

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

Informe anual 2017

Presentación

El presente documento corresponde al informe del ejercicio 2017, en cumplimiento al artículo 8, fracción II, inciso a), numeral 5, de la Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo y a las cláusulas Décima, fracción I, inciso e) y Décima Cuarta del Contrato Constitutivo del Fondo. Este informe es una integración de los cuatro Informes Trimestrales correspondientes a 2017, elaborados conforme al artículo 19 de la Ley del Fondo, así como de la información presentada al Comité Técnico durante el periodo señalado.

En este documento se describen las principales actividades realizadas por este fideicomiso para dar cumplimiento a los mandatos encomendados: **i)** La recepción de los ingresos petroleros, **ii)** La administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos y **iii)** La administración de la reserva del Fondo de ahorro de largo plazo y de estabilización de los ingresos públicos.

Introducción

El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (Fondo)¹ fue creado con el fin de administrar los ingresos de la renta petrolera, constituir e invertir los recursos de la reserva de ahorro de largo plazo y llevar a cabo la administración de los aspectos financieros y cálculo de las contraprestaciones de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos (CEEH).

Durante su tercer año de operación, el Fondo enfocó sus esfuerzos a los procesos asociados a la administración de la renta petrolera, así como los de la administración financiera de los CEEH, considerando que durante el 2017 el Fondo no contó con una reserva de largo plazo.

Por lo que toca a la administración de la renta petrolera, el Fondo realizó transferencias por el equivalente al 2.2% del Producto Interno Bruto (PIB) previsto en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) y si bien dichos recursos no superaron el umbral del 4.7% previsto en Ley para generar remanentes, dicha cifra sí se ubicó por encima del monto de transferencias previsto en la Ley de Ingresos de la Federación, lo que implicó que se presentaran excedentes en los ingresos petroleros netos por un monto de 17,905.9 millones de pesos. Estos excedentes fueron incorporados a la reserva de largo plazo, por lo que a partir del 2018 el Fondo deberá llevar a cabo las actividades asociadas con esta responsabilidad.

Por su parte, las actividades asociadas a la administración de los aspectos financieros y el cálculo de las contraprestaciones de los CEEH incrementaron en complejidad, ya que durante este año se presentaron las primeras migraciones de asignaciones de Petróleos Mexicanos (Pemex) a contratos bajo el esquema de producción compartida, así como la primera asociación de Pemex con la empresa BHP Billiton para el campo Trión.

Todas estas actividades estuvieron en línea con el Plan de Trabajo y el Gasto de Operación aprobados por el Comité Técnico del Fondo (Comité)² para el ejercicio 2017, lo cual fue reportado oportunamente a dicho órgano colegiado a través de los informes trimestrales.

¹ Portal de Internet del Fondo: <http://www.fmped.org.mx/>

² Sesiones del Comité Técnico durante 2017 http://www.fmped.org.mx/transparencia.html#comite_tecnico

1. Recepción de ingresos petroleros

1.1. Por asignaciones

El Fondo recibió de Pemex, en su carácter de asignatario, el entero de derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida (DUC), en términos del artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), conforme a lo siguiente:

Tabla 1. Ingresos recibidos por asignaciones

Enero – Diciembre

(Cifras en pesos)

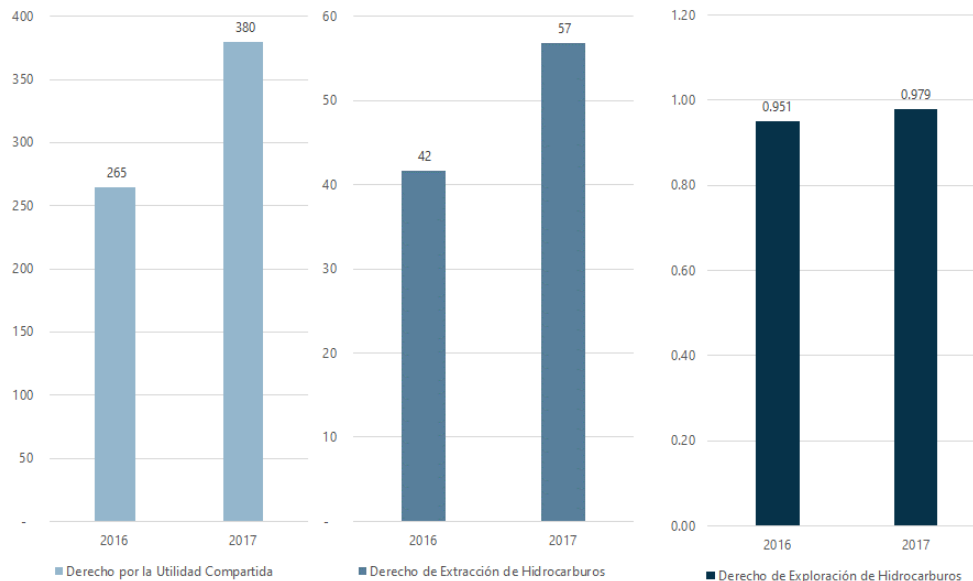
Concepto	2016	2017	$\Delta\%$ 2016 vs. 2017
Derecho por la Utilidad Compartida	264,993,926,434	379,571,986,315	43%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	41,659,748,266	56,817,362,157	36%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	950,584,208	979,324,190	3%
Total	307,604,258,908	437,368,672,662	42%

Los recursos recibidos por el derecho por la utilidad compartida (DUC) representaron el 86.7% de los ingresos provenientes de las asignaciones, mientras que los derechos de extracción y de exploración representaron el 13.0% y el 0.2%, respectivamente.

Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones

Enero – Diciembre

(Cifras en miles de millones de pesos)



Como se observa en la Tabla 1, los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante 2017 aumentaron 42% con respecto al 2016, lo cual se explica principalmente por el aumento del DUC en 43%. Dicho aumento fue ocasionado tanto por los bajos niveles presentados en la mezcla mexicana de exportación en 2016 como por los estímulos fiscales otorgados a Pemex en ese mismo periodo, los cuales consistieron en mayores deducciones de costos e inversiones y pagos provisionales del DUC.

1.2. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

Al cierre del 2017 el Fondo recibió el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado³: **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; **e)** Bonos a la firma y **f)** Garantías de seriedad, conforme a la siguiente tabla:

Tabla 2. Ingresos por Contratos

Enero – Diciembre
(Cifras en pesos)

Cuota exploratoria	248,758,485
Total	248,758,485

(Cifras en dólares de los E.U.A)

Regalía base	2,249,590
Regalía adicional	31,428,453
Bono a la firma 1/	178,092,611
Otros Ingresos 2/	2,167,642
Total	213,938,297

Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

1/ Se refiere también al pago por desempate.

2/ Incluye ingresos por garantías de seriedad y penas convencionales aplicables a los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, entre otros.

1.2.1. Bono a la firma

Esta contraprestación se refiere al pago en efectivo propuesto como criterio de desempate en los procesos de licitación. Durante 2017 diversas empresas pagaron al Fondo los bonos a la firma como requisito para la suscripción de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos que se muestran en la Tabla 3.

³ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

Tabla 3. Empresas que pagaron bonos a la firma durante el 2017
(Cifras en dólares de los E.U.A.)

Ronda y licitación	Área contractual	Nombre de contratista	Fecha de pago	Monto recibido
Asociación	Trion	BHP Billiton	02/03/2017	62,400,000
2.1	9 - Cuencas del Sureste	Capricorn Energy y Citla Energy	20/09/2017	30,003,333
2.2	7 - Burgos	Sun God y Jaguar	05/12/2017	4,130,000
	1 - Burgos	Iberoamericana y PJP4	07/12/2017	4,237,264
	2 - Burgos	Newpek y Verdad Exploration	06/12/2017	2,980,014
2.3	5 - Tampico Misantla	Jaguar Exploración y Producción	05/12/2017	26,100,000
	9 - Sureste	Jaguar Exploración y Producción	06/12/2017	28,890,000
	12 - Sureste	Carso Oil and Gas	06/12/2017	6,182,000
	13 - Sureste	Carso Oil and Gas	06/12/2017	13,170,000
			Total	178,092,611

1.2.2. Garantía de seriedad

La garantía de seriedad se refiere a la carta de crédito otorgada por el licitante Shandong Kerui Oilfield Service Group Co. Ltd, en consorcio con Sicoval MX, S.A. de C.V., y Nuevas Soluciones Energéticas A&P, S.A. de C.V., a favor de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para garantizar la firma del contrato correspondiente al área contractual VC-01 Veracruz que le fue adjudicado en términos de la tercera licitación de la ronda 2. En virtud de que el contrato no fue suscrito por causas imputables al licitante, la CNH hizo efectiva la garantía y los recursos se depositaron al Fondo por el importe de 250,000 dólares de los E.U.A. en términos de las bases de licitación correspondientes.

Según lo previsto en las bases de dicha licitación, en caso de que el licitante ganador decidiera no suscribir el contrato éste podría ser adjudicado al segundo lugar, el cual en esta ocasión fue Roma Exploration and Production LLC en consorcio con Tubular Technology, S.A. de C.V., Suministros Marinos e Industriales de México S.A. de C.V. y Golfo Suplemento Latino, S.A. de C.V.

1.2.3. Penas convencionales

Con motivo de la renuncia irrevocable al área contractual Moloacán por parte del contratista Canamex Energy Holdings, S.A.P.I. de C.V., la CNH determinó el monto de una pena convencional por incumplimiento al programa mínimo de trabajo, cuyo pago se efectuó al Fondo y la cual ascendió a 1,917,500 dólares de los E.U.A.

1.3. Por comercialización de hidrocarburos

El comercializador de los hidrocarburos del Estado debe entregar al Fondo todos los ingresos por la venta de los hidrocarburos (petróleo, condensados y gas) correspondientes a la Nación, una vez descontados sus servicios⁴. En este sentido, en 2017 el Fondo recibió ingresos netos por las ventas efectuadas por P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI), en su carácter de comercializador durante el periodo transitorio, por un total de 65,766,145 dólares de los E.U.A., como se muestra a continuación:

Tabla 4. Ingresos netos por comercialización de hidrocarburos

Enero – Diciembre
(Cifras en dólares de los E.U.A.)

Ingresos netos de comercialización de la producción comercial regular 1/	64,909,704
Ingresos netos de comercialización hidrocarburos extraídos durante pruebas 2/	856,441
Total	65,766,145

1/Del contrato RF-C032-2017-010 (Ek-Balam)

2/Del contrato RF-C005-2016-002 (Hokchi) y RF-C003-2015-003 (Eni)

2. Transferencias realizadas a la Tesorería de la Federación (TESOFE) y a los fondos de estabilización y sectoriales

Durante el 2017, el Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos del asignatario, los contratistas y por las ventas netas de hidrocarburos que efectuó el comercializador del Estado, en cumplimiento a las instrucciones del Comité y al calendario y cantidades determinadas por la SHCP⁵.

El monto acumulado de enero a diciembre ascendió a 442,875 millones de pesos, equivalentes al 2.18% del PIB estimado en los CGPE 2017, lo que representó un aumento del 44% respecto a lo transferido durante el mismo periodo del 2016.

La Tabla 5 y la Gráfica 2 muestran un comparativo de las transferencias ordinarias realizadas por el Fondo en los ejercicios 2016 y 2017:

⁴ Artículo 27 de la LISH.

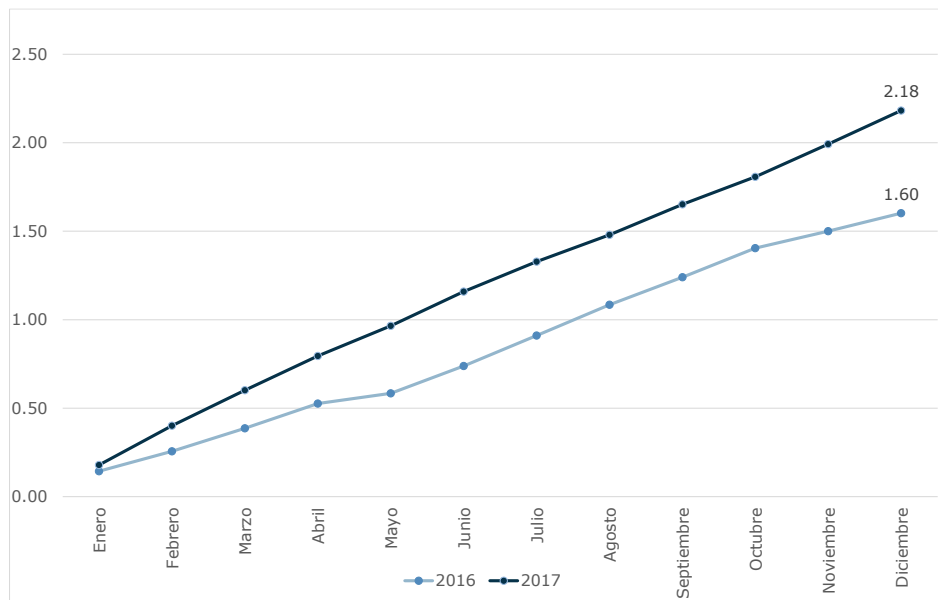
⁵ Artículos Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), Transitorios, del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, publicado en el DOF del 20 de diciembre de 2013; 8, fracción II, inciso b), y 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 5. Transferencias ordinarias
Enero – Diciembre
(Cifras en pesos)

Fondos de estabilización y sectoriales		2016	2017	Δ%
				2016 vs. 2017
I.	Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios	10,693,027,400	8,511,839,600	-20%
II.	Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	3,110,698,880	2,476,171,520	-20%
III.	Fondo de Extracción de Hidrocarburos	3,985,582,939	3,250,482,907	-18%
IV.	Fondos de Ciencia y Tecnología	3,159,303,551	2,514,861,700	-20%
	a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	2,053,547,308	1,634,660,105	-20%
	b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del IMP	473,895,533	377,229,255	-20%
	c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	631,860,710	502,972,340	-20%
V.	Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	29,892,231	22,231,153	-26%
VI.	Tesoro 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	286,941,934,727	426,098,941,687	48%
	a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	247,883,816	197,352,290	-20%
	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 Mexicano del Petróleo	286,694,050,911	425,901,589,397	49%
Total		307,920,439,728	442,874,528,567	44%

Gráfica 2. Transferencias ordinarias acumuladas mensualmente como porcentaje del PIB



3. Reserva del Fondo

Por primera vez a partir de la promulgación de la Reforma Energética, durante el ejercicio fiscal 2017 y conforme al artículo 93, último párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, el Fondo recibió por parte de la SHCP excedentes netos de los ingresos petroleros por un monto de 17,905 millones de pesos.

Estos excedentes se explican debido a que las transferencias ordinarias acumuladas en 2017 ascendieron a un total de 442,875 millones de pesos, las cuales fueron superiores a las estimadas en la Ley de Ingresos de la Federación. Lo anterior, derivó en excedentes brutos por 55,972 millones de pesos, los cuales una vez realizadas las compensaciones dieron como resultado los excedentes netos mencionados. Estos excedentes se explican principalmente por los movimientos en el tipo de cambio y la evolución favorable de los precios del petróleo observada durante 2017. Todo lo anterior, fue determinado y reportado por la SHCP en su "Informe sobre la situación económica, las finanzas públicas y la deuda pública" correspondiente al cuarto trimestre de 2017.

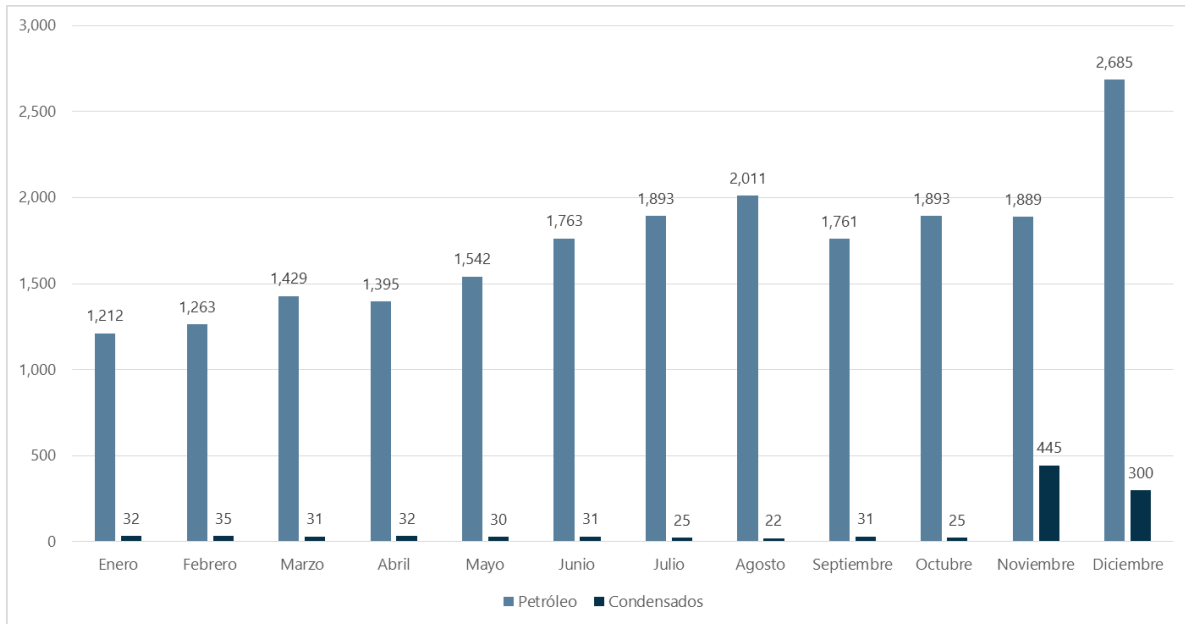
4. Administración de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

4.1. Contratos de licencia

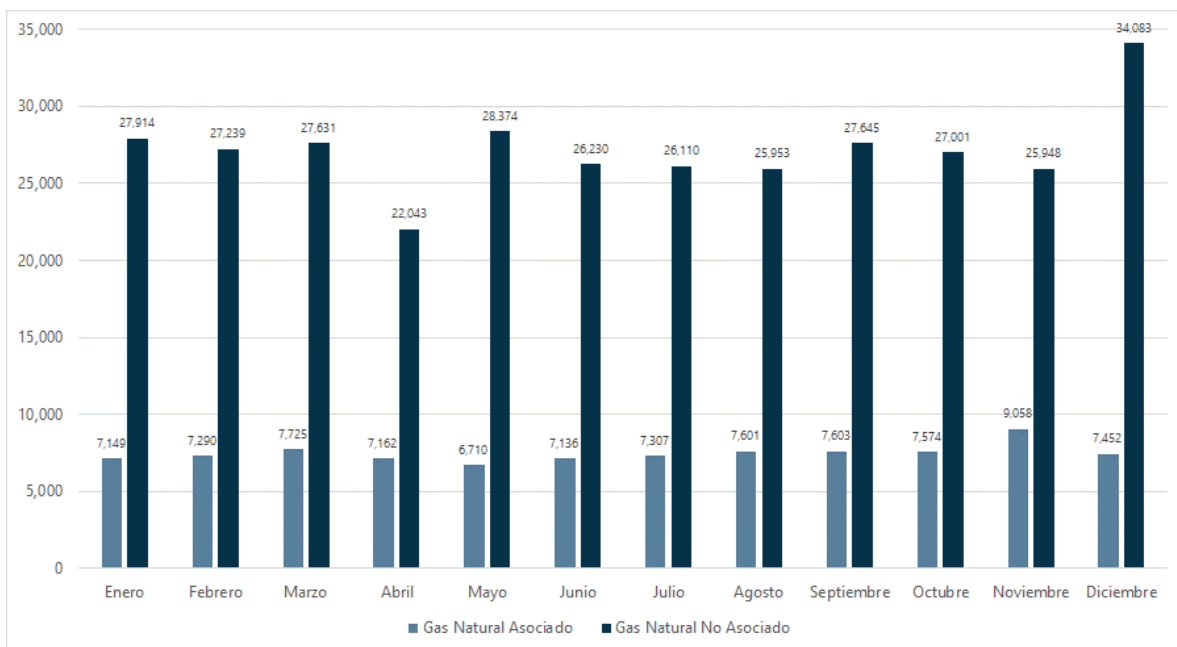
Derivado de las licitaciones 2 y 3 de la segunda ronda (R2L2 y R2L3), 20 nuevos contratos de licencia fueron adjudicados por la CNH durante 2017, con lo cual los contratos bajo esta modalidad ascendieron a 54. Cabe mencionar que de este total solo 20 contratos presentaron producción de algún tipo de hidrocarburo en algún momento del año, perteneciendo 7 de ellos a las mencionadas rondas R2L2 y R2L3, por tratarse de áreas en etapa de producción regular. Adicionalmente, el área de Barcodón reinició su producción después de un año de inactividad, mientras que el área de Tajón realizó pruebas de producción por primera vez. Ambas áreas formaron parte de la licitación R1L3 que tuvo lugar en 2016.

Como parte de sus facultades, el Fondo expidió los certificados de pago en especie a favor de aquellos contratistas que presentaron producción y que se encontraban al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales, dichos documentos amparan los volúmenes de hidrocarburos extraídos a favor de dichas empresas.

Gráfica 3. Producción total de contratos de licencia
(Cifras en barriles diarios)



Gráfica 4. Producción total de contratos de licencia
(Cifras en miles de pies cúbicos diarios)



4.2. Contratos de producción compartida

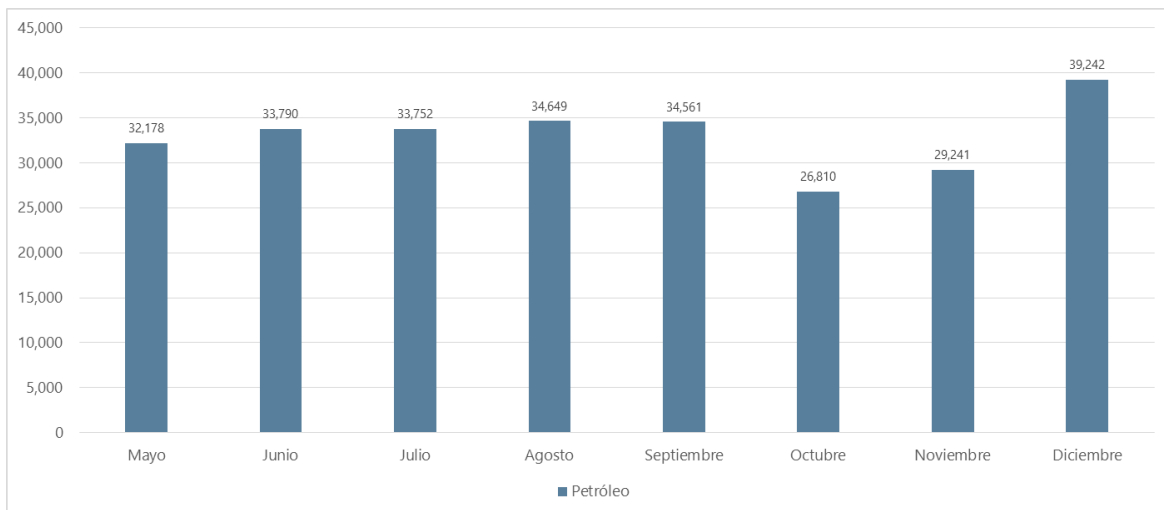
Durante 2017 los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos modalidad producción compartida, correspondientes a la licitación 2 de la ronda 1, iniciaron la extracción de hidrocarburos en la fase de pruebas, los cuales fueron entregados al comercializador del Estado y sumaron un total de 78,378 barriles. Los contratistas que realizaron estas pruebas fueron: **i)** el consorcio formado por Hokchi Energy S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.); **ii)** ENI México, S. de R.L de C.V. y **iii)** el consorcio Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. y Petrobal Upstream Delta 1, S.A. de C.V.

Por otra parte, los títulos de asignación correspondientes a los campos Ek y Balam migraron a un contrato de extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, el cual fue denominado Ek-Balam y formalizado en mayo de 2017 entre la CNH y Pemex Exploración y Producción (PEP).

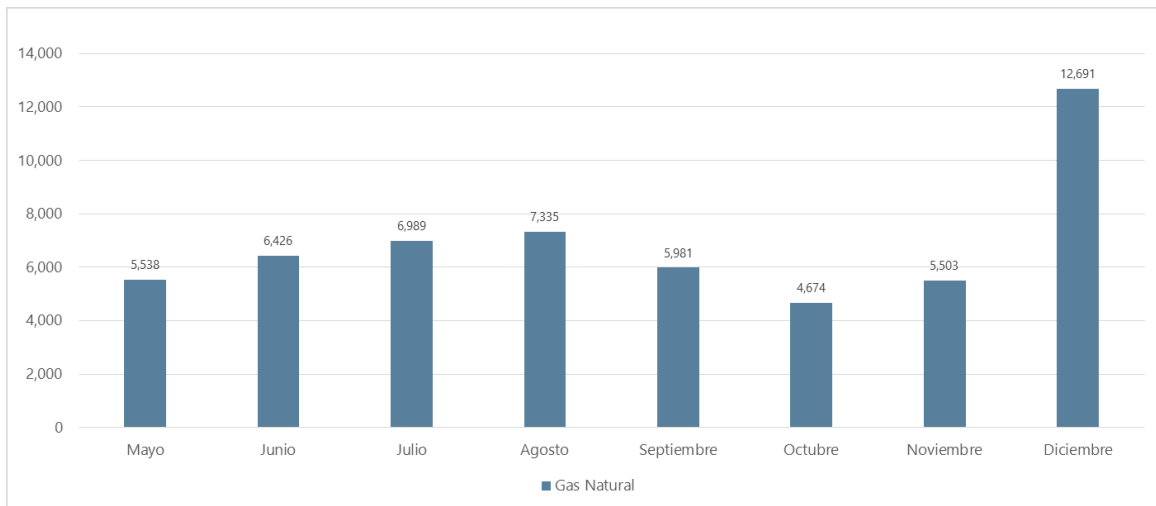
Asimismo, en diciembre se suscribió un nuevo contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida que integra las asignaciones de Santuario y El Golpe. Dicho contrato constituye la primera migración con socio de Pemex y fue celebrado entre la CNH y el consorcio formado por la empresa inglesa Petrofac y PEP.

Cabe destacar que estas áreas contractuales 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.

Gráfica 5. Producción total de los contratos de producción compartida
(Cifras en barriles diarios)



Gráfica 6. Producción total de los contratos de producción compartida
(Cifras en miles de pies cúbicos diarios)



○ **Registro de costos ante el Fondo⁶**

En cumplimiento con lo establecido en los CEEH, tanto de licencia como de producción compartida, los contratistas han registrado ante el Fondo los costos, gastos e inversiones incurridos para el desarrollo de la infraestructura relacionada con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La información de costos, gastos e inversiones ha sido utilizada por el Fondo para el cálculo de la contraprestación por recuperación de costos para las áreas asociadas a contratos de producción compartida que tuvieron producción en 2017. En cuanto a los contratos de licencia, dado que no consideran la recuperación de costos como una contraprestación, la información registrada será utilizada únicamente con fines informativos y estadísticos⁷.

A lo largo del 2017 el Fondo recibió información de costos referente a los contratos de producción compartida vigentes de acuerdo a la siguiente tabla:

⁶ Con fundamento en el artículo 37, Apartado B, fracción VII, de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, corresponde a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público: “Verificar las operaciones y registros contables derivadas del Contrato, incluso mediante la realización de auditorías o visitas a los Contratistas, conforme a los lineamientos que al efecto emita.”

⁷ Dicha información puede consultarse en la sección de estadísticas del portal del Fondo. <http://www.fmped.org.mx/estadisticas.html>

Tabla 6. Montos registrados para la recuperación de costos

Al 31 de diciembre
(Cifras en millones de dólares)

Empresa Operadora	Actividad aprobada	Presupuestos aprobados	Monto registrado	Monto aprobado
Talos 2 RF-001-2015-001	Exploración	2	3.8	18.6
Talos 7 RF-002-2015-002	Exploración	2	51.6	80.3
Eni RF-003-2015-003	Evaluación	2	108.1	233.0
Fieldwood RF-004-2016-001	Evaluación	1	132.4	175.5
Hokchi RF-005-2016-002	Evaluación	1	109.3	198.8

Es importante señalar que los costos que los contratistas reportan al Fondo deben ajustarse a los montos de los presupuestos previamente aprobados por la CNH.

5. Comercialización de hidrocarburos del Estado

Como se mencionó anteriormente, con motivo de las ventas de hidrocarburos por parte del comercializador del Estado en las áreas contractuales de Ek-Balam, Amoca-Miztón-Tecoalli y Hokchi, el Fondo, además de recibir los ingresos netos señalados en la Tabla 4 para su posterior transferencia a la TESOFE, realizó en 2017:

El pago, a nombre y por cuenta de la CNH, del IVA por la comercialización de hidrocarburos del Estado, conforme a la información fiscal proporcionada por dicha Comisión⁸.

Adicionalmente, efectuó el pago de las contraprestaciones derivadas de los hidrocarburos de pruebas que fueron entregados a PMI para su venta. El Fondo recibió los recursos derivados de estas operaciones y posterior al cálculo realizó los siguientes pagos:

1. Un total de 385,062 dólares de los E.U.A a ENI México, S. de R.L. de C.V.
2. Un total de 212,306 dólares de los E.U.A al consorcio integrado por Hokchi Energy, S.A. de C.V. y E&P Hidrocarburos y Servicios, S.A. de C.V.

El monto correspondiente a las contraprestaciones a favor del Estado fue transferido a la TESOFE.

⁸ 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 del 2 de marzo de 2017.

Cabe señalar que en 2017 concluyó el periodo transitorio para la comercialización de los hidrocarburos del Estado, por lo que a partir del 2018 esta labor ya no recaerá en PMI sino en las siguientes empresas:

1. Trafigura México, S.A. de C.V. será la encargada de comercializar los hidrocarburos líquidos (petróleo y condensados) por un periodo de 3 años, con una contraprestación por sus servicios por el equivalente a 0.18 USD/barril (dieciocho centavos de dólar de los E.U.A por barril).
2. CFenergía, S.A. de C.V. será la encargada de comercializar gas, por un periodo de 2 años, con una contraprestación por sus servicios por el equivalente a 0.020 USD/MMBTU⁹ (dos centavos de dólar de los E.U.A por millón de BTU).

Lo anterior derivado del proceso licitatorio que llevó a cabo la CNH y que concluyó en la adjudicación directa de los contratos a las empresas arriba mencionadas. Es importante señalar que las contraprestaciones pactadas quedaron por abajo del límite máximo fijado por el Comité del Fondo, acordado en sesión del 24 de julio de 2017, que para el caso de hidrocarburos líquidos fue de 0.25 USD/barril y para gas 0.025 USD/MMBTU.

Es de señalarse que, al igual que durante el esquema transitorio, los citados comercializadores deberán entregar al Fondo todos los ingresos de la venta de los hidrocarburos del Estado, más el IVA respectivo, previo descuento de sus contraprestaciones. Asimismo, deberán enviar al Fondo, a través del Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC), reportes mensuales respecto a las ventas efectuadas¹⁰.

6. Transparencia y estrategia de comunicación

6.1. Transparencia y rendición de cuentas

6.1.1. Información relativa al artículo 73, fracción V, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública (LFTAIP)

En abril del 2017 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los “Lineamientos técnicos federales para la publicación, homologación y estandarización de la información de las obligaciones establecidas en el título tercero, capítulos I y II de la LFTAIP, que deben difundir los sujetos obligados en el ámbito federal en los portales de internet y en la plataforma nacional de transparencia”, los cuales deben ser observados por el Fondo y que tienen como propósito regular la forma, términos y plazos en que se publica la siguiente información:

- a) Transferencias realizadas a la TESOFE y a los fondos sectoriales y de estabilización;

⁹ British Thermal Unit (BTU), por sus siglas en inglés.

¹⁰ Artículo 27 de la LISH y cláusula Quinta, tercer párrafo, del contrato constitutivo del Fideicomiso.

- b) Honorarios fiduciarios pagados por el Fondo;
- c) Pagos realizados al comercializador del Estado de cada contrato de extracción de hidrocarburos; e
- d) Ingresos de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

Con la finalidad de dar cumplimiento a lo anterior, en septiembre de 2017 el Fondo incorporó dicha información en el sistema informático del Banco de México para su posterior publicación en la Plataforma Nacional de Transparencia.

6.1.2. Resultados de la primera verificación realizada por el INAI

En agosto del 2017 el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) notificó al Fondo los resultados de la primera verificación diagnóstica realizada, la cual tuvo por objeto detectar áreas de oportunidad en el cumplimiento de las obligaciones de transparencia previstas en el artículo 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública. Con motivo de dicha verificación, el Fondo obtuvo una calificación de 90.43 en una escala de 100.

Es de señalarse que el Fondo atendió en tiempo y forma las áreas de oportunidad identificadas por el INAI con la finalidad de obtener la calificación de 100, las cuales se refieren principalmente a: **i)** Elaborar notas para explicar por qué en algunas fracciones del citado artículo 77 no se genera información, como es la relativa a padrón de beneficiarios y contratos de obra pública; **ii)** Armonizar la transmisión de información entre el sistema del Banco de México con la plataforma del INAI, y **iii)** Proporcionar en cada fracción el nombre del área responsable de la información.

6.1.3. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco de México

El Fondo informó de manera oportuna al Comité que durante el ejercicio 2017 los contratos vigentes suscritos por el Banco de México y el Fondo fueron los siguientes:

- a) Contrato de depósito bancario de dinero a la vista con interés y de comisión mercantil.
- b) Contrato que documenta la prestación de servicios a través del Sistema de Atención a Cuentahabientes de Banco de México (SIAC).
- c) Contrato que documenta la prestación de los servicios del Sistema de Pagos Electrónicos Interbancarios (SPEI).

Dichos contratos se suscribieron bajo los estándares que utiliza el Banco de México con todas sus contrapartes, por lo que las contraprestaciones establecidas en los referidos actos jurídicos no implican un perjuicio al patrimonio del Fideicomiso y no representan un conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario.

6.1.4. Declaraciones de intereses

Se dio cumplimiento al acuerdo del Comité por el cual los integrantes de ese órgano colegiado, los suplentes de los representantes del Estado y el Coordinador Ejecutivo y Administrativo del Fondo, deben presentar su respectiva declaración de intereses. Estas fueron entregadas en tiempo y forma y publicadas el 31 de mayo de 2017 en la página de internet del Fondo.

6.1.5. Atención a solicitudes de información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia en 2017 el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 54 solicitudes de acceso a la información que recibió a lo largo del año, sin que hubiera emitido reserva alguna.

6.2. Estrategia de comunicación

Con el fin de dar a conocer al público en general de manera clara las principales actividades del Fondo y continuar con la mejora en el acceso a la información y a la rendición de cuentas, considerando un enfoque de transparencia proactiva y de apertura gubernamental, el Fondo rediseñó su página de Internet, la cual entró a producción a finales de 2017, con los siguientes objetivos y alcances:

1. Mejorar la comunicación al público de las funciones sustantivas del Fondo relativas a la administración de los ingresos petroleros, de los aspectos financieros de los contratos y la reserva de largo plazo;
2. Facilitar la búsqueda de información, procurando que sea más sencillo y rápido identificar la ubicación de la misma, dando cumplimiento a las obligaciones en materia de transparencia y acceso a la información, y
3. Adecuar la presentación de la página a través de un nuevo diseño responsivo que le permite adaptarse a las diferentes características de los dispositivos móviles y facilitar la mejora continua de la misma.

Es oportuno aclarar que la nueva página conserva toda la información que se encontraba en el diseño anterior, con las mejoras señaladas. En este sentido, sigue siendo el medio para dar cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, en formatos de datos abiertos y accesibles en línea para todo el público, que pueden ser reutilizados y redistribuidos por cualquier interesado.

7. Infraestructura del Fondo

7.1. SIPAC

7.1.1. Administración de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo instrumentó diversos cambios en sus sistemas informáticos para robustecer el proceso de registro de información asociada a la comercialización de hidrocarburos por parte de las empresas contratistas.

En particular, se diseñaron nuevas plantillas que permiten a los contratistas reportar información de volúmenes y precios por actividades de comercialización y se habilitó la capacidad de proporcionar la documentación de soporte que ampara dicha información. La nueva información solicitada por el Fondo a través de estas plantillas permite mayor trazabilidad sobre la determinación del precio de venta, mientras que la documentación de soporte entregada por los contratistas es remitida por el Fondo a la SHCP para apoyar las labores de verificación de esta Secretaría.

Finalmente, con el objetivo de mejorar el pago correcto y oportuno de las contraprestaciones contractuales, se puso a disposición de los contratistas una nueva herramienta para apoyarlos en la determinación de las regalías base y adicional, la cual complementa la herramienta para la determinación de la cuota contractual para la fase exploratoria.

7.1.2. Registro de costos

El Fondo puso a disposición de los contratistas un nuevo formato de plantillas para el reporte mensual de sus costos, gastos e inversiones (CGI). Lo anterior, con motivo de la nueva versión del Comprobante Fiscal Digital por Internet (CFDI v.3.3) emitido por el Servicio de Administración Tributaria (SAT) durante 2017.

Considerando que la nueva versión del CFDI incorpora información sobre conceptos similares, exigidos tanto por el SAT como por la SHCP a los contratistas, el Fondo desarrolló un nuevo formato de reporte de CGI que estandariza conceptos y catálogos, de modo que: **a)** optimiza la cantidad de información que los contratistas deben cargar en el SIPAC; **b)** posibilita a los contratistas el manejo contable de catálogos unificados en sus sistemas para cumplir con sus obligaciones fiscales y de reporte ante el Fondo, y **c)** facilita a las autoridades automatizar sus labores de verificación al respecto.

7.1.3. Registro de operaciones financieras

En este año el Fondo fortaleció la infraestructura tecnológica mediante la cual lleva el control y registro de las operaciones financieras, al incorporar dicha infraestructura a los servidores institucionales del Banco de México, lo que permite contar con el mismo esquema y nivel de supervisión, respaldo y seguridad con el que cuentan los sistemas de pagos del Banco Central.

7.1.4. Evaluación de riesgos de seguridad de tecnologías de información (ERSTI)

La Dirección de Administración de Riesgos (DAR), en coordinación con la Dirección de Sistemas, ambas del Banco de México, realizaron la ERSTI a los servicios de TI que apoyan la operación de los procesos del Fondo. Los servicios que evaluaron fueron: **i)** Contabilidad Integral y **ii)** SIPAC, dando como resultado que no se detectaran vulnerabilidades que pongan en riesgo los atributos de seguridad de dichos servicios.

8. Control interno

8.1. Evaluación de riesgos operativos

Durante el primer semestre del 2017, la DAR, en coordinación con la Unidad de Control y Análisis de Riesgos del Fondo, iniciaron la evaluación de riesgos operativos. Esta evaluación tuvo por objeto identificar los principales riesgos a los que pudieran estar expuestos los procesos del Fondo y, en su caso, emitir recomendaciones y definir estrategias que permitan mitigarlos.

Por su parte, en el último trimestre del 2017, la DAR presentó los informes de resultados de la evaluación de riesgos operativos de los procesos del Fondo, en donde se identificaron riesgos menores que no requieren la implementación de acciones de mitigación, considerando que los controles que las unidades administrativas del Fondo han implementado resultan adecuados y suficientes para el control de dichos riesgos.

Finalmente, y como parte de este sistema de evaluación, se identificaron las actividades de control relevante de los procesos del Fondo, las cuales fueron registradas ante la Dirección de Control Interno del Banco de México para su evaluación y seguimiento.

8.2. Actualización de normatividad aplicable

A lo largo del 2017 el Fondo continuó realizando diversas actividades para fortalecer su sistema de control interno. En ese sentido, la normatividad que regula las operaciones del Fondo fue revisada y en su caso actualizada. Como parte de ese esfuerzo se emitió una nueva versión del Manual General del Macro proceso (MGM) denominado “Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, el cual tiene por objeto regular el proceso del Fondo para recibir, administrar, invertir y distribuir los ingresos de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Asimismo y con el objetivo de regular las actividades de los procesos previstos en dicho MGM, en el año se formalizaron tres Manuales de Procedimientos de Operación (MPO): **a)** Operación financiera del Fondo; **b)** Administración financiera de los contratos, y **c)** Gestión administrativa del Fondo. Estos documentos tienen por finalidad describir de forma puntual las actividades y mecanismos de control de los procesos específicos del Fondo, lo que facilita su ejecución, así como las auditorías de todas las instancias fiscalizadoras.

Cabe señalar que las actualizaciones al MGM y a los MPO son el resultado de los esfuerzos realizados durante los primeros meses del año para reflejar las actividades, subprocesos y procesos del Fondo conforme a la estructura y operación vigentes. Dichos manuales se encuentran registrados en el catálogo de normas internas del Banco de México.

9. Auditorías practicadas al Fondo

9.1. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

La ASF comunicó al Fondo que concluyó sin observaciones la auditoría 50-GB denominada “Gasto de operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, la cual tuvo por objeto fiscalizar: **a)** Propuesta y aprobación del gasto de operación; **b)** Erogaciones por concepto de recursos humanos; **c)** Erogaciones por concepto de tecnologías de la información; **d)** Costos de ocupación y otros gastos de operación; **e)** Pago de honorarios fiduciarios, y **f)** Registro contable de los gastos de operación y su presentación en estados financieros y Cuenta Pública.

De igual forma, la ASF concluyó sin observaciones para el Fondo la auditoría 31-GB “Base de los ingresos recibidos por el Fondo”, la cual tuvo por objeto “fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la determinación de los ingresos provenientes de los contratos derivados de las actividades de exploración y extracción, así como de los demás ingresos recibidos por el Fondo, su registro contable y presentación en los estados financieros y en la cuenta pública, se efectuaron conforme a las disposiciones legales y normativas”.

Finalmente, dicha dependencia concluyó sin observaciones para el Fondo la auditoría 65-GB “Pagos y transferencias por asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos”, la cual tuvo por objeto “fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la administración y verificación de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, el cálculo, pago y verificación de las contraprestaciones a favor del Estado, la determinación de las transferencias provenientes de los ingresos petroleros y su distribución a los destinos previstos en ley, así como el registro contable de esas operaciones, su presentación en los estados financieros y en la cuenta pública, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales y normativas”.

Las auditorías mencionadas corresponden a la revisión de la cuenta pública del ejercicio 2016.

9.2. Auditor externo

El pasado mayo el despacho Mancera, S.C., quien funge como auditor externo del Fondo, envió al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión, previa aprobación del Comité, los dictámenes a los estados financieros y al ejercicio del presupuesto de gasto de operación del Fideicomiso, correspondiente al periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2016. Como se informó al Comité en sesión de abril de 2017, el auditor externo emitió sus dictámenes sin observaciones.

Asimismo, durante el mes de noviembre el auditor externo dio inicio a la revisión de los estados financieros del ejercicio 2017.

9.3. Atención al informe del Contralor Interno

La Contraloría Interna del Fondo no emitió observaciones al Fondo y el Coordinador Ejecutivo dio respuesta, en tiempo y forma, a todos y cada una de las áreas de oportunidad mencionadas en el “Informe correspondiente al segundo semestre de 2016”.

10. Registro del Fiduciario

A lo largo del 2017, la Secretaría de Energía notificó al Fondo sobre la actualización de 136 títulos de asignación a favor de Pemex, así como la cancelación de 38 títulos y el otorgamiento de 1 nuevo título.

Asimismo, al cierre de ese año el Fondo contaba con un total de 71 contratos registrados, los cuales se detallan en el anexo único. Con base en lo anterior, en dicho registro se cuenta con la siguiente información:

Tabla 7. Instrumentos jurídicos inscritos

Acto jurídico	Responsable de la inscripción / actualización	Número de actos jurídicos registrados
Contratos	CNH	71
Asignaciones	Asignatario / SENER	428

11. Estados financieros

Los estados financieros auditados del Fondo y sus notas al 31 de diciembre de 2017, los cuales han sido preparados con base en las Normas de Información Financiera (NIFs) aplicables a las entidades con propósitos no lucrativos, se anexan al presente informe.

Es importante señalar que el auditor externo del Instituto Central contratado por el Secretario de Hacienda y Crédito Público, de conformidad con el artículo 50 de la Ley del Banco de México, funge también como auditor externo del Fondo.

12. Gasto de operación autorizado y ejercido

En diciembre del 2016, el Comité autorizó un presupuesto de Gasto de Operación de 113.8 millones de pesos destinados a cubrir los honorarios fiduciarios de 2017, conforme a los apartados y montos que se indican a continuación:

Tabla 8. Gasto de Operación autorizado

(Cifras en pesos)

Concepto	2017
Recursos Humanos	65,809,860
Costos de Ocupación	7,445,689
Tecnologías de la Información	22,367,343
Otros Gastos de Operación	18,258,400
Total	113,881,293

Los totales pueden no coincidir debido al redondeo.

La SHCP en su carácter de fideicomitente del Fondo, determinó los mecanismos de fondeo de los honorarios fiduciarios mediante la aplicación de las disponibilidades al cierre del ejercicio 2016 y los rendimientos financieros generados durante el ejercicio 2017, hasta por el monto autorizado por el Comité, permaneciendo el exceso de rendimientos como parte del patrimonio del Fondo. Al 31 de diciembre de 2017 se reporta un resultado de rendimientos financieros generados por 220.5 millones de pesos y un Gasto de Operación por 81.6 millones de pesos conforme a la tabla siguiente:

Tabla 9. Rendimientos financieros y Gasto de Operación ejercido
(Cifras en pesos)

Concepto	Primer trimestre	Segundo trimestre	Tercer trimestre	Cuarto trimestre	Total
Rendimientos financieros	44,824,790	43,586,363	53,471,950	* 78,644,236	220,527,338
Gasto de Operación Ejercido	27,242,191	22,873,602	18,269,327	13,168,698	81,553,817

* 16,322,238 corresponden a la Reserva del Fondo

Por último, el monto acumulado de honorarios fiduciarios pagados al Banco de enero diciembre de 2017, ascendió a un total de 81.8 millones de pesos, los cuales fueron cubiertos conforme a la siguiente tabla:

Tabla 10. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México
(Cifras en pesos)

Concepto	Total ejercido
Recursos Humanos	47,022,083.37
Costos de Ocupación	6,885,304.01
Tecnologías de la Información	10,012,612.57
Otros Gastos de Operación	6,644,500.25
Subtotal	70,564,500.20
IVA	11,290,320.03
Total	81,854,820.23