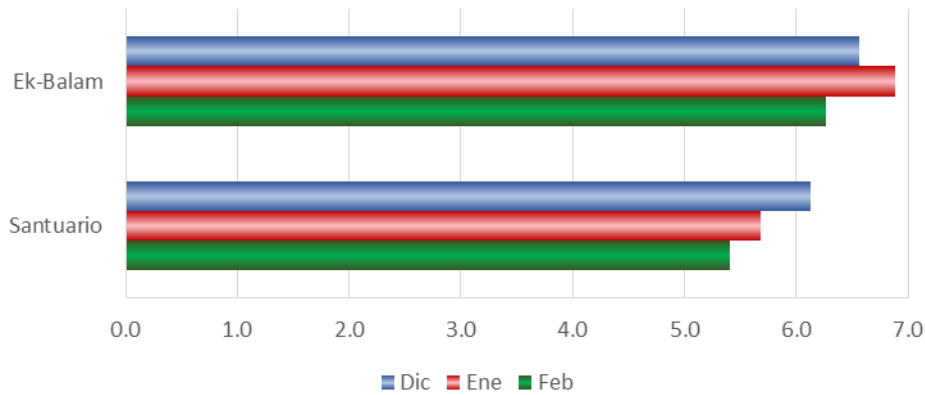


<sup>1/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.

Fuente: FMP

**Gráfica 8. Volumen producido de gas natural asociado por contratos de producción compartida**

(Cifras en millones de pies cúbicos diarios<sup>1/2/)</sup>



<sup>1/</sup>Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de BTU de gas natural

<sup>2/</sup>Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.

Fuente: FMP

Con base en la información que fue reportada a través del SIPAC, el Fondo determinó que el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) en estas áreas ascendió a 195 millones de dólares de los EE.UU.A durante el primer trimestre. Asimismo, realizó el cálculo de la distribución final de las contraprestaciones conforme a la siguiente tabla:

**Tabla 11. Distribución final de las contraprestaciones en especie <sup>1/</sup>**

A favor de:	Petróleo	Condensados	Gas Natural	VCH (millones de USD)
	Barriles		Millones de BTU	
Estado	1,129,269	4,473	365,868	63
Contratista	2,375,060	7,854	669,771	132
<b>Total</b>	<b>3,504,329</b>	<b>12,327</b>	<b>1,035,639</b>	<b>195</b>

<sup>1/</sup>La información corresponde a los contratos: CNH-M1-EK-BALAM/2017 y CNH-M2-SANTUARIO-EL GOLPE/2017.

Fuente: Cálculo del FMP con la información registrada en SIPAC.

Cabe destacar que dichas áreas se encuentran en producción comercial regular, por lo que los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le correspondan a la Nación para su venta<sup>6</sup>.

Adicionalmente, los contratos CNH-R01-L02-A1/2015 (área contractual ENI-2015-03) y CNH-R01-L02-A4/2015 (área contractual Fieldwood-Petrobal-2016-01) correspondientes a Eni México, S. de R.L. de C.V. y al consorcio Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., y Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V. presentaron extracción de hidrocarburos de prueba conforme a lo siguiente:

<sup>6</sup> Cláusula 14.3 de los contratos para la extracción de hidrocarburos suscritos entre los contratistas y la CNH



- Área contractual de ENI-2015-03. Se realizó extracción de petróleo correspondiente a la fase de pruebas, la cual ascendió a 236 barriles diarios.
- Área contractual de Fieldwood-Petrobal-2016-01. Se realizó extracción de petróleo correspondiente a la fase de pruebas, la cual ascendió a 382 barriles diarios.

Toda vez que estas áreas contractuales se encuentran en fase de pruebas los hidrocarburos que se obtengan en dicha etapa deben entregarse al comercializador del Estado para su venta,<sup>7</sup> la cual en esta ocasión generó ingresos netos para el Fondo por 992,077 dólares de los EE.UU.A de los cuales debe pagar al contratista el monto que le corresponde conforme a los términos del contrato.

### **c. Registro de costos**

Los contratistas registran en el Fondo los costos en los que han incurrido como parte de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos a través del Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC). Dichos costos están asociados a los presupuestos (en su mayoría con periodicidad anual) que aprueba la CNH. De conformidad con estos contratos, los contratistas sólo pueden registrar la información de costos hasta que cuenten con la documentación de soporte completa, por lo que tienen seis periodos adicionales para registrar la información de costos, gastos e inversiones asociados al presupuesto del ejercicio inmediato anterior.

El total de los costos asociados a los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos suscritos a partir de 2015 asciende a 623 millones de dólares de los EE.UU.A. (mdd), de los cuales sólo 547 millones serán considerados para la recuperación de costos contemplada en los contratos de producción compartida. El resto de los costos corresponden a los contratos de licencia y su función es de carácter informativo y para fines estadísticos.

Durante el primer trimestre de 2018 los costos registrados ante el Fondo ascendieron a 520 mdd de los cuales 489 corresponden a los presupuestos de 2017. Los 31 mdd restantes están asociados a los presupuestos vigentes para 2018, sin embargo, consideran únicamente dos periodos de registro de información. A manera de contexto, los costos asociados a aquellos presupuestos cuya vigencia concluyó en 2016 ascendieron a 102 mdd. Esta cifra es relativamente menor a lo ejercido para los presupuestos de 2017 principalmente debido a que durante el ejercicio 2016 no se realizó perforación de pozos.

---

<sup>7</sup> Cláusula 4.7 de los contratos de extracción de hidrocarburos suscritos entre los contratistas y la CNH.



**Tabla 12. Costos registrados por los contratistas ante el Fondo<sup>1/</sup>**  
(Millones de dólares de EE.UU.A.)

Concepto	Año <sup>2/3/</sup>			Total Acumulado	Porcentaje del total registrado
	2016	2017	2018		
<b>I. Costos para la Recuperación</b>					
a. Gastos de Operación	78	254	28	360	58%
b. Gastos de Inversión	15	171	1	187	30%
<b>c. Subtotal (a+b)</b>	<b>93</b>	<b>425</b>	<b>29</b>	<b>547</b>	<b>88%</b>
<b>II. Costos Indicativos</b>					
d. Gastos de Operación	8	52	2	63	10%
e. Gastos de Inversión	1	12	0	13	2%
<b>f. Subtotal (d+e)</b>	<b>9</b>	<b>64</b>	<b>3</b>	<b>76</b>	<b>12%</b>
<b>Total de costos registrados en el año (c+f)<sup>4/</sup></b>	<b>102</b>	<b>489</b>	<b>31</b>	<b>623</b>	<b>100%</b>

<sup>1/</sup> Costos registrados al 31 de marzo en el SIPAC.

<sup>2/</sup> Considera los costos asociados a los presupuestos cuya fecha de vigencia concluye en el año especificado.

<sup>3/</sup> Los contratistas cuentan con 6 meses posteriores al fin de la vigencia del presupuesto para seguir reportando costos.

<sup>4/</sup> Cifras sujetas a revisión.

## 5. COMERCIALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS DEL ESTADO

Con motivo de la venta de hidrocarburos por parte del comercializador del Estado en las áreas contractuales Ek-Balam, Santuario, Eni-2015-03 y Fieldwood-Petrobal-2016-01, el Fondo realizó en este trimestre, entre otras, las siguientes actividades:

### a. Entero del Impuesto al Valor Agregado (IVA) de la venta de hidrocarburos del Estado

El Fondo, a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos del Estado por un importe de 144,075,618 pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por la Comisión<sup>8</sup>.

### b. Pago a contratistas por hidrocarburos obtenidos durante pruebas

En cumplimiento a lo establecido en los contratos de extracción de hidrocarburos<sup>9</sup> para las áreas contractuales ENI-2015-03 y Fieldwood-Petrobal-2016-01, los contratistas entregaron al comercializador del Estado los hidrocarburos obtenidos en sus fases de pruebas. Los ingresos resultantes de las ventas del comercializador se entregaron al Fondo, el cual transferirá al contratista el monto que le corresponda conforme al contrato. En línea con lo anterior, el Fondo realizó los siguientes pagos a contratistas:

- 200,292 dólares de los EE.UU.A. a Eni México, S. de R.L. de C.V.
- 441,037 dólares de los EE.UU.A al consorcio conformado por Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V., y Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V.

**Tabla 13. Cálculo de contraprestaciones de hidrocarburos de prueba<sup>1/</sup>**

Registro Fiduciario	Periodo de cálculo y pago de contraprestaciones <sup>2/</sup>	Ingresos recibidos por el Fondo asociados a hidrocarburos de prueba (USD)	Contraprestación del Estado (USD)	Contraprestación del contratista <sup>3/</sup> (USD)		
				Operador <sup>4/</sup>	Socio no operador <sup>4/</sup>	Total
				Participación	Participación	
RF-C003-2015-003	mar-18	344,804	144,512	NA	NA	200,292
RF-C004-2016-001	mar-18	647,272	206,236	220,518	220,518	441,037

<sup>1/</sup> Se refiere a la producción de hidrocarburos de prueba de diciembre 2017.

<sup>2/</sup> Los pagos de contraprestaciones a los contratistas se realizaron el 23 de marzo 2018.

<sup>3/</sup> Los montos transferidos se hicieron con base en el acuerdo de operación conjunta (JOA) que el Operador del contratista dio de alta en el SIPAC.

<sup>4/</sup> Operador: Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V.; socio no operador: Petrobal Upstream Delta 1, S.A de C.V.

<sup>8</sup> Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del contrato constitutivo del Fondo; 8.3 del contrato de comercialización de 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 el 2 de marzo de 2017.

<sup>9</sup> Cláusula 4.7 de los contratos de extracción de hidrocarburos para las áreas contractuales ENI-2015-03 y Fieldwood-Petrobal-2016-01.





**c. Monto de los gastos cubiertos al comercializador del Estado a que se refiere la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos**

El comercializador del Estado, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI) entregó al Fondo los ingresos por la venta de los hidrocarburos, una vez descontado el pago por los servicios de comercialización más el IVA que corresponda por dichos servicios.<sup>10</sup>

En ese sentido, durante el primer trimestre de 2018 el comercializador del Estado recibió un total de 70,121.16 dólares de los EE.UU.A. por concepto de servicios de comercialización, conforme a lo siguiente:

**Tabla 14. Gastos cubiertos al comercializador del Estado**  
(Cifras en dólares de los EE.UU.A.)

Concepto	Importe (Incluye IVA) <sup>3/</sup>
Venta de producción regular <sup>1/</sup>	50,278.22
Venta de hidrocarburos de pruebas <sup>2/</sup>	19,842.94
<b>Total</b>	<b>70,121.16</b>

<sup>1/</sup> De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario).

<sup>2/</sup> De los contratos RF-C003-2015-003 (Eni-2015-03) y RF-C004-2016-001 (Fieldwood-Petrobal-2016-01).

<sup>3/</sup> IVA por servicios de comercialización.

**6. 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<sup>11</sup>, como se observa en la siguiente tabla:

**Tabla 15. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México**  
(Cifras en pesos)

Concepto	1er Trimestre
Recursos Humanos	16,385,252
Costos de Ocupación	934,953
Tecnologías de la Información	328,621
Otros Gastos de Operación	(849)
Subtotal	17,647,977
IVA	2,823,676
<b>Total</b>	<b>20,471,653</b>

<sup>10</sup> Artículo 27 de la LISH y la cláusula 8.3 del contrato de comercialización y en el contrato de comercialización suscrito por la CNH y P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. el 30 de diciembre de 2016.

<sup>11</sup> Artículo 8, fracción VI, de la Ley del Fondo y cláusulas Décima Séptima, sexto párrafo y Vigésima Segunda, del Contrato Constitutivo del FMP.



## 7. ESTADOS QUE MUESTRAN LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL FONDO

Se agregan los estados financieros como **anexo único** al presente informe

## 8. OTRAS ACTIVIDADES RELEVANTES

### a. Registro en el Fondo de asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

Durante el primer trimestre de 2018, la Secretaría de Energía (SENER) notificó al Fondo la cancelación de 7 títulos de asignación y la modificación de 20.

Asimismo, la CNH inscribió en el Fondo 3 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos correspondientes al área contractual Misión y a las asociaciones estratégicas de Pemex (farmouts) CNH-A3-Cárdenas-Mora/2017 y CNH-A4-Ogarrio/2017.

Con base en lo anterior, el Fondo actualizó sus registros ubicándose el número de contratos y asignaciones como se indica:

**Tabla 16. Instrumentos jurídicos inscritos al 31 de marzo**

Acto jurídico	Responsable de la inscripción/actualización	Número de actos jurídicos registrados
Contratos	CNH	74
Asignaciones	Asignatario/SENER	421

### b. Recursos que recibirá el Fondo con motivo de los contratos adjudicados de las licitaciones R2.4 y R3.1

Como resultado de los procesos licitatorios R2.4 y R3.1 la CNH adjudicó 35 contratos, 19 de licencia en aguas profundas y 16 de producción compartida en aguas someras, por los que el Fondo recibirá 57 millones de pesos mensuales adicionales por concepto de cuota exploratoria, lo que representa un aumento de 115% respecto del monto recibido en enero de este año. Asimismo, recibirá 649 millones de dólares de la EE.UU.A. por bonos a la firma como valor adicional a la propuesta económica al alcanzar los valores máximos establecidos por la SHCP.

Lo anterior, se detalla en las siguientes tablas:



Tabla 17. Licitación R2.4

Región	Área	Licitante Ganador	Regalía Adicional	Factor de Inversión Adicional	Bono a la firma (USD)	Hidrocarburo Principal
Perdido	2	Shell Exploración y Extracción de México, S.A. de C.V. (Shell) con PEP.	15.02	1.0	-	Aceite ligero
	3	Shell con Qatar Petroleum International Limited (Qatar).	10.03	0.0	-	Aceite superligero y ligero
	4	Shell con Qatar.	10.03	1.0	-	Aceite superligero y ligero
	5	PEP.	6.23	1.0	-	Aceite ligero
	6	Shell con Qatar.	20.00	1.5	10,030,382	Aceite superligero, ligero y gas seco
	7	Shell con Qatar.	20.00	1.5	90,030,382	Aceite ligero
Cordilleras Mexicanas	10	Repsol Exploración México, S.A. de C.V. (Repsol) con PC Carigali México Operations, S.A. de C.V. (PC Carigali) y Ophir México Limited (Ophir).	20.00	1.5	30,247,806	Gas seco y aceite ligero
	12	PC Carigali con Ophir y PTTEP México E&P Limited, S. de R.L. de C.V. (PTTEP).	20.00	1.0	-	Gas seco y aceite ligero
	14	Repsol con PC Carigali.	19.98	0.0	-	Gas seco y húmedo
	18	PEP.	7.11	1.0	-	Gas seco y húmedo
Cuenca Salina	20	Shell.	20.00	1.5	90,154,514	Aceite ligero
	21	Shell.	20.00	1.5	110,154,514	Aceite ligero, pesado y superligero
	22	Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (Chevron) con PEP e Inpex E&P México, S.A. de C.V. (Inpex).	18.44	1.0	-	Aceite pesado
	23	Shell.	10.08	1.0	-	Aceite pesado
	24	Eni México S. de R.L. de C.V. (Eni) con Qatar.	9.53	1.0	-	Gas húmedo y aceite ligero
	25	PC Carigali.	19.98	0.0	-	Aceite pesado
	26	PC Carigali.	20.00	1.0	-	Aceite pesado y aceite ligero
	28	Shell.	20.00	1.5	43,154,513	Aceite pesado, ligero y extrapesado
	29	Repsol con PC Carigali, Sierra Nevada E&P, S. de R.L. de C.V., y PTTEP.	20.00	1.5	151,253,353	Gas húmedo y aceite ligero
Total		-	-	19.5	525,025,464	-

**Tabla 18. Licitación R3.1**

Región	Área	Licitante Ganador	Participación del Estado en la UO	Factor de Inversión Adicional	Bono a la firma (USD)	Hidrocarburo Principal
Burgos	5	Repsol	56.27	0	-	Aceite ligero y gas húmedo
	11	Premier Oil Exploration and Production México, S.A. de C.V. (Premier)	29.43	0	-	Aceite ligero y gas húmedo
	12	Repsol	48.17	0	-	Aceite ligero y gas húmedo
	13	Premier	34.73	0	-	Aceite ligero y gas húmedo
Tampico-Misantla-Veracruz	15	Capricorn Energy Limited con Citla Energy E&P, S.A.P.I. de C.V.	27.88	0	-	Aceite ligero y gas seco
	16	PEP con Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V. (Deutsche) y Compañía Española de Petróleos, S.A.U. (Compañía Española).	24.23	0	-	Aceite ligero y gas seco
	17	PEP con Deutsche y Compañía Española.	35.51	0	-	Aceite ligero
	18	PEP con Compañía Española	40.51	0	-	Aceite ligero
Cuencas del sureste	28	Eni con Lukoil Upstream Mexico, S. de R.L. de C.V.	65.00	1.5	59,823,145	Aceite ligero
	29	PEP	65.00	1.5	13,075,075	Aceite ligero
	30	Deutsche con Premier y Sapura Exploration and Production Sdn. Bhd.	65.00	1.5	51,147,000	Aceite ligero
	31	Pan American Energy LLC (Pan American).	65.00	1	-	Aceite ligero, aceite pesado y gas húmedo
	32	Total E&P México, S.A. de C.V. (Total) con PEP	40.49	0	-	Aceite pesado y gas seco
	33	Total con PEP	50.00	1	-	Aceite superligero
	34	Total con BP Exploration Mexico, S.A. de C.V. y Pan American.	50.49	1	-	Gas húmedo
	35	Shell con PEP	34.86	0	-	Aceite extrapesado
<b>Totales</b>					<b>124,045,220</b>	

**c. Estudio del Fondo Monetario Internacional (FMI) respecto a la Transparencia Fiscal, el cual incluyó al FMP**

Del 1 al 16 de febrero el FMI realizó a petición de la SHCP un análisis del grado de avance de la transparencia fiscal del Estado Mexicano, particularmente en relación con los ingresos petroleros, razón por la que incluyó al Fondo.

Una vez que se cuente con las conclusiones definitivas del análisis, el Fiduciario informará en tiempo y forma los resultados al Comité Técnico.

**d. Auditoría Superior de la Federación (ASF)**

El 15 de marzo la ASF dio inicio a las siguientes auditorías al Fondo, correspondientes a la revisión de la cuenta pública 2017:

- i. 34-GB denominada "Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos", la cual tiene por objetivo fiscalizar la gestión financiera para comprobar que los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos se distribuyeron a los destinos previstos en ley, así como el cálculo y pago de las contraprestaciones a favor de los contratistas, el registro contable de los recursos distribuidos y pagados, su presentación en los estados financieros y en la Cuenta Pública, se realizaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.
- ii. 50-GB titulada "Ingresos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo", que tiene por objetivo fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la determinación de los elementos que sirvieron de base para calcular los ingresos provenientes de la ejecución de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, así como de los demás ingresos recibidos por el Fondo; las funciones de administración, verificación y supervisión de esos contratos, el registro contable y presentación de los ingresos en los estados financieros y en la Cuenta Pública, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas.

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

Asimismo, con motivo de los trabajos de planeación de la fiscalización de la Cuenta Pública 2017 y de revisión de las políticas públicas, la ASF inició un estudio para la evaluación de la reforma energética, por lo que realizó al Fondo 23 requerimientos de información, los cuales fueron atendidos en tiempo y forma.

Una vez que concluyan las auditorías y el estudio señalados que practique la ASF, el Fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

**e. Acuerdo para el entero del IVA derivado de la venta de los hidrocarburos del Estado**

El 24 de enero de 2018 el Fondo suscribió con la CNH un acuerdo que tiene por objeto establecer el procedimiento para que el FMP, a nombre y por cuenta de la Comisión, reciba y efectúe el entero del IVA derivado de la venta de los hidrocarburos del Estado que realicen los comercializadores de la Nación Trafigura México, S.A. de C.V. y CFenergía, S.A. de C.V.

**f. Transparencia y acceso a la información pública**

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a las 8 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna respecto de los siguientes temas: **a)** producción y cálculo de contraprestaciones de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, y **b)** transferencias ordinarias del Fondo.

**g. Fortalecimiento del control interno**

El Fondo actualizó el Manual General del Macroproceso (MGM) denominado “Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo” y el Manual de Procedimientos de Operación (MPO) “Operación Financiera del Fondo”, los cuales entraron en vigor el 8 de marzo de 2018. Las actualizaciones en dichos documentos tuvieron por finalidad reflejar de manera puntual la ejecución y los mecanismos de control de las actividades asociadas al pago en efectivo a los contratistas por los hidrocarburos de prueba.