
*INFORME ANUAL
2016*

PRESENTACIÓN

El presente documento corresponde al informe del ejercicio 2016, 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 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 2016, 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: la recepción de los ingresos petroleros, la administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos y la administración de la reserva del Fondo de ahorro de largo plazo y de estabilización de los ingresos públicos.

ÍNDICE

- I. Introducción
- II. Recepciones de ingresos petroleros
 - a. Por asignaciones
 - b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos
- III. Transferencias realizadas a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales
- IV. Administración de los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos
 - a. Contratos vigentes
 - b. Contratos en etapa de producción
 - c. Registro de costos ante el Fondo
 - d. Cuarta licitación de la Ronda Uno y licitación Trión
- V. Colaboración y coordinación con otras autoridades del sector de hidrocarburos
- VI. Comercializador del Estado
- VII. Transparencia y estrategia de comunicación
 - a. Transparencia y rendición de cuentas
 - b. Estrategia de comunicación
- VIII. Infraestructura del Fondo
 - a. Para la administración de los ingresos petroleros
 - b. Para los procesos relacionados con la administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos
 - c. Para reforzar la seguridad de los sistemas informáticos
- IX. Control interno

X. Auditorías practicadas al Fondo

- a. Auditoría Superior de la Federación (ASF)
- b. Auditoría Externa
- c. Auditoría Interna
- d. Contraloría Interna del Fondo

XI. Estados Financieros

XII. Gasto de operación autorizado y ejercido

I. 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, de constituir y administrar una reserva de ahorro de largo plazo y de 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 segundo año de operación, el Fondo enfocó sus esfuerzos a consolidar los procesos asociados a la administración de la renta petrolera, así como los de la administración financiera de los CEEH. Toda vez que los ingresos que el Fondo ha recibido en sus primeros dos años de operación no han superado el umbral del 4.7% del Producto Interno Bruto (PIB) previsto en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) correspondiente a dichos periodos, no ha sido posible acumular reserva de ahorro de largo plazo.

En el presente documento se describen las principales actividades del Fondo para dar cumplimiento a su encomienda, las cuales, durante el 2016, presentaron una mayor complejidad que en su primer año de operación, debido principalmente a la presencia de CEEH de licencia en etapa de producción. Dichas 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 2016, lo cual fue reportado oportunamente a dicho órgano colegiado a través de informes trimestrales.

II. Recepción de ingresos petroleros

a. Por asignaciones

El Fondo recibió de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario, el entero de derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida, 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)

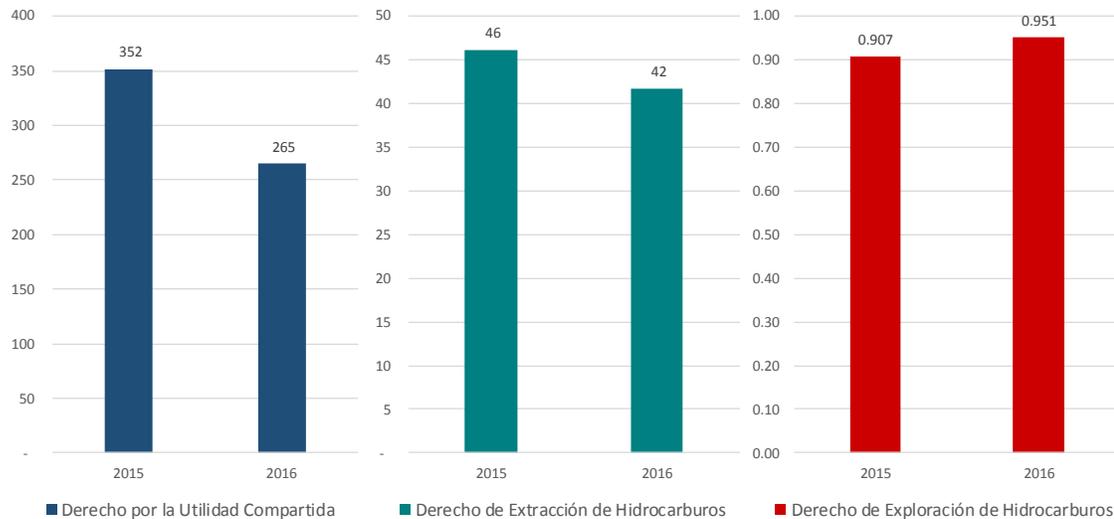
Concepto	2015	2016	Δ% 2015 vs. 2016
Derecho por la Utilidad Compartida	351,718,119,070	264,993,926,434	-25%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	46,178,070,769	41,659,748,266	-10%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	906,576,662	950,584,208	5%
Total	398,802,766,501	307,604,258,908	-23%

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

² Sesiones del Comité Técnico durante 2016 <http://www.fmped.org.mx/transparencia/informesactasesiones.html>
 Miembros del Comité Técnico al cierre de 2016. <http://www.fmped.org.mx/acerca/comite.html>

Los recursos recibidos por el derecho por la utilidad compartida (DUC) representaron el 86.2% de los ingresos provenientes de las asignaciones, mientras que los derechos de extracción y de exploración representaron el 13.5% y el 0.3%, 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 2016 presentan una caída del 23% respecto al 2015, lo cual se explica principalmente por la disminución del DUC en 25%, reflejo de los siguientes estímulos fiscales otorgados a Pemex por parte del Gobierno Federal durante 2016.

La primera facilidad fiscal se anunció en abril de 2016 y permitió a dicha empresa realizar mayores deducciones de costos e inversiones cuando el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) se encontraba a niveles bajos, lo cual generó una mayor tasa efectiva de deducción de costos a partir de mayo. Cabe recordar que durante el primer trimestre de 2016 la MME alcanzó un nivel de 18.90 dólares por barril, lo cual representa un mínimo para los últimos 15 años. El segundo estímulo que se otorgó a Pemex se dio a conocer en noviembre y consistió en un monto equivalente al pago provisional del DUC de octubre. El 50% de dicho estímulo se acreditó contra el pago del DUC que se debía cubrir en noviembre y el otro 50% se aplicó al DUC de diciembre³. De esta forma, el segundo estímulo ascendió a 28,439 millones de pesos, equivalente al 0.15% del PIB de CGPE del ejercicio 2016.

³ “DECRETO por el que se modifica el diverso por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican, publicado el 18 de abril de 2016”, y que fue dado a conocer en el Diario Oficial de la Federación el 16 de noviembre de 2016

Es importante señalar que al cierre del 2016, Pemex contaba con 465 asignaciones registradas en el Fondo, ya que durante ese ejercicio la Secretaría de Energía notificó a este fideicomiso la modificación de 211 títulos de asignación a favor de Pemex, así como la cancelación de 25 títulos y el otorgamiento de un nuevo título, por lo cual el Fondo actualizó sus registros y emitió la constancia respectiva.

b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

Al cierre del 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) había suscrito un total de 30 CEEH derivados de tres procesos de licitación de la denominada Ronda 1. Dichos contratos fueron inscritos en el registro a cargo del Fondo, de las cuales este fideicomiso recibió el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado: a) Cuota contractual 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) Garantías de seriedad, conforme a la siguiente tabla:

Tabla 2. Ingresos por Contratos ^{1/}

Enero - Diciembre

Cifras en pesos	
Cuota exploratoria	17,456,365
Total	17,456,365
Cifras en dólares de los E.U.A.	
Regalía base	1,011,363
Regalía adicional	14,369,774
Penas convencionales	2,737
Garantías de seriedad	390,000
Total	15,773,874

^{1/} Los ingresos por contratos corresponden a los flujos recibidos durante el periodo.

Los recursos recibidos por el Fondo derivados de asignaciones y CEEH, fueron transferidos a los diversos fondos de estabilización y sectoriales, así como a la Tesorería de la Federación (Tesofe), de acuerdo con la Ley del Fondo y conforme al calendario y cantidades establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Esta información se detalla en la siguiente sección del informe.

III. Transferencias realizadas a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales

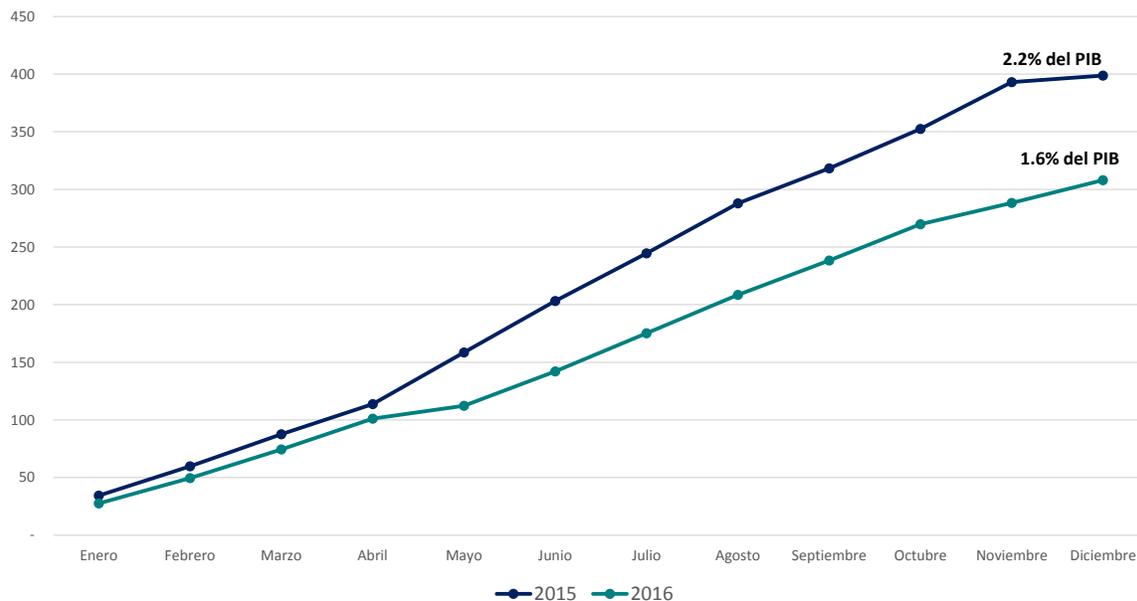
El Fondo realizó las transferencias ordinarias conforme al calendario y cantidades determinadas por la SHCP, cuyo monto acumulado de enero a diciembre de 2016 ascendió a 307,920 millones de pesos, equivalentes al 1.6% del PIB estimado en los CGPE 2016, lo que representa una disminución del 23% respecto a lo transferido durante el mismo periodo de 2015.

La Tabla 3 y Gráfica 2 muestran un comparativo de las transferencias ordinarias realizadas por el Fondo en los ejercicios 2015 y 2016:

Tabla 3. Transferencias ordinarias
 Enero-Diciembre
 (Cifras en pesos)

Fondos de estabilización y sectoriales	2015	2016	Δ% 2015 vs. 2016
I. Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	16,634,184,600	10,693,027,400	-36%
II. Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativa	4,839,035,520	3,110,698,880	-36%
III. Fondo de Extracción de Hidrocarburos	6,048,286,613	3,985,582,939	-34%
IV. Fondos de Ciencia y Tecnología	4,914,645,451	3,159,303,551	-36%
<i>a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos</i>	3,194,519,543	2,053,547,308	-36%
<i>b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo</i>	737,196,818	473,895,533	-36%
<i>c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética</i>	982,929,090	631,860,710	-36%
V. Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	30,622,023	29,892,231	-2%
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	366,338,193,472	286,941,934,727	-22%
<i>a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales</i>	385,578,271	247,883,816	-36%
<i>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</i>	365,952,615,201	286,694,050,911	-22%
Total	398,804,967,679	307,920,439,728	-23%

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



Como se observa en la Gráfica 2, a partir de mayo las transferencias ordinarias reflejan la caída del DUC, producto de la mayor tasa de deducción de la cual gozó Pemex y que se explicó en la sección II.

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

a. Contratos vigentes

A lo largo del 2016, la CNH formalizó 27 contratos que fueron adjudicados como parte de la segunda y tercera licitaciones de la denominada Ronda 1, en la modalidad de producción compartida (2) y licencia (25), respectivamente. Con ello, al cierre del año se tenían inscritos en el Fondo un total de 30 CEEH:

Tabla 4. Contratistas registrados en el Fondo al cierre del 2016

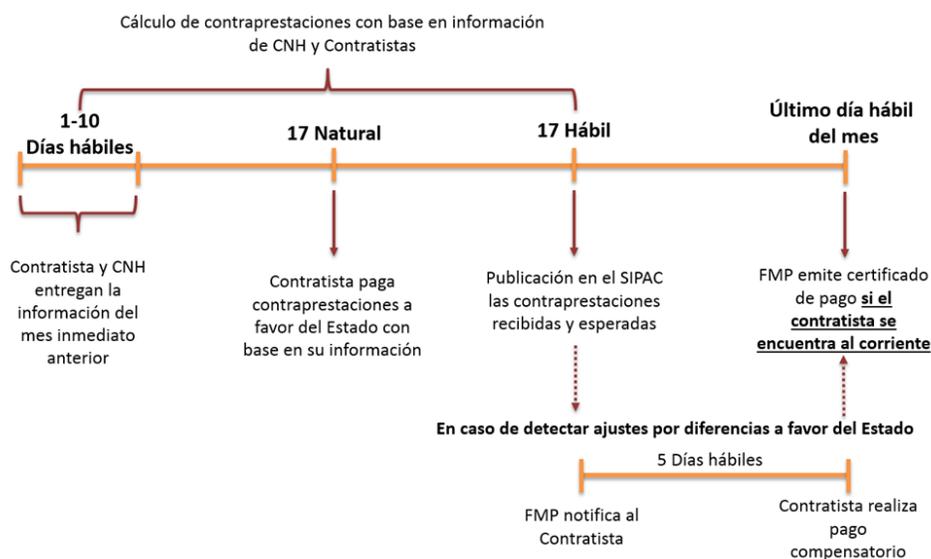
Licitación	Determinación social de la operadora	Determinación del área contractual	Modalidad del Contrato	Fecha de suscripción	Fecha de término del contrato	Extensión del área contractual (Km2)
L01	Talos Energy Offshore Mexico 2, S. de R.L. de C.V.	Área contractual 2	Producción compartida	2015-09-04	2045-09-04	194.5
	Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V.	Área contractual 7		2015-09-04	2045-09-04	464.8
L02	Eni México, S. de R.L. de C.V.	Tecoalli, Miztón, Amoca	Producción compartida	2015-11-30	2040-11-30	67.2
	Fieldwood Energy E&P México, S. de R.L. de C.V. Hokchi Energy, S.A. de C.V.	Ichalkil y Pokoch Hokchi		2016-01-07 2016-01-07	2041-01-07 2041-01-07	58.0 39.6
L03	Consorcio Petrolero 5M del Golfo, S.A.P.I. de C.V.	Benavides-Primavera	Licencia	2016-05-10	2041-05-10	171.5
	Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V.	Cuichapa Poniente		2016-05-10	2041-05-10	41.5
	Secadero Petróleo y Gas, S.A. de C.V.	Paso de Oro		2016-08-25	2041-05-25	23.1
	Calicanto Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	Secadero		2016-05-10	2041-05-10	9.8
	Mayacaste Oil & Gas, S.A.P.I. de C.V.	Calicanto		2016-05-10	2041-05-10	10.6
	Perseus Tajón, S.A. de C.V.	Mayacaste		2016-05-10	2041-05-10	21.9
	Perseus Tajón, S.A. de C.V.	Tajón		2016-05-10	2041-05-10	27.5
	Perseus Fortuna Nacional, S.A. de C.V.	Fortuna Nacional		2016-05-10	2041-05-10	22.0
	Diavaz Offshore, S.A.P.I. de C.V.	Barcodón		2016-05-10	2041-05-10	11.0
		Catedral		2016-05-10	2041-05-10	58.0
		Malva		2016-05-10	2041-05-10	21.2
		Nuevo mundo		2016-05-10	2041-05-10	27.7
		Topén		2016-05-10	2041-05-10	25.3
		Pontón		2016-08-25	2041-05-25	11.8
		Carretas		2016-05-10	2041-05-10	89.4
		Peña Blanca		2016-05-10	2041-05-10	26.0
		Paraíso		2016-05-10	2041-05-10	17.0
		Mareógrafo		2016-05-10	2041-05-10	29.8
		Calibrador		2016-05-10	2041-05-10	16.1
		Duna		2016-05-10	2041-05-10	36.7
		Moloacán		2016-05-10	2041-05-10	46.3
		La Laja		2016-08-25	2041-05-25	10.2
		Ricos		2016-08-25	2041-05-25	23.7
		San Bernardo		2016-08-25	2041-05-25	28.3
		Tecolutla		2016-08-25	2041-05-25	7.2

Derivado de la suscripción de los CEEH mencionados, el Fondo expidió a favor de los contratistas las constancias que acreditan la inscripción de dichos actos jurídicos en el fideicomiso.

Cabe señalar que en la licitación 3 de la Ronda 1, en seis casos los licitantes ganadores no presentaron las garantías corporativas requeridas, por lo que estos CEEH tuvieron que ser adjudicados a los licitantes con la segunda oferta más alta. De esta manera, se hicieron válidas las garantías de seriedad de los licitantes originalmente ganadores.

Como se indicó, derivado del resultado de la tercera licitación de la Ronda 1 se adjudicaron 25 contratos de Licencia, de los cuales 15 de ellos presentaron producción de hidrocarburos en algún momento del 2016. De esta forma, a partir del segundo trimestre de ese año, el Fondo inició la administración financiera de dichos instrumentos jurídicos, es decir, inició las labores de cálculo e instrucción de pago de las contraprestaciones derivadas de los contratos. Estos cálculos y pagos se realizan con base en la información disponible que la CNH y los contratistas suministran al fideicomiso mediante el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC), como se describe a continuación:

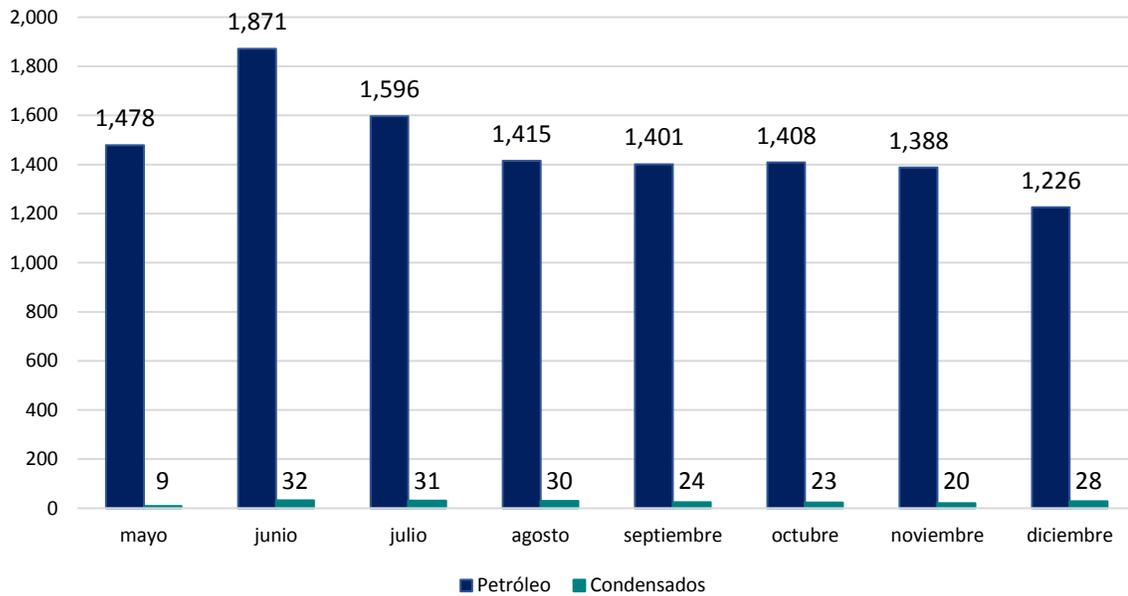
Gráfica 3. Cronología de la administración financiera de CEEH



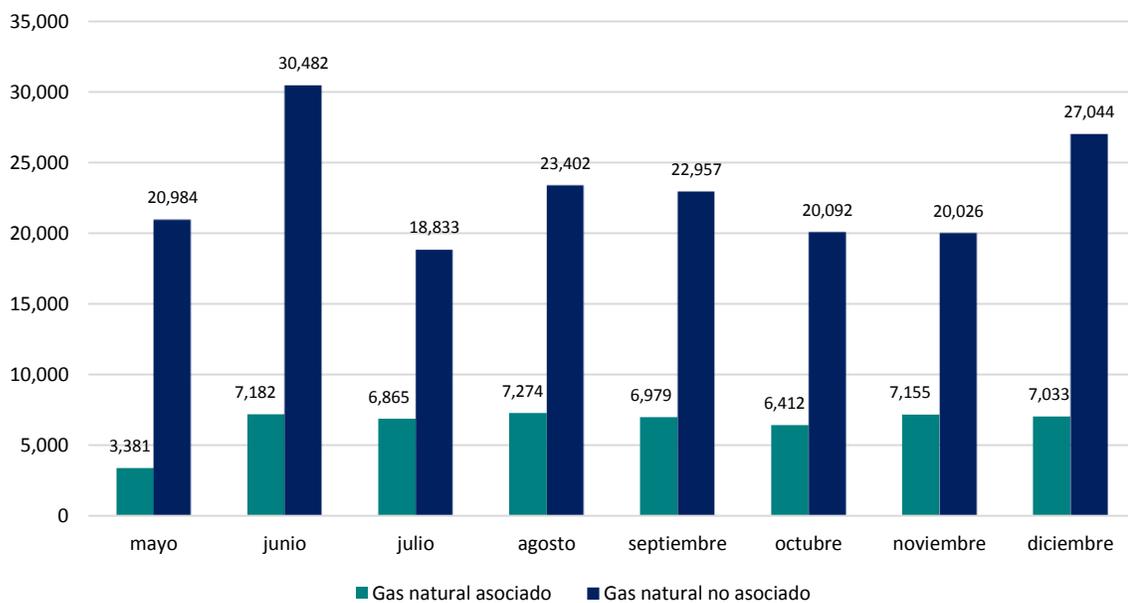
b. Contratos en etapa de producción

De los 30 CEEH que actualmente administra el Fondo, sólo 15 reportaron producción de por lo menos un hidrocarburo a lo largo del 2016, siendo todos ellos contratos de licencia. Actualmente, sólo 12 contratos tienen producción de algún hidrocarburo, dado que en 3 de ellos se optó por suspenderla en tanto se definen los nuevos proyectos de inversión. Las siguientes gráficas muestran el volumen total producido por hidrocarburo en el año que fue reportado al Fondo y el cual sirvió de base para realizar los cálculos de las contraprestaciones correspondientes.

Gráfica 4. Producción de contratos de licencia
(Cifras en barriles diarios)



Gráfica 5. Producción de contratos de licencia
(Cifras en miles de pies cúbicos diarios)



Como parte del proceso del cálculo de las contraprestaciones, el Fondo ha expedido 100 certificados de pago a favor de los contratistas correspondientes a 2016, que amparan la totalidad del volumen extraído por éstos durante dicho periodo.

c. Registro de costos ante el Fondo⁴

En cumplimiento con lo establecido en los CEEH, los contratistas han registrado ante el Fondo los costos e inversiones incurridos para el desarrollo de la infraestructura relacionada con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. La información de costos e inversiones será utilizada por el Fondo para llevar a cabo el cálculo de las contraprestaciones por recuperación de costos que se pagarán una vez que inicie la producción de las áreas asociadas a contratos de producción compartida. 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 estadísticos.

Conforme a lo anterior, a lo largo del 2016 el Fondo recibió información de costos referente a los contratos de producción compartida vigentes de acuerdo a la siguiente tabla.

Tabla 5. Montos registrados para la recuperación de costos

Al 31 de diciembre
 (Cifras en millones de dólares)

Empresa Operadora	Actividad aprobada	Vigencia del presupuesto		Monto registrado	Monto aprobado
		Inicio	Fin		
Talos 2 RF-001-2015-001	Exploración	04-sep-15	31-dic-16	2.9	10
Talos 7 RF-002-2015-002	Exploración	04-sep-15	31-dic-16	4.2	11.4
Eni RF-003-2015-003	Evaluación	30-nov-15	31-dic-16	11.1	55.8
Fieldwood RF-004-2016-001	Evaluación	07-ene-16	31-dic-17	2.2	168.7
Hokchi RF-005-2016-002	Evaluación	07-ene-16	31-dic-17	20.5	212.9

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

⁴ 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."

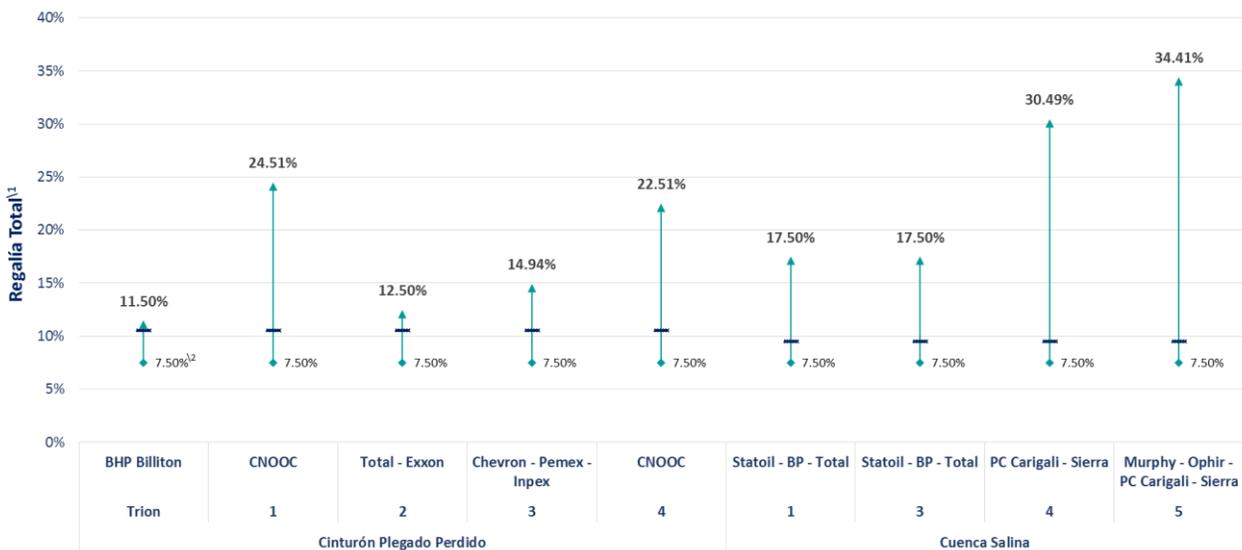
d. Cuarta licitación de la Ronda 1 y del bloque Trión

Durante diciembre de 2016 se llevó a cabo la apertura de propuestas correspondientes a la licitación 4 de la Ronda 1 (R1.4), en la cual se ofrecieron contratos de licencia para la exploración y extracción de hidrocarburos de campos en aguas profundas. Adicionalmente, se licitó el contrato para la operación del bloque Trión, este último en asociación con Pemex.

Los campos licitados se encuentran en el Golfo de México, en las zonas de Cinturón Plegado Perdido, al sur de la frontera con Estados Unidos de América, cercano al campo *Great White*, donde se cuenta con una amplia infraestructura operativa y en la cuenca Salina del Istmo, en el sureste del país.

En dicha licitación, se ofrecieron en total 10 campos, de los cuales se adjudicaron 8, con ofertas superiores a los porcentajes mínimos fijados por la SHCP para la regalía adicional (véase Gráfica 6). De los 4 campos ofertados en la región Cinturón Plegado Perdido se asignó la totalidad, mientras que de los 6 campos en la Cuenca Salina se asignaron 4. En la Tabla 6 se proporciona un resumen de los resultados de la licitación R1.4 y del bloque Trión, así como de las empresas ganadoras de cada bloque.

Gráfica 6. Ofertas ganadoras en la licitación R1.4 y Trión



\1 Regalía total: Calculado como regalía base más regalía adicional subastada
 \2 La regalía base de 7.5% está sujeta a cálculo que se determine mensualmente y las actualizaciones de los parámetros fiscales

Tabla 6. Resumen de los resultados de la licitación de bloques en aguas profundas

Región	Bloque	Nombre del Licitante Ganador	Tasa de Regalía Adicional	Extensión km ²	Recursos prospectivos ajustados por riesgo (MMbpce)	Hidrocarburo Principal
Cinturón Plegado Perdido	Área 1	CNOOC	17.01%	1,678	232	Aceite ligero
	Área 2	Total con ExxonMobil	5.00%	2,977	639	Aceite ligero
	Área 3	Chevron con PEMEX e INPEX	7.44%	1,687	371	Aceite ligero
	Área 4	CNOOC	15.01%	1,877	145	Aceite ligero
Cuenca Salina	Área 1	Statoil con BP y Total	10.00%	2,381	434	Aceite ligero
	Área 2	Desierta	NA	2,411	304	Aceite ligero
	Área 3	Statoil con BP y Total	10.00%	3,287	409	Gas húmedo
	Área 4	PC Carigali y Sierra	22.99%	2,359	75	Aceite ligero
	Área 5	Murphy con OPHIR, Petronas y Sierra	26.91%	2,573	127	Aceite ligero
	Área 6	Desierta	NA	2,606	172	Aceite pesado

Fuente: FMP con cifras de CNH

La licitación del campo Trión contempló un contrato de licencia con una oferta mínima de 3% y una oferta máxima de 4% en la regalía adicional.

Las empresas que realizaron ofertas fueron BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. (Australia) y BP Exploration México, S.A. de C.V. (Reino Unido), las cuales alcanzaron el porcentaje máximo en la regalía adicional, por lo que el ganador se seleccionó tomando en consideración un pago en efectivo en caso de empate en propuesta económica (Bono a la firma), resultando ganadora la empresa BHP Billiton Petróleo Operaciones de México, S. de R.L. de C.V. por un monto de 624 millones de dólares de los Estados Unidos de América (dólares).

Derivado del Bono a la firma del contrato y conforme a las bases de licitación, el 10% de dicho monto se deberá pagar al Fondo antes de la suscripción del CEEH, en marzo del 2017. Se espera que a la fecha del pago del bono mencionado, el monto de las transferencias realizadas por el Fondo a la Tesofe no habrán alcanzado el 4.7% del PIB⁵, por lo que dicho bono no podrá permanecer en el Fondo y deberá ser entregado al Gobierno Federal, siguiendo las reglas establecidas para las transferencias ordinarias y de conformidad con lo establecido en el calendario emitido por la SHCP para tal fin.

A partir de los resultados de la R1.4, el Fondo tendrá en 2017 la administración de los aspectos financieros de un total de 39 CEEH, lo que representa un aumento de 9 contratos respecto a los administrados en 2016. Este número podría resultar mayor una vez que se conozca el resultado de las 41 áreas anunciadas para las licitaciones de la Ronda 2. Cabe mencionar que a partir de la firma del contrato de Trión, por primera vez Pemex interactuará con el Fondo en el carácter de contratista.

⁵ Se refiere al PIB establecido en el documento CGPE 2016 conforme a lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Los 9 CEEH que se suscribirán como parte de la R1.4 comenzarán a pagar la cuota exploratoria a más tardar en mayo de 2017, conforme a los términos y condiciones contractuales. Los montos que el Fondo recibirá por este concepto aumentarán aproximadamente en 24.4 millones de pesos mensuales⁶, al pasar de 1.9 a 26.3 millones de pesos. Lo anterior, como consecuencia del importante aumento en la superficie bajo exploración de las áreas adjudicadas, como se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Extensión de las áreas contractuales
 Licitaciones de la Ronda 1

Licitación	Región	Modalidad del Contrato	No. de Bloques Asignados	Superficie de los Campos [km ²]	Porcentaje del total de la superficie
Ronda 1.1	Aguas Someras	Producción compartida (exploración y extracción)	2	659	3.00%
Ronda 1.2	Aguas Someras	Producción compartida (extracción)	3	165	0.80%
Ronda 1.3	Áreas Terrestres	Licencia (extracción)	25	814	3.70%
Ronda 1.4 ^{1/}	Aguas Profundas	Licencia (exploración y extracción)	9 ^{1/}	20,104	92.50%

Fuente: SENER y CNH

1/ Incluye la licitación de Trion

V. Colaboración y coordinación con otras autoridades del sector de hidrocarburos

A lo largo del 2016 el Fondo mantuvo una colaboración estrecha con las distintas autoridades del sector hidrocarburos, con el asignatario y los contratistas para precisar las facultades y responsabilidades de este fideicomiso, así como para mejorar los aspectos operativos que involucran al Fondo, entre los que destacan el procedimiento de entrega de los recursos a este fideicomiso y su tratamiento fiscal.

En relación con las bases de licitación y modelo de contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad licencia, en aguas profundas (CNH-R01-L04/2015) los comentarios del Fondo se enfocaron a las áreas de oportunidad que detectó en su operación relacionada con el cálculo y pago de las contraprestaciones de los contratos.

⁶ Asume una actualización por inflación de 3% en 2017 y se refiere al pago para meses donde el contrato opera todos los días.

Asimismo, el Fondo colaboró con las demás autoridades del sector en la elaboración de un modelo de contrato de comercialización de hidrocarburos del Estado aplicable para el periodo transitorio que concluye en diciembre del 2017. En particular, el Fondo elaboró los mecanismos de tesorería e informáticos, mediante los cuales el comercializador entregará al fideicomiso los ingresos de la venta de los hidrocarburos del Estado, una vez descontado el pago por los servicios de comercialización. Lo anterior, conforme a los artículos Octavo Transitorio de la Ley de Hidrocarburos y 27 de la LISH.

Asimismo, en octubre de 2016, la SHCP y el Fondo suscribieron un convenio específico⁷, que tiene por objeto establecer el procedimiento para elaborar y validar la implementación tecnológica del modelo económico de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, con la finalidad de interactuar e intercambiar información y documentación para el correcto ejercicio de las facultades de las partes y establecer términos y condiciones a través de las cuales la SHCP notificará al Fondo los procedimientos de verificación.

Finalmente, en términos del artículo 52 de la LISH, en diciembre de 2016, el Fondo y Pemex suscribieron un convenio⁸ con la finalidad de compilar en un solo instrumento jurídico los acuerdos alcanzados, en relación con el procedimiento que ese asignatario debe observar para realizar operaciones financieras con el Fondo.

VI. Comercializador del Estado

En diciembre de 2016, la CNH suscribió con P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V. (PMI) un contrato cuyo objeto es la prestación de los servicios de comercialización de los hidrocarburos que el Estado obtiene de los CEEH. Este contrato tiene una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, en términos del artículo Octavo Transitorio de la Ley de Hidrocarburos.

El contrato referido prevé, entre otros, que las partes suscribirán protocolos de comercialización que determinarán los términos y condiciones específicos para la prestación de los servicios de comercialización para cada área contractual, incluyendo las reglas de compensaciones y ajustes y, en su caso, nominaciones. Dichos protocolos deberán ser enviados por PMI al Fondo.

Cabe señalar que conforme al contrato, los servicios de comercialización se brindarán bajo alguna de las siguientes modalidades:

- Comercialización simple: Consiste en la venta de los hidrocarburos realizada por el comercializador por cuenta y orden del Estado, a cualquier comprador en la que los puntos de entrega sean los mismos que los puntos de venta.

⁷ Denominado “Anexo de Ejecución 02 del Convenio de colaboración, coordinación y asistencia técnica” suscrito el 20 de octubre de 2016.

⁸ Denominado “Lineamientos que debe observar el asignatario para el entero de los derechos relacionados con las asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos”.

- Comercialización con servicios de logística: Relativa a la venta de los hidrocarburos realizada por el comercializador, por cuenta y orden del Estado, a cualquier comprador, en la que los puntos de venta sean distintos a los puntos de entrega, y que requieran la prestación de servicios de logística.

Es importante mencionar que de conformidad con el artículo 27 de la LISH, así como con el contrato de comercialización, los ingresos de la venta de los hidrocarburos del Estado, incluyendo el Impuesto al Valor Agregado (IVA) serán entregados al Fondo para su posterior envío a la Tesofe, mientras que el IVA se enterará a las autoridades tributarias por cuenta y orden de la CNH. Por otra parte, PMI debe suministrar información a través del SIPAC, en forma mensual y por cada protocolo de comercialización, con la información necesaria para que la CNH pueda realizar la conciliación correspondiente.

Para dar cumplimiento a lo anterior y en términos del referido contrato de comercialización, el Fondo formalizó con PMI los “Mecanismos para la recepción de recursos de parte del Comercializador”, que tienen por objeto establecer los lineamientos que debe observar para realizar operaciones financieras con el Fondo, así como los “Términos y condiciones para el uso del SIPAC” y adicionalmente, se le proporcionó la guía para el uso de dicho sistema.

Para la adecuada implementación de los citados mecanismos, al interior del Fondo se definió e implementó la figura del comercializador en los diferentes sistemas operativos administrados en el Fideicomiso. Lo anterior, para registrar, transferir y dar seguimiento a los recursos derivados de la venta de hidrocarburos por el comercializador del Estado, así como la recepción del IVA correspondiente a dicha venta y realizar el entero al Servicio de Administración Tributaria a cuenta y nombre de la CNH.

VII. Transparencia y estrategia de comunicación

a. Transparencia y rendición de cuentas

En febrero de 2016, el Banco de México (Banco) presentó ante el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) el “Informe Anual sobre las Actividades realizadas durante 2015 para Garantizar el Acceso a la Información”. Este documento contiene, entre otros, la información sobre las actividades del Fondo en materia de transparencia que de conformidad con la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública debe enviar al INAI por medio del Banco, como la instancia responsable de ello.

Por su parte, el Fondo ha dado cumplimiento a sus obligaciones en materia de transparencia relacionadas con la publicación de la información del Fideicomiso. Asimismo, el Fondo dio respuesta a 32 solicitudes de acceso a la información y ninguna fue reservada.

Como parte del compromiso del Fondo con la transparencia y acceso a la información y en cumplimiento a lo acordado por el Comité en su sesión del 23 de abril de 2015, los integrantes de ese órgano colegiado, los suplentes de los representantes del Estado y el Coordinador Ejecutivo y Administrativo del Fondo, presentaron en tiempo y forma sus declaraciones de intereses⁹. Cabe señalar que éstas deben ser actualizadas en mayo de cada año.

b. Estrategia de comunicación

Durante el primer semestre del año se diseñó e implementó la estrategia de comunicación en redes sociales a través de Twitter con la cuenta @fmpedmexico, la cual permite enviar mensajes de forma directa a más de 6,000 seguidores y consiste en publicar de manera clara y periódica las principales actividades del Fondo, destacando la difusión de la programación financiera de los ingresos esperados de las asignaciones y los CEEH, así como las estadísticas sobre recepciones y transferencias del Fondo.

De igual forma, se modificó la página Web del Fondo con la finalidad de facilitar la presentación de dichas estadísticas considerando que los ingresos recibidos y las transferencias efectuadas por el Fondo son información de especial interés para el público en general. Por otra parte, en cumplimiento a las obligaciones establecidas en el artículo 58 de la LISH de difundir la información estadística referente a asignaciones y CEEH, ésta se empezó a publicar a través de la plataforma institucional denominada Sistema de Información Económica (SIE-BANXICO), aumentando sustancialmente la flexibilidad para que los usuarios puedan consultar la información a través de múltiples formatos de descarga.

VIII. Infraestructura del Fondo

a. Para la administración de los ingresos petroleros

A partir de junio del 2016, el Fondo comenzó a recibir las contraprestaciones de los CEEH de licencia en etapa de producción que fueron suscritos en mayo del mismo año por la CNH. Derivado de lo anterior, por primera vez el Fondo recibió pagos por concepto de regalía base y regalía adicional.

Con el fin de mantener una administración adecuada de estos recursos y de conservar un registro de los pagos realizados por cada contratista, se robusteció la infraestructura de los sistemas que se requieren para llevar a cabo estas actividades, así como para su posterior incorporación en los estados financieros. Lo anterior, implicó la automatización de diversos procesos relacionados con la conciliación de cuentas, así como la intercomunicación de los distintos sistemas relacionados con la recepción y transferencia de recursos a través de sistemas de pagos nacionales e internacionales con aquellos destinados al registro y liquidación de las operaciones.

⁹ Las declaraciones de intereses citadas pueden ser consultadas en la página de internet del Fondo: <http://www.fmped.org.mx/transparencia/declaracionint2.html>.

Las acciones descritas han contribuido a reducir los riesgos operativos a lo largo del proceso de recepción de recursos, registro y su posterior transferencia, mediante procedimientos automatizados que reducen el riesgo de error humano.

b. Para los procesos relacionados con la administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos

La administración financiera de los CEEH por parte del Fondo se ejecuta a partir de la información que le proveen los contratistas y diversas autoridades a través de la infraestructura informática desarrollada por el propio fideicomiso. Durante el 2016, se robustecieron las funcionalidades de diversos sistemas como son: (i) de gestión documental; (ii) de contabilidad de costos, y (iii) del Modelo Económico. Lo anterior, para hacer frente a las obligaciones derivadas de los CEEH.

En este sentido, se dieron a conocer los formatos, denominados plantillas, de volúmenes y precios para los contratos de licencia y se desarrolló la funcionalidad necesaria para recibir y registrar la información de los contratos de licencia y de producción compartida, así como los resultados del cálculo de contraprestaciones. Adicionalmente, se publicaron las plantillas para que los contratistas bajo la modalidad de licencia pudieran registrar la información correspondiente a los costos, gastos e inversiones (CGI) de acuerdo a los lineamientos emitidos por la SHCP. Finalmente, para facilitar la determinación de contraprestaciones a favor del Estado, se puso a disposición de los contratistas una herramienta para apoyar en su determinación de la cuota exploratoria, disponible a través del SIPAC.

c. Para reforzar la seguridad de los sistemas informáticos

En el 2016 continuó la consolidación de la seguridad de los sistemas informáticos del Fondo, al incorporar su plataforma tecnológica a la infraestructura del Banco, lo cual permite que las bases de datos del Fondo cuenten con los mismos esquemas de respaldo y resguardo implementados por el Banco Central.

De igual forma, se realizó una revisión de los esquemas de seguridad en los sistemas del Fondo, particularmente el *Society for Worldwide Interbank Financial Telecommunication (SWIFT)*, así como en el SIPAC y como resultado de dicha revisión se reforzaron los mecanismos de seguridad empatándolos a los utilizados por el propio Banco.

IX. Control interno

En el periodo que se reporta, el Fondo continuó robusteciendo su sistema de control interno, para lo cual, en agosto del 2016, emitió el Manual General del Macroproceso (MGM) denominado "Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo", el cual entró en vigor en ese mismo mes. Dicho documento identifica y describe los procesos que se ejecutan en el Fondo, las actividades que integran dichos procesos, las unidades administrativas responsables de su ejecución, así como los elementos de control dentro de cada actividad. Ello resulta indispensable para garantizar la correcta operación del Fondo y es un elemento esencial para las labores de fiscalización a las cuales está sujeto el Fondo. Los procesos que integran el MGM mencionado son los siguientes:

- Proceso 1. Operación financiera del FMPED;
- Proceso 2. Administración de la Reserva del FMPED;
- Proceso 3. Administración financiera de los contratos, y
- Proceso 4. Gestión administrativa del FMPED.

Por otra parte, durante el cuarto trimestre del 2016, se formalizaron los “Lineamientos Internos de Liquidez del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, los cuales tienen por objeto desarrollar las directrices relativas a la apertura de las cuentas en el Banco y en otras instituciones financieras, a efecto de establecer las reglas operativas que deben regir en la administración y manejo de los recursos de la cuenta del Fondo.

X. Auditorías practicadas al Fondo

a. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

La ASF llevó a cabo dos auditorías relativas a la operación del Fondo a partir de mayo del 2016, ambas relacionadas con el ejercicio 2015, y derivado de la información obtenida y el análisis realizado, el fideicomiso no fue objeto de ninguna observación. Las auditorías realizadas fueron las siguientes:

- La auditoría 55-GB denominada “Gestión Financiera del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, la cual tuvo por objeto fiscalizar la gestión financiera durante el ejercicio 2015 para comprobar que los recursos se recibieron, administraron, invirtieron, distribuyeron, registraron y presentaron en los estados financieros y en la Cuenta Pública, de conformidad con las disposiciones aplicables.
- Auditoría 60-GB denominada “Medios Institucionales para la Estabilización de las Finanzas Públicas”, que tuvo por objeto revisar el resultado en las finanzas públicas del modelo institucional formado por el Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios y el Fondo.

b. Auditoría Externa

Durante 2016, el auditor externo del fideicomiso envió al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión los dictámenes a los estados financieros y el informe sobre el ejercicio del presupuesto de Gasto de Operación del Fondo, correspondientes a los ejercicios 2014 y 2015. Los dictámenes referidos fueron turnados a la Comisión de Energía de la Cámara de Senadores y a las Comisiones de Hacienda y Crédito Público y de Energía, de la Cámara de Diputados. El auditor externo emitió su opinión en los siguientes términos:

- Los estados financieros han sido preparados, en todos los aspectos materiales, de conformidad con las Normas de Información Financiera (NIFs) mexicanas.
- El gasto de operación del Fondo ha sido preparado, en todos los aspectos materiales, de conformidad con las disposiciones aplicables.

c. Auditoría Interna

Durante el periodo que se reporta, la Dirección de Auditoría del Banco inició y dio por concluida la auditoría número GATIE-07/16 para el ejercicio 2016, denominada “Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, la cual tuvo por objeto:

- Verificar que los controles implantados en los procedimientos para la operación del Fondo mitiguen los riesgos a que está expuesta su operación.
- Revisar el cumplimiento a los acuerdos del Comité y demás obligaciones del Fondo, relativas a las funciones de administración de aspectos financieros.
- Verificar el cálculo y pago de las contraprestaciones derivadas de las asignaciones a empresas productivas del Estado o de CEEH con éstas o con particulares.
- Evaluar los procedimientos de gestión y registro contable de las operaciones, así como la razonabilidad de la información financiera.

Como resultado de la revisión y análisis de la información proporcionada por el Fondo se identificaron áreas de oportunidad tendientes a fortalecer los elementos de seguridad en algunos sistemas del Fondo.

d. Contraloría interna del Fondo

Conforme a lo instruido por el Comité, el Contralor Interno del Fondo presentó ante ese órgano colegiado, en los meses de abril y octubre de 2016, los informes sobre el dictamen del desempeño del Coordinador Ejecutivo y su personal, en los términos establecidos en la ley y Contrato Constitutivo del Fondo. En ese dictamen se detallan las actividades y revisiones realizadas por la Contraloría Interna, a fin de allegarse con los elementos necesarios para emitir su opinión y concluyó que el Coordinador Ejecutivo y su personal han dado cumplimiento a la determinación de las cifras que conforman las contraprestaciones a favor del Estado; que ha atendido las disposiciones legales aplicables en todas sus partes a través del proceso de operación sustantivo, por lo que cuenta con un ambiente de control seguro y normado, y que se han utilizado los recursos humanos de manera razonable a través de una estructura funcional.

XI. Estados Financieros

Con la finalidad de alcanzar un alto grado de credibilidad y transparencia, el Fondo adoptó como base para la emisión de información financiera que proporciona, las NIFs para la elaboración y presentación de los estados financieros aplicables a las entidades con propósitos no lucrativos.

Es importante señalar que en términos del artículo 22 de la Ley del Fondo el auditor externo del Instituto Central que contrate el Secretario de Hacienda y Crédito Público de conformidad con el artículo 50 de la Ley del Banco de México fungirá también como auditor externo del Fondo, quien examinará y dictaminará los estados financieros, revisará la contabilidad y demás documentación relacionada al cierre de cada uno de los años. En este sentido, se anexan los estados financieros del Fideicomiso y sus notas al 31 de diciembre de 2016, dictaminados por el auditor externo.

XII. Gasto de operación autorizado y ejercido

En sesión del 10 de diciembre del 2015, el Comité autorizó un presupuesto de Gasto de Operación de 95.2 millones de pesos destinados a cubrir los honorarios fiduciarios de 2016, conforme a los apartados y montos que se indican a continuación:

Tabla 8. Gasto de Operación autorizado
 Cifras en millones de pesos

Apartados	2016
Recursos Humanos	65.3
Tecnologías de la Información	15.2
Costos de Ocupación	7.6
Otros Gastos de Operación	7.1
Total	95.2

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 2015 y los rendimientos financieros generados durante el ejercicio 2016, hasta por el monto autorizado por el Comité, permaneciendo el exceso de rendimientos como parte del patrimonio del Fondo. Al 31 de diciembre de 2016 se reporta un resultado de rendimientos financieros generados por 125.5 millones de pesos y un Gasto de Operación por 79.2 millones de pesos conforme a la tabla siguiente:

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

Conceptos	Primer trimestre	Segundo Trimestre	Tercer Trimestre	Cuarto trimestre	Total
Rendimientos financieros generados	22.6	22.7	42.4	37.8	125.5
Gasto de Operación Ejercido	22.8	21.2	14.5	20.5	79.2

Por último, en cumplimiento al artículo 8, fracción VI, de la Ley del Fondo y las cláusulas Décima Séptima, sexto párrafo, y Vigésima Segunda del Contrato Constitutivo del fideicomiso, el monto acumulado de honorarios fiduciarios pagados al Banco de enero a diciembre de 2016, ascendió a un total de 84.3 millones de pesos, los cuales incluyen el pago de los honorarios fiduciarios correspondientes al mes de diciembre de 2015, realizados en enero 2016, conforme a la siguiente tabla:

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

Concepto	Monto
Recursos Humanos	48.6
Costos de Ocupación ^{1/}	7.8
Tecnologías de la Información	15.0
Otros Gastos de Operación	1.3
Subtotal	72.6
IVA	11.6
Total	84.3

^{1/} En este apartado se incluyen: obras de adaptación del inmueble, compra de mobiliario, consumos de energía eléctrica y agua, mantenimiento del inmueble, limpieza, seguridad, papelería, entre otros.

Cabe señalar que los importes reportados en la tabla 9 son devengados, y en la tabla 10 se reportan flujos de efectivo.