

“Año del Centenario de la Promulgación de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”



Informe Trimestral

abril - junio 2017

Ciudad de México, 24 de julio de 2017

**FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO**

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.

1. REPORTE DE ACTIVIDADES

En cumplimiento al plan de trabajo y al gasto de operación para el ejercicio 2017, aprobados por el Comité Técnico en sesión del 9 de diciembre de 2016, el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (en lo sucesivo “Fondo” o “FMP”) realizó durante el segundo trimestre de 2017 las siguientes actividades:

1.1. Recepción de 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 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 por asignaciones
abril - junio
(Cifras en pesos)

Derecho por la Utilidad Compartida	98,467,690,443
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	14,061,890,175
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	244,451,745
Total	112,774,032,363

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 87.3% de los ingresos provenientes de las asignaciones para la exploración y extracción de hidrocarburos, mientras que los derechos de extracción y de exploración representaron el 12.5% y el 0.2%, respectivamente.

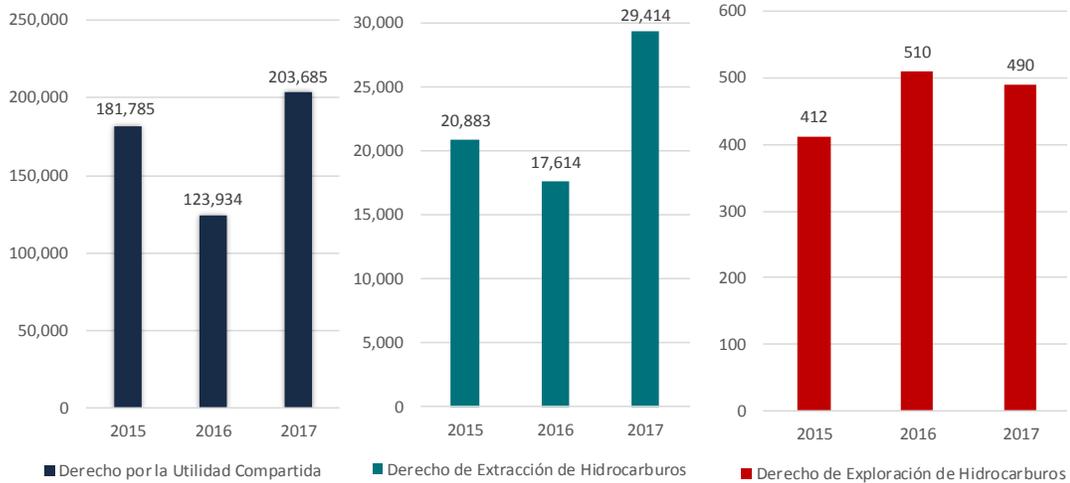
Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el segundo trimestre del año representan un incremento del 68% respecto al mismo periodo del año anterior, conforme a la siguiente tabla:

Tabla 2. Comparativo de ingresos recibidos por asignaciones
abril – junio
(Cifras en pesos)

	abril - junio 2016	abril - junio 2017	Δ % (2017 vs. 2016)
Derecho por la Utilidad Compartida	56,758,552,558	98,467,690,443	73%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	10,059,009,037	14,061,890,175	40%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	257,563,884	244,451,745	-5%
Total	67,075,125,479	112,774,032,363	68%

Para efectos comparativos, en la siguiente gráfica se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a junio de 2015 a 2017:

**Gráfica 1. Ingresos recibidos por asignaciones
enero – junio
(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, en términos del artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalías base) y **c)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional) conforme a lo siguiente:

**Tabla 3. Cuota exploratoria
abril – junio
(Cifras en pesos)**

Cuota exploratoria	72,773,058
Total	72,773,058

**Tabla 4. Regalía base y regalía adicional
abril – junio
(Cifras en dólares de EE.UU.A.)**

Regalía adicional	7,141,934
Regalía base	487,134
Total	7,629,068

Para efectos comparativos, en las siguientes tablas se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por contratos correspondientes al periodo de enero a junio de 2016 y 2017:

Tabla 5. Cuota exploratoria

enero-junio
(Cifras en pesos)

	enero - junio 2016	enero - junio 2017
Cuota exploratoria	6,256,871	78,674,489

Tabla 6. Regalía base y regalía adicional

enero-junio
(Cifras en dólares de EE.UU.A.)

	enero - junio 2016	enero - junio 2017
Regalía adicional	1,984,870	13,999,675
Regalía base	142,818	947,313
Penas convencionales	-	134
Bono a la firma	-	62,400,000
Garantías de seriedad	390,000	-
Total	2,517,688	77,347,122

Las estadísticas relativas a estos ingresos se podrán consultar en la página de Internet del Fondo a partir del 31 de julio de 2017 en la siguiente liga: <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/>.

Cabe señalar que los recursos recibidos por el Fondo de asignaciones y contratos fueron transferidos a la Tesorería de la Federación (TESOFE) así como a los diversos fondos de estabilización y sectoriales, de acuerdo con el artículo 16, fracción II, de 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 sección 3 del presente informe.

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

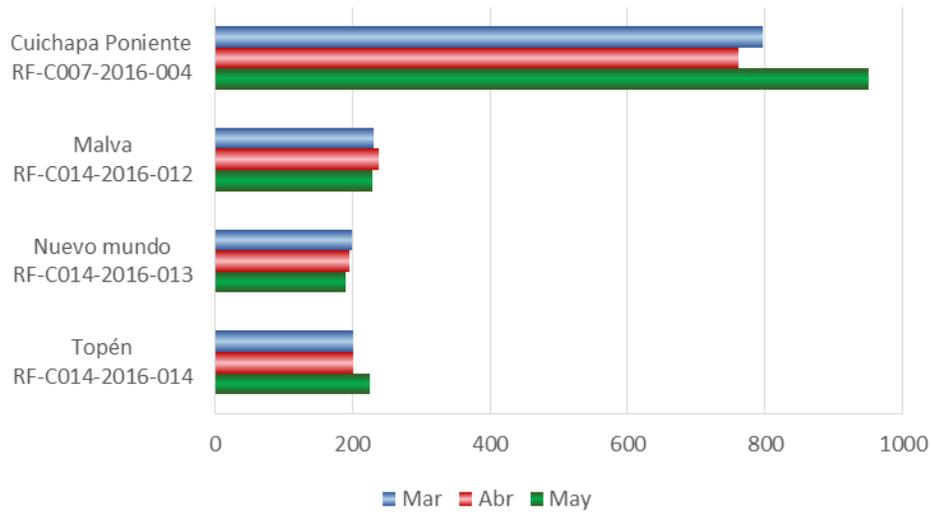
a. Contratos de licencia con producción

Durante este trimestre, 12 contratos de licencia produjeron por lo menos un tipo de hidrocarburo. Al respecto, las gráficas 2 y 3 muestran el volumen de petróleo y de gas natural asociado de 4 contratos que produjeron dichos hidrocarburos¹. Cabe señalar que esta información fue registrada en el Fondo durante el segundo trimestre de 2017.

¹ Los cálculos relacionados con los cuatro contratos, se realizaron durante abril, mayo y junio.

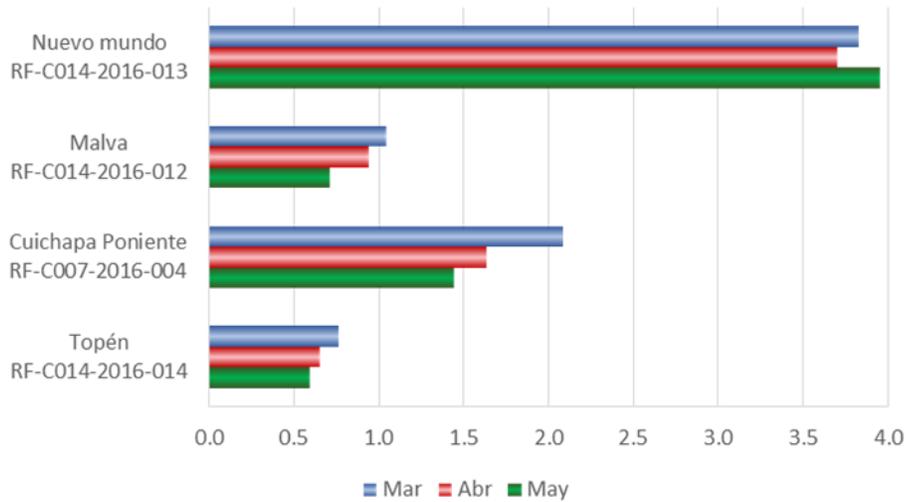
FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO

Gráfica 2. Volumen producido de petróleo por contrato de licencia R1.3^{1/}
(Cifras en barriles diarios)



1/ Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de contraprestaciones realizados durante los meses de abril, mayo y junio.
Fuente: FMP

Gráfica 3. Volumen producido de gas natural asociado por contrato de licencia R1.3
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios^{1/2/})

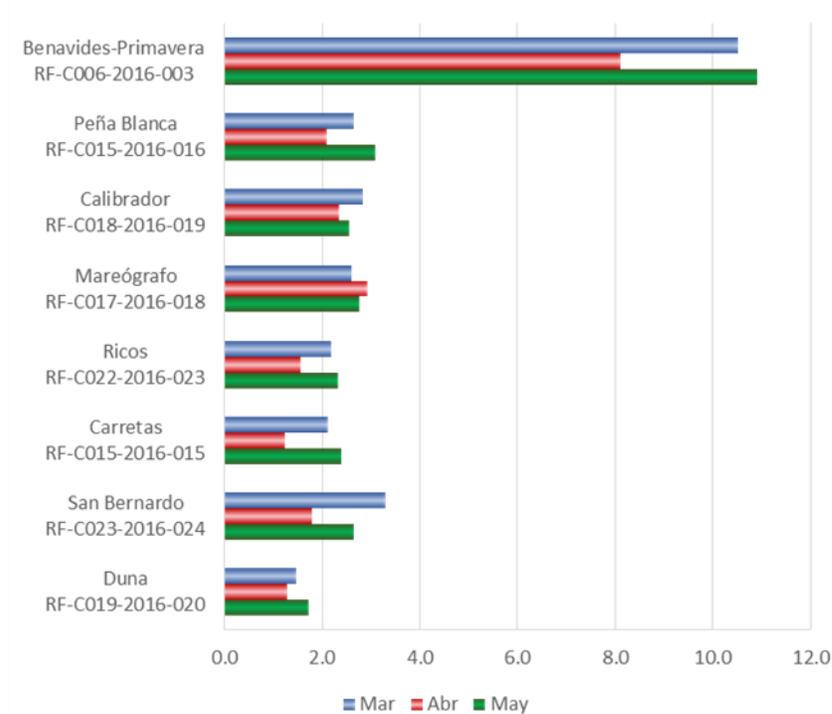


1/ Factor de conversión: 1 pie cúbico =1.03 Miles de BTU de gas natural.
2/ Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de contraprestaciones realizados durante los meses de abril, mayo y junio.
Fuente: FMP

Por su parte, la gráfica 4 muestra la producción de gas no asociado de los 8 contratos restantes.

Gráfica 4. Volumen producido de gas natural no asociado por contrato de licencia R1.3

(Cifras en millones de pies cúbicos diarios^{1/2/})



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

2/ Los datos corresponden al volumen producido en los meses que señala la gráfica, utilizados para los cálculos de contraprestaciones realizados durante los meses de abril, mayo y junio.

Fuente: FMP

Con base en la información anterior, durante este trimestre el Fondo expidió 34 certificados de pago que comprenden los volúmenes de hidrocarburos extraídos a favor de los contratistas, que se encuentran al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones contractuales. Dichos certificados fueron entregados por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en cumplimiento a lo establecido en los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

La tabla 7 muestra el valor contractual de los hidrocarburos entregados a los contratistas durante el segundo trimestre, el cual asciende a cerca de 11 millones de dólares².

² Lo anterior considera que los certificados de pago del contratista Servicios de Extracción Petrolera Lifting de México, S.A. de C.V. para el área contractual Cuichapa Poniente (RF-C007-2016-004) fueron retenidos durante dos periodos debido a que no se encuentra al corriente de sus obligaciones contractuales.

Tabla 7. Valor de los hidrocarburos entregados a los contratistas de licencia R1.3^{1/}
(Cifras en dólares de EE.UU.A.)

Mes	Valor Contractual de los Hidrocarburos
abr-17	4,448,661
may-17	3,146,109
jun-17	3,484,607
Total	11,079,377

1/ Las cifras del Valor Contractual de los Hidrocarburos corresponden a los certificados emitidos en el mes, aunque puede corresponder a otros periodos.

Fuente: FMP

b. Contratos de licencia en etapa de exploración

- **Adjudicados en la tercera licitación de la Ronda Uno (R1.3)**

Durante el segundo trimestre, la CNH notificó la aprobación de los planes de desarrollo de 13 contratos para la extracción de hidrocarburos, modalidad licencia de la R1.3, de los cuales once fueron notificados a los contratistas en abril y dos en mayo. Con lo anterior y en atención al Anexo 3, numeral 4.2 de los contratos, se extingue la obligación de pago de la cuota contractual para la fase exploratoria a cargo de los contratistas a partir del mes siguiente de la notificación. La siguiente tabla muestra las implicaciones para el cálculo.

Tabla 8. Cálculo de la cuota exploratoria para los contratos de licencia R1.3
marzo - mayo 2017
(Cifras en pesos)

Periodo	Cálculo FMP ^{1/}
Marzo	987,787
Abril	859,328
Mayo	273,522
Total	2,120,637

1/ El cálculo contempla a los contratos que fueron notificados sobre la aprobación de sus planes de desarrollo.

Fuente: FMP.

- **Adjudicados en la cuarta licitación de la Ronda Uno (R1.4)**

En abril de 2017, el Fondo recibió los primeros pagos por concepto de cuota exploratoria de los siguientes contratistas: **1)** Consorcio Chevron – PEMEX – INPEX, por el área contractual Cinturón Plegado Perdido 3, y **2)** Consorcio BHP Billiton - PEMEX, correspondiente al bloque Trión.

**FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO**

A partir de mayo de 2017, el Fondo empezó a recibir el pago de las cuotas exploratorias del resto de contratistas de la licitación R1.4, de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 9. Ingresos por cuota exploratoria de los contratos de la R1.4 y Trión
(Cifras en pesos)

Registro Fiduciario	Contratista	Contrato	Ingresos por cuota exploratoria en MXN		
			Abril ^{1/}	Mayo ^{2/}	Junio
RF-C025-2017-001	BHP Billiton	Trión	1,459,829	1,560,507	1,560,507
RF-C026-2017-002	Chevron	Cinturón Plegado Perdido 3	2,116,651	2,048,258	2,048,258
RF-C027-2017-004	China offshore	Cinturón Plegado Perdido 4	0	3,895,876	2,278,720
RF-C027-2017-003	China offshore	Cinturón Plegado Perdido 1	0	3,483,376	2,037,448
RF-C028-2017-005	Total E&P	Cinturón Plegado Perdido 2	0	6,264,618	3,528,706
RF-C029-2017-006	PC Carigali	Cuenca Salina 4	0	4,773,339	2,864,008
RF-C030-2017-008	Statoil E&P	Cuenca Salina 3	0	6,825,028	3,989,957
RF-C030-2017-007	Statoil E&P	Cuenca Salina 1	0	4,943,834	2,890,199
RF-C031-2017-009	Murphy Sur	Cuenca Salina 5	0	5,341,665	3,124,370
Total			3,576,480	39,136,502	24,322,172

1/ En abril, el contratista Chevron realizó el pago correspondiente a los meses de febrero y marzo, de acuerdo con el Anexo 3 del Contrato de Licencia R1.4.

2/ En mayo, los contratistas China Offshore, Total E&P, Statoil E&P, PC Carigali y Murphy Sur realizaron el pago correspondiente a los meses de marzo y abril, de acuerdo con el Anexo 3 del Contrato de Licencia R1.4.

Fuente: FMP

Es de señalar que durante un mes regular (mes completo), se estima que el Fondo reciba un monto aproximado de 24 millones de pesos por concepto de cuota exploratoria para los 9 contratos referidos. Esto representa un monto diez veces superior a lo que el FMP ha recibido anteriormente.

Es importante destacar que de conformidad con los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad licencia, adjudicados en la licitación R1.4, la SHCP revisa el correcto pago de las contraprestaciones del Estado a cargo de los contratistas y determina los ajustes a las contraprestaciones por diferencias entre el monto pagado por el contratista y el monto calculado en la verificación, con base en la información que reciba el Fondo.

Asimismo, en términos del Anexo 3, numerales 5.8, inciso b), 6.1 y 6.6, inciso a) de los contratos de la R1.4, el Fondo únicamente tiene las siguientes atribuciones: **a)** Recibir las contraprestaciones y demás pagos a favor del Estado; **b)** Llevar los registros de información y documentación de soporte que se requieran para calcular y determinar las contraprestaciones establecidas en los contratos; **c)** Avisar a la SHCP y a la CNH sobre las irregularidades detectadas en el ejercicio de sus funciones; **d)** Notificar a los contratistas los ajustes por diferencias determinados por la SHCP, y **e)** Emitir a favor de los contratistas, cuando comience la producción en dichas áreas, los certificados de pago correspondientes siempre y cuando se encuentren al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones de pago.

c. Hidrocarburos extraídos durante pruebas (contratos de producción compartida)

• **Contrato CNH-R01-L02-A2/2015 área contractual Hokchi (RF-C005-2016-002)**

Los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, correspondientes a las licitaciones 1 y 2 de la Ronda Uno, establecen que los hidrocarburos obtenidos en la producción de cualquier prueba para determinar las características del yacimiento y los caudales de producción, se entregarán al comercializador del Estado y el Fondo recibirá de éste los ingresos de la comercialización de dichos hidrocarburos para transferir al contratista el monto que le corresponda, conforme a los mecanismos de cálculo previstos en el contrato.

Al respecto, durante el periodo que se reporta, el área contractual Hokchi, que corresponde a un contrato de producción compartida de la licitación 2 de la Ronda 1, inició la extracción de hidrocarburos en la fase de pruebas, por lo que éstos fueron entregados en su totalidad al comercializador del Estado.

Cabe señalar que con base en la información registrada en junio por el comercializador del Estado en el “Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos” (SIPAC) se tiene previsto que durante el tercer trimestre de 2017 el Fondo reciba los ingresos que resulten de la comercialización de hidrocarburos.

• **Tratamiento de los ingresos por la venta de hidrocarburos extraídos durante pruebas**

Con el propósito de dar certeza en el manejo de los ingresos recibidos por la venta de hidrocarburos extraídos durante pruebas en los contratos de producción compartida, la SHCP confirmó que, con fundamento en el artículo 16 de la Ley del Fondo, una vez que el FMP reciba los ingresos por parte del comercializador del Estado, éstos seguirán el siguiente tratamiento y orden de prelación:

- ✓ El Fondo pagará al contratista el monto que le corresponda conforme a los porcentajes pactados en el contrato de producción compartida, a más tardar a los cinco días hábiles bancarios posteriores a que el Coordinador Ejecutivo lo instruya. Los demás términos y condiciones para efectuar estos pagos serán determinados por el Fondo en los mecanismos de tesorería acordados con el contratista.
- ✓ Solamente después de que se hayan realizado los pagos correspondientes al contratista, los recursos del Estado serán registrados como ingresos, por lo que será hasta ese momento que los mismos serán susceptibles de ser considerados dentro de las transferencias ordinarias que el Fondo realiza de conformidad con el calendario que establezca la SHCP.

Cabe señalar que los recursos que llegue a recibir el Fondo del comercializador del Estado por concepto de Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la venta de los hidrocarburos, no formarán parte del patrimonio del Fideicomiso y deberán enterarse a las autoridades fiscales en los términos y plazos de la normatividad vigente.

Lo anterior, en cumplimiento a las cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del FMP y 8.3 del contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado, suscrito el 30 de diciembre de 2016 por la CNH con P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

d. Contrato para la extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, área contractual Ek- Balam

Los títulos de asignación A-0120-M-Campo Ek y A-0039-M-Campo Balam migraron a un contrato de extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, el cual fue formalizado el 2 de mayo de 2017 entre la CNH y Pemex Exploración y Producción (PEP).

Con motivo de la suscripción de dicho contrato, el Fondo realizó, en el ámbito de sus atribuciones, las siguientes actividades:

- Inscribió en su registro el contrato en cuestión y expidió a favor de PEP la constancia de inscripción de dicho contrato.
- Formalizó con PEP los “Mecanismos para la entrega de los recursos y pago de contraprestaciones en efectivo a favor del Estado”, que tienen por objeto establecer las características de las operaciones financieras que los contratistas realizan con el Fondo.
- Suscribió con PEP los mecanismos que prevén los términos y condiciones para el uso del SIPAC y entregó una guía para facilitar el uso de éste, así como formatos para la inscripción de sus usuarios en el referido sistema informático.

Cabe señalar que el 14 de junio de 2017 PEP registró por primera vez en el SIPAC la información correspondiente al periodo de mayo relativa a volúmenes de producción, así como precios contractuales, de conformidad con lo establecido en el contrato.

Es de destacar que a diferencia de otros contratos de producción compartida que el Fondo administra en sus aspectos financieros, el área contractual de Ek-Balam ya cuenta con producción y comercialización de hidrocarburos.

En ese sentido, la producción de petróleo reportada para el área contractual referida, ascendió en mayo de 2017 a 32 mil barriles diarios, lo cual equivale aproximadamente al 2% de la producción total de Pemex y representa un volumen 20 veces mayor a la producción de los contratos de licencia que actualmente administra el Fondo.

Asimismo, dicha área contractual produjo 6 millones de pies cúbicos diarios de gas natural asociado, lo cual equivale a cerca del 0.1% de la producción de gas natural de Pemex. Estos niveles de extracción representan un aumento de 17% con respecto a la producción de los contratos de licencia que actualmente administra el Fondo.

Con base en la información reportada en el SIPAC, el Fondo determinó que el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) producidos en el área contractual Ek-Balam ascendió a 48 millones de dólares. Asimismo, se calculó la distribución final de las contraprestaciones conforme a la siguiente tabla:

Tabla 10. Distribución final de las contraprestaciones en especie para los contratos de producción compartida - mayo 2017

A favor de:	Petróleo (barriles)	Condensados (barriles)	Gas natural (Millones de BTU)				VCH (Millones de USD)
			Metano	Etano	Propano	Butano	
Estado	294,659	0	38,976	9,260	5,669	3,113	15
Contratista	670,684	0	88,714	21,076	12,903	7,084	33
Total	965,343	0	127,690	30,336	18,572	10,197	48

Fuente: Cálculo del FMP con información registrada en el SIPAC por CNH y PEP.

Debido a que en los contratos de producción compartida la distribución de los hidrocarburos es continua, a diferencia de los contratos de licencia, es necesario incorporar en los procesos de operación del Fondo los siguientes conceptos:

- **Distribución provisional inicial:** Es aquella que se realiza para repartir la producción a partir de la firma del contrato hasta la publicación del primer cálculo del FMP, conforme a la regla establecida en el contrato.
- **Distribución final:** Es la que se realiza con posterioridad al periodo de producción y con base en los resultados que da a conocer el Fondo el día 17 hábil del mes siguiente del que fueron producidos los hidrocarburos. Este cálculo se realiza con información de la CNH y del contratista y se refiere al volumen producido en el periodo anterior que debería corresponderle a cada una de las partes.
- **Compensaciones volumétricas:** Son el resultado de las discrepancias entre lo que se debió repartir (distribución final) y lo que efectivamente se repartió. Así, estas compensaciones podrían resultar de la conciliación entre la contraprestación calculada y lo efectivamente distribuido en el punto de medición durante el transcurso del mes. Para compensar las diferencias, se ajustará la distribución del siguiente periodo.
- **Nueva distribución provisional:** Es aquella emitida por el FMP en la que se indica la producción que se debe repartir en el siguiente periodo. Al respecto, el Fondo publica el cálculo como porcentaje y debe ejecutarse cuando sea técnicamente posible. Asimismo, corresponde a la CNH, al contratista y al comercializador del Estado aplicar dicho porcentaje a la producción del siguiente periodo y calcular su equivalente en volumen.

Cabe mencionar que con base en la información que registró el comercializador del Estado en el SIPAC, se estima que los ingresos de la comercialización de los hidrocarburos del Estado provenientes del área contractual Ek-Balam serán recibidos por el Fondo en agosto de 2017.

e. Registro de costos en el Fondo

En febrero de 2017, la CNH registró en el SIPAC el presupuesto indicativo de 13 contratos de licencia de la R1.3, por lo que en el trimestre que se reporta se recibió la información de costos, gastos e inversiones de dichos contratos. Asimismo, la CNH registró en abril los presupuestos para otros 9 contratos de la misma licitación.

Cabe señalar que la información relativa a costos, gastos e inversiones, se realiza con carácter informativo y para fines estadísticos, toda vez que estos contratos no prevén la recuperación de costos.

Derivado de lo anterior, el Fondo recibe mayor información de los contratistas, la cual transparenta en su página de internet. En ese sentido, las estadísticas correspondientes a los costos, gastos e inversiones de los contratos de la R1.3, se reflejarán en la página de Internet del FMP a más tardar el 31 de agosto.

f. Talleres para contratistas

Con motivo de la firma del contrato para la extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, para el área contractual Ek-Balam, el 18 de mayo de 2017 el Fondo con apoyo de la SHCP, CNH y el Servicio de Administración Tributaria (SAT) llevó a cabo un taller de orientación dirigido a PEP en su carácter de contratista.

Este taller tuvo por finalidad explicar y resolver dudas relacionadas con el suministro de información en el SIPAC que debe realizar el contratista con el Fondo durante la vigencia del contrato, el proceso de cálculo y el pago de contraprestaciones, así como los plazos establecidos para ello.

Por su parte, el FMP impartió otro taller relativo a la descripción y llenado de plantillas para el reporte de costos, gastos e inversiones, así como el proceso de envío de dichas plantillas y de la documentación soporte.

Dicho taller fue dirigido principalmente a los contratistas de la R1.3, en virtud de que la CNH registró por primera vez, en abril de 2017, la información de los presupuestos indicativos de los contratos. Asimismo, este taller se hizo extensivo a PEP toda vez que el contrato para el área contractual Ek-Balam prevé como contraprestación la recuperación de costos.

1.3. Contratos de la primera licitación de la Ronda Dos (R2.1)

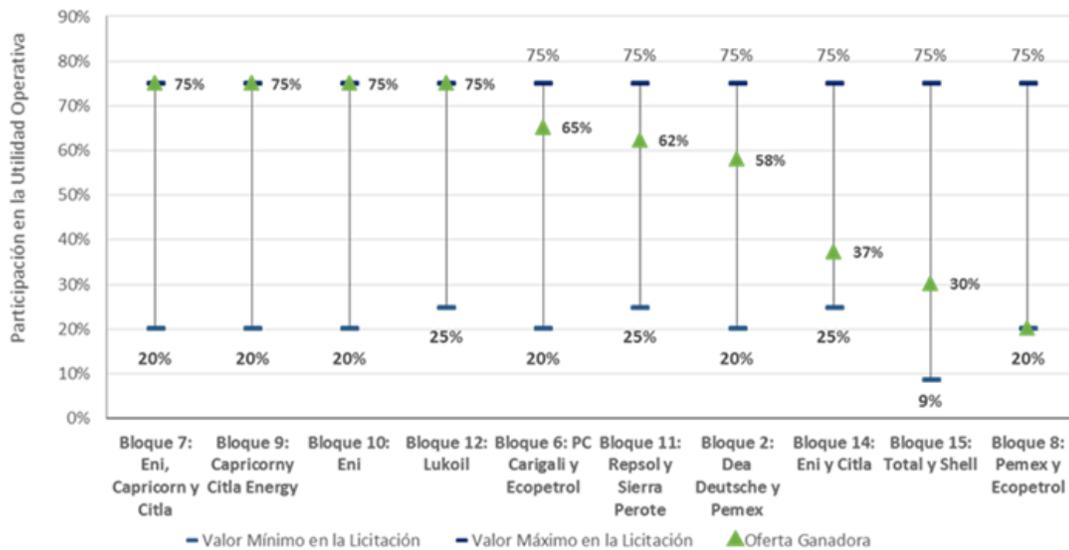
El 19 de junio de 2017 se llevó a cabo la apertura de las propuestas correspondientes a la R2.1, en la cual se adjudicaron 10 contratos de áreas ubicadas en las provincias petroleras de Tampico-Misantla, Veracruz y Cuencas del Sureste, en aguas someras del Golfo de México. Con motivo de lo anterior, la CNH suscribirá 10 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, modalidad producción compartida, dentro de un plazo de 90 días siguientes al 28 de junio.

A continuación, se describen los resultados del proceso de licitación, así como las implicaciones que dichos eventos representan para el Fondo:

a. Resultados

En este proceso de licitación se adjudicaron 10 de los 15 contratos de las áreas ofertadas, a 10 empresas o consorcios. Cabe señalar que esta licitación permitió la entrada a nuevas empresas internacionales al mercado de hidrocarburos en México. La siguiente gráfica muestra las ofertas ganadoras así como los valores mínimos y máximos fijados por la SHCP:

Gráfica 5. Ofertas ganadoras en la licitación R2.1



Fuente: FMP.

Es de señalarse que para el área contractual 9 se presentó un empate entre la empresa ENI México S. de R.L. de C.V. y el consorcio integrado por las empresas Capricorn Energy Limited y Citla Energy E&P S.A.P.I. de C.V., por lo que para determinar al ganador se consideró el pago en efectivo de un bono a la firma a favor del Estado.

Al respecto, el consorcio Capricorn Energy Limited y Citla Energy ofreció por concepto de bono a la firma 30 millones de dólares de los Estados Unidos de América, a diferencia de ENI México que ofreció 20.5 millones, por lo que el primero resultó ganador de este bloque. Dichos recursos serán transferidos al Fondo a más tardar en septiembre de 2017 a la firma del contrato respectivo.

Es importante mencionar que las áreas contractuales adjudicadas de la R2.1 se encuentran en etapa de exploración y se espera que su producción inicie en los próximos 4 o 6 años. Asimismo, dichas áreas cuentan con recursos prospectivos³ de 1,287 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce) que son 175% mayores a los recursos prospectivos ofertados en la primera licitación de la Ronda Uno, en la que se ofertaron 14 bloques y se asignaron 2.

b. Implicaciones para el Fondo

Con motivo de los resultados obtenidos en la licitación R2.1, el Fondo administrará los aspectos financieros de 10 nuevos contratos de producción compartida, por lo que el número de contratos que administrará aumentará de 40 a 50.

Entre los actos que realizará el Fondo con motivo de la firma de los nuevos contratos, se encuentra la inscripción de dichos instrumentos en los registros que lleva, así como la suscripción de los mecanismos para la entrega de los recursos y pago de contraprestaciones en efectivo a favor del Estado y de los términos y condiciones para el uso del SIPAC.

Cabe señalar que a partir de la suscripción de los contratos y hasta el inicio de la producción comercial regular, el Fondo únicamente recibirá el pago de la cuota exploratoria, la cual se estima sea en 7.1 millones de pesos mensuales.

1.4. Contratos que podrían suscribirse en el segundo semestre de 2017

Durante el segundo semestre del año, se llevarán a cabo las licitaciones dos y tres de la Ronda Dos (R2.2 y R2.3) así como las licitaciones de tres asociaciones con Pemex. En la siguiente tabla se muestra el detalle de los procesos de licitación:

³ Recursos Prospectivos: Es el volumen de hidrocarburos estimado, a una cierta fecha, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas y que se estiman potencialmente recuperables, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo futuros. Los recursos prospectivos tienen tanto una oportunidad de descubrimiento como de desarrollo, además se subdividen de acuerdo con el nivel de certidumbre asociado a las estimaciones de recuperación:

P90: Estimación baja de cantidades, que con un 90% de probabilidad serán iguales o mayores a dicho nivel.

P50: Mejor estimación de cantidades, que con un 50% de probabilidad serán iguales o mayores a dicho nivel.

P10: Estimación alta de cantidades, que con un 10% de probabilidad serán iguales o mayores a dicho nivel.

Recursos prospectivos ajustados por riesgo: recursos P50 ajustados por la incertidumbre de ser declarados comercialmente viables.

Fuente: CNH

Tabla 11. Contratos que podrían suscribirse

Licitación	Descripción	Modalidad del contrato	Número de bloques a licitar	Fecha de apertura de propuestas	Fecha límite de suscripción ^{1/}	Recursos ^{2/3/} (Mmbpe)
R2.2	Terrestres E&E	Licencia	10	12-jul-17	01-dic-17	643.2
R2.3	Terrestres E&E	Licencia	14	12-jul-17	01-dic-17	579
Farm-outs Pemex	Aguas someras y zonas terrestres E&E	Producción compartida y licencia	3	04-oct-17	Del 04-ene-18 al 23-feb-18	371.2
Total						1,593

1/ Fecha estimada a partir de la solicitud de publicación del fallo en el Diario Oficial de la Federación.

2/ Los recursos prospectivos de R2.2, R2.3, Ayín-Batsil, Cárdenas-Mora y Ogarrio corresponden a los citados en los comunicados de prensa publicados por SHCP, CNH y SENER.

3/ Para R2.1 y R2.2, Ayín-Batsil, Cárdenas-Mora y Ogarrio consideran únicamente recursos prospectivos, mientras que R2.3 incluye 328 MMBpe de recursos remanentes.

Fuente: CNH a través del portal: rondasmexico.gob.mx.

1.5. Estado de avance en el desarrollo del SIPAC

Durante el segundo trimestre, se implementaron en el SIPAC las siguientes mejoras y funcionalidades:

a. Automatización en la carga de información de asignaciones con la finalidad de agilizar los procesos de envío por parte de las siguientes autoridades:

- **Secretaría de Energía (SENER):** Registro de información de asignaciones.
- **SAT:** Registro de información relacionada con producción, ingresos, costos y deducciones fiscales de las asignaciones, desagregada por región fiscal. Cabe mencionar que esta información ya se recibía por escrito, mediante oficios emitidos por el SAT, por lo que con esta automatización se agiliza el envío de la información.

b. Automatización en la generación de información estadística correspondiente a 939 series de las 1,242 que publica el Fondo referentes a asignaciones, administración financiera de los contratos, así como transferencias realizadas. Con este proceso se disminuyó el riesgo operativo en la calidad y envío de la información correspondiente desde el SIPAC hacia la herramienta que utiliza el Fondo para publicar las series estadísticas en el portal del Banco de México.

c. Registro de la venta de los hidrocarburos correspondiente a los contratos de producción compartida, lo que permitió que en junio se recibiera por parte de la CNH y del comercializador del Estado, la información relativa a la comercialización de los hidrocarburos producidos en las áreas contractuales Hokchi y Ek-Balam.

- d. **Automatización en el envío de información entre los sistemas de tesorería del Fondo y el SIPAC**, lo cual mitiga el riesgo operativo del proceso y permite a los contratistas así como a las autoridades disponer de la información de manera oportuna.

1.6. Registro fiduciario

En adición a la constancia de inscripción emitida por el Fondo a PEP con motivo de la suscripción del contrato para el área contractual Ek-Balam, durante el segundo trimestre de 2017 la SENER notificó al Fondo la modificación de 19 títulos de asignación otorgados a Pemex, así como la cancelación de 4 títulos de asignación, por lo que el Fiduciario actualizó los registros y emitió las respectivas constancias.

Con base en lo anterior, en el trimestre que se reporta el Registro del Fiduciario cuenta con la siguiente información:

Tabla 12. Instrumentos jurídicos inscritos en el Registro del Fiduciario al 30 de junio

Acto jurídico	Responsable de la inscripción/actualización	Número de actos jurídicos inscritos
Contratos	CNH	40
Asignaciones	Asignatario/SENER	461

1.7. Registro en el Fondo de los protocolos de comercialización Hocki y Ek-Balam

El contrato de comercialización de los hidrocarburos del Estado suscrito el 30 de diciembre de 2016 entre la CNH y PMI, establece en sus cláusulas 5.1 y 11.3 que los términos y condiciones específicos para la prestación de los servicios de comercialización de cada área contractual, así como las características de los hidrocarburos, serán determinados en los denominados protocolos de comercialización que deben ser firmados por cada una de las partes y entregados al Fondo para su registro.

En atención a dichas estipulaciones, el 4 de mayo de 2017 PMI envió al Fondo los ejemplares originales de los siguientes protocolos de comercialización: **a)** Área contractual Hokchi (hidrocarburos de prueba), y **b)** Área contractual Ek-Balam.

En este sentido, el 24 de mayo de 2017 quedaron inscritos en los registros que lleva el Fondo los referidos protocolos y se entregó al comercializador el oficio que acredita dicha inscripción.

1.8. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

En seguimiento al inicio de los trabajos de fiscalización de la cuenta pública correspondiente al ejercicio fiscal 2016 que fue informado al Comité en sesión del 23 de enero de 2016, la ASF actualmente está llevando a cabo las siguientes auditorías al Fondo:

a. **31-GB “Base de los ingresos recibidos por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”**. Tiene por objeto fiscalizar la gestión financiera para comprobar que la determinación de los ingresos provenientes de los contratos 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.

Al respecto, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a 65 requerimientos de información y documentación realizados por la ASF.

b. **50-GB “Gastos de Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”**. Tiene por finalidad comprobar que los gastos para la operación del Fondo, así como la determinación y pago de los honorarios fiduciarios, su registro contable y presentación en los estados financieros y en la cuenta pública, se efectuaron de conformidad con las disposiciones legales.

Durante el desarrollo de esta auditoría, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a 138 requerimientos de información y documentación por parte de la ASF.

c. **65-GB “Pagos y transferencias por asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos”**. Tiene por objeto 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.

A esta fecha, el FMP ha dado respuesta a los cuatro requerimientos que ha formulado esa entidad fiscalizadora.

Una vez que concluyan las tres auditorías mencionadas, el Fiduciario informará los resultados al Comité.

1.9. Atención al informe del Contralor Interno

El 7 de abril de 2017 la Contraloría Interna del Fondo entregó al Coordinador Ejecutivo el “Informe correspondiente al segundo semestre de 2016”, mediante el cual comunicó diversas áreas de oportunidad. Al respecto, el 9 de junio de 2017, el Coordinador Ejecutivo dio respuesta, en tiempo y forma, a todos y cada uno de los hallazgos mencionados en el referido informe, calificadas como áreas de oportunidad.

1.10. Dictamen del auditor externo al Poder Ejecutivo y al Congreso de la Unión

En cumplimiento al artículo 22 de la Ley del Fondo, el 8 de mayo de 2017 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 Técnico, 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 su sesión del 28 de abril de 2017, el auditor externo emitió sus dictámenes sin observaciones.

1.11. Fortalecimiento del control interno

a. Actualización de manuales

En seguimiento al plan de trabajo 2017 aprobado por el Comité en su sesión del 9 de diciembre de 2016 y en cumplimiento al artículo 59, segundo párrafo de la LISH, el Fondo continuó realizando diversas actividades para fortalecer su sistema de control interno.

En ese sentido, el 31 de mayo de 2017 emitió una nueva versión del Manual General del Macroproceso (MGM) denominado “Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”, el cual entró en vigor el 2 de junio de 2017 y dejó sin efectos al MGM del 18 de agosto de 2016. Este manual 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 el MGM, el 1 de junio de 2017 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 entraron en vigor el 5 de junio de 2017 y tienen por finalidad describir de forma puntual las actividades y mecanismos de control de los procesos específicos del Fondo.

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.

b. Evaluación de riesgos operativos

Durante el primer semestre del año, la Dirección de Administración de Riesgos del Banco de México, en coordinación con la Unidad de Control y Análisis de Riesgos del Fondo, iniciaron la evaluación de riesgos operativos del FMP.

Esta evaluación tiene por objeto identificar los principales riesgos a los que pudieran estar expuestos los procesos del FMP y así estar en posibilidad de emitir recomendaciones y en su caso definir estrategias que permitan administrarlos. Se tiene previsto que dicha evaluación concluya durante el segundo semestre del año.

Asimismo y como parte de este sistema de evaluación se identificaron las actividades de control relevante⁴ de los procesos del Fondo, las cuales están en trámite de registro, evaluación y seguimiento ante la Dirección de Control Interno del Banco de México.

1.12. Transparencia

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

El 17 de abril de 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 tienen como propósito regular la forma, términos y plazos en que el Fondo debe publicar la siguiente información:

- Transferencias realizadas a la Tesorería de la Federación y a los fondos sectoriales y de estabilización;
- Honorarios fiduciarios pagados por el Fondo;
- Pagos realizados al comercializador del Estado de cada contrato de extracción de hidrocarburos, e
- Ingresos de las asignaciones y contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

En cumplimiento a dichos lineamientos, el Fondo inició las labores para incorporar, en tiempo y forma, la información correspondiente al Fideicomiso en el portal de internet del Banco de México, así como en la Plataforma Nacional de Transparencia.

⁴ Actividades de control relevante: son aquellas que representan un control en la ejecución de un proceso y que tienen las características siguientes: **a)** Contribuir a mitigar la exposición a los riesgos operativos identificados en un proceso; **b)** tener un proceso de ejecución definido; **c)** tener un trabajador responsable de su ejecución, quien debe tener un nivel jerárquico superior al del trabajador encargado de llevar a cabo la actividad bajo control, o bien, estar asignado a un área distinta a la que ejecuta dicha actividad, y **d)** generar y resguardar evidencia o registro documental de su ejecución.

b. Atención a solicitudes de información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a las 14 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas:

- Recursos con los que cuenta el Fondo (patrimonio del Fideicomiso);
- Recursos existentes en la reserva de ahorro de largo plazo que administra el FMP;
- Unidad administrativa encargada de llevar a cabo los fines del Fondo, y
- Montos recibidos por los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.

1.13. Declaraciones de interés

En cumplimiento a lo acordado por el Comité Técnico 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 intereses, las cuales fueron publicadas el 31 de mayo de 2017 en la página de internet del Fondo y pueden ser consultadas en la siguiente liga: <http://www.fmped.org.mx/transparencia/declint2017.html>.

2. ESTADOS QUE MUESTRAN LA SITUACIÓN FINANCIERA DEL FONDO

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

3. MONTOS DE TRANSFERENCIAS REALIZADAS A LA TESORERÍA DE LA FEDERACIÓN (TESOFE) Y A LOS FONDOS DE ESTABILIZACIÓN Y SECTORIALES

Durante el periodo que se informa, el Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, en cumplimiento a las instrucciones del Comité Técnico y al calendario y cantidades determinadas por la SHCP. Lo anterior, con fundamento en los 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 Diario Oficial de la Federación 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, conforme a lo siguiente:

FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO

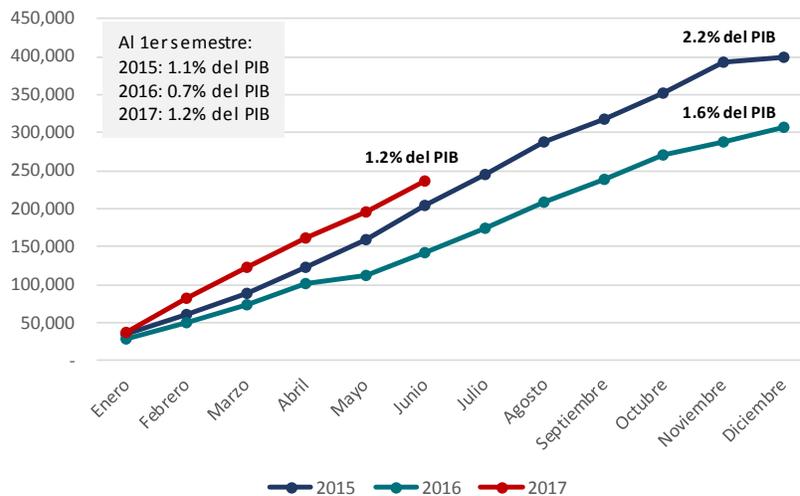
Tabla 13. Transferencias ordinarias
abril – junio
(Cifras en pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	803,425,718
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	5,223,174
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	112,178,135,963
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	48,780,960
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	112,129,355,003
Total	112,986,784,855

La información detallada de las transferencias ordinarias se podrá consultar a partir del 31 de julio en la página de internet del Fondo, en la siguiente liga: <http://www.fmped.org.mx/estadisticas/>.

Es de señalarse que las transferencias ordinarias realizadas durante el período enero-junio de 2017, ascendieron a un total de 235,198,401,270 pesos, equivalentes al 1.2% del Producto Interno Bruto estimado en los CGPE 2017, conforme a la siguiente gráfica.

Gráfica 6. Transferencias ordinarias acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMPED

**FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO
PARA LA ESTABILIZACIÓN Y EL DESARROLLO**

La siguiente tabla muestra un comparativo de las transferencias ordinarias realizadas por el Fondo en el periodo enero-junio de los ejercicios 2015, 2016 y 2017:

Tabla 14. Transferencias ordinarias
(Cifras en pesos)

	enero - junio 2015	enero - junio 2016	enero - junio 2017
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	16,634,184,600	10,693,027,400	8,511,839,600
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	4,839,035,520	3,110,698,880	2,476,171,520
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	2,718,676,162	1,629,703,607	1,629,147,178
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	4,914,645,451	3,159,303,551	2,514,861,700
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	3,194,519,543	2,053,547,308	1,634,660,105
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	737,196,818	473,895,533	377,229,255
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	982,929,090	631,860,710	502,972,340
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	10,207,341	16,768,971	11,784,804
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	173,963,929,513	123,499,434,122	220,054,596,468
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	182,968,050	101,359,614	98,914,049
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	173,780,961,463	123,398,074,508	219,955,682,419
Total	203,080,678,587	142,108,936,531	235,198,401,270

4. MONTO DE 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, en cumplimiento del artículo 8, fracción VI, de la Ley del Fondo y las cláusulas Décima Séptima, sexto párrafo, y Vigésima Segunda, del Contrato Constitutivo del FMP, como se observa en la siguiente tabla:

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

Concepto	Abril	Mayo	Junio	Total
Recursos Humanos	2,922,510.62	3,930,490.81	3,061,435.81	9,914,437.24
Costos de Ocupación	596,682.59	731,218.96	557,116.14	1,885,017.70
Tecnologías de la Información	844,617.43	805,315.76	767,922.80	2,417,855.99
Otros Gastos de Operación	133,200.00	2,735,000.13	2,551,500.12	5,419,700.25
Subtotal	4,497,010.64	8,202,025.66	6,937,974.87	19,637,011.18
IVA	719,521.70	1,312,324.11	1,110,075.98	3,141,921.79
Total	5,216,532.34	9,514,349.77	8,048,050.85	22,778,932.97

5. MONTO DE LOS GASTOS CUBIERTOS AL COMERCIALIZADOR DEL ESTADO A QUE SE REFIERE LA LEY DE INGRESOS SOBRE HIDROCARBUROS

Durante el segundo trimestre de 2017 no se cubrieron gastos por concepto de comercialización de hidrocarburos del Estado, en términos del contrato de comercialización de los hidrocarburos que la CNH suscribió con PMI en su carácter de comercializador el 30 de diciembre de 2016.