

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
octubre - diciembre 2019**

Ciudad de México, 23 de enero de 2020

INFORME TRIMESTRAL OCTUBRE-DICIEMBRE 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.

De igual forma, se incluye el reporte anual que debe rendir el Delegado Fiduciario Especial respecto al cumplimiento de los “Lineamientos para evitar el conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario”, conforme al acuerdo del Comité Técnico del 8 de diciembre de 2014.

Finalmente, se informa al Comité Técnico del monto que el Fondo debe acumular conforme a los lineamientos contenidos en los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación del Fondo”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 27 de abril 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	5
1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos de estabilización y sectoriales	7
1.3. Registro del Fiduciario	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	11
2.1. Administración de la cartera de inversión	11
a. Condiciones económicas	11
b. Desempeño de la cartera de inversión	15
2.2. Administración de riesgos	17
a. Cumplimiento de límites de riesgo	17
b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión	19
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS	20
3.1. Contratos de licencia con producción	22
3.2. Contratos de producción compartida con producción	25
3.3. Activación del mecanismo de ajuste: Caso Ek-Balam, Pemex (C032) ..	29
4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO	32
4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México	32
4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo	32
4.3. Otras actividades relevantes	32
a. Fiscalización del Fondo	32
b. Calendario de transferencias ordinarias	33
c. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación	34
d. Lineamientos para evitar conflictos de interés en las contrataciones con el Banco	34
e. Transparencia y acceso a la información pública	34

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 486 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, los cuales 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, mismos que durante el trimestre ascendieron a 99,823 millones de pesos.¹

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 85.4% de los ingresos, mientras que los derechos de extracción el 14.3% y los de exploración el 0.3%.

Los ingresos por asignaciones recibidos por el Fondo durante el cuarto trimestre del año representan una disminución de 25% respecto al mismo periodo del ejercicio 2018, como se muestra en la siguiente tabla:

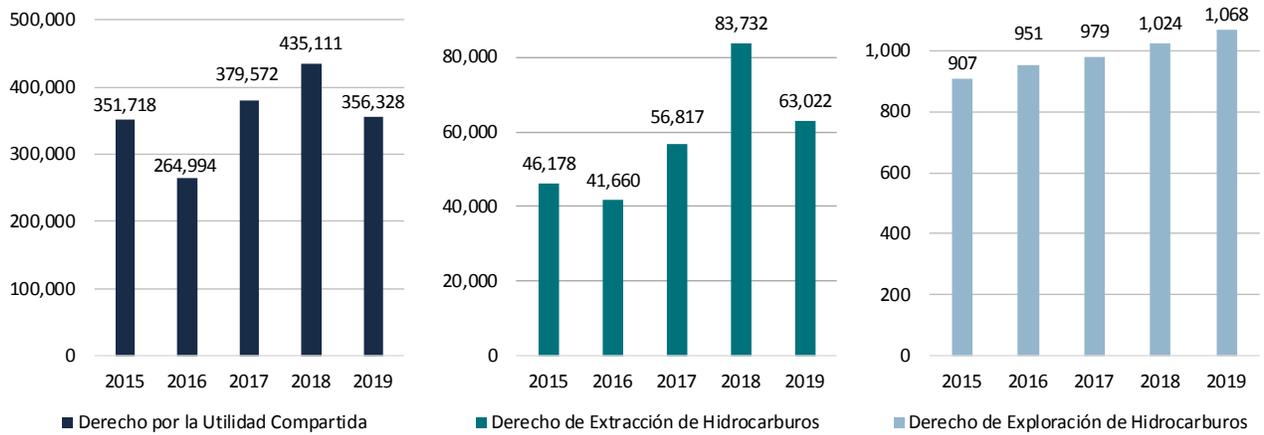
Tabla 1. Ingresos por asignaciones
octubre – diciembre
(Cifras en millones de pesos)

	octubre - diciembre 2018	octubre - diciembre 2019	Δ% (2019 vs. 2018)
Derecho por la Utilidad Compartida	111,193	85,311	-23%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	21,861	14,241	-35%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	257	270	5%
Total	133,310	99,823	-25%

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

^{1/} Artículo 52 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH).

Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
 enero – diciembre
 (Cifras en millones de pesos)



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 los siguientes ingresos 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, y **e)** Por comercialización de hidrocarburos³ tanto de producción comercial regular como de pruebas, de acuerdo con lo siguiente:

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

³ Se refiere a los ingresos por las regalías base y la participación en la utilidad operativa que el Fondo recibe por parte del comercializador del Estado derivado de la venta de los hidrocarburos prevista en los contratos de producción compartida.

Tabla 2. Ingresos por contratos y comercialización^{1/}
 octubre – diciembre
 (Cifras en millones)

	Pesos	Dólares^{4/}
Cuota exploratoria	359	
Regalía Adicional		26
Regalía Base		8
Penas convencionales^{2/}		0
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular		80
Ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas^{3/}		0
Total	359	114

^{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). Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{2/}Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 71,248 dólares.

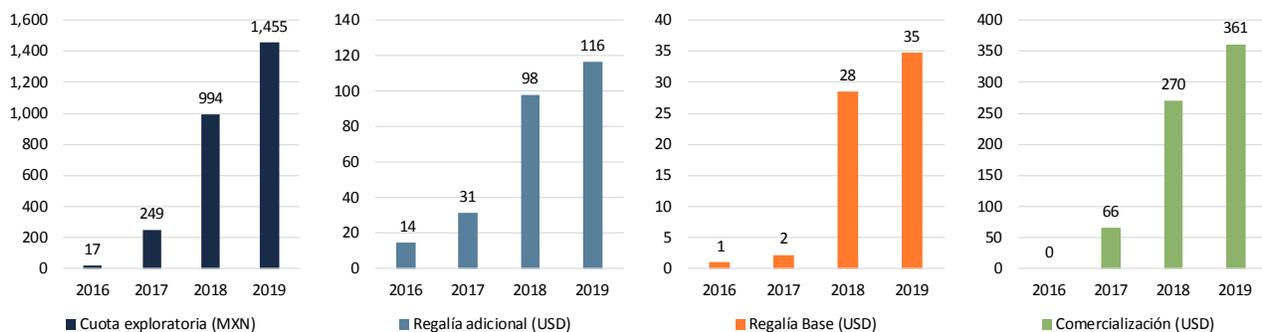
^{3/}Los ingresos por concepto de ingresos netos de comercialización para hidrocarburos extraídos durante pruebas ascendieron a 11,622 dólares.

^{4/} Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

Destaca que los ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular presentaron una disminución de 7.1% en comparación con el mismo periodo del año anterior debido a que durante diciembre de 2019 no se recibieron ingresos por dicho concepto.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a diciembre de los ejercicios 2016 a 2019:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
 enero – diciembre
 (Cifras en millones de pesos y en dólares de los EE.UU.)





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

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los entregados por la 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 con las fechas y cantidades establecidas en el calendario determinado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)⁴, conforme a lo siguiente:

Tabla 3. Transferencias ordinarias^{1/}
octubre - diciembre
(Cifras en millones de 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	1,107
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	-
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	-
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	-
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	-
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	7
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	101,310
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	65
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 PIB	101,245
Total	102,424

^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe ascendieron a un total de 102,424 millones de pesos, acumulando así un total de 431,896 millones de pesos en el año, equivalentes al 1.7% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) para el ejercicio 2019. Al cierre de diciembre de 2019, el monto acumulado fue menor en 88,769 millones de pesos a lo estimado en el calendario de la SHCP para el 2019. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2019 estimó transferencias por 520,665 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 2.1% del PIB.

⁴ Artículos transitorios Décimo Cuarto y Décimo Quinto, inciso b), 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.



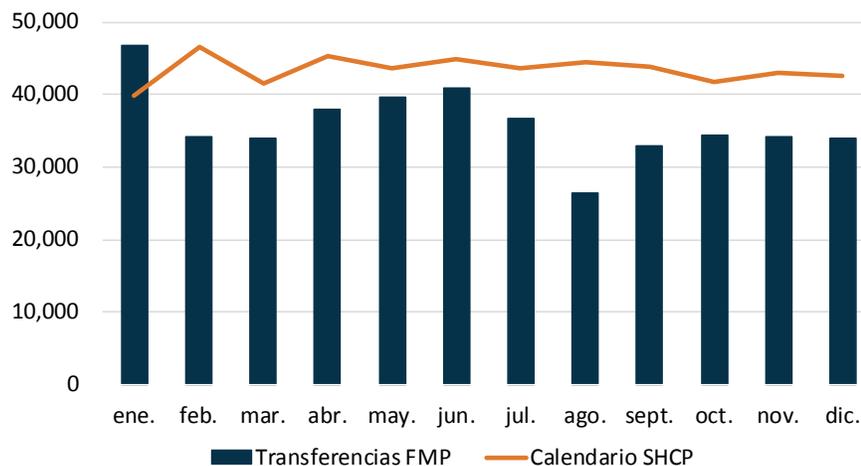
Tabla 4. Transferencias ordinarias respecto a los montos establecidos en el calendario de la SHCP^{1/}
enero - diciembre
(Cifras en millones de pesos)

	Montos establecidos Calendario SHCP	Transferencias realizadas
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	4,530
IV.Fondos de Ciencia y Tecnología	3,384	3,384
a. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Hidrocarburos	2,200	2,200
b. Fondo de Investigación Científica y Desarrollo Tecnológico del Instituto Mexicano del Petróleo	508	508
c. Fondo Sectorial CONACYT - Secretaría de Energía - Sustentabilidad Energética	677	677
V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera	27	27
VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto)	497,937	409,168
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	266	266
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 PIB	497,671	408,902
Total	520,665	431,896

^{1/} Los montos pueden no coincidir por redondeo.

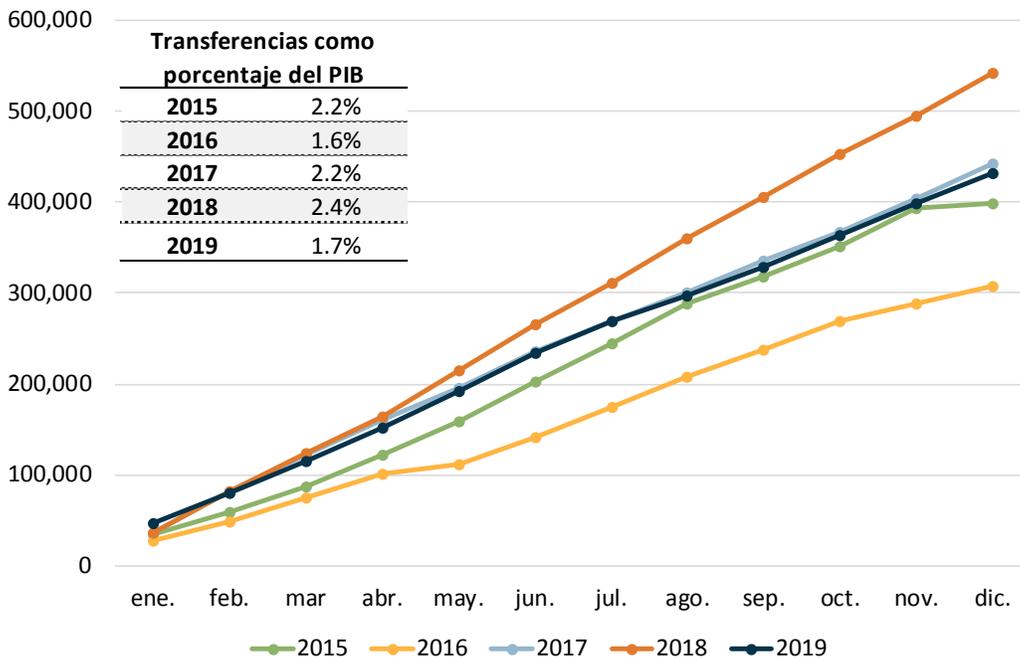
La gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario determinado por la SHCP. La diferencia se explica debido a menores ingresos por concepto de los derechos derivados de las asignaciones ante la disminución de la plataforma de producción, así como por estímulos fiscales a Pemex, que permiten a dicha empresa mayores tasas de deducción de costos.

Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
(Cifras en millones de pesos)



Para efectos comparativos, la siguiente gráfica muestra las transferencias ordinarias acumuladas de los ejercicios 2015 a 2019, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB de CGPE, correspondiente a cada ejercicio.

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año
(Cifras en millones de pesos)



1.3. Registro del Fiduciario

Durante el cuarto trimestre de 2019, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 5 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 las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía autorizó a Pemex la inscripción de 64 títulos de asignación, modificación de 18 y cancelación de 81, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que la documentación enviada estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra de los contratos y asignaciones siguientes:

**Tabla 5. Contratos inscritos al 31 de diciembre de 2019^{1/}**

Ronda	Contratos en Exploración		Contratos en Producción		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	13	4	19	37
Dos	10	32	-	8	50
Tres	16	-	-	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	27	46	8	30	111

Fuente: CNH.

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

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

Tipo de asignación	Total
Asignación de exploración	64
Asignación de evaluación	4
Asignación de extracción	327
Asignación de resguardo	1
Total	396

^{1/} Fuente: FMP con datos de la CNH.



2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

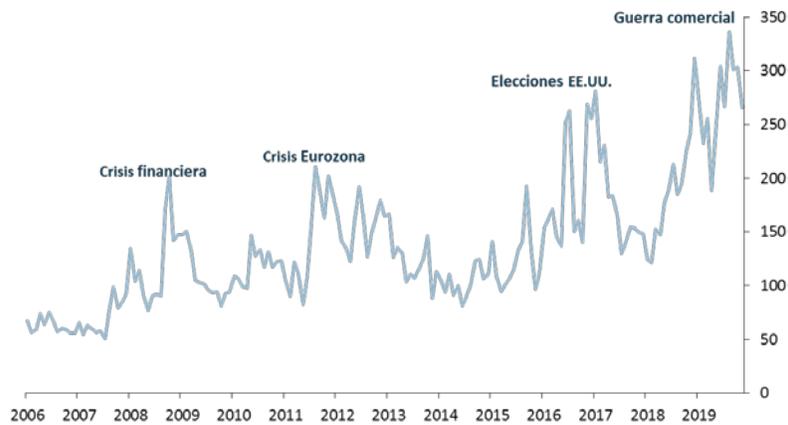
Durante el cuarto trimestre de 2019 los mercados internacionales mostraron un mayor apetito por riesgo. El entorno geopolítico y económico adverso que impactó de manera negativa en el sentimiento de los mercados durante gran parte del año se tornó más positivo hacia finales del mismo. En particular, destacó una retórica más conciliadora entre Estados Unidos (EE.UU.) y China en torno al conflicto comercial. Lo anterior resultó en un acuerdo preliminar entre ambos países donde destacaron los puntos detallados en la tabla 7.

Tabla 7. Acuerdo preliminar del tratado comercial entre EE.UU y China

Compromisos de EUA
1) No implementar los aranceles del 15% a \$160 billones de productos chinos, programados para el 15 de diciembre.
2) Recortar aranceles del 15% a 7.5% que entraron en vigor el 1 de septiembre sobre \$120 billones de productos chinos.
Compromisos de China
1) No implementar aranceles recíprocos el 15 de diciembre, de 25% a autos estadounidenses.
2) Aumentar sus compras de productos agrícolas estadounidenses de \$24 a \$40 mmd al año.
3) Aumentar sus importaciones de productos estadounidenses en \$200 mmd los próximos dos años.
4) Mejorar procedimientos legales para combatir bienes falsos.
5) Eliminar presión a compañías extranjeras en cuanto a la transferencia de tecnología a empresas chinas.
6) No devaluar su moneda y no buscar un tipo de cambio objetivo.
Siguientes pasos
1) La fase 1 se firmará a principios de enero.
2) Las negociaciones de la fase 2 empezarán inmediatamente después.

Fuente: Elaboración del Fondo, notas de prensa de Bloomberg

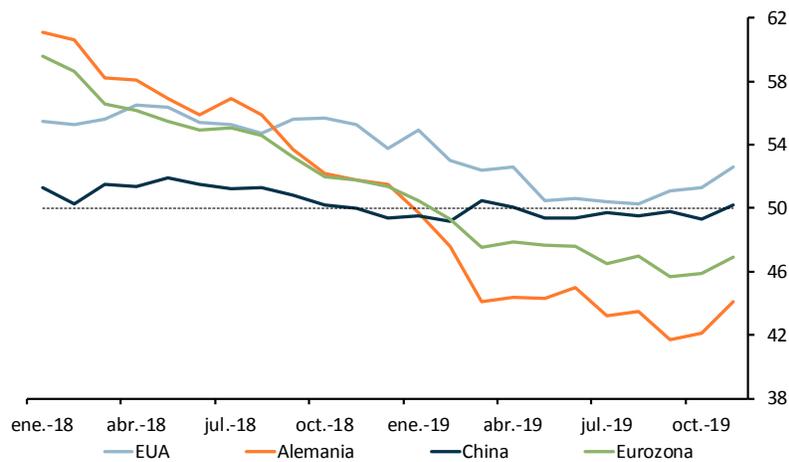
Por otro lado, la incertidumbre respecto a la salida del Reino Unido de la Unión Europea se aminoró tras la victoria del partido conservador en las elecciones generales de diciembre. Como resultado, el acuerdo que el primer ministro del Reino Unido, Boris Johnson, alcanzó con la Unión Europea, será aprobado con mayor facilidad y se podrá delinear el camino para una transición suave y la renegociación de un acuerdo comercial nuevo entre ambas partes. En respuesta a lo anterior, la incertidumbre en los mercados internacionales disminuyó (Gráfica 5).

Gráfica 5. Índice de incertidumbre global


Fuente: National Bank of Canada, policyuncertainty.com

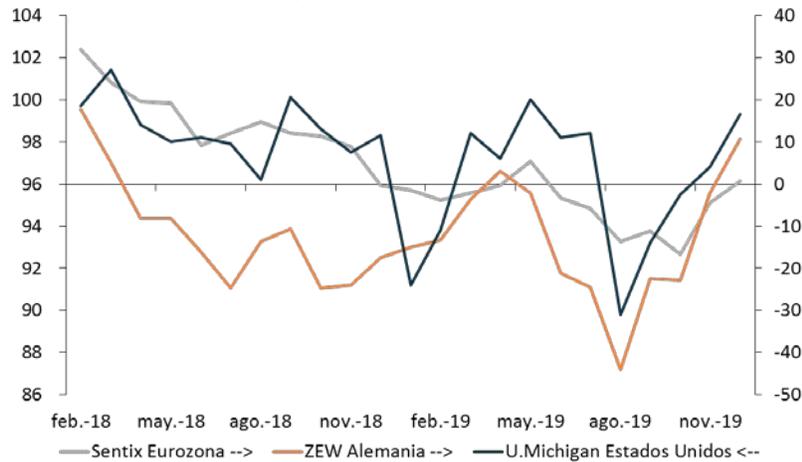
Nota: El índice se calcula con base en: 1) la cantidad de artículos en la prensa relacionados a la incertidumbre; 2) reportes relacionados a los próximos cambios al código fiscal, y 3) un análisis usando información obtenida de la encuesta realizada por la Reserva Federal de Filadelfia.

Por su parte, algunos indicadores económicos adelantados de la actividad manufacturera a nivel global mostraron una recuperación durante el periodo (Gráfica 6). Lo anterior sugiere que la debilidad de dicho sector, así como la preocupación por parte de los inversionistas en torno a la posibilidad de una recesión económica en la Eurozona, EE.UU. o China ha disminuido. Adicionalmente, aunque los indicadores de confianza todavía presentan debilidad, muestran una tendencia al alza e incluso se ubican en terreno de expansión (Gráfica 7).

Gráfica 6. Indicadores adelantados del sector manufacturero para países seleccionados
 (Cifras en unidades)


Fuente: Bloomberg

Gráfica 7. Indicadores de confianza
(Cifras en unidades)

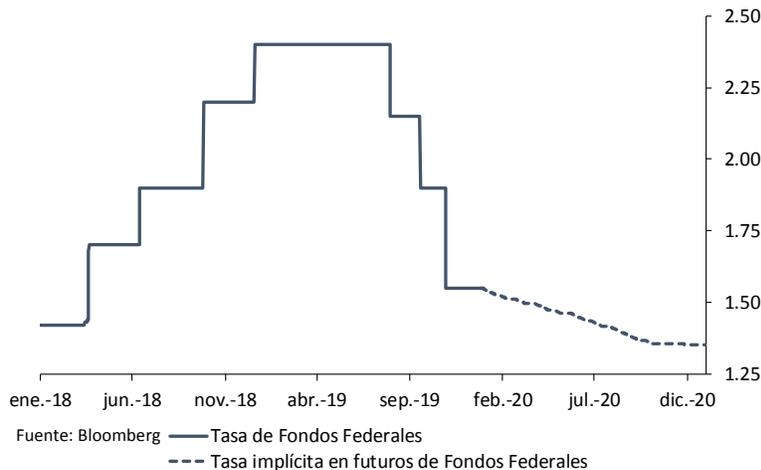


Fuente: Bloomberg

Nota: 1) Sentix: mide el nivel de confianza de los inversionistas sobre la actividad económica de la Zona Euro de manera mensual. 2) ZEW: mide la confianza de la industria en Alemania agregando las respuestas de aproximadamente 350 economistas en torno a sus perspectivas económicas. 3) Universidad de Michigan: mide la confianza de los consumidores estadounidenses.

En cuanto a la acción de política monetaria por parte de los distintos bancos centrales, destacó durante el periodo una retórica ligeramente menos expansiva a la observada durante la primera mitad del año. Sin embargo, es importante destacar que la postura actual continúa siendo holgada y que la política monetaria no se encuentra en un camino predeterminado. En particular, la Reserva Federal, en su última reunión de política monetaria, resaltó que continuará monitoreando las cifras económicas y la información recibida, al tiempo que reconoce que el nivel actual de tasas es apropiado para sostener la expansión económica y buscar que la inflación alcance su objetivo de 2%. Como resultado en la moderación de los riesgos, la trayectoria implícita en las tasas de Fondos Federales sobre la tasa de referencia sugiere que no habrá movimientos de dicha tasa durante la primera mitad del 2020.

Gráfica 8. Tasa de referencia de la Reserva Federal y trayectoria implícita según las tasas de Fondos Federales
(Cifras en porcentaje)

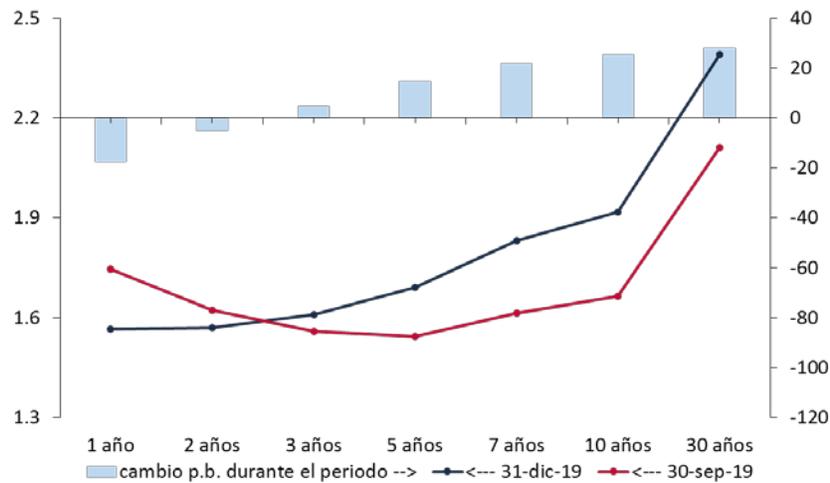


Fuente: Bloomberg — Tasa de Fondos Federales
--- Tasa implícita en futuros de Fondos Federales

Este entorno de mayor optimismo, generó un empinamiento en la curva de rendimiento de notas del Tesoro de EE.UU. Por un lado, el sector con vencimiento a dos años presentó una disminución de tan solo 5 puntos base mientras que las tasas de largo plazo, específicamente el sector de 10 y 30 años, mostraron un incremento de alrededor de 26 puntos base (Gráfica 9).

Gráfica 9. Curva de rendimiento de las notas del Tesoro de EE.UU

(Cifras en porcentaje y puntos base)



Fuente: Bloomberg

Durante el cuarto trimestre de 2019 observamos un menor nivel de emisión primaria de deuda por parte de las agencias gubernamentales que conforman la cartera del Fondo. Lo anterior generó que el diferencial entre las tasas de la deuda de agencias gubernamentales y las de las notas del Tesoro de EE.UU se redujera. Por su lado, la disminución en las tasas de las notas del Tesoro de largo plazo generó un mayor apetito por deuda corporativa de alto grado de inversión, lo que impulsó moderadamente el precio del *Exchange Traded Fund* (ETF por sus siglas en inglés) que forma parte de la cartera de inversión del Fondo.



Gráfica 10. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y las notas del Tesoro de EE. UU. con un vencimiento de 1-3 años
(Cifras en porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Gráfica 11. Precio del ETF de deuda corporativa AAA-A
(Cifras en dólares)

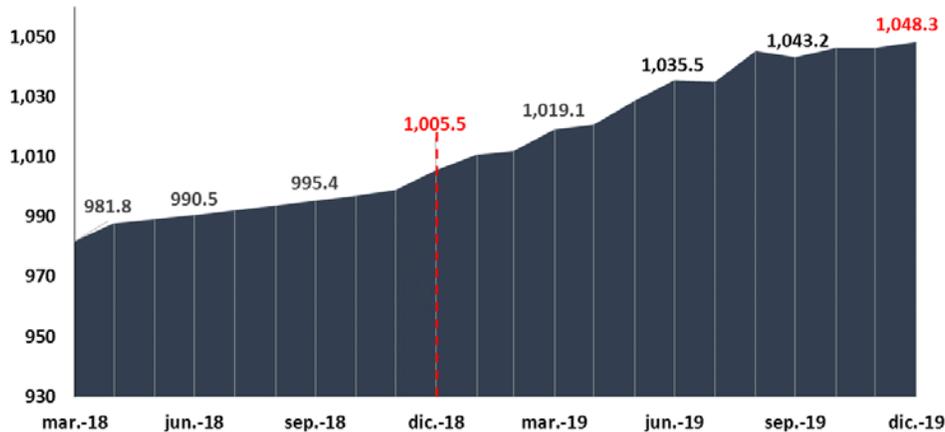


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

Bajo el entorno descrito, la cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de 0.49% durante el trimestre, 5 puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva cerró el año en 1,048.3 millones de dólares. En el trimestre, la cartera acumuló ganancias de 5 millones de dólares y en el año de aproximadamente 43 millones de dólares, lo que equivale a un rendimiento anual de 4.25%.

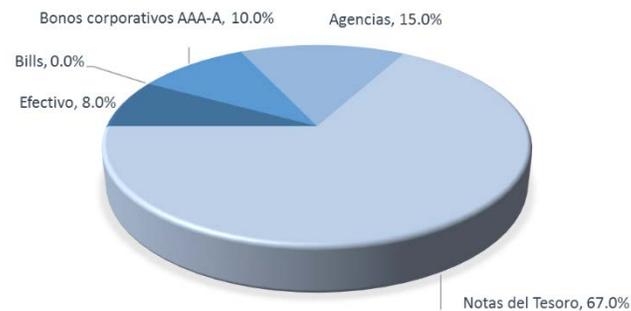
Gráfica 12. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajusta a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos de entre 2 a 3 años en promedio.

Gráfica 13. Composición de la cartera de inversión al cierre de diciembre 2019

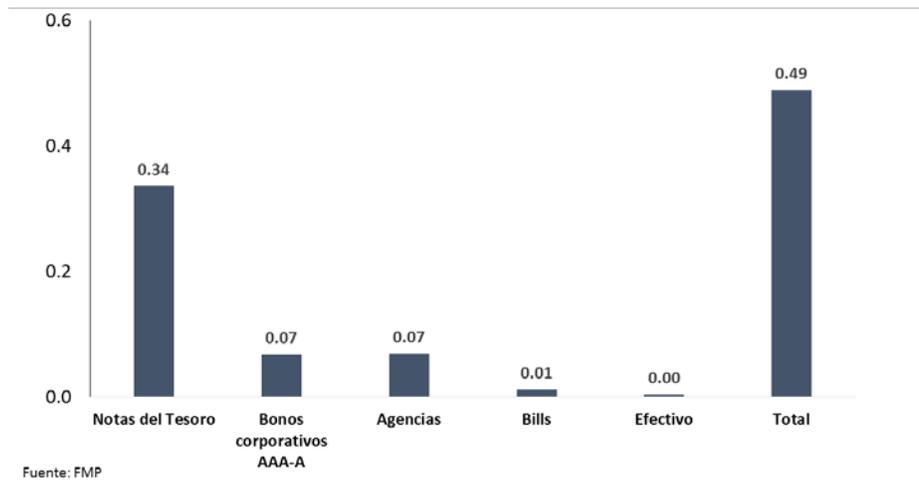


<u>Rendimiento a vencimiento (%)</u>	<u>1.7</u>
<u>Duración (años)</u>	<u>2.3</u>

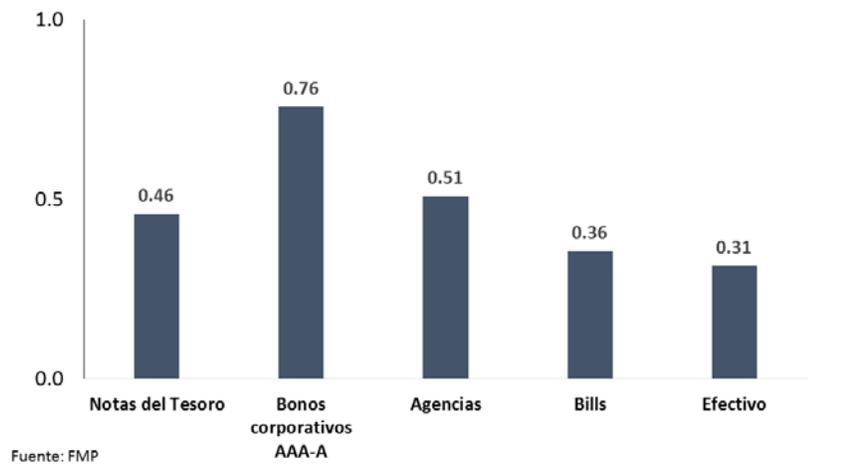
Fuente: FMP

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica en gran medida por el desempeño de las notas del Tesoro americano, siendo los instrumentos que más contribuyeron al rendimiento, aportando 34 puntos base del rendimiento total. Como se explicó anteriormente, esto responde a la caída que presentaron las tasas de las notas del Tesoro durante el periodo, particularmente por lo que se refiere al segmento de corto plazo. Asimismo, el desempeño de los bonos corporativos fue de 7 puntos base del total del rendimiento de la cartera, lo que representa una menor contribución en comparación a trimestres anteriores, respondiendo a la subida de las tasas de largo plazo durante el trimestre (gráficas 14 y 15).

Gráfica 14. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



Gráfica 15. Rendimiento trimestral por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



2.2. Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁵ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 17.7 puntos base, debajo del límite máximo permitido que es de 50 puntos base. Dicha métrica disminuyó durante el último trimestre debido por un lado a una menor volatilidad en los mercados financieros comparado al tercer trimestre, así como por las estrategias de inversión implementadas, las cuales implicaron menos desviaciones en la composición y duración entre las referidas carteras.

⁵ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son puntos base.



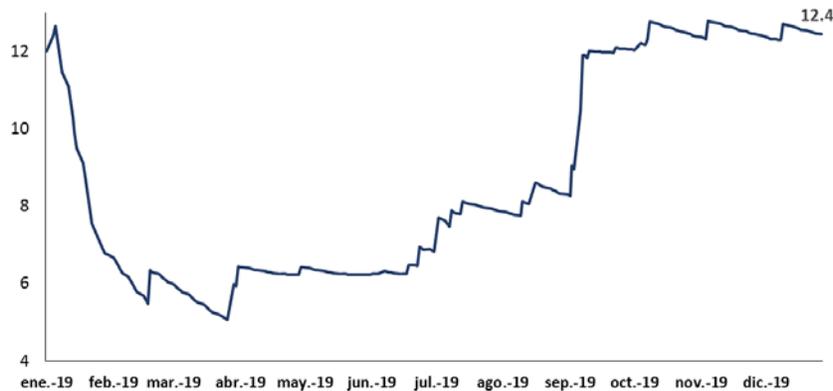
Gráfica 16. Tracking Error de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

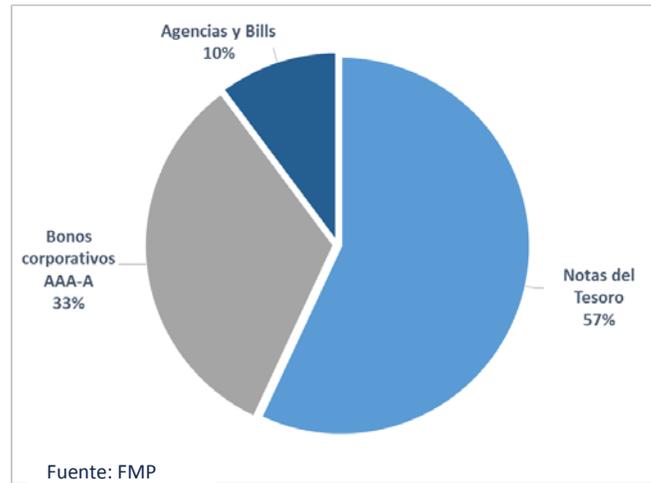
Por otra parte, el Valor de Riesgo⁶ (VaR) histórico al cierre del trimestre se ubicó en 12.4 puntos base (gráfica 17) contra 12.1 puntos base al cierre del trimestre anterior, lo que implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.3 millones de dólares en un día con una probabilidad del 95%. Las notas del Tesoro fueron el activo que aportó la mayor contribución al VaR total de la cartera de inversión con alrededor del 57%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 33%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 10% del VaR total de la cartera de inversión (gráfica 18).

Gráfica 17. VaR histórico de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



⁶ El Valor de riesgo o VaR (por sus siglas en inglés) es una medida utilizada para cuantificar las pérdidas potenciales en un periodo determinado y con una cierta probabilidad (en este caso, con probabilidad de 95%).

Gráfica 18. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión

La PIARF establece una calificación crediticia mínima para los valores de renta fija que pueden conformar la cartera de inversión, así como para las contrapartes con las que el Fondo puede realizar operaciones financieras. Al respecto, el Fondo cumplió a lo largo del trimestre con dichos lineamientos y tanto los instrumentos de inversión, como las contrapartes con las cuales llevó a cabo sus operaciones se adecuaron en todo momento a las referidas calificaciones. A continuación se muestra la composición de los instrumentos por nivel de calificación crediticia al 31 de diciembre.

Tabla 8. Desglose de los instrumentos que conforman la cartera de inversión por calificación crediticia.

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
75%	13%	8%	0%	4%

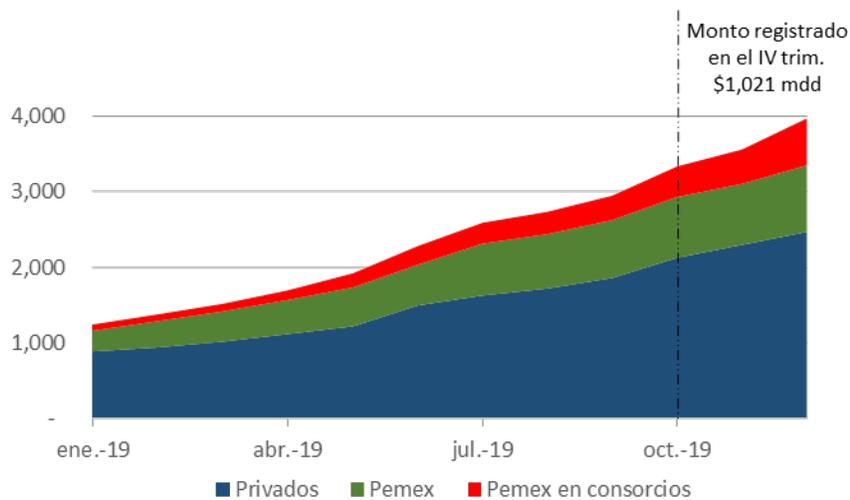
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Al cierre del cuarto trimestre de 2019, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos (CEE) los cuales son resultado tanto de las licitaciones efectuadas por la CNH, como de las migraciones que Pemex ha hecho de sus asignaciones.

Las empresas a cargo de los CEE efectuaron durante el trimestre, inversiones en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por un total de 1,021 millones de dólares (mdd), superior en 353 mdd al monto correspondiente al trimestre anterior. Del total reportado en el trimestre, 599 mdd corresponden a contratos de producción compartida y 422 mdd para contratos de licencia.

Así, durante el 2019 se registró un total de 2,823 mdd en inversiones, con lo que el acumulado desde 2015 suma 3,969 mdd.

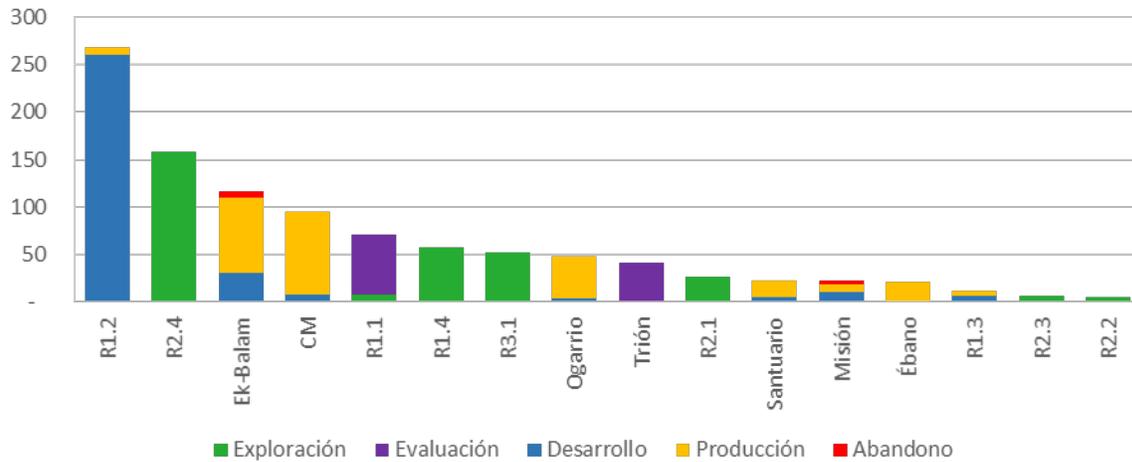
Gráfica 19. Montos acumulados de inversiones y costos registrados en SIPAC
(Cifras en millones de dólares)



Fuente: FMP

Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre, que componen el 50% del total (513 mdd), corresponde a los contratos de Eni en los campos Amoca, Miztón y Tecoalli (135 mdd), Pemex en los campos Ek-Balam (116 mdd), Hokchi Energy (105 mdd) en el campo Hokchi, Pemex-Cheiron en los campos CM (95 mdd) y Talos en el campo 7 (63 mdd). En la gráfica 20 se muestran los montos registrados en el trimestre por las diferentes rondas, licitaciones y campos.

Gráfica 20. Montos de inversiones y costos registrados en SIPAC
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de dólares)



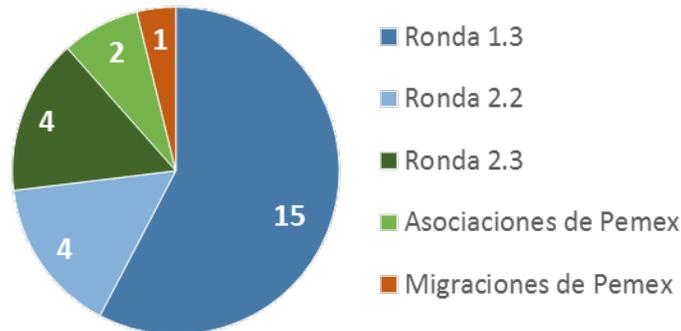
Fuente: FMP

Adicionalmente, otros 11 contratistas registraron por primera vez inversiones por un total de 215 mdd, correspondientes a los contratos de Pemex- Deutsche en el campo Ogarrio, Pemex- Cheiron en los campos Cárdenas- Mora (CM), Lukoil en la Cuenca del Sureste, Bloque VC 01 en el campo VC-01 Veracruz, Eni-QPI en la Cuenca Salina y 6 contratos de la ronda 3 licitación 1 (R3.1).

3.1. Contratos de licencia con producción

Durante el periodo, 26 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 11 contratos registraron producción de petróleo y 24 de ellos gas natural.

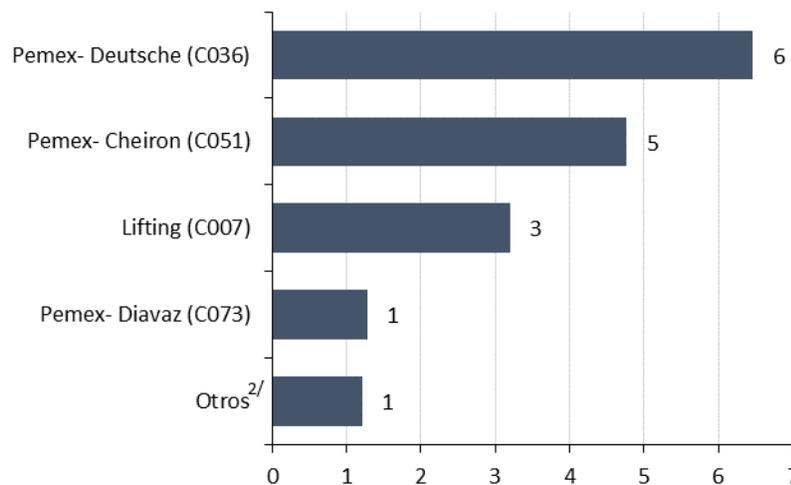
Gráfica 21. Número de contratos de licencia con producción



Fuente: FMP

Respecto de cada uno de estos 26 contratos, la CNH⁷ registró los volúmenes producidos, con lo cual la producción promedio diaria total ascendió a 17 mil barriles diarios de petróleo y 90 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Gráfica 22. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/2/3/}
octubre-diciembre
(Cifras en miles de barriles día)



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

^{2/} Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014), Tonalli (C024) y Jaguar (C045).

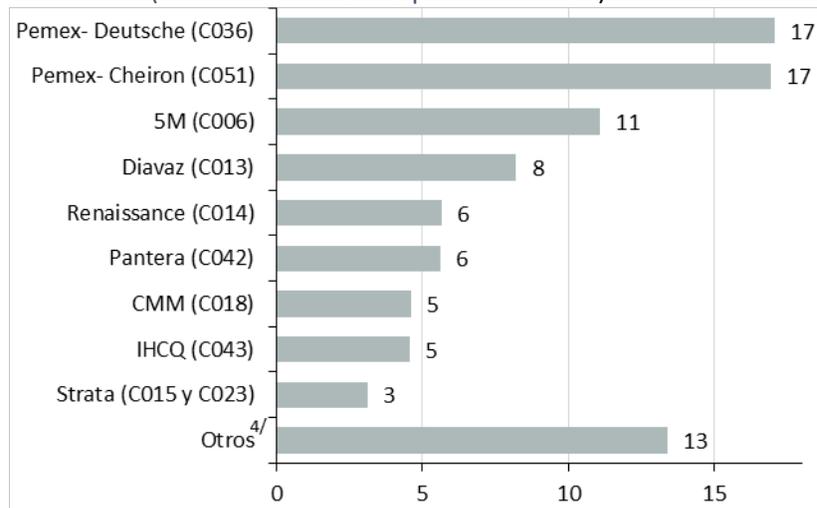
^{3/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

⁷ 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 23. Promedio diario de volumen de gas natural producido^{1/2/3/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de pies cúbicos día)



^{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 septiembre, octubre y noviembre 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre, diciembre.

^{3/} Corresponde a los contratistas: Lifting (C007), Perseus (C012), CMM (C017), Dunas (C019), Gs (C022), y Jaguar (C045) y Pemex- Diavaz (C073)

^{4/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

De acuerdo a los cálculos del Fondo, el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) alcanzó 118 mdd, de los cuales el Estado recibió como pago de contraprestaciones un total de 38.6 mdd.

Tabla 9. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías calculadas por el Fondo^{1/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
oct-19	36,219,273	2,616,753	9,540,634	12,157,387
nov-19	39,253,391	2,816,798	9,900,607	12,717,405
dic-19	42,677,368	3,455,249	10,238,144	13,693,393
Total	118,150,032	8,888,800	29,679,385	38,568,185

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

Con ello, la regalía base alcanzó los 8.9 mdd, que fue resultado de la aplicación de 42 tasas de regalía progresiva.



Tabla 10. Regalía Base
octubre-diciembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

Tipo de hidrocarburo	Tasa mínima ^{1/}	Tasa máxima ^{1/}	Tasa calculada ^{2/}	Regalía base	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	8.80%	8.49%	7,453,989	83.86%
Gas natural asociado	NA	20.22%	6.81%	1,162,166	13.07%
Gas natural no asociado	0.00%	7.95%	0.18%	14,671	0.17%
Condensados	5.00%	8.60%	5.21%	257,973	2.90%
Total				8,888,800	100%

^{1/} Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

^{2/} 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.

Asimismo, cada contrato paga una tasa de regalía adicional en función del porcentaje ofrecido por los contratistas en las licitaciones, la cual se aplica también sobre el VCH resultante de cada contrato.

Tabla 11. Regalía Adicional
octubre-diciembre
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ^{1/}	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Asociaciones de Pemex	13%	76,383,006	9,929,791	33%
Migraciones	13%	7,305,712	949,743	3%
Ronda 1.3	57%	30,242,484	17,320,939	58%
Ronda 2.2	27%	1,434,123	383,933	1%
Ronda 2.3	39%	2,784,707	1,094,980	4%
Total		118,150,032	29,679,385	100%

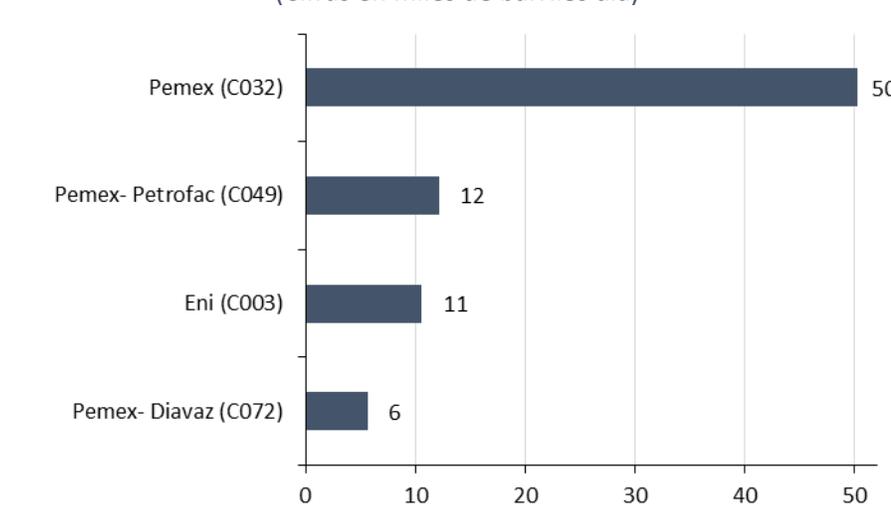
^{1/} Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, Asociación o Migración, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

A partir de sus cálculos, el Fondo concilió los pagos realizados por los contratistas y en aquellos casos en que éstos se encontraban al corriente de sus obligaciones emitió los certificados que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos a los contratistas. Así, durante el trimestre, el Fondo emitió 40 certificados de pago y retuvo 35, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes. Adicionalmente, el Fondo emitió 11 certificados extemporáneos que habían sido retenidos en periodos anteriores del contrato identificado con el número de registro fiduciario RF-C042-2017-037.

3.2. Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 5 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 3 reportaron producción de petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato reportó producción de gas natural no asociado y condensados y otro sólo reportó producción de petróleo. La producción promedio de los contratos de producción compartida durante el trimestre fue de 79 miles de barriles diarios de petróleo y 153 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.

Gráfica 24. Promedio diario de volumen de petróleo producido^{1/2/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en miles de barriles día)



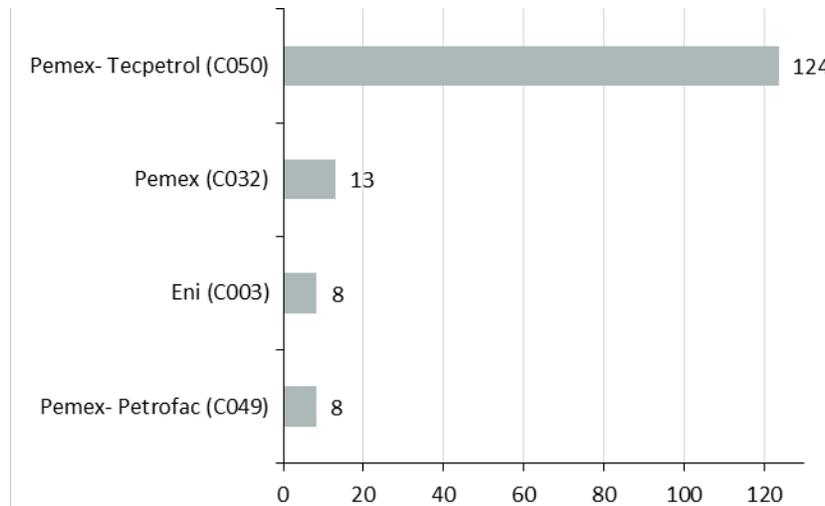
^{1/} Los datos corresponden al volumen producido en septiembre, octubre y noviembre 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre, diciembre.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.



Gráfica 25. Promedio diario de volumen de gas natural producido ^{1/2/3/}
octubre-diciembre
(Cifras en millones de pies cúbicos día)



^{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 septiembre, octubre y noviembre 2019, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante octubre, noviembre, diciembre.

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

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, con excepción de algunos que consideran contraprestaciones en efectivo en el caso de hidrocarburos de prueba.

En este trimestre, además de realizar el cálculo de contraprestaciones para los 5 contratos en producción comercial regular, también se realizó el cálculo correspondiente a la producción de pruebas de agosto de 2019 del consorcio conformado por Hokchi Energy y Talos Energy Offshore México 2 para el área contractual AS-CS-15 adjudicada en la ronda 3.1.⁸ El VCH calculado por el Fondo fue de 403 millones de dólares. La producción de esta prueba, 775 barriles de petróleo, fue reportada en el informe trimestral pasado.

⁸ El cálculo de contraprestaciones de los hidrocarburos de prueba se realiza una vez que se reciben en el Fondo los recursos provenientes de la venta de los referidos hidrocarburos.

**Tabla 12. Valor contractual de los hidrocarburos^{1/2/}**octubre-diciembre
(Cifras en dólares)

	Valor contractual de los hidrocarburos	Petróleo	Gas natural	Condensados
oct-19	132,406,226	121,665,421	9,346,862	1,393,943
nov-19	137,742,210	125,313,147	10,552,283	1,876,780
dic-19^{3/}	132,418,699	117,816,917	12,989,981	1,611,801
Total	402,567,135	364,795,485	32,889,126	4,882,523

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

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{3/} Los datos incluyen el volumen producido por hidrocarburos de pruebas en agosto de 2019 del consorcio conformado por Hokchi Energy y Talos Energy Offshore México 2 debido a que el Fondo recibió los recursos derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado posterior al décimo día hábil bancario de noviembre 2019.

Conforme a los cálculos realizados por el Fondo, la distribución final de los hidrocarburos que le correspondió a cada una de las partes del contrato fue la siguiente:

Tabla 13. Distribución final de las contraprestaciones en especie^{1/2/}

octubre-diciembre

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	2,291	1,847	19
Contratista	4,872	12,516	115
Total	7,164	14,363	134

^{1/} Los datos incluyen la distribución final de los hidrocarburos de prueba del consorcio conformado por Hokchi Energy y Talos Energy Offshore México 2 producidos en agosto de 2019 debido a que el Fondo recibió los recursos derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado posterior al décimo día hábil bancario de noviembre 2019.

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Cabe mencionar que en el trimestre, como parte del proceso del cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se realizaron los siguientes ajustes:

- Por instrucciones de la SHCP, en octubre de 2019 el Fondo realizó un ajuste a los precios de venta del petróleo de Pemex (C032) para los periodos de mayo a octubre de 2017. El ajuste resultó en cambios a los precios contractuales del petróleo de los periodos en cuestión.
- En septiembre de 2019, la CNH cargó en el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC) una modificación al presupuesto aprobado de Pemex-Petrofac (C049) vigente de diciembre 2017 a diciembre 2019. El ajuste redujo el presupuesto en 10.3 mdd, pasando de 177.4 mdd a 167.1 mdd.

- En diciembre de 2019, por instrucciones de la SHCP el Fondo también procesó un ajuste a los costos registrados de Pemex-Petrofac (C049) para abril de 2019. Así, el registro de costos del contratista para ese mes pasó de 22.4 mdd a 10.4 mdd.

Finalmente, 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. En ese sentido, durante el periodo que se reporta, el Fondo recibió de parte de los comercializadores del Estado 80.2 millones de dólares por concepto de comercialización de hidrocarburos.

Tabla 14. Ingresos por comercialización^{1/2/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en millones de dólares)

Concepto	Importe ^{3/}
Trafigura ^{4/}	78.0
CFEnergía ^{5/}	2.1
Total	80.2

^{1/} De los contratos: RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión), RF-C072-2018-040 (Ébano) y RF-C070-2018-035 (Hokchi – Talos 2)

^{2/} La suma puede no coincidir debido al redondeo.

^{3/} Son importes netos de la contraprestación del comercializador.

^{4/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.

^{5/} Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFENERGÍA, S.A. de C.V.

Los ingresos recibidos corresponden a la comercialización de julio y agosto de 2019 de los 5 contratos de producción compartida que cuentan con producción comercial regular y lo recibido en noviembre de 2019 por las pruebas de agosto de 2019 del contrato del área contractual AS-CS-15. De acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, el total de ingresos está asociado a ventas de 1,436,644 barriles de hidrocarburos líquidos y 1,115,214 millones de BTU's. Los ingresos no incluyen los derivados de la comercialización de hidrocarburos de septiembre 2019, a pesar de que en ese periodo la CNH reportó comercialización para 5 contratos de producción compartida.

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



Tabla 15. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado^{1/2/}
 octubre-diciembre
 (Cifras en dólares)

Comercializador	Importe (No incluye IVA)
Trafigura ^{3/}	257,016
CFEnergía ^{4/}	23,163
Total	280,179

^{1/} De los contratos; RF-C032-2017-010 (Ek-Balam), RF-C049-2017-041 (Santuario), RF-C050-2018-002 (Misión), RF-C072-2018-040 (Ébano) y RF-C070-2018-035 (Hokchi - Talos2).

^{2/} No se incluyen las comisiones por los servicios de comercialización del periodo septiembre 2019.

^{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.

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 247.8 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión.⁹

3.3 Activación del mecanismo de ajuste: Caso Ek-Balam, Pemex (C032)

Pemex en su carácter de operador del área contractual Ek-Balam representa el principal productor de petróleo de los CEE, con el 52% del volumen total producido. Este trimestre el contratista logró extraer en promedio 50 mbd, lo que equivale a un aumento del 32% respecto a su producción del cuarto trimestre de 2018. De continuar con el incremento en los niveles de producción de crudo e inversión previstos en el Plan de Desarrollo aprobado por la CNH para este contrato, se estima que el proyecto comience a presentar ganancias extraordinarias a partir de 2021, lo que representa mayores beneficios para el Estado.

Cabe recordar que de conformidad con la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, cada contrato contempla la aplicación de un Mecanismo de Ajuste (MA) que tiene como propósito que el Estado capture la rentabilidad extraordinaria que, en su caso, se genere por el contrato mediante la modificación de alguno de los parámetros que determinan las contraprestaciones.

En el caso particular de los contratos bajo la modalidad de producción compartida, la activación del MA se detona a través de la Métrica del Resultado Operativo (MRO) del contratista, la cual es una tasa que mide la rentabilidad del proyecto:

- Cuando dicha tasa alcanza un primer umbral de 25% se activa el MA, incrementando así el porcentaje de participación del Estado sobre la utilidad operativa.
- El MA está limitado por un segundo umbral de 40% para la MRO, ya que una vez que la MRO supera dicho umbral, la participación del contratista toma el porcentaje mínimo de la utilidad operativa que está establecido en el contrato.

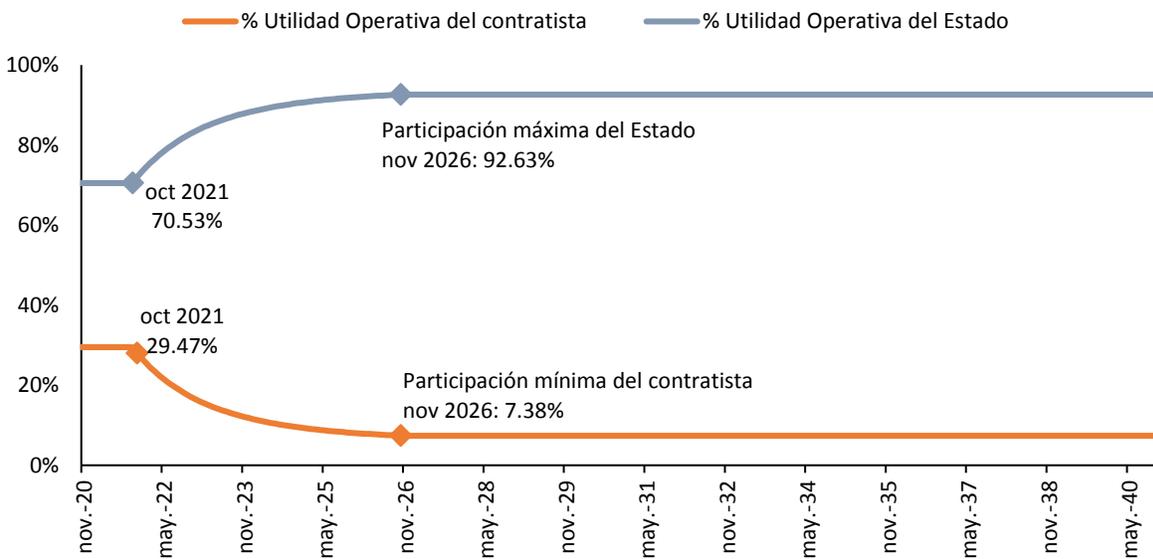
⁹ Cláusulas Quinta, tercer párrafo, del Contrato Constitutivo del Fondo; 10.4 de los contratos de comercialización de los hidrocarburos del Estado, así como Segunda, Cuarta, Sexta y Séptima del acuerdo para la recepción y entero del IVA suscrito por la CNH y el Fondo.

A continuación se presenta un ejercicio en el que se estima la rentabilidad del proyecto para Pemex a través de la MRO, con el fin de determinar la fecha probable en que la participación del Estado sobre la utilidad operativa aumentaría, así como el porcentaje que dicha participación alcanzaría.

Para efectos del ejercicio, se utilizaron los datos observados de hidrocarburos producidos, precios e inversiones de mayo 2017 (fecha de la firma del contrato) a noviembre 2019¹⁰, mientras que para los periodos que abarcan de diciembre 2019 a diciembre 2039 se consideraron los volúmenes de producción de petróleo e inversiones estimados en el Plan de Desarrollo aprobado por la CNH para el contrato, así como el pronóstico de precios del West Texas Intermediate (WTI por sus siglas en inglés) más reciente publicado por Wood Mackenzie menos un diferencial de 4 dólares por barril. El detalle de los supuestos y las fórmulas empleadas para realizar las estimaciones se puede consultar en el **Anexo 1**.

De acuerdo con los resultados obtenidos, el MA se activaría en octubre de 2021, por lo que a partir de ese periodo la participación del Estado en la utilidad operativa del proyecto aumentaría gradualmente del 70% que tiene actualmente, hasta alcanzar un máximo de 92.63% en noviembre de 2026. Este último porcentaje permanecería constante por el resto de la vida del contrato.

Gráfica 26. Participación del Estado y del contratista en la Utilidad Operativa (porcentaje)



¹⁰ La información de volúmenes, precios e inversiones se encuentran disponibles para su consulta en el SIPAC y en la página web del Fondo.



Considerando la regalía base y la parte de utilidad operativa que corresponden al Estado, éste captaría en promedio el 83% del total de los ingresos del proyecto a partir del 2026, lo que se compara con un 31% observado a la fecha. El aumento tan significativo se atribuye no sólo a la activación del MA en la utilidad operativa, sino a que la recuperación de costos a que tiene derecho el contratista va disminuyendo gradualmente durante la vida del contrato, debido principalmente al menor requerimiento de inversiones después de aquellas realizadas para la evaluación y el desarrollo del campo. Con una menor recuperación de costos, la utilidad operativa del proyecto aumenta, incrementando así las contraprestaciones a favor del Estado.

4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Los honorarios fiduciarios pagados al Banco de México para cubrir los gastos incurridos para la debida operación del Fondo durante el trimestre reportado ascendieron a 18,031,322 pesos.

Tabla 15. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
 octubre – diciembre
 (Cifras en millones de pesos)

Concepto	Monto
Recursos Humanos	12.8
Costos de Ocupación	1.6
Tecnologías de la Información	0.9
Otros Gastos de Operación	0.3
Subtotal	15.5
IVA	2.5
Total	18.0

^{1/} Las cifras pueden no coincidir debido al redondeo.

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

Seguimiento a las revisiones de la Auditoría Superior de la Federación (ASF)

- i. Auditoría 99-GB denominada “Adjudicación y Formalización de Contratos de Licencias y de Producción Compartida de las Rondas 2 y 3”

El Fondo presentó en tiempo y forma las justificaciones, aclaraciones y documentación soporte correspondiente, que permitieron aportar elementos para que la ASF rectifique las recomendaciones preliminares que ese órgano fiscalizador hizo de su conocimiento a través del acta de presentación de resultados 002-BANXICO/CP2018 del 18 de octubre de 2019.

La citada auditoría tuvo por objeto 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.

Los procesos sobre los cuales la ASF realizó su verificación fueron: i) Ingresos registrados por el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, y ii) Determinación y verificación de las contraprestaciones de los contratos para la exploración y extracción (Muestra).

Cabe señalar que durante el desarrollo de dicha auditoría, la ASF formuló al Fondo 11 requerimientos de información y documentación, los cuales fueron atendidos en tiempo y forma. En la atención de los 11 requerimientos, el Fondo recopiló y entregó en tiempo y forma a ese órgano de fiscalización un total de 17 documentos.

ii. Auditoría 92-GB denominada “Transferencias y Aplicación de Recursos del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo”

La auditoría concluyó sin observaciones para el Fondo lo cual se hizo constar mediante el acta de presentación de resultados finales con número de referencia 002-BANXICO/CP2018 del 17 de diciembre de 2019.

La citada auditoría tuvo por objeto fiscalizar que los recursos transferidos por el Fondo se realizaran 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.

Los procesos sobre los cuales la ASF realizó su verificación fueron: i) Recepción de ingresos por el Fondo; ii) Transferencias ordinarias realizadas por el Fondo; iii) Marco normativo de las operaciones y actividades del Fondo, y vi) Registro Contable.

Cabe señalar que durante el desarrollo de dicha auditoría, la ASF formuló al Fondo 33 requerimientos de información y documentación, los cuales fueron atendidos en tiempo y forma. En la atención de los 33 requerimientos, el Fondo recopiló y entregó en tiempo y forma a ese órgano de fiscalización un total de 659 documentos.

b. Calendario de transferencias ordinarias

En cumplimiento al artículo 16, fracción II, de la Ley del Fondo y a lo previsto en la cláusula Sexta, fracción III, de su contrato constitutivo, el 18 de diciembre de 2019 la SHCP en su carácter de Fideicomitente comunicó al Fiduciario el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2020, en el cual se establecen las fechas y las cantidades conforme a las cuales el Fondo deberá realizar las transferencias a los diversos fondos sectoriales y de estabilización, así como a la Tesofe.

Conforme a la Ley de Ingresos para el 2020 y el referido calendario, el monto de las transferencias asciende a 412,797,700 millones de pesos.

Asimismo, dicho calendario establece que el mecanismo de fondeo de los honorarios fiduciarios para cubrir el gasto de operación 2020, aprobado por el Comité el 30 de octubre de 2019, sea en términos del Lineamiento Tercero de los “Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación”, aprobados por el referido órgano colegiado en sesión del 26 de abril de 2018.

c. Mecanismos de financiamiento del Gasto de Operación

En cumplimiento al lineamiento Cuarto de los “Mecanismos de Financiamiento del Gasto de Operación del Fondo” (Mecanismos), aprobados por el Comité en sesión del 27 de abril de 2018, se informa que el estimado a acumular por concepto de intereses es de \$108,818,607 pesos.

Cabe señalar que de conformidad con el lineamiento Tercero de los citados Mecanismos, una vez alcanzado dicho importe, los intereses que se generen por lo que resta del ejercicio serán transferidos a la Tesofe en las fechas señaladas en el calendario de transferencias ordinarias para el ejercicio 2020 que emitió la SHCP.

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

En cumplimiento a la disposición Quinta de los “Lineamientos para evitar conflicto de interés del Banco de México en las contrataciones consigo mismo, en su función de banco central y como fiduciario” (Lineamientos), aprobados por el Comité el 8 de diciembre de 2014, se informa que los contratos vigentes celebrados por el Banco de México en su carácter de fiduciario cumplen con los referidos Lineamientos.

e. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

En cumplimiento a las leyes en materia de transparencia, el Fondo dio respuesta en tiempo y forma a las 17 solicitudes de acceso a la información que recibió en el trimestre, sin que hubiera emitido reserva alguna, respecto de los siguientes temas: **a)** Recursos transferidos por Pemex al Fondo; **b)** Ingresos y destino de los recursos del Fondo; **c)** Inversiones realizadas por el Fondo; **d)** Estudios de precios de transferencia realizados por el Fondo; **e)** Estadísticas publicadas por el Fondo, y **f)** Contrataciones administrativas de recursos humanos y materiales del FMP.

ii. Acciones de difusión de los objetivos del Fondo

Con la finalidad de mejorar el acceso a la información, durante este trimestre el Fondo concluyó con el rediseño de la página de Internet. Lo anterior facilitará a los usuarios la navegación y búsqueda de información. Adicionalmente, se realizaron las acciones necesarias para facilitar el acceso y visualización de la información a través de los dispositivos móviles.

En lo que se refiere a la cuenta en *Twitter* del Fondo, durante este periodo se continuó realizando diferentes campañas de comunicación con la finalidad de dar a conocer al público en general información relevante del sector energético. La primer campaña tuvo como finalidad dar a conocer algunos de los conceptos más utilizados en el sector energético y la segunda difundir información sobre el nuevo campo descubierto por Pemex denominado Quesqui.

iii. Talleres para contratistas

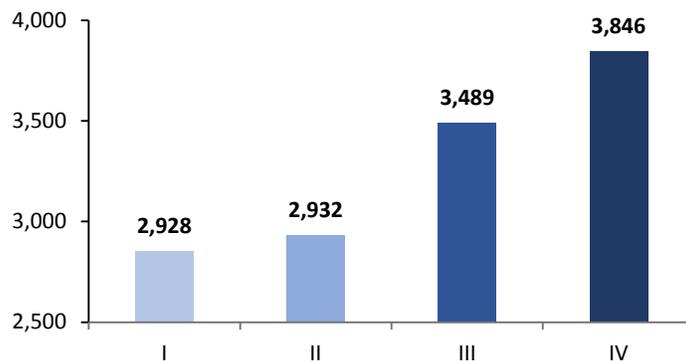
Con el objetivo de promover la capacitación continua de los contratistas en temas relacionados con los procesos operativos, en diciembre el Fondo realizó el taller denominado “Operación de Contratistas con el Fondo Mexicano del Petróleo y registro de costos, gastos e inversiones”, el cual tuvo la finalidad de explicar y resolver dudas relacionados con: **a)** Sistema de Información para los pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC); **b)** Procesos y tiempos para el cálculo de contraprestaciones; **c)** Mecanismos para la entrega de recursos y pago de contraprestaciones en efectivo, y **d)** especificaciones para el llenado de las plantillas correspondientes a costos, gastos e inversiones del SIPAC.

iv. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la Ley, el Fondo cumplió a través de la publicación mensual de estadísticas con las obligaciones mencionadas mediante la infraestructura SIE-BANXICO.

Durante el último trimestre de 2019 se incorporaron las series estadísticas asociadas a los contratos que durante el periodo registraron inversiones en SIPAC por primera vez. Lo anterior representa la creación de 357 series estadísticas y 27 cuadros analíticos.

Gráfica 27. Evolución de las series estadísticas por trimestre de 2019



Fuente: FMP.

**v. Fortalecimiento al Control Interno**

Durante este trimestre, se actualizaron los planes de continuidad operativa del Fondo para incluir tanto la estrategia de operación manual como desde un sitio alternativo. Lo anterior, tiene como finalidad garantizar la ejecución de las actividades críticas que se realizan para dar cumplimiento con las funciones del Fondo en caso de materializarse un evento que afecte la disponibilidad de los inmuebles, instalaciones y/o la infraestructura de tecnologías de la información del Fondo.

ANEXOS

Anexo 1. Cálculo del mecanismo de ajuste en la Utilidad Operativa

Para el caso particular de los contratos bajo la modalidad de producción compartida, la determinación del porcentaje de participación del Estado en la utilidad operativa se realiza en tres pasos:

1. Cálculo del Resultado Operativo del Contratista.
2. Cálculo de la Métrica del Resultado Operativo.
3. Cálculo del Mecanismo de Ajuste en la Utilidad Operativa.

A continuación se describe cada uno de estos pasos en la estimación realizada para el caso del contrato Pemex (C032) para el área contractual de Ek-Balam.

1. Cálculo del Resultado Operativo del Contratista

En términos del contrato, el Resultado Operativo del Contratista (ROC) es un insumo para calcular la rentabilidad del proyecto y se refiere a los ingresos netos del contratista, es decir, las contraprestaciones a que tiene derecho menos los costos incurridos del periodo.

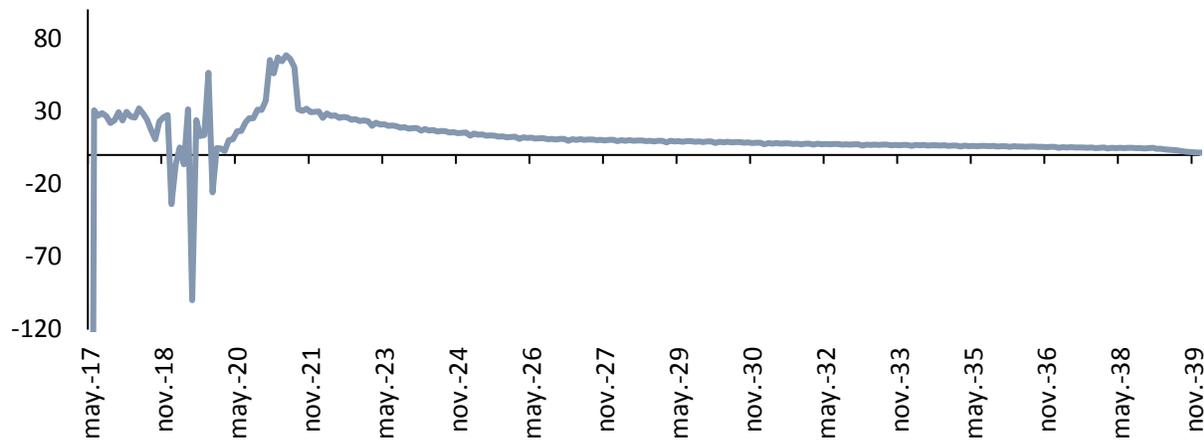
$$ROC_t = Utilidad\ Operativa\ del\ contratista_t + Recuperación\ de\ costos_t - Costos_t$$

Para efectos del presente ejercicio, se utilizaron los datos observados de hidrocarburos producidos de mayo 2017 a noviembre 2019, los cuales se encuentran disponibles para su consulta en el SIPAC y en la página web del Fondo. Adicionalmente, este ejercicio supone que para el cálculo del ROC los costos son descontados de los ingresos brutos del contratista periodo a periodo. Los periodos comprendidos de diciembre 2019 a diciembre 2039 se estimaron utilizando lo siguiente:

- **Ingresos brutos del proyecto:** es el resultado de multiplicar la producción de crudo estimada en el Plan de Desarrollo del contrato por los precios estimados de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME). A su vez, para la estimación de la MME, se consideró el pronóstico de precios del WTI publicado por Wood Mackenzie en el reporte “Macro Oils long-term Outlook” de noviembre 2019, menos un diferencial de 4 dólares por barril, en línea con la metodología utilizada en la programación financiera presentada al Comité Técnico en octubre de 2019 y que está disponible en la página web del Fondo.
- **Costos:** es la proyección de inversiones considerada en el Plan de Desarrollo del contrato, suponiendo una distribución uniforme de los mismos para cada periodo.

Con lo anterior, los resultados indican que el ROC alcanza su punto más alto en el periodo comprendido entre enero y julio de 2021 con 63.9 mdd en promedio.

Gráfica 28. Resultado Operativo del Contratista
(millones de dólares)



2. Cálculo de la Métrica del Resultado Operativo.

El segundo paso para estimar la rentabilidad del proyecto es utilizar el ROC como insumo para calcular la Métrica del Resultado Operativo del contratista (MRO). De conformidad con lo establecido en los contratos, cuando dicha tasa alcanza el 25% se activa el MA, incrementando así el porcentaje de participación del Estado en la utilidad operativa. Cabe mencionar que el MA está limitado por un umbral de 40% para la MRO, por lo que una vez que se supera ese umbral, la participación del contratista en la utilidad operativa será el porcentaje mínimo establecido en el contrato, así la participación del Estado será igual al complemento de dicho porcentaje.

El índice mensual del resultado operativo para el periodo t se calcula como el valor presente neto del ROC para todos los periodos que abarcan la vida del contrato.

$$0 = \sum_{i=1}^t \frac{ROC_t}{(1 + r_t)^{i-1}}$$

Donde:

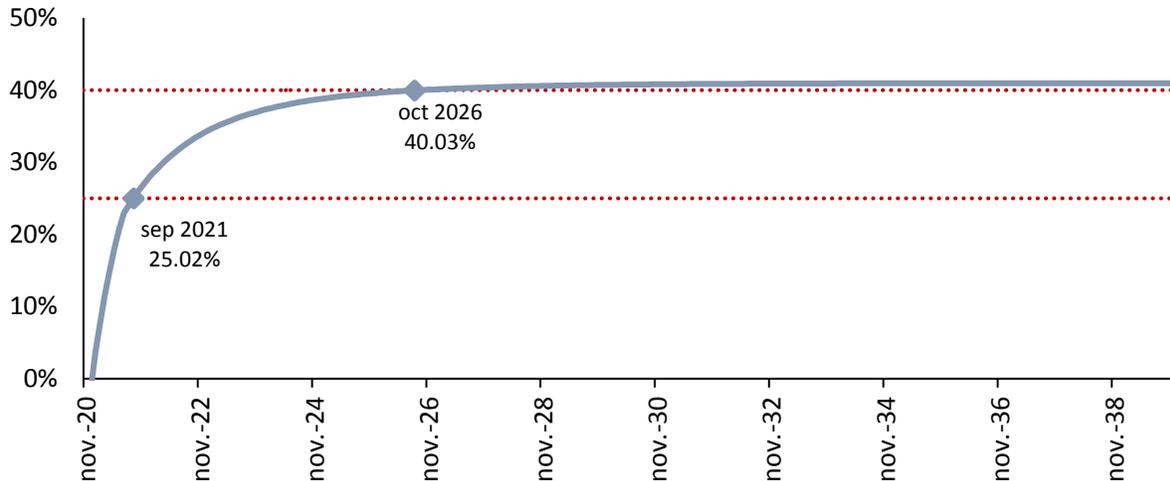
- r_t = Índice mensual del resultado operativo del contratista en el periodo t
- i = Índice de la sumatoria que indica el periodo que va del mes inicial de la fecha de la firma del contrato hasta el último periodo en que haya referencia
- ROC_t = Resultado Operativo del Contratista para el periodo i

Con base en lo anterior, la MRO es la tasa anualizada del índice mensual del resultado operativo para el periodo t.

$$MRO_t = (1 + r_t)^{12-1}$$

Aplicando las fórmulas, en este ejercicio la MRO del contratista rebasa el umbral de 25% en septiembre de 2021, por lo que a partir de octubre de ese año y hasta noviembre de 2026, se activaría el MA permitiendo al Estado captar un mayor porcentaje de la utilidad operativa del proyecto con respecto al porcentaje inicial establecido en el contrato. Cabe mencionar que aunque la MRO pasó el límite del 25% en septiembre de 2021, de conformidad con lo establecido en el contrato, ésta es aplicable un periodo posterior, por ello el MA se detona a partir de agosto.

Gráfica 29. Métrica del Resultado Operativo
(porcentaje)



3. Cálculo del Mecanismo de Ajuste en la Utilidad Operativa

Finalmente, para ajustar el porcentaje de utilidad operativa que recibe el contratista cuando la MRO es mayor o igual al 25% y menor a 40% se utiliza la siguiente fórmula.

$$SCA_t = SC_1 - (SC_1 - SC_2) \left(\frac{MRO_{t-1} - U_1}{U_2 - U_1} \right)$$

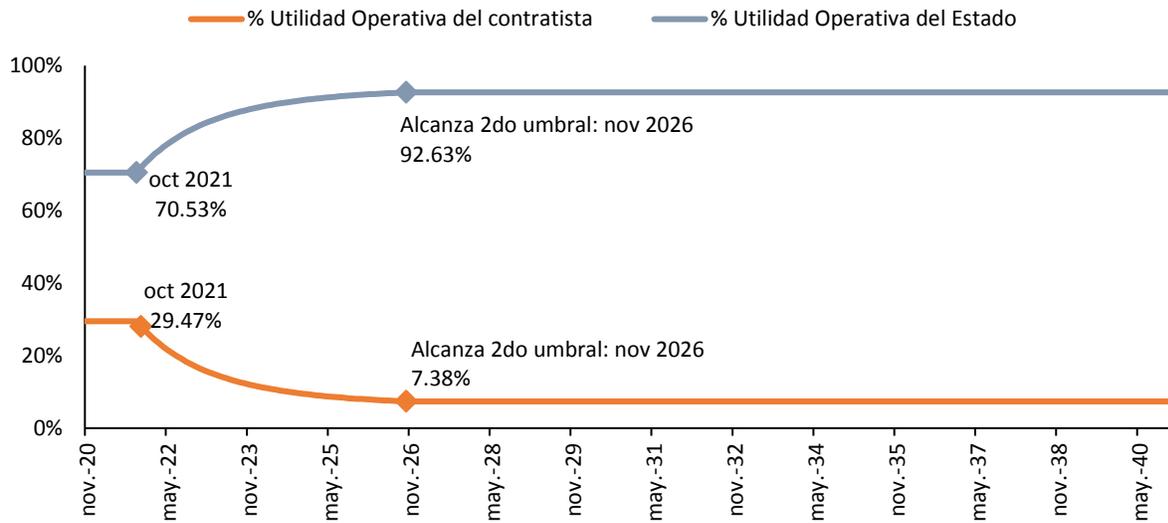
Donde:

- SCA_t = Porcentaje ajustado de Utilidad Operativa del contratista en el periodo t
- SC_1 = Porcentaje de Utilidad Operativa del contratista al inicio de vigencia del contrato
- SC_2 = Porcentaje mínimo de Utilidad Operativa del contratista ($SC_1 * 0.25$)
- MRO_{t-1} = Métrica del Resultado Operativo del periodo $t - 1$
- U_1 = 25%
- U_2 = 40%

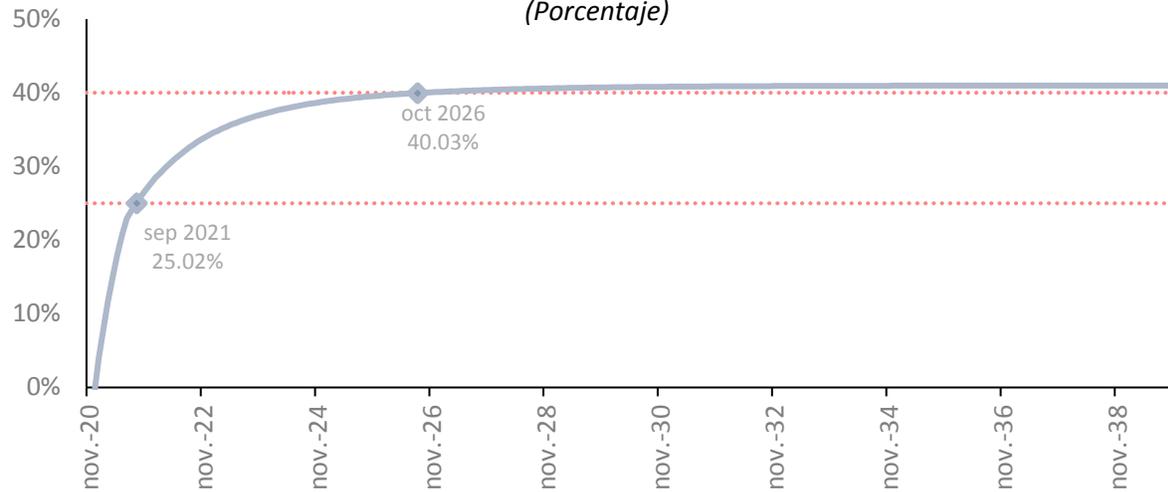
Cuando la MRO es mayor o igual al 40%, en el caso particular del contratista Pemex (Ek-Balam), la participación del contratista en la utilidad operativa alcanzaría 7.38%, siendo éste el porcentaje mínimo a que tendría derecho el contratista sobre la contraprestación, y por lo tanto el Estado obtendría un máximo de 92.63% de la utilidad operativa del proyecto a partir de noviembre 2026 y hasta el fin de la vida del contrato.



Gráfica 30. Participación del Estado y del contratista en la Utilidad Operativa^{1/}
(porcentaje)



Métrica del Resultado Operativo^{1/}
(Porcentaje)



^{1/} La MRO calculada en el periodo t es la MRO aplicable en el periodo t+1 en la fórmula del MA

Anexo 2. Estados Financieros