

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
enero-marzo 2019**

Ciudad de México, 25 de abril de 2019



FMP

Informe trimestral enero-marzo 2019

INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 2019

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

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



Contenido

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS	4
1.1. Ingresos	4
a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos	4
b. Por contratos de exploración y extracción de hidrocarburos (en lo sucesivo “Contratos”)	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los fondos de estabilización y sectoriales	6
a. Transferencias ordinarias	6
1.3. Registro del Fiduciario	8
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1. Administración de riesgos	14
a. Cumplimiento de límites de riesgo	14
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	15
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	16
3.1. Contratos de licencia con producción	18
3.2. Contratos de producción compartida con producción	22
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	27
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	27
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	27
4.3. Otras actividades relevantes	27
a. Fiscalización del Fondo	27
b. Transparencia y acceso a la información pública	28
i. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo	28
ii. Talleres para contratistas	28
iii. Publicación de estadísticas	29
iv. Atención a solicitudes de acceso a la información	29
v. Fortalecimiento al Control Interno	30

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

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 539 operaciones de recepción de recursos que corresponden a pagos por parte de Petróleos Mexicanos (Pemex) en su carácter de asignatario, así como de contratistas y del comercializador del Estado. Estas operaciones abarcan, entre otros, diversos conceptos correspondientes al pago de derechos de asignaciones y contraprestaciones de contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, que fueron clasificados, registrados y verificados por el Fiduciario para su adecuado control y seguimiento.

a. Por asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos

El Fondo recibió de Pemex en su carácter de asignatario el entero de los derechos de extracción y de exploración de hidrocarburos, así como por la utilidad compartida que durante el trimestre ascendieron a 112,027 millones de pesos.¹

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 86.0% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 13.7% y los de exploración el 0.3%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el primer trimestre del año representan una disminución de 9% respecto al mismo periodo del ejercicio 2018, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 1. Comparativo de ingresos recibidos por asignaciones

enero - marzo
(Cifras en millones de pesos)

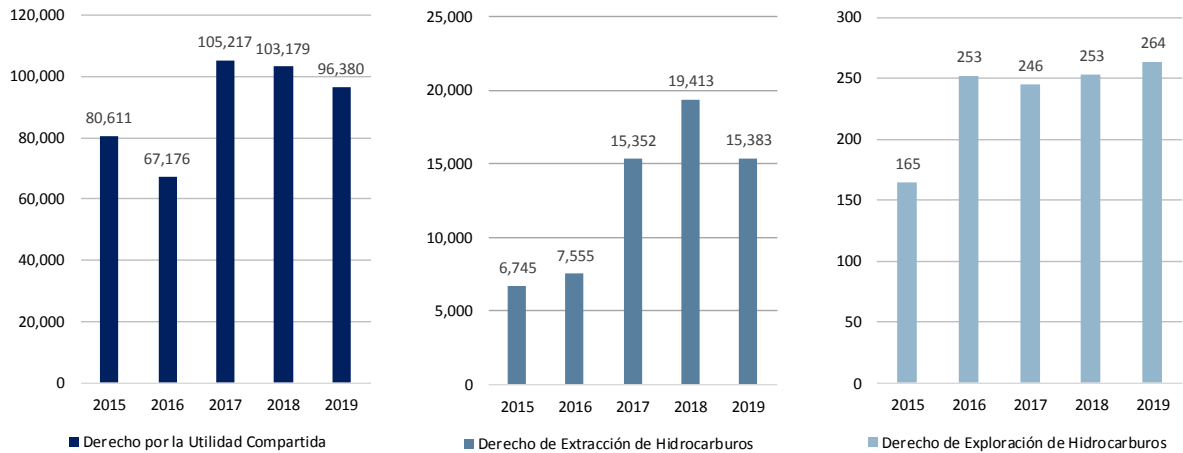
Concepto	2018	2019	Δ % (2019 vs. 2018)
Derecho por la Utilidad Compartida	103,179	96,380	-7%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	19,413	15,383	-21%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	253	264	4%
	122,845	112,027	-9%

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

¹ Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).



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



Fuente: FMP

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

El Fondo recibió durante el periodo que se reporta el pago de las siguientes contraprestaciones a favor del Estado²: **a)** Cuotas contractuales para la fase exploratoria (cuota exploratoria); **b)** Contraprestaciones como porcentaje del valor contractual de los hidrocarburos para el Estado (regalía adicional); **c)** Regalías por cada tipo de hidrocarburo producido (regalía base); **d)** Penas convencionales; **e)** Bonos a la firma, y **f)** Por comercialización de hidrocarburos, de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por Contratos y comercialización^{1/}
enero – marzo
(Cifras en millones)

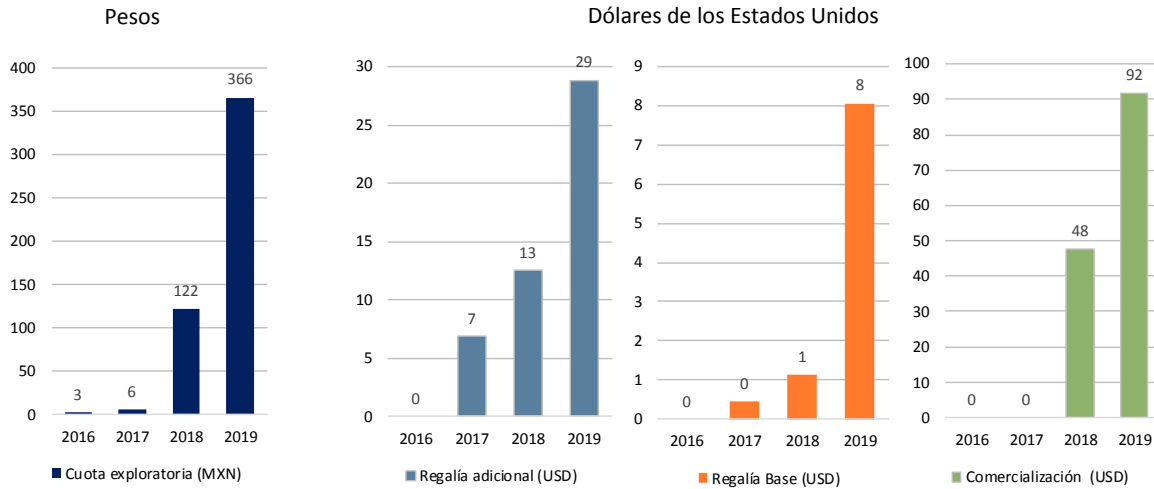
	Pesos	Dólares
Cuota exploratoria	366	
Regalía adicional		29
Regalía Base		8
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		92
Total	366	129

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

² Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

Las siguientes gráficas se muestran la evolución de los recursos recibidos durante el primer trimestre de los últimos cuatro años:

Gráfica 2. Ingresos por Contratos y comercialización^{1/2/}
 enero – marzo
 (Cifras en millones de pesos y millones de dólares)



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

a. Transferencias ordinarias

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

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



Tabla 3. Transferencias ordinarias
enero - marzo
(Cifras en millones de pesos)

I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	11,455
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas	3,332
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	1,154
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	3,384
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	2,200
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	677
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	6
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	95,542
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	68
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	95,475
Total	114,874

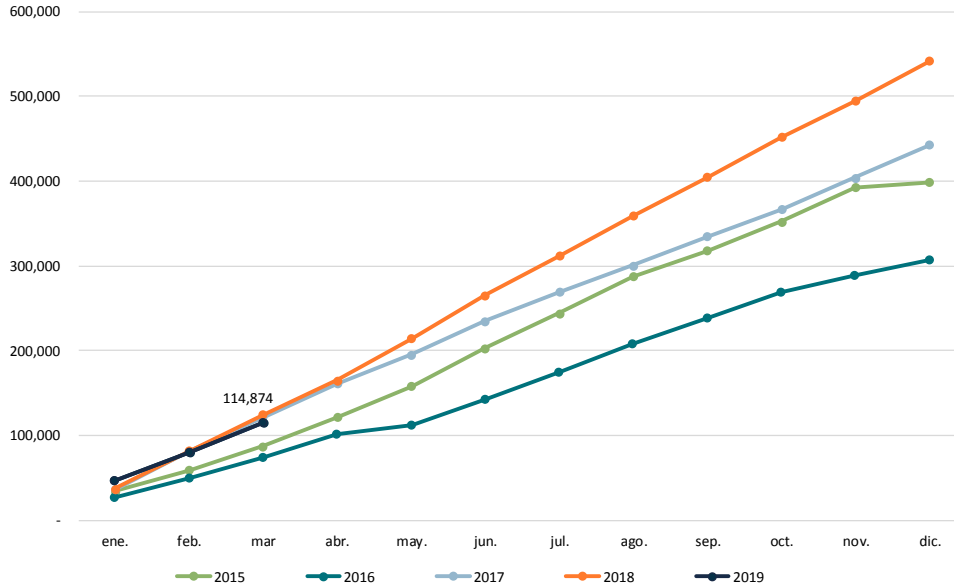
Las transferencias ordinarias a la Tesofe ascendieron a un total de 114,874 millones de pesos, equivalentes al 0.5% del Producto Interno Bruto (PIB), estimado en los Criterios Generales de Política Económica para el ejercicio 2019. Cabe señalar que la Ley de Ingresos para 2019 anticipa transferencias por 520,665 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente a 2.1% del PIB.

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

	Montos establecidos Calendario SHCP 2019	Transferencias enero - marzo	Monto pendiente por transferir
I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios	11,455	11,455	-
II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las entidades Federativas	3,332	3,332	-
III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos	4,530	1,154	3,376
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	3,384	3,384	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Hidrocarburos	2,200	2,200	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508	508	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Sustentabilidad Energética	677	677	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría Superior de la Federación	27	6	21
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	497,937	95,542	402,395
a. Municipios Colindantes con la Frontera o Litorales	266	68	198
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	497,671	95,475	402,197
Total	520,665	114,874	405,791

La siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas, de los ejercicios 2015 a 2018.

Gráfica 3. Transferencias ordinarias acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



Fuente: FMP

1.3. Registro del Fiduciario

Durante el primer trimestre de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 6 Contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su inscripción y procedió a emitir sus respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la SENER autorizó a Pemex la modificación de 1 título de asignación, por lo que esta empresa envió al Fondo la documentación completa para su registro. El Fondo expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente y actualizó sus registros para quedar como sigue:

**Tabla 5. Contratos inscritos al 31 de marzo de 2019**

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	5	17	-	15	37
Dos	10	33	-	7	50
Tres	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total de Contratos	31	51	4	25	111

Tabla 6. Asignaciones inscritas al 31 de marzo de 2019^{1/}

Tipos de asignación	Región geográfica			Total
	Aguas profundas	Aguas someras	Terrestre	
Asignación de exploración	27	28	58	113
Asignación de extracción	3	50	206	259
Asignación de resguardo	0	0	43	43
Total de Asignaciones	30	78	307	415

Fuente: FMP con datos del periodo más reciente disponible (septiembre 2018)

^{1/} En áreas terrestres se restaron dos asignaciones que migraron al Contrato de Miquetla, el 21 de noviembre de 2018

2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

Las cifras económicas del primer trimestre de 2019 continúan apuntando a que las principales economías del mundo se encuentran en distintas etapas de su ciclo económico. Por un lado, en Estados Unidos (EUA) la economía continúa creciendo a un ritmo sólido y según los pronósticos más recientes de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), se anticipa un crecimiento de 2.6% para el año. Además, prevalece la fortaleza en el mercado laboral con la tasa de desempleo manteniéndose en mínimos históricos, por debajo de 4%. En lo que se refiere a la inflación subyacente, ésta se mantiene cercana al objetivo de la Reserva Federal de 2%, sin mostrar presiones alcistas. Por otro lado, la actividad económica en Europa y Asia ha mostrado un menor dinamismo impulsado particularmente por la debilidad en el sector manufacturero.

Adicionalmente, los riesgos en torno a la implementación de políticas proteccionistas a nivel global, así como temas geopolíticos continúan imprimiendo un sesgo de cautela a los diferentes bancos centrales. Lo anterior ha resultado en revisiones a la baja de los pronósticos de crecimiento para algunas de las principales economías por parte de organismos internacionales como se muestra en la Tabla 7. En este sentido, a pesar de la mejor perspectiva económica que se observa en EUA en comparación a otros países desarrollados, la Reserva Federal sorprendió a los mercados en su última decisión de política monetaria al mostrarse menos optimista respecto al crecimiento de la economía Norteamericana. Asimismo, reafirmó su postura de mantener una trayectoria gradual de normalización de su política monetaria.

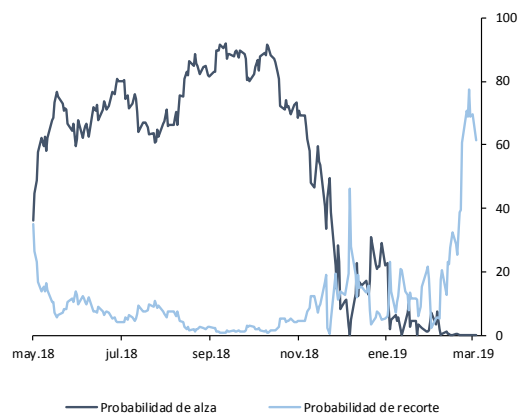
Al respecto, destacó que en general los miembros del Comité de Política Monetaria de la Reserva Federal no anticipan ningún incremento en la tasa de referencia para 2019, a pesar de que en la reunión de diciembre del año pasado esperaban que al menos hubiera un incremento de dicha tasa. Incluso, la probabilidad implícita de cambios en la tasa de referencia, medida a través de la tasa de futuros de Fondos Federales, se ha ajustado en los últimos meses reflejando ahora una probabilidad significativa de que el próximo movimiento sea un recorte, el cual podría darse tan pronto como a finales del 2019.

Tabla 7. Pronósticos de crecimiento de la OCDE
(Cifras en porcentaje)

	2019		2020	
	Actual	Anterior	Actual	Anterior
Global	3.3	3.5	3.4	3.5
EUA	2.6	2.7	2.2	2.1
UK	0.8	1.4	0.9	1.1
Japón	0.8	1.0	0.7	0.7
Eurozona	1.0	1.8	1.2	1.6
Alemania	0.7	1.6	1.1	1.4

Nota: los pronósticos actuales fueron publicados en marzo 2019; los anteriores corresponden a noviembre 2018

Gráfica 4. Probabilidad implícita de un movimiento en la tasa de referencia de la Reserva Federal*
(Cifras en porcentaje)

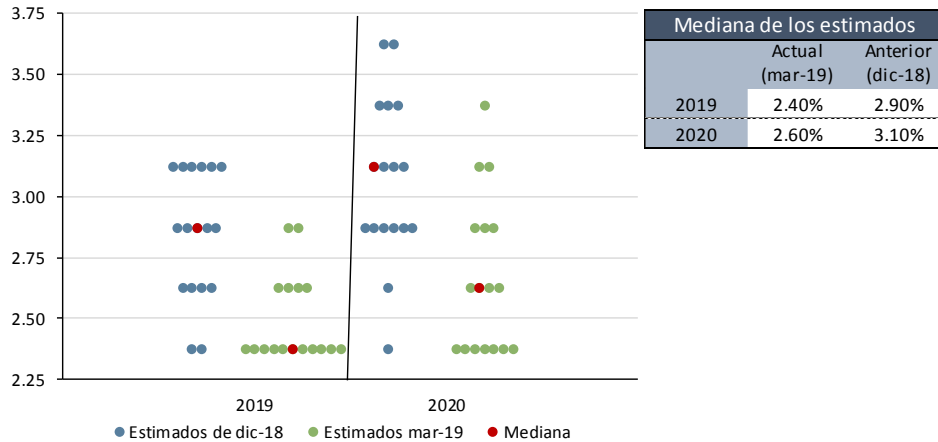


Fuente: Bloomberg

*Nota: es la probabilidad que está implícita en los futuros de Fondos Federales

Gráfica 5. Estimados del nivel de la tasa de referencia de los miembros de la Reserva Federal para el cierre de 2019 y 2020*

(Cifras en porcentaje)



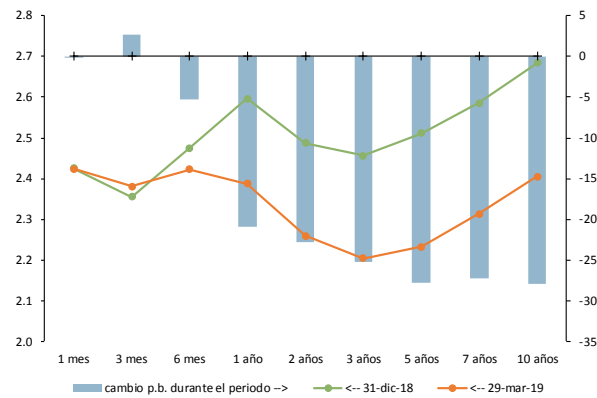
Nota: cada punto representa el estimado de cada miembro del comité de política monetaria de la Reserva Federal respecto al nivel al que consideran apropiado se ubique la tasa de referencia al cierre de cada año.

Fuente: Banco de la Reserva Federal

Lo anterior resultó en un ajuste en el posicionamiento de los inversionistas, impactando de manera importante los diferentes activos financieros a nivel global. En particular, las tasas de la curva de rendimiento de las notas del Tesoro disminuyeron, acumulando caídas de entre 15 y hasta 30 puntos base en lo que va del año. Cabe destacar que durante este periodo, la curva de rendimiento permaneció invertida, es decir, los sectores de corto plazo ofrecen un mayor rendimiento que los de largo plazo a pesar de ofrecer una menor prima por riesgo de plazo a vencimiento. Este comportamiento no se había visto desde mediados de 2007, previo a la crisis financiera.

Gráfica 6. Curvas de rendimiento de las notas del Tesoro de EUA

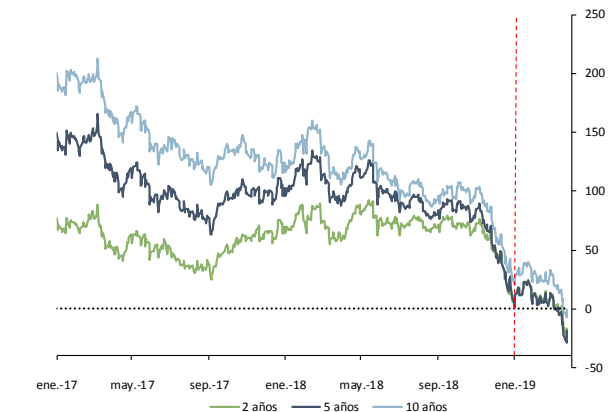
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 7. Diferencial entre la tasa del bono del gobierno de EUA con vencimiento a 1 mes respecto a 2, 5 y 10 años

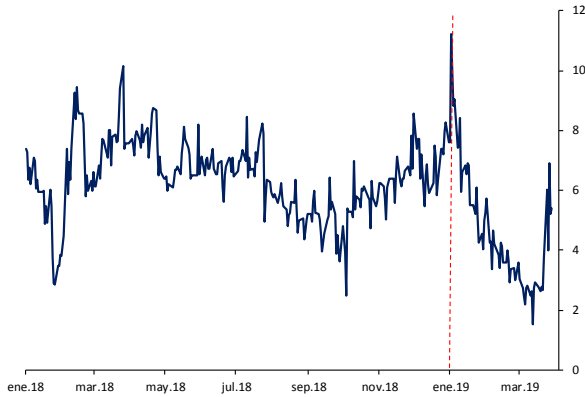
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

A su vez, el mensaje más acomodaticio tanto de la Reserva Federal, como de otros de los principales bancos centrales, resultó en una búsqueda por activos que ofrecen mayor rendimiento, como las agencias gubernamentales y activos de renta variable. Las siguientes gráficas (8 y 9) reflejan como a lo largo del trimestre los diferenciales entre las agencias de EUA y las notas del Tesoro han disminuido, y a su vez, los bonos corporativos se han apreciado.

Gráfica 8. Diferencial entre las tasas de las agencias y las notas del Tesoro de EUA con vencimiento a 2 años
(Cifras en puntos base)



Fuente: Bloomberg

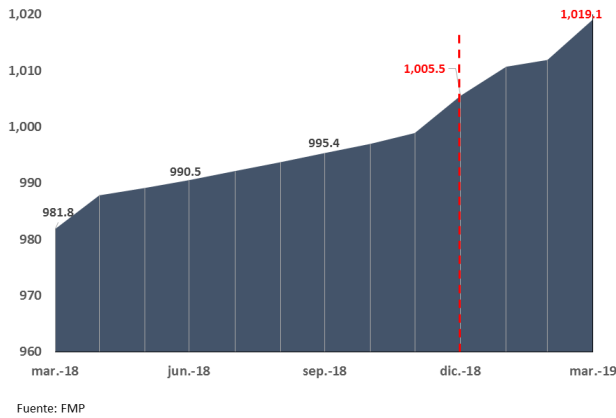
Gráfica 9. Precio del ETF de bonos corporativos AAA-A
(Cifras en dólares por unidad)



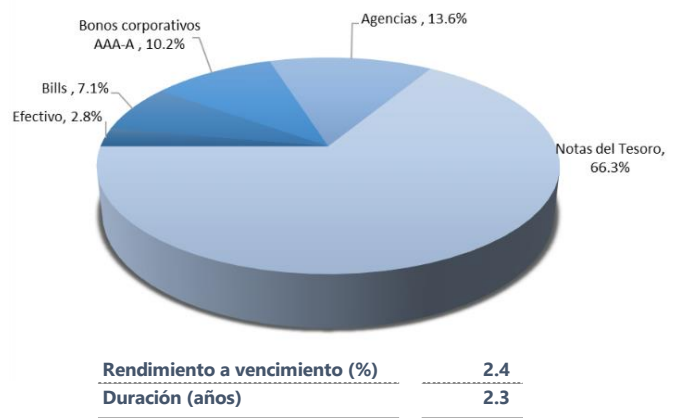
Fuente: Bloomberg

Bajo este entorno de baja de tasas, la cartera de inversión de la Reserva (CI) generó un rendimiento de 1.3% en el trimestre y asciende a 1,019.1 millones de dólares. Estos recursos se mantienen invertidos conforme a lo establecido en las Políticas de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la CI son valores denominados en dólares, en su mayoría de corta duración, es decir, cuyos vencimientos son de 2 a 3 años en promedio. La composición de esta cartera al cierre del periodo se muestra en la Gráfica 11.

Gráfica 10. Valor de la Reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)

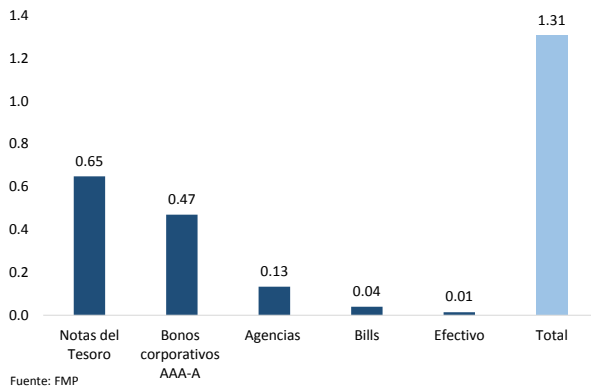


Gráfica 11. Composición de la cartera de inversión al cierre de marzo 2019

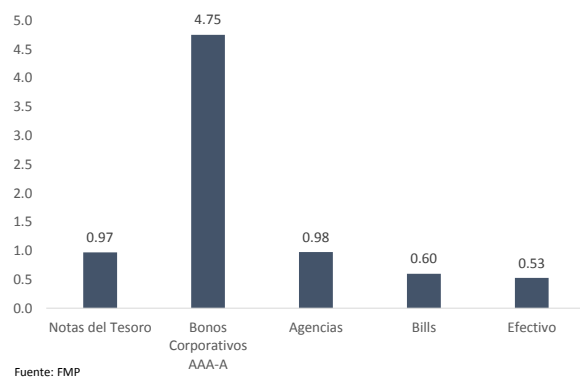


El rendimiento de la CI se explica en buena medida gracias a aquel de las notas del Tesoro (Gráfica 12), que fueron los instrumentos que más contribuyeron al rendimiento, aportando 65 puntos base del total. Sin embargo, destaca el desempeño de los bonos corporativos con una aportación ligeramente menor, de 47 puntos base, a pesar que la proporción que se encuentra invertida en dicho instrumento es tan solo de 10%. Como se mencionó anteriormente, la búsqueda de rendimiento por parte de los inversionistas en un entorno de tasas bajas, así como el buen desempeño de los mercados accionarios, generó flujos de demanda al sector corporativo, contribuyendo al rendimiento de dicho instrumento de 4.75% en el trimestre (Gráfica 13).

Gráfica 12. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Gráfica 13. Rendimiento trimestral por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Como se mencionó, la CI tuvo un rendimiento de 1.31%, el cual estuvo ligeramente por debajo del rendimiento de 1.32% que presentó la cartera parámetro (CP). Ello se explica por la menor duración que mantuvo la CI durante el trimestre, posicionamiento que anticipaba un alza en las tasas de mediano plazo ante la perspectiva favorable que se tenía respecto a la actividad económica de Estados Unidos y la expectativa de que la Reserva Federal aumentaría la tasa de referencia por lo menos en una ocasión durante el año. Sin embargo, la retórica más cautelosa por parte de los miembros de dicho banco

b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

Las PIARF establecen una calificación crediticia mínima para los valores de renta fija que pueden conformar la CI y para las contrapartes con las que el Fondo puede realizar operaciones. Ambos lineamientos se cumplieron a lo largo del trimestre. A continuación se muestra la composición de los instrumentos por nivel de calificación crediticia al 31 de marzo.

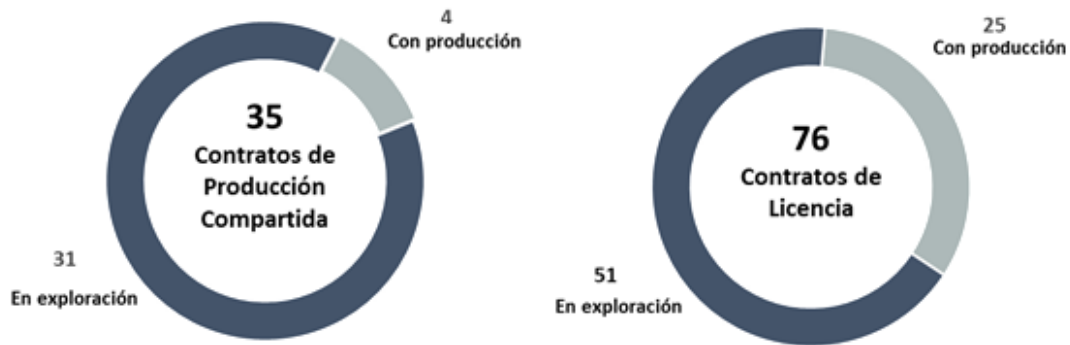
Tabla 8. Desglose de los instrumentos que conforman la Cartera de Inversión por calificación crediticia.

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
81%	9%	8%	0%	3%

3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

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

Gráfica 15. Contratos registrados ante el Fondo^{1/}



^{1/}Con producción se refiere exclusivamente a los Contratos que extrajeron algún hidrocarburo durante el trimestre. En exploración incluye a los Contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación durante el trimestre.

Para poder realizar la correcta administración de los aspectos financieros de los Contratos, el Fondo se encarga del desarrollo, mantenimiento y soporte del Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC). Durante este trimestre se atendieron un total de 286 solicitudes de alta, baja y modificaciones de usuarios del SIPAC.

Tabla 9. Solicitudes de altas, bajas y modificaciones de usuarios del SIPAC
enero-marzo

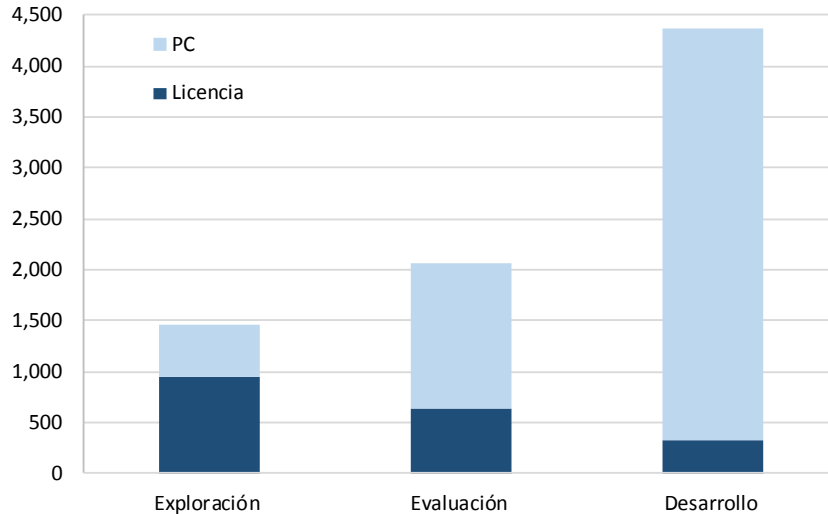
Tipo de solicitud	enero	febrero	marzo	Total trimestre
Gestión de usuarios	19	23	31	73
Elementos de seguridad	68	90	55	213
Totales	87	113	86	286

Como parte de las actividades de mejora continua de este sistema, en este trimestre se implementó una ventana para que el Servicio de Administración Tributaria (SAT) reporte en el referido sistema informático el informe anual de las asignaciones.

Adicionalmente, el Fondo recibe, a través del SIPAC, toda la información de las inversiones realizadas por las empresas relacionadas con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, previa aprobación de un presupuesto asociado por parte de la CNH. Durante el trimestre y a petición de esa Comisión, se hicieron ajustes técnicos al mencionado sistema a fin de que dicha autoridad estuviera en posibilidad de realizar la carga relativa a los presupuestos aprobados. Lo anterior implicó cambios en el módulo para el registro de costos históricos que realizan los contratistas.

Así, al cierre del primer trimestre de 2019, la CNH registró en el SIPAC 183 presupuestos correspondientes a 63 Contratos, los cuales representan un monto total de 7.8 mil millones de dólares, asociados a gastos e inversiones estimados para las actividades que deberán llevar a cabo las empresas en un lapso de 1 año. Conforme dichos presupuestos se van ejerciendo, las empresas reportarán al Fondo la información de los costos, gastos e inversiones realizadas.

Gráfica 16. Montos de los presupuestos aprobados
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

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

Con relación a las contraprestaciones establecidas en los Contratos, éstos prevén un pago mensual de la contraprestación denominada cuota contractual para la fase exploratoria, la cual debe ser pagada en tanto las empresas no presenten un plan de desarrollo a la CNH y éste sea aprobado por dicha Comisión. De los 111 Contratos, 93 pagaron la referida cuota en el trimestre ya que al 31 de diciembre de 2018, no tenían un plan de desarrollo aprobado.

Grafica 17. Contratos por presupuestos registrados

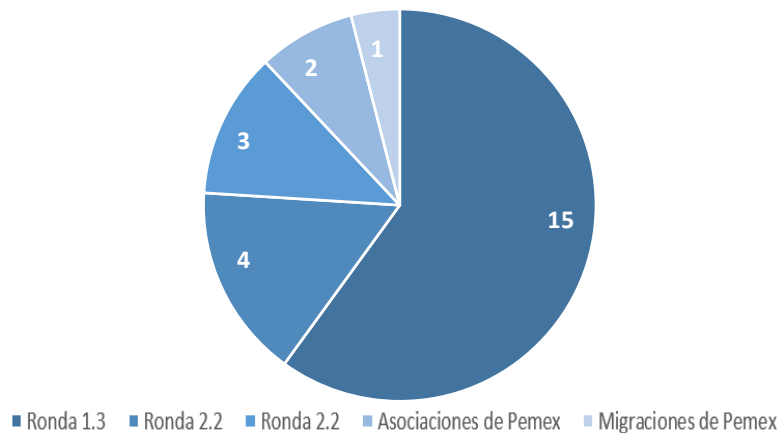


La contraprestación antes mencionada se calcula multiplicando la extensión del área contractual por una cuota expresada en pesos por kilómetro cuadrado. Dicha cuota es actualizada cada año por la SHCP de acuerdo con la inflación, la cual para el ejercicio fiscal 2019 es de 1,355.82 pesos por kilómetro cuadrado.

3.1. Contratos de licencia con producción

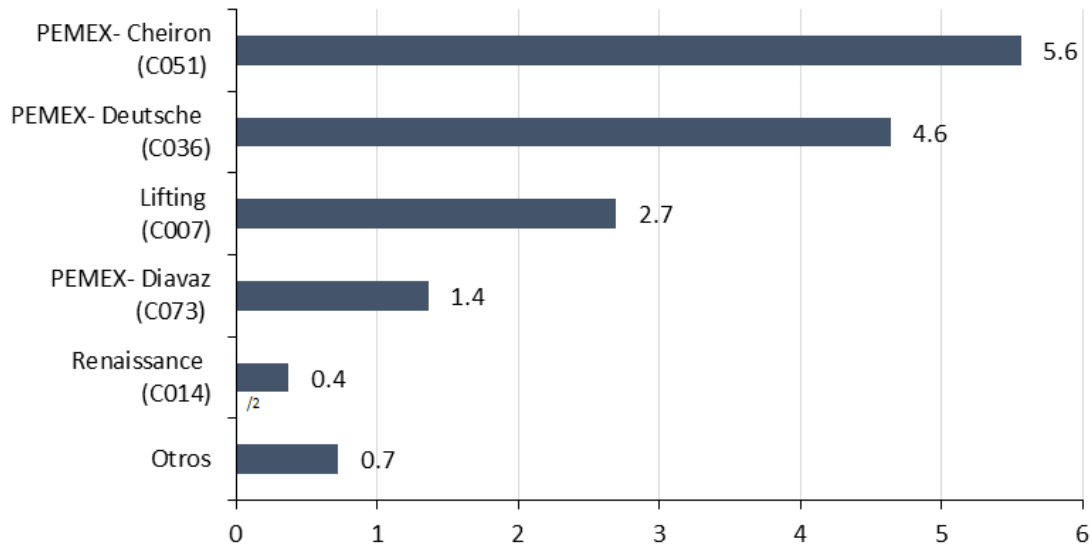
Durante el periodo, 25 de los 76 Contratos de licencia que el Estado ha adjudicado produjeron al menos alguno de los hidrocarburos siguientes: i) petróleo; ii) gas natural, y iii) condensados. En particular, se registró producción de petróleo de 11 Contratos y 23 de gas natural.

Gráfica 18. Número de Contratos de licencia con producción



Para el periodo de análisis, con base en la información de volúmenes registrada por la CNH⁶, se reportó una producción promedio de 15 mil barriles diarios de petróleo y 87 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Gráfica 19. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/}
 enero-marzo
 (Cifras en miles de barriles día)



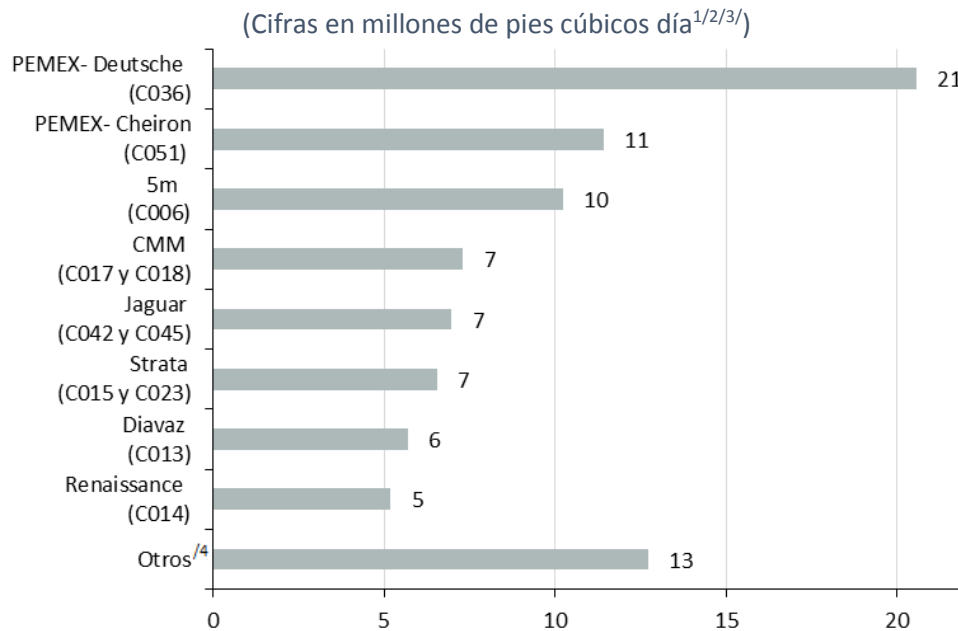
^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2018, enero y febrero 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2019.

^{2/} Corresponde a los contratistas: Jaguar (C045), Diavaz (C013), Tonalli (C024).

Fuente: FMP.

⁶ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la información de CNH.

Gráfica 20. Promedio diario de volumen de gas natural producido
enero-marzo



^{1/} Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

^{2/} Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2018, enero y febrero 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2019.

^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{4/} Corresponde a los contratistas: Duna (C019), Lifting (C007), Gs Oil and Gas (C022),IHCQ (C043) y PEMEX- Diavaz (C073).

Fuente: FMP.

Los Contratos de licencia consideran 2 contraprestaciones a favor del Estado asociadas a la producción de hidrocarburos, la regalía base y la regalía adicional. Durante el primer trimestre del 2019, con base en la información registrada, el Fondo determinó que el valor de la producción (valor contractual de los hidrocarburos o VCH) alcanzó los 113 millones de dólares, de los cuales el Estado recibió un total de 37 millones de dólares como pago de contraprestaciones.



Tabla 10. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo^{1/}
 enero-marzo
 (Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía Base	Regalía Adicional	Total de Regalías
ene-19	41,723,409	3,040,141	11,030,875	14,071,016
feb-19	39,120,891	2,592,004	9,821,423	12,413,427
mar-19	32,451,545	2,323,231	8,047,508	10,371,738
Total	113,295,844	7,955,375	28,899,806	36,855,181

^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2018, enero y febrero 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2019.

La regalía base es una contraprestación que se calcula a partir de la aplicación de una tasa sobre el volumen producido, dicha tasa varía por tipo de hidrocarburo. Es importante señalar que las tasas de la regalía base son progresivas y aumentan en la medida que los precios de los hidrocarburos se incrementan, de esta manera permite al Estado capturar una mayor renta petrolera en un entorno de precios al alza.

Tabla 11. Regalía Base
 enero-marzo
 (Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa calculada^{1\}	Tasa mínima^{2\}	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	8.38%	7.50%	6,416,123	81%
Gas natural asociado	6.04%	NA	1,082,010	14%
Gas natural no asociado	0.91%	0.00%	114,246	1%
Condensados	5.42%	5.00%	342,996	4%
Total			7,955,375	100%

^{1\} Se refiere al promedio ponderado de la tasa aplicada a cada contratista por la aportación de cada uno al Valor Contractual del hidrocarburo en cuestión.

^{2\} Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

La regalía adicional se calcula aplicando una tasa al VCH. A diferencia del cálculo de la regalía base, el porcentaje se aplica indistintamente al hidrocarburo, es decir, se aplica la misma tasa al valor de toda la producción. La tasa de la regalía adicional para cada contrato se determina al momento de la licitación, en donde las empresas ganadoras son las que ofrecen el mayor porcentaje al Estado. En el caso de los Contratos provenientes de migraciones, el valor se establece en los términos económicos.



Tabla 12. Regalía Adicional
enero-marzo
 (Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{1/}	VCH	Regalía Adicional	Porcentaje del total
Asociaciones de Pemex	13%	69,343,142	9,014,608	31%
Migraciones	13%	7,794,446	1,013,278	4%
Ronda 1.3	56%	30,781,428	17,110,691	59%
Ronda 2.2	26%	2,486,084	647,567	2%
Ronda 2.3	39%	2,890,744	1,113,662	4%
Total		113,295,844	28,899,806	100%

^{1/} Se refiere al promedio ponderado por la participación de cada contratista en el Valor Contractual de los Hidrocarburos de la tasa ofrecida al inicio del contrato, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

En los Contratos de licencia las empresas reciben, a cambio del pago de las regalías descritas, la propiedad de los hidrocarburos producidos. El Fondo es la autoridad encargada de emitir los certificados de pago que acreditan dicha propiedad, mismos que son expedidos únicamente cuando se hayan recibido correctamente los pagos del Estado. Así durante el primer trimestre de 2019, el FMP emitió 68 certificados que amparan un total de 1,490,446 barriles de hidrocarburos líquidos y 7,232,538 MMBtu.

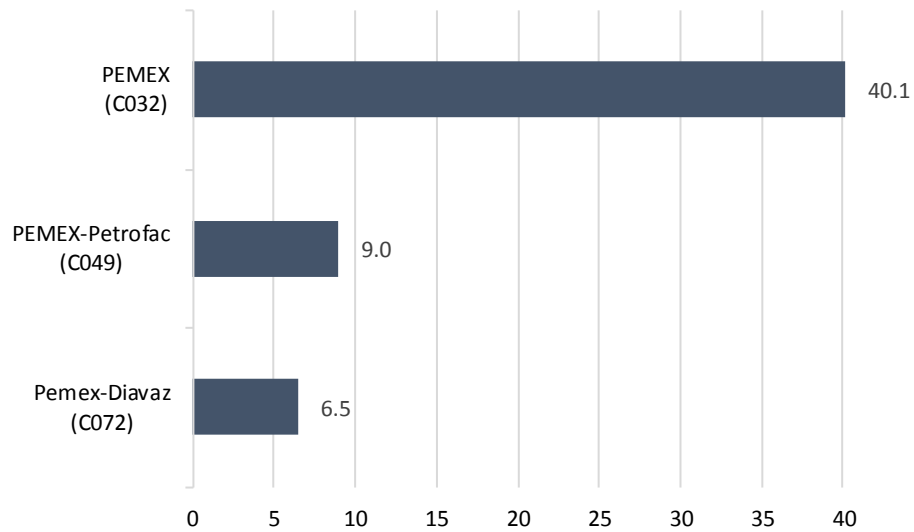
3.2. Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 4 de los 35 Contratos de producción compartida produjeron al menos algún hidrocarburo. En particular, 3 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural no asociado y el contrato restante gas natural no asociado. Cabe mencionar que durante el trimestre ningún Contrato presentó extracción de hidrocarburos de pruebas.

A la fecha los 4 Contratos que han reportado producción comercial regular corresponden a Contratos en los que Pemex participa como operador o como socio. Dichos Contratos son resultado de migrar áreas que se encontraban en un régimen de asignación a un régimen de Contratos.

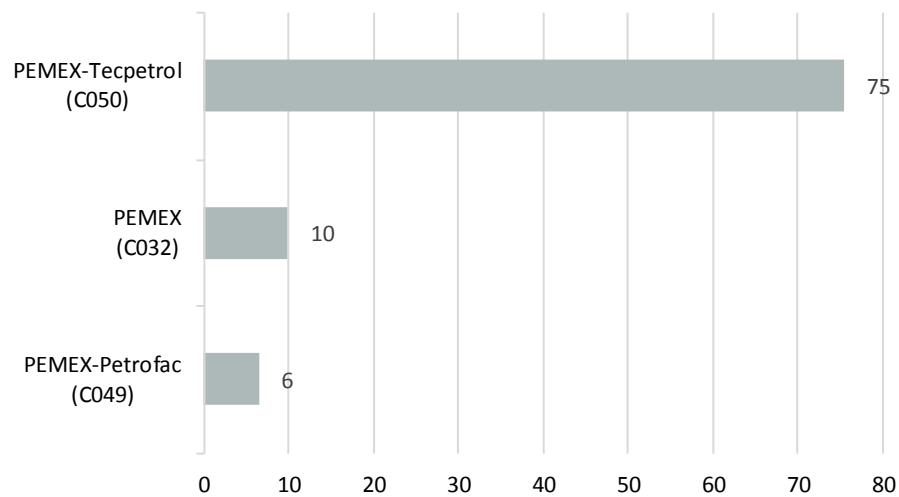
Con base en la información registrada por la CNH, se reportó una producción promedio de los Contratos de producción compartida de 56 miles de barriles diarios de petróleo y 91 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Gráfica 21. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/}
 enero-marzo
 (Cifras en miles de barriles día)



^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en diciembre, enero y febrero que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.
 Fuente: FMP.

Gráfica 22. Promedio diario de volumen de gas natural producido
 enero-marzo
 (Cifras en millones de pies cúbicos día^{1/2/})



^{1/} Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.

^{2/}Los datos corresponden al volumen producido en diciembre, enero y febrero que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo.
 Fuente: FMP.

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

A diferencia de los Contratos de licencia, todas las contraprestaciones de los Contratos de producción compartida se pagan en especie. Dichas contraprestaciones se calculan en 3 pasos, que se detallan el Anexo 1 de este documento.

El primer paso comienza con la determinación del VCH, el cual es la base para el cálculo de las contraprestaciones. Durante el primer trimestre del 2019, utilizando la información registrada en el SIPAC, el Fondo determinó que el VCH alcanzó 295 millones de dólares.

Tabla 13. Valor contractual de los hidrocarburos^{1/}
enero-marzo
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas Natural	Condensados
ene-19	101,028,410	85,737,904	11,413,474	3,877,032
feb-19	95,453,386	81,853,924	10,992,220	2,607,243
mar-19	98,404,152	88,856,797	8,104,055	1,443,300
Total	294,885,948	256,448,624	30,509,749	7,927,575

^{1/}Los datos corresponden al volumen producido en diciembre 2018, enero y febrero 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2019.

Una vez determinado el VCH, el Fondo calcula las contraprestaciones que corresponden a cada una de las partes conforme a lo establecido en los Contratos. El segundo paso consiste en determinar las contraprestaciones como porcentaje del VCH para obtener la distribución final. El último paso consiste en aplicar la distribución final a la producción y obtener así el pago en especie que corresponde a cada una de las partes.

En el trimestre el porcentaje de la producción que le correspondió al Estado fue de 31% del petróleo, 13% del gas natural y 11% de los condensados, que proviene del cálculo de la regalía base y de la participación en la utilidad operativa del proyecto.

**Tabla 14. Distribución final de las contraprestaciones en especie**
enero-marzo

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	1,539	1,133	16
Contratista	3,470	7,373	125
Total	5,009	8,506	141

1/ Se refiere al promedio ponderado de la tasa aplicada a cada contratista por la aportación de cada uno al VCH en cuestión. Es solamente una referencia y no fue utilizada en el cálculo de contraprestaciones.

Cabe recordar que de conformidad con lo estipulado en los Contratos de producción compartida, los contratistas deben entregar al comercializador del Estado los hidrocarburos que le corresponden a la Nación para su venta.⁷ En ese sentido, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió 1,750 millones de pesos por concepto de comercialización de hidrocarburos.

Tabla 15. Ingresos por comercialización^{1/}
enero-marzo
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Importe ^{2/}
Trafigura ^{3/}	88
CFEnergía ^{4/}	1,663
Total	1,750

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

2/ Los importes no incluyen I.V.A.

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

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

En particular, los comercializadores del Estado, Trafigura y CFEnergía, deben entregar al Fondo los ingresos por la venta de hidrocarburos, una vez descontado el pago por los servicios de comercialización más el IVA que corresponda por dichos servicios.⁸

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

⁷ Cláusula 14.3 de los Contratos suscritos entre los Contratistas y la CNH.

⁸ Artículo 27 de la LISH y cláusula 10.4 de los contratos de comercialización de hidrocarburos del Estado.



Tabla 16. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado^{1/}
enero-marzo
(Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (Incluye IVA)
Trafigura ^{2/}	322,236
CFEnergía ^{3/}	28,032
Total	350,267

^{1/} De los Contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión) y RF-C072-2018-040 (Ébano).

^{3/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

^{4/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Tales ingresos corresponden a los 4 Contratos de producción compartida que cuentan con producción comercial regular. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, estos ingresos están asociados a ventas durante el trimestre de 1,559,591 barriles de hidrocarburos líquidos y a 1,130,867 millones de BTU's.

Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del IVA por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 281 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.⁹

⁹ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.



4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Estos honorarios se desglosan por concepto y cubren al Banco de México los gastos necesarios para la debida operación del Fondo que durante el trimestre reportado ascendieron a 27,563,519 pesos, equivalente al 0.02% de los ingresos administrados por el Fondo.

Tabla 17. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México
enero - marzo
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	Total ejercido
Recursos Humanos	20.7
Costos de Ocupación	1.5
Tecnologías de la Información	1.1
Otros Gastos de Operación	0.5
Subtotal	23.8
IVA	3.8
Total	27.6

4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo

Se agregan los estados financieros como **Anexo 2** al presente informe.

4.3. Otras actividades relevantes

a. Fiscalización del Fondo

El 15 de febrero la ASF dio inicio a las siguientes auditorías al Fondo, correspondientes a la revisión de la cuenta pública 2018:

- i. 92-GB denominada "Transferencias y Aplicación de recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo", la cual tiene por objetivo fiscalizar que los recursos transferidos por el Fondo se realizaron de acuerdo con las disposiciones legales y normativas; que las entidades receptoras los ejercieron para el objeto para el cual fueron destinados; que contaron con la documentación justificativa y comprobatoria, y que su registro presupuestal y contable se apegó a la normativa.
- ii. 99-GB titulada "Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencias y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3", que tiene por objetivo fiscalizar la gestión financiera de los procesos licitatorios para la asignación de áreas de exploración y extracción de hidrocarburos; verificar que los ingresos se obtuvieron conforme a lo estipulado en los Contratos de licencia y de producción compartida, y que su registro contable y presupuestal se realizó con apego a la normativa.

En relación con lo anterior, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a 11 requerimientos de información y documentación realizados por la ASF.

Una vez que concluyan las auditorías señaladas, el Fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

b. Transparencia y acceso a la información pública

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 20 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: **a)** información publicadas en la página de internet del FMP; **b)** actualización de registro de información en el SIPAC; **c)** estados financieros del Fondo; **d)** procura de bienes y servicios de los Contratos; **e)** actividades de exploración y producción de los Contratos; **f)** transferencias extraordinarias del Fondo; **g)** estadísticas publicadas por el Fondo; **h)** contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del FMP, y **i)** organización y actividades del FMP.

Asimismo, el Fondo cumplió con sus obligaciones legales de publicación de la información prevista en los artículos 77 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública y 73, fracción V, de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública.

i. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo

Con el fin de reforzar la comunicación de los objetivos del Fondo, durante el trimestre se realizaron diversas acciones:

- a) En primer lugar, se concluyó la elaboración y publicación de un video de corta duración con la finalidad de explicar las principales funciones del Fondo así como sus beneficios para los ciudadanos.
- b) Adicionalmente, se incluyeron gráficos animados en varias secciones de la página de internet del Fondo así como la publicación de material gráfico que describe los conceptos más utilizados en el sector con la finalidad de que el público se familiarice con los mismos y se tenga un mejor entendimiento de las actividades que realiza el Fondo.

ii. Talleres para contratistas

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

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

iii. Publicación de estadísticas

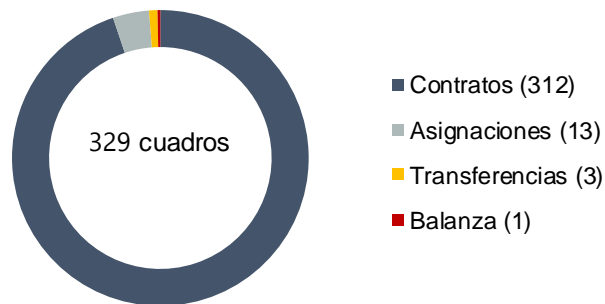
Para dar cumplimiento a las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, el cual está basado en la creación y actualización de series estadísticas, así como de cuadros analíticos. Al cierre de marzo el FMP publicó 2,928 series estadísticas divididas en 329 cuadros.

Tabla 18. Nuevas series y cuadros estadísticos del trimestre
enero-marzo

Concepto	
Series SIE-Banxico	65
Cuadros Analíticos	7

Fuente: FMP

Gráfica 23. Cuadros publicados en el portal del Fondo



Fuente: FMP

iv. Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a las 18 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: **a)** disposiciones publicadas en la página de internet del FMP; **b)** actualización de registro de información en el SIPAC; **c)** estados financieros del Fondo; **d)** procura de bienes y servicios de los Contratos; **e)** actividades de exploración y producción de los Contratos; **f)** transferencias extraordinarias del Fondo; **g)** estadísticas publicadas por el Fondo; **h)** contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del FMP, y **i)** organización y actividades del FMP.

v. Fortalecimiento al Control Interno

Durante el primer trimestre del año, el Fondo actualizó el Manual General del Macroproceso “Operación del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo” y se formalizaron los Manuales de Procedimientos de Operación: a) “Operación financiera del Fondo”, b) “Administración de la Reserva del FMPED”, c) “Administración financiera de los contratos”, y d) “Gestión administrativa del Fondo”, los cuales entraron en vigor el 18 de enero. Las actualizaciones de dichos documentos tuvieron por finalidad reflejar de manera puntual la ejecución y mecanismos de control de las actividades asociadas a los procesos así como reflejar la estructura organizacional vigente. Cabe señalar que los manuales antes mencionados pueden ser consultados en el Catálogo de Normas Internas del Banco de México.

Por otra parte, con el fin de garantizar la operación de las actividades críticas del Fondo en caso de presentarse alguna contingencia, se elaboraron los Planes de Continuidad Específicos de los procesos: a) Operación financiera del Fondo, b) Administración financiera de los contratos, y c) Gestión administrativa del Fondo.

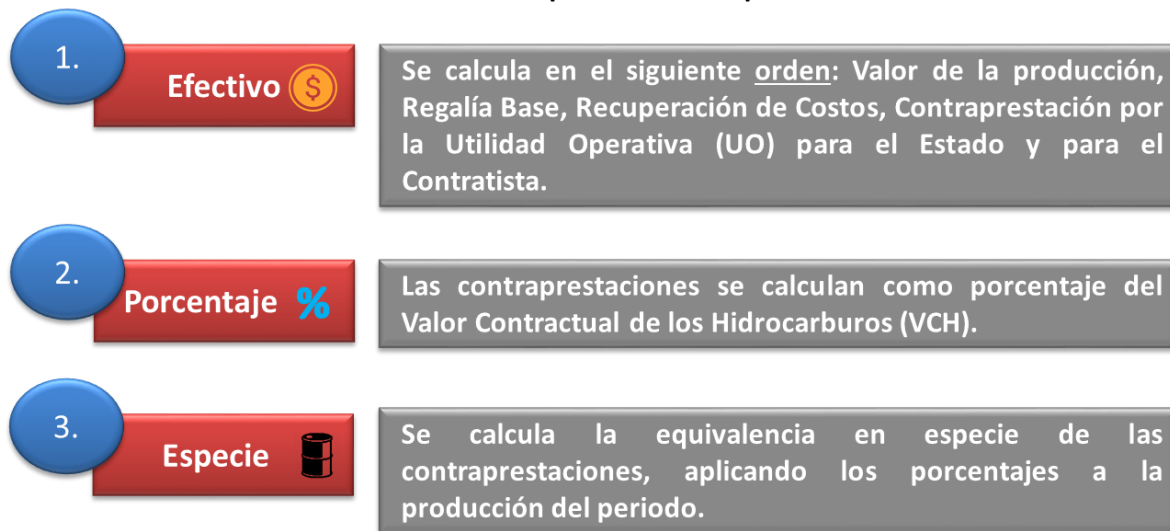
Finalmente, las Coordinaciones Ejecutiva y Administrativa del Fondo, como unidades administrativas del Banco de México, están sujetas a las políticas de control interno y administración de riesgos que el Instituto Central establece, a las cuales se dio cumplimiento durante el periodo que se reporta.

Anexo 1:

Proceso del cálculo de contraprestaciones de los Contratos bajo la modalidad de producción compartida

A diferencia de los Contratos de licencia, todas las contraprestaciones de los Contratos de producción compartida se pagan en especie. Dichas contraprestaciones se calculan en tres pasos, que se muestran en el siguiente diagrama:

Diagrama 1. Cálculo de las contraprestaciones de los Contratos de producción compartida



Posteriormente se calculan las siguientes contraprestaciones en efectivo, en el orden que se indica, utilizando la información reportada en SIPAC por CNH y por los contratistas:

1. *Regalía Base (RB)*. Contraprestación a favor del Estado que resulta de aplicar un porcentaje (tasa) sobre el VCH de cada hidrocarburo. Su funcionamiento y cálculo es idéntico al cálculo de la Regalía Base para los Contratos de licencia.
2. *Recuperación de Costos (RC)*. Contraprestación a favor del contratista sujeta al límite especificado en cada Contrato. De manera general, el límite de recuperación de costos es el mínimo que resulte de los costos registrados por el contratista hasta el periodo de cálculo y el límite (en porcentaje) de recuperación de costos establecido en el contrato multiplicado por el VCH. La recuperación de costos está restringida por contrato y el límite de recuperación depende del tipo de campo. Por ejemplo, los campos de gas no asociado tienden a tener un mayor límite con el objetivo de incentivar la producción del hidrocarburo.
3. *Utilidad Operativa (UO)*. Contraprestación que se reparte entre el Estado y el Contratista. La Utilidad Operativa del proyecto se obtiene al restar del VCH la Regalía Base y la Recuperación de Costos. El Estado recibe un porcentaje de la utilidad del proyecto determinado como resultado de la competencia de las empresas en la licitación. Las empresas que ofrecieron

mayor utilidad del proyecto para el Estado ganaron los Contratos. De esta manera, la participación del Estado es el porcentaje ofrecido por los contratistas y el remanente es la participación del contratista.

Una vez calculadas las contraprestaciones antes descritas, el segundo paso es calcularlas como porcentaje del VCH. Primero se calcula el porcentaje que le corresponde al Estado y el remanente es el que aplica al contratista.

$$\text{Cálculo del \% del VCH para el Estado} = \frac{RB + \% \text{ del Estado de la UO}}{VCH}$$

$$\text{Cálculo del \% del VCH para el Contratista} = 1 - \text{Cálculo del \% VCH para el Estado}$$

Finalmente, se lleva a cabo el paso 3 en el cual se calculan las contraprestaciones en especie aplicando el porcentaje obtenido en el paso 2 al volumen producido. Lo anterior, con la finalidad de obtener la distribución final de las contraprestaciones en especie, es decir, cuánto del volumen producido por hidrocarburo en el periodo corresponde a cada una de las partes de los Contratos.