

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
enero - marzo 2021**

Ciudad de México, 27 de abril de 2021



FMP

Informe trimestral enero-marzo 2021

INFORME TRIMESTRAL ENERO-MARZO 2021

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, se incluye 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 | 5 |
| 1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación y a los fondos sectoriales y especiales..... | 6 |
| 1.3. Registro del Fiduciario | 9 |
| 2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO | |
| 2.1. Administración de la cartera de inversión | 11 |
| a. Condiciones económicas | 11 |
| b. Desempeño de la cartera de inversión | 13 |
| 2.2. Administración de riesgos | 16 |
| a. Cumplimiento de límites de riesgo | 16 |
| b. Cumplimiento de los lineamientos de inversión | 18 |
| 3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS | |
| 3.1 Contratos de licencia con producción | 21 |
| 3.2 Contratos de producción compartida con producción | 24 |
| 3.3 Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos | |
| 32 | |
| 4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO | |
| 4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México | 35 |
| 4.2. Estados que muestran la situación financiera del Fondo | 35 |
| 4.3. Otras actividades relevantes..... | 35 |
| a. Transparencia y acceso a la información pública | 35 |
| i. Atención a solicitudes de acceso a la información | 35 |
| ii. Talleres para contratistas | 36 |
| iii. Publicación de estadísticas | 36 |
| iv. Estrategia de comunicación | 36 |
| b. Fiscalización y Control Interno | 37 |
| Anexo. Estados financieros | 39 |

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 583 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.

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 80,179 millones de pesos¹.

Cabe mencionar que los ingresos recibidos durante el trimestre incluyen 13,575 millones de pesos, por los derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos correspondientes al mes noviembre de 2020 y que fueron entregados al Fondo hasta enero de 2021, en virtud del “Decreto por el que se otorgan beneficios fiscales a los contribuyentes que se indican”, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de diciembre de 2020, mediante el cual se autorizó al asignatario a pagar en forma diferida el pago provisional y mensual, respectivamente, de dichos conceptos.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 80.5% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 19.1% y los de exploración el 0.4%.

A continuación, se muestra el desglose de los ingresos en la siguiente tabla:

Tabla 1. Ingresos por asignaciones

enero – marzo

(Cifras en millones de pesos)

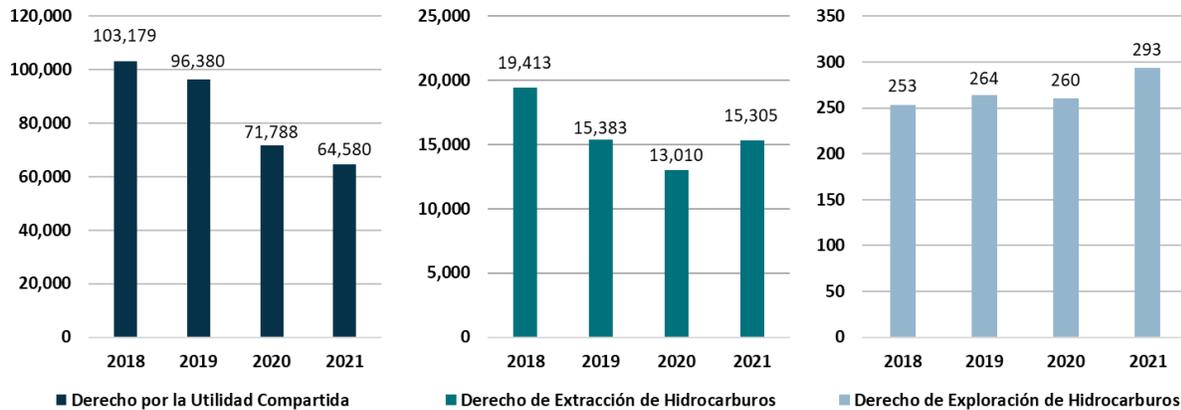
| | enero - marzo 2020 | enero - marzo 2021 | Δ% (2021 vs. 2020) |
|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Derecho por la Utilidad Compartida | 71,788 | 64,580 | -10% |
| Derecho de Extracción de Hidrocarburos | 13,010 | 15,305 | 18% |
| Derecho de Exploración de Hidrocarburos | 260 | 293 | 13% |
| Total | 85,059 | 80,179 | -6% |

Nota: El monto del DUC del periodo enero-marzo 2021 incluye los 470 millones de pesos por el ajuste en la declaración anual presentada por el asignatario.

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

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las diferencias entre los recursos recibidos por asignaciones correspondientes al periodo de enero a marzo de los ejercicios 2018 a 2021 (Gráfica 1):

Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero – marzo
(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); y **d)** Por comercialización de hidrocarburos³ de producción comercial regular, 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^{1/}
 enero – marzo
 (Cifras en millones)

| | Pesos | Dólares^{2/} |
|--|--------------|-----------------------------|
| Cuota exploratoria | 367 | |
| Regalía Adicional | | 17 |
| Regalía Base | | 3 |
| Penas convencionales^{3/} | | 0 |
| Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular | | 198 |
| Total | 367 | 219 |

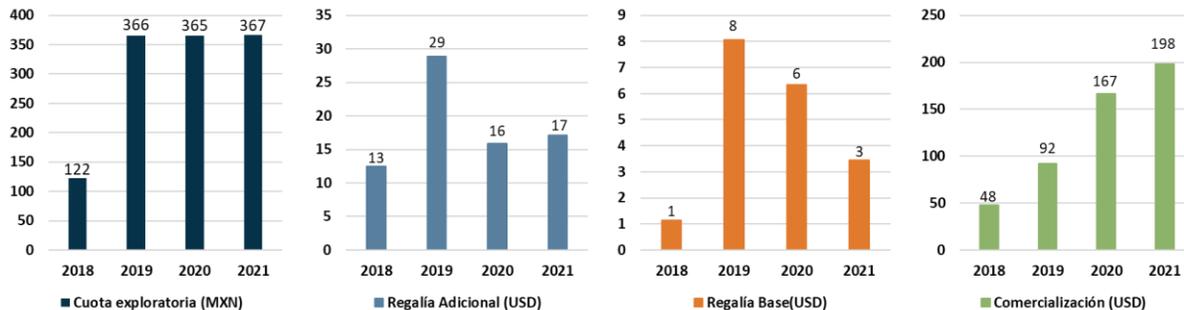
^{1/} En términos de lo estipulado en los contratos, algunas contraprestaciones a favor del Estado son pactadas en dólares de los Estados Unidos de América (dólares) y pueden ser solventadas en su equivalente en pesos, con fundamento en el artículo 8º de la Ley Monetaria de los Estados Unidos Mexicanos 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 DOF). Los montos pueden no coincidir por redondeo.

^{2/} Los montos recibidos en dólares se registran al tipo de cambio aplicable al día de la recepción.

^{3/} Los ingresos por concepto de penas convencionales ascendieron a 480,101 dólares.

Las siguientes gráficas muestran la evolución de los recursos recibidos durante el periodo enero a marzo de los ejercicios 2018 a 2021:

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



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

El Fondo realizó las transferencias ordinarias de los recursos recibidos por asignaciones y contratos, incluyendo en estos últimos los recibidos por la comercialización de hidrocarburos que corresponden al Estado. Las transferencias se realizaron 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 ordinarias¹

enero - marzo

(Cifras en millones de pesos)

Transferencias correspondientes al ejercicio 2020^{2/}:

| | |
|---|---------------|
| III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos | 41 |
| VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto) | 13,534 |
| a. Municipios colindantes con la frontera o litorales | 19 |
| 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 | 13,515 |
| Total | 13,575 |

Transferencias correspondientes al ejercicio 2021:

| | |
|---|---------------|
| I.Fondo de Estabilización de los Ingresos Presupuestarios | 7,547 |
| II.Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas | 2,195 |
| III.Fondo de Extracción de Hidrocarburos | 606 |
| IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{3/} | 2,230 |
| V.Transferencia para cubrir los costos de fiscalización de la Auditoría en materia petrolera | 6 |
| VI.Transferencia para cubrir el Presupuesto de Egresos de la Federación (4.7% del Producto Interno Bruto) | 58,298 |
| a. Municipios colindantes con la frontera o litorales | 36 |
| 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 | 58,262 |
| Total | 70,882 |

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

^{2/} Se refiere a las transferencias realizadas por el Fondo el 8 de enero de 2021 en atención a las indicaciones de la SHCP, con motivo del Decreto publicado en el DOF el 28 de diciembre de 2020, mediante el cual se autorizó al asignatario a pagar en forma diferida el pago provisional de los derechos por la utilidad compartida y de extracción de hidrocarburos correspondientes a noviembre 2020.

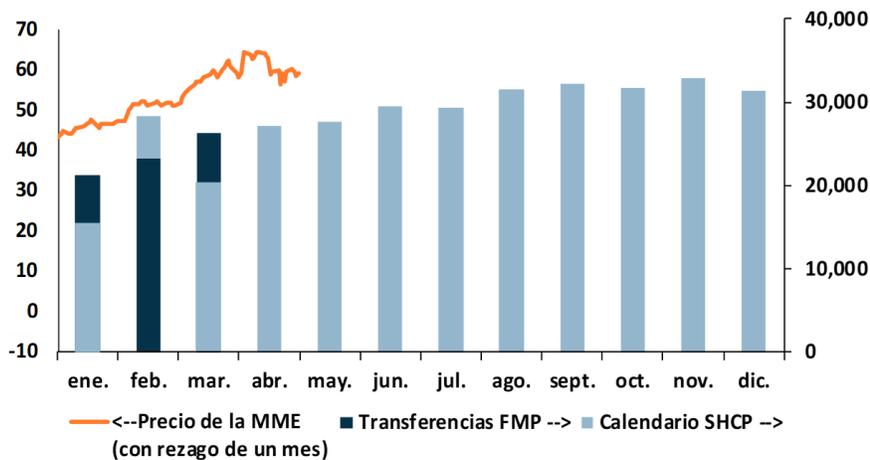
^{3/}A partir de 2021, este rubro reemplazó a los Fondos de Ciencia y Tecnología, en atención a las reformas realizadas a diversos ordenamientos legales, mediante Decreto publicado en el DOF el 6 de noviembre de 2020.

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.

Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el primer trimestre ascendieron a 84,457 millones de pesos, de los cuales 13,575 corresponden al ejercicio 2020 y 70,882 al ejercicio 2021. Las transferencias del ejercicio 2021 fueron equivalentes al 0.3% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica 2021 (CGPE). Al cierre de marzo del 2021, el monto acumulado fue mayor en 1,174 millones de pesos a lo estimado en el calendario de la SHCP para el 2021. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2021 estimó para este ejercicio fiscal transferencias por por 343,039 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.4% del PIB.

La siguiente gráfica (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 principalmente por el aumento en los precios de los hidrocarburos a nivel internacional a inicios de este año, así como por los pagos pendientes que el Fondo recibió por parte de Trafigura, S.A. de C.V. y de CFenergía, S.A. de C.V., por concepto de comercialización de hidrocarburos correspondiente a 2020.

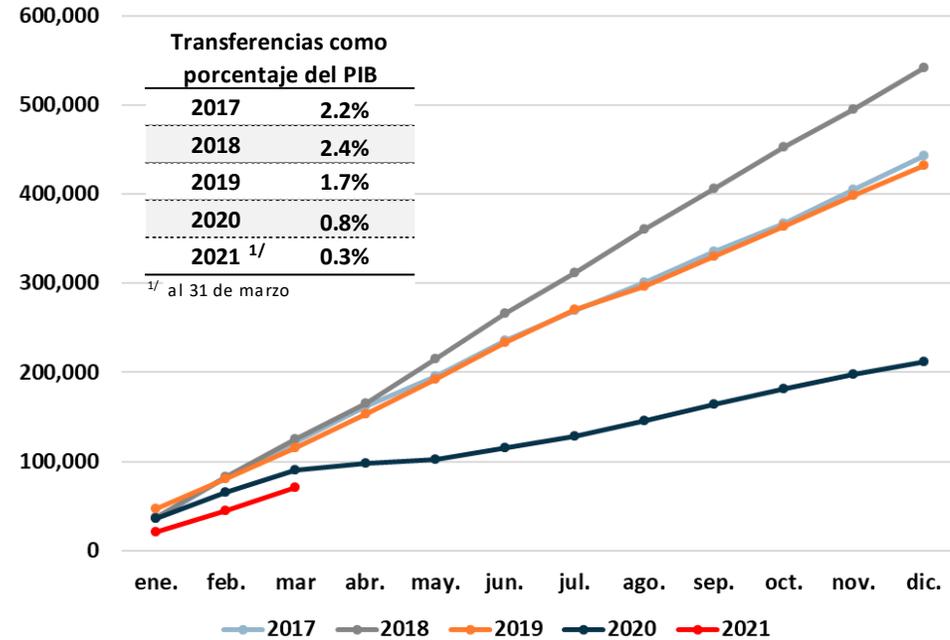
Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP
(Cifras en dólares por barril y en millones de pesos)



Fuente: FMP

Para efectos comparativos, a continuación se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previstos en los CGPE, correspondientes a los ejercicios 2017 a 2021 (Gráfica 4):

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



1.3. Registro del Fiduciario

Durante el primer trimestre del 2021, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la inscripción de los convenios modificatorios de 2 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 la constancia respectiva.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la inscripción de 3 nuevos títulos y la modificación de 4 títulos de asignación, para lo cual esa empresa productiva del Estado envió al Fondo la documentación requerida para su registro. El Fondo verificó que dicha documentación estuviera completa y expidió a favor de Pemex la constancia de inscripción correspondiente. Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:

**Tabla 4. Contratos inscritos al 31 de marzo de 2021**

| Ronda | Contratos en Exploración ^{1/} | | Contratos en Producción ^{2/} | | Total de Contratos |
|-----------------------|--|-----------|---------------------------------------|-----------|--------------------|
| | Producción Compartida | Licencia | Producción Compartida | Licencia | |
| Uno | 1 | 12 | 4 | 20 | 37 |
| Dos | 10 | 31 | - | 9 | 50 |
| Tres | 15 | - | 1 | - | 16 |
| Migraciones de Pemex | - | - | 4 | 1 | 5 |
| Asociaciones de Pemex | - | 1 | - | 2 | 3 |
| Total | 26 | 44 | 9 | 32 | 111 |

^{1/} Con exploración se refiere a los contratos que realizaron actividades de exploración y/o evaluación.

^{2/} Con producción se refiere a los contratos a los que se les ha calculado contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos.

Tabla 5. Asignaciones inscritas al 31 de marzo de 2021^{1/}

| Tipo de asignación | Total |
|--|------------|
| Asignación de extracción | 275 |
| Asignación de exploración | 71 |
| Asignación de exploración y extracción | 8 |
| Asignación de resguardo | 45 |
| Total | 399 |

^{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 primer trimestre de 2021 predominó un sentimiento de optimismo respecto al desempeño de la actividad económica a nivel global en gran parte debido al decremento en los nuevos casos de Coronavirus (COVID-19), al tiempo que el despliegue de las campañas de vacunación continúa alrededor del mundo, destacando principalmente Estados Unidos (EE.UU.), en donde se han suministrado cerca de 150 millones de vacunas.

Lo anterior resultó en revisiones al alza de los estimados de crecimiento del PIB mundial para 2021 y 2022 por parte de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), especialmente el de EE.UU. (Tabla 6) impulsado en parte también por el nuevo paquete de estímulo económico por \$1,900 miles de millones de dólares, el cual fue aprobado por el Congreso de ese país a inicios del año.

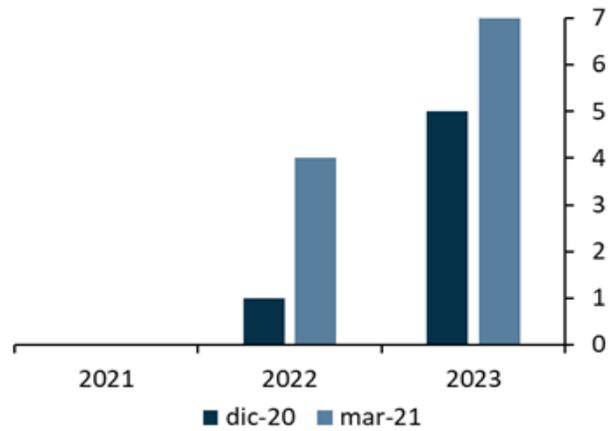
Tabla 6. Pronósticos de crecimiento del PIB para países seleccionados
(Cifras en porcentaje)

| Zona | 2021 | | 2022 | |
|-------------|--------|--------|--------|--------|
| | Dic-20 | Mar-21 | Dic-20 | Mar-21 |
| Global | 4.2 | 5.6 | 3.7 | 4 |
| EE.UU. | 3.2 | 6.5 | 3.5 | 4.0 |
| Eurozona | 3.6 | 3.9 | 3.3 | 3.8 |
| Reino Unido | 4.2 | 5.1 | 4.2 | 4.7 |
| China | 8.0 | 7.8 | 4.9 | 4.9 |
| México | 3.6 | 4.5 | 3.4 | 3 |

Fuente: OCDE

Por otra parte, los principales Bancos Centrales reafirmaron su compromiso por mantener las tasas bajas hasta que las condiciones económicas y financieras sean apropiadas para alcanzar sus objetivos de inflación y empleo. En particular, en la última decisión de política monetaria de la Reserva Federal (FED) las proyecciones económicas sugieren que, a pesar de que el número de miembros que anticipa al menos un incremento de la tasa ha aumentado con respecto a diciembre del año anterior, la mayoría de ellos sigue sin anticipar una normalización en la tasa de referencia antes de 2024 (Gráfica 5).

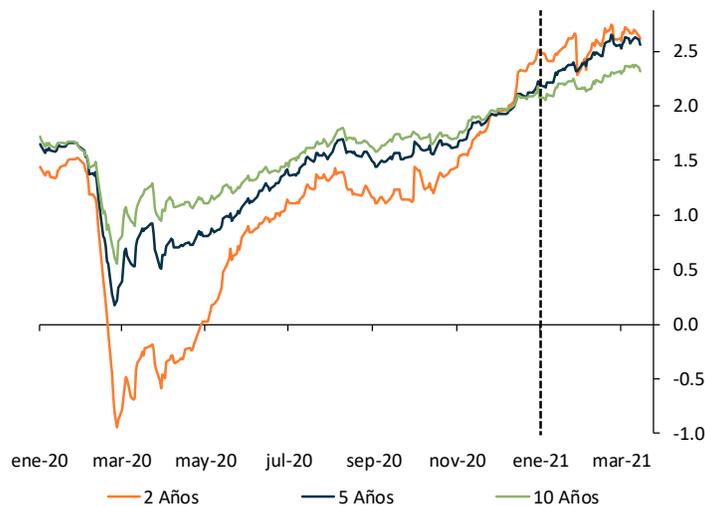
Gráfica 5. Número de miembros del FED que esperan por lo menos un alza en la tasa de referencia para cada periodo
(Cifras en unidades)



Nota: Son 18 miembros los que integran el comité de política monetaria del Fed.
Fuente: Reserva Federal

La perspectiva de una recuperación más acelerada ocasionó que tanto los inversionistas como los consumidores anticipen niveles más altos de inflación para los próximos años. En ese sentido, las expectativas de inflación medidas por los diferenciales entre las tasas reales y nominales, alcanzaron niveles máximos para el sector de 2 y 10 años desde 2008 y 2013 respectivamente (Gráfica 6). Asimismo, las encuestas realizadas a consumidores respecto de sus expectativas de inflación han mostrado una tendencia al alza.

Gráfica 6. Diferenciales entre las tasas reales y nominales de notas del Tesoro de EE.UU. para plazos seleccionados
(Cifras en porcentaje)

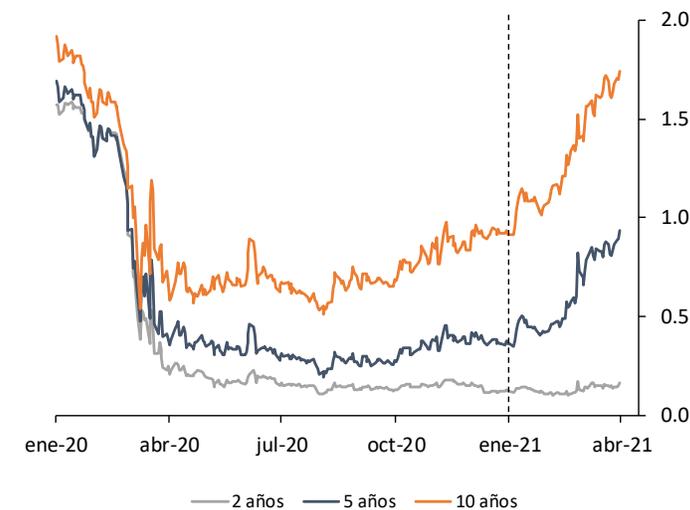


Fuente: Bloomberg

Ante una mejor perspectiva para la economía Norteamericana, los mercados financieros internacionales presentaron movimientos consistentes con un sentimiento de apetito por riesgo, reflejado en un alza en los índices accionarios de EE.UU. de hasta 6%, y un empinamiento significativo de la curva soberana del Tesoro. Las tasas de las notas de 10 años presentaron un incremento de 83 puntos base (pb) mientras que las del nodo de 2 años se mantuvieron prácticamente sin cambio (Gráfica 7), de manera que el diferencial de tasas entre ambos sectores alcanzó niveles no vistos desde 2015.

Por su parte, los diferenciales entre las tasas de las notas del Tesoro y los de deuda corporativa presentaron movimientos marginales cerrándose solo 2 pb mientras que el diferencial de agencias se mantuvo sin cambios.

Gráfica 7. Tasas de 2, 5 y 10 años de notas del Tesoro de EE.UU.
(Cifras en porcentaje)

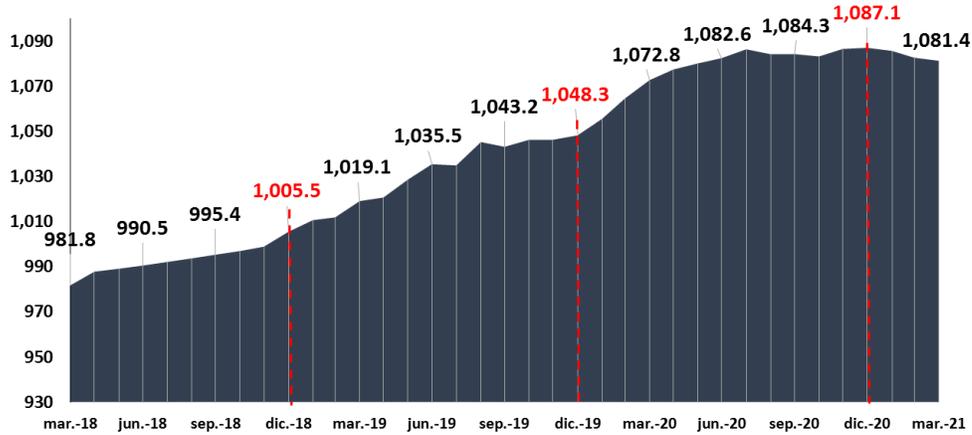


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

La cartera de inversión de la reserva generó un rendimiento de -0.53%, 4 pb por arriba de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la reserva cerró el trimestre en 1,081.4 millones de dólares (mdd). Esto se debe principalmente al desempeño del sector corporativo como se explica más adelante. El rendimiento acumulado desde que inició la administración activa en diciembre de 2018 asciende a 7.5%.

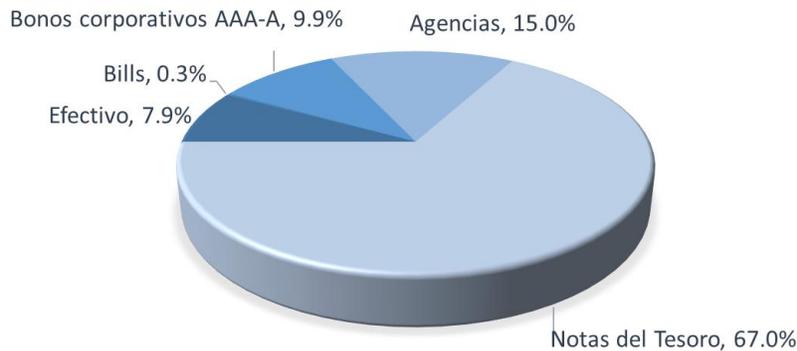
Gráfica 8. Valor de la reserva del Fondo
(Cifras en millones de dólares)



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 9. Composición de la cartera de inversión al cierre de marzo 2021

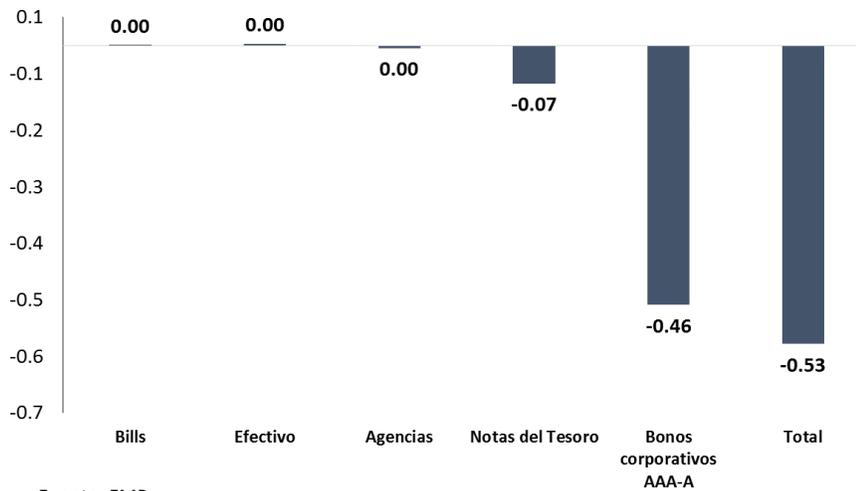


| | |
|--------------------------------------|------------|
| Rendimiento a vencimiento (%) | 0.4 |
| Duración modificada (%) | 2.4 |

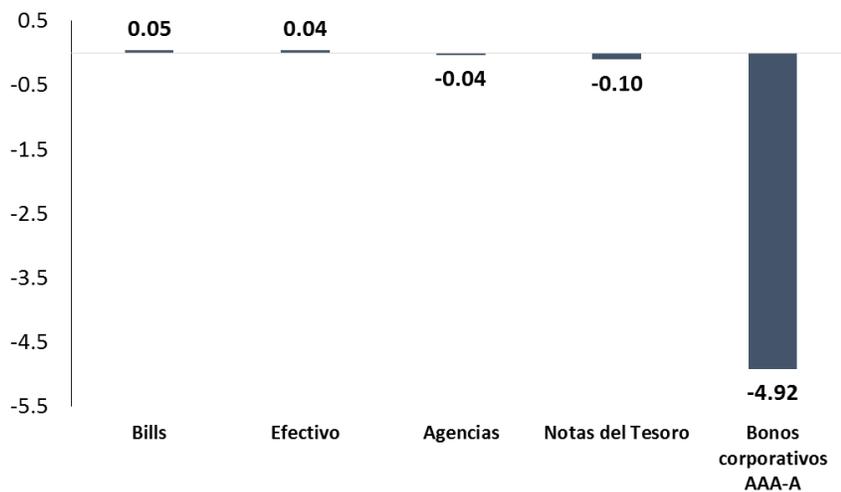
Fuente: FMP

El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño de los bonos corporativos, los cuales contribuyeron con -46 pb. Lo anterior debido a la caída de más de 5% en el precio del ETF (*Exchange Traded Fund* por sus siglas en inglés) de bonos corporativos que forman parte de la cartera de inversión el cual se vio afectado ante el aumento en las tasas de largo plazo de las notas del Tesoro de EE.UU. a causa de la alta correlación en el precio de estos instrumentos (Gráficas 10 y 11).

Gráfica 10. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)

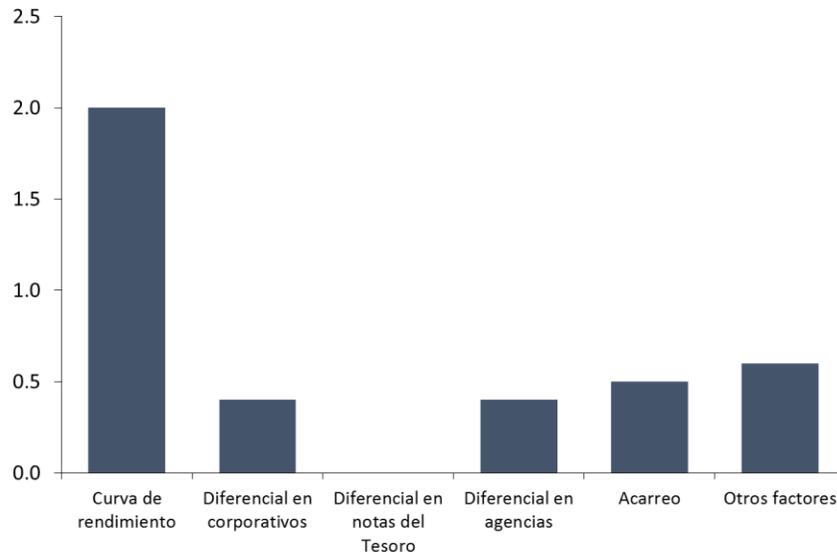


Gráfica 11. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Cifras en porcentaje)



En el detalle, los 4 pb de diferencia en el rendimiento trimestral entre ambas carteras se pueden explicar por diversos factores⁵, destacando los movimientos asociados a la curva de rendimiento que contribuyeron con 2 puntos base (Gráfica 12). Lo anterior, debido a que la cartera de inversión mantuvo en promedio una duración menor a la de la cartera parámetro.

Gráfica 12. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Cifras en porcentaje)



Fuente: FMP

2.2. Administración de riesgos

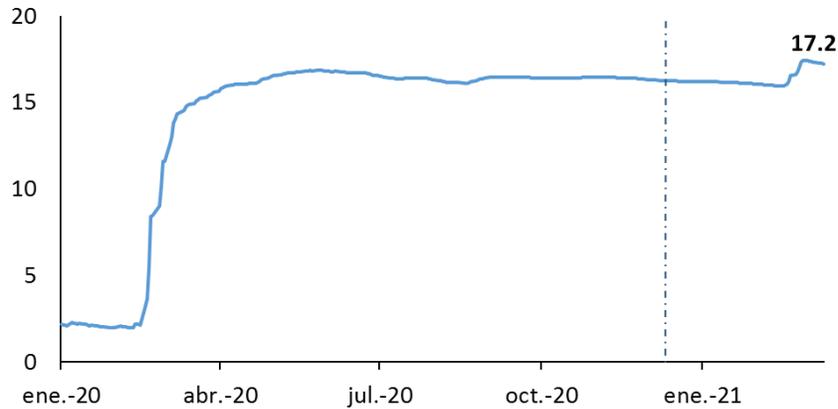
a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁶ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 17.2 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

⁵ En el modelo de atribución por factores destacan los siguientes: 1) Curva de rendimiento: el cambio en las tasas de los distintos sectores de la curva; 2) Diferencial en corporativos: se refiere al diferencial entre las tasas de los bonos corporativos y las notas del Tesoro; 3) Diferencial en notas del Tesoro; se refiere al diferencial entre las tasas de las notas del Tesoro de emisiones pasadas (“*off the run*”) contra las de referencia que son las más líquidas (“*on-the-run*”); 4) Diferencial en agencias: se refiere al diferencial entre las tasas de las agencias gubernamentales y de las notas del Tesoro; 5) Retorno en el tiempo (acarreo): rendimiento asociado por mantener un instrumento a lo largo del tiempo; 6) Otros factores: se refiere a lo que no se pudo explicar a través del modelo de factores de renta fija o residual.

⁶ 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.

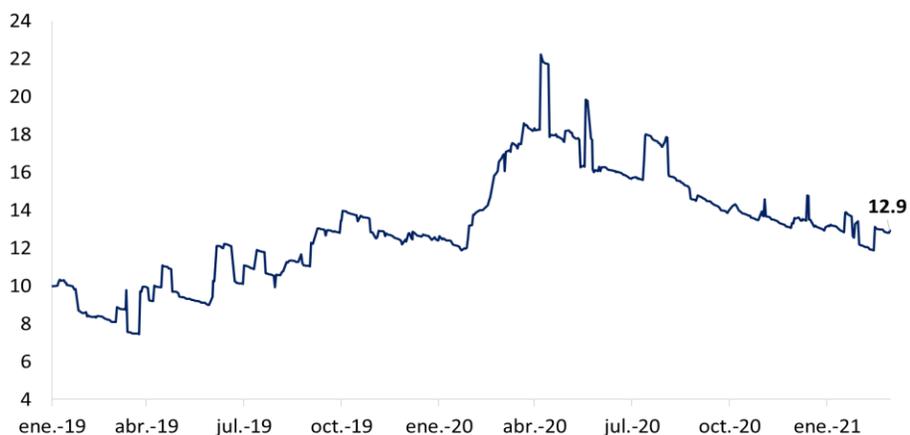
Gráfica 13. Tracking Error de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

Por otra parte, el Valor de Riesgo⁷ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 12.9 pb (Gráfica 14) contra 13.6 pb al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 1.4 mdd en un día. Los bonos corporativos fueron los activos que aportaron la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 54%, seguidos por las notas del Tesoro de EE.UU. con una contribución del 38%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 8% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 15).

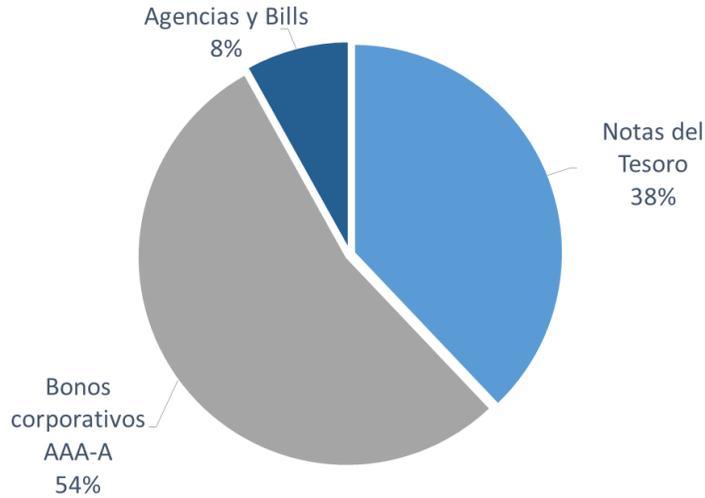
Gráfica 14. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Cifras en puntos base)



Fuente: FMP

⁷ 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 15. Contribución por tipo de activo al VaR de la cartera de inversión



Fuente: FMP

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.

Tabla 7. Composición de la cartera de inversión por calificación crediticia al cierre de marzo

| AAA | AA | A | BBB y menos | Efectivo |
|-----|----|----|-------------|----------|
| 88% | 3% | 8% | 0% | 1% |

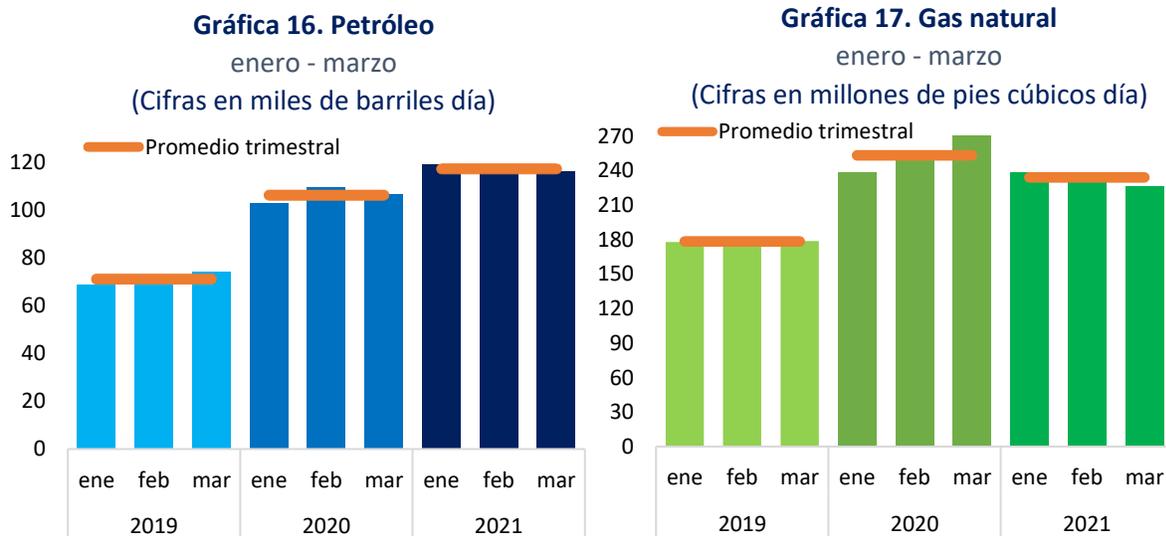
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Al término del primer trimestre del 2021, el Fondo llevó a cabo la administración de los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos.

Durante este trimestre se produjeron en promedio 117 mil barriles diarios de petróleo (mbd), la producción máxima del trimestre sucedió durante enero⁸ promediando 119.2 mbd. El volumen promedio diario observado de este trimestre fue 10% superior al mismo periodo del 2020. Los campos con mayor producción de petróleo durante el periodo fueron Ek-Balam, Amoca-Mitzón-Tecoalli y Santuario – El Golpe.

Por otro lado, el promedio del volumen diario de gas natural del trimestre fue de 234 millones de pies cúbicos. Lo anterior representa una disminución de 7% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Gráficas de producción de hidrocarburos ¹



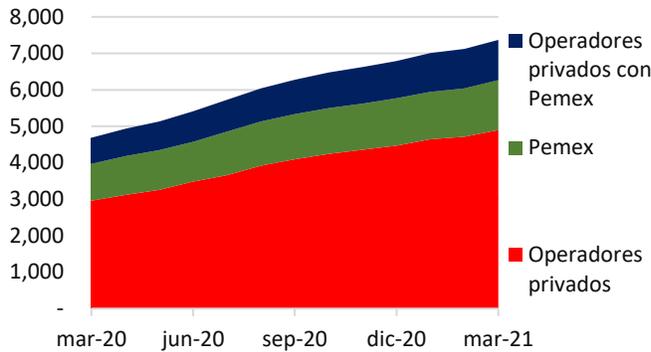
1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se realizó el cálculo de contraprestaciones.

Las inversiones de las empresas en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos ascendieron a 582 mdd durante el primer trimestre del 2021. Del total reportado, el 63% corresponde a contratos de producción compartida y el restante a contratos bajo la modalidad de licencia. Así el acumulado de las inversiones registradas en el Sistema de Información para los Pagos de las Asignaciones y Contratos de Hidrocarburos (SIPAC) desde el año 2015 asciende a 7,369 mdd.

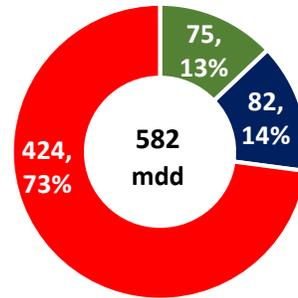
⁸ Se refiere al volumen producido en diciembre que fue utilizado en el cálculo realizado en enero de 2021.

Durante este trimestre la inversión de los operadores privados en contratos fue de 424 mdd, lo que representa casi tres cuartas partes del monto total registrado.

Gráfica 18. Inversión acumulada por tipo de contratista
(Cifras en millones de dólares)



Gráfica 19. Distribución de inversión por tipo de contratista ¹
(Millones de dólares y porcentaje)

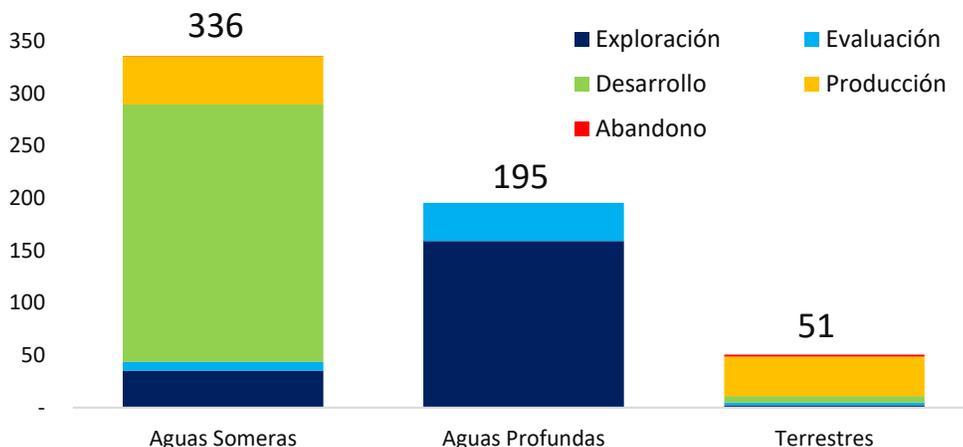


1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los 5 contratos con mayor inversión en el trimestre representan el 61% del total y corresponden a Fieldwood y Petrobal en los campos Ichalkil-Pokoch (84 mdd), Pemex con los campos Ek-Balam (75 mdd), la empresa ENI en los campos Amoca-Miztón-Tecoalli (67 mdd), el consorcio conformado por Hokchi y E&P en el campo Hokchi (66 mdd) y China Offshore Oil Corporation y E&P en el área contractual Cinturón Plegado Perdido 1 (62 mdd).

En la gráfica 20 se muestran los montos registrados en el trimestre por tipo de campo y actividad donde destaca que los contratos en aguas someras continúan siendo los de mayor inversión al registrar 336 mdd, seguidos de las áreas en aguas profundas que registraron inversiones por 195 mdd.

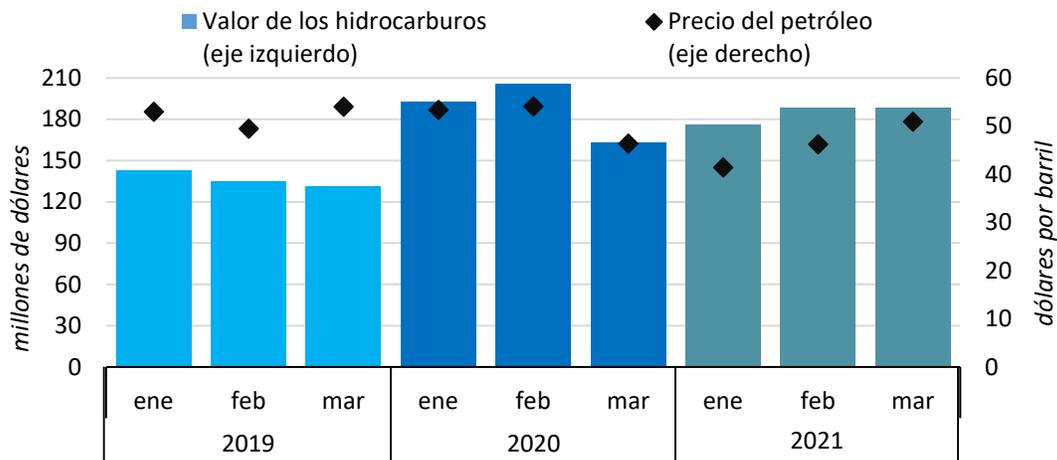
Gráfica 20. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
enero - marzo
(Cifras en millones de dólares)



1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
Fuente: FMP

Por su parte, el valor contractual de los hidrocarburos (VCH) en el trimestre ascendió a 552 mdd, monto 28% mayor con respecto a lo observado el trimestre anterior y ligeramente menor en 2% con respecto al mismo trimestre del año pasado. Lo anterior, se explica porque el nivel de precios de petróleo fue 10% menor en comparación con el del primer trimestre de 2020.

Gráfica 21. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ¹
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)

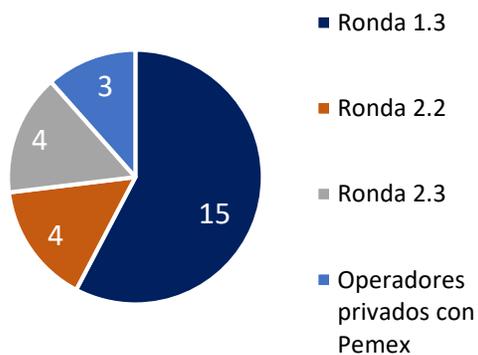


1. Precio promedio ponderado de los contratos con producción de petróleo.

3.1 Contratos de licencia con producción

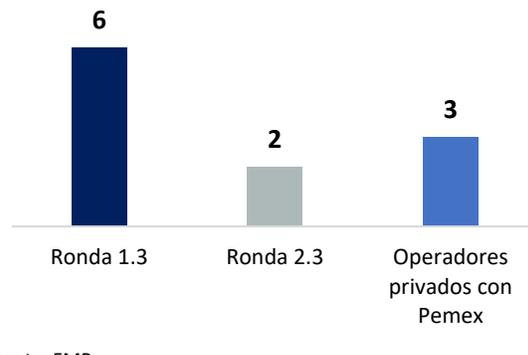
Durante el trimestre, 26 de los 76 contratos de licencia presentaron producción, de los cuales 11 registraron producción de petróleo y 23 de gas natural.

Gráfica 22. Contratos de licencia con producción



Fuente: FMP

Gráfica 23. Contratos de licencia con producción de petróleo

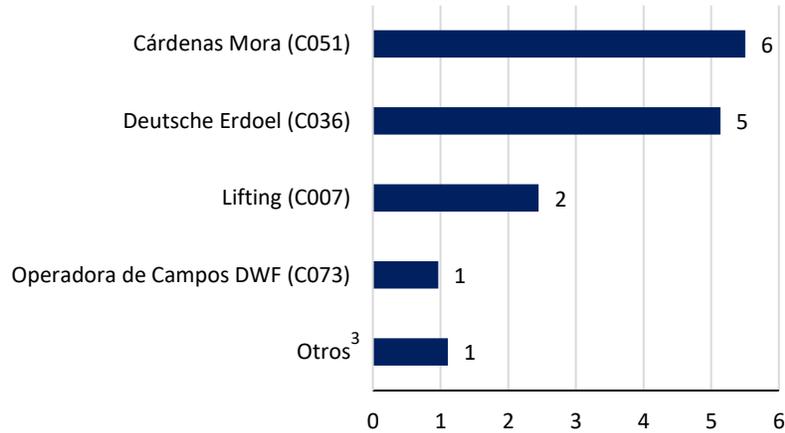


Fuente: FMP

Para estos 26 contratos, la CNH⁹ reportó al Fondo una producción promedio de 15 mbd de petróleo y 82 millones de pies cúbicos diarios de gas natural (mmpcd).

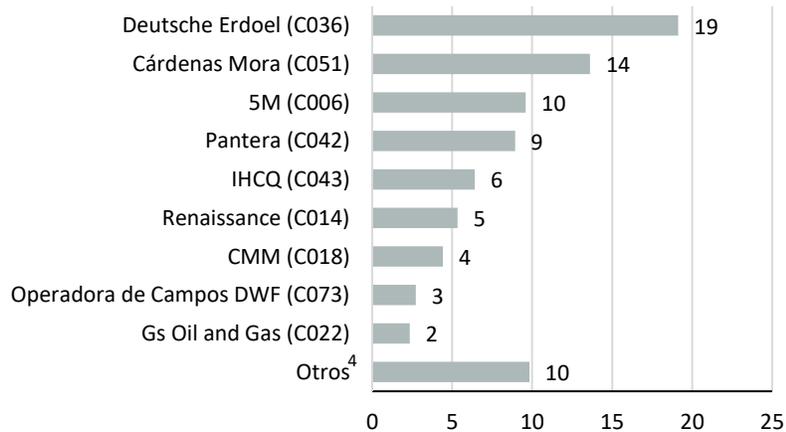
⁹ Los contratistas y la CNH reportan información de volúmenes y precios durante los primeros 10 días de cada mes. Con esta información, el Fondo realiza el cálculo de contraprestaciones correspondiente a cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que prevalece para realizar el cálculo corresponde a la información de CNH.

Gráfica 24. Promedio diario de volumen de petróleo producido por contratista^{1 2}
enero-marzo
(Cifras en miles de barriles día)



1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.
 2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
 3. Corresponde a los contratistas: Diavaz (C013), Renaissance (C014), Jaguar (C045), Óleum (C021), Tonalli Energía (C024) y Bloque VC 01 (C052).
- Fuente: FMP.

Gráfica 25. Promedio diario de volumen de gas natural producido^{1 2 3}
enero-marzo
(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 diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.
 3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
 4. Corresponde a los contratistas: Strata (C015), Lifting (C007), Strata (C023), Dunas (C019), Diavaz (C013), Grupo Mareógrafo (C017) y Jaguar (C045).
- Fuente: FMP.



El Fondo determinó que el VCH alcanzó 89 mdd, de los cuales 27 mdd corresponden al cálculo de contraprestaciones a favor del Estado.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1/2/}
enero-marzo
(Cifras en dólares)

| | VCH | Regalía base | Regalía adicional | Total de regalías |
|---------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| ene-21 | 28,288,363 | 1,735,829 | 6,926,506 | 8,662,335 |
| feb-21 | 29,162,086 | 1,808,267 | 6,745,251 | 8,553,518 |
| mar-21 | 31,052,193 | 2,196,460 | 7,469,383 | 9,665,842 |
| Total | 88,502,642 | 5,740,556 | 21,141,140 | 26,881,695 |

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

La regalía base calculada del periodo fue de 5.7 mdd. A partir de los precios observados en este periodo se detonaron 56 tasas progresivas, de las cuales 13 corresponden a petróleo, 40 a gas natural no asociado y 3 a condensados.

Tabla 9. Regalía Base
enero-marzo
(Cifras en porcentaje y dólares)

| Tipo de hidrocarburo | Tasa mínima ¹ | Tasa máxima ¹ | Tasa promedio ² | Regalía base | Porcentaje del total |
|--------------------------------|--------------------------|--------------------------|----------------------------|------------------|----------------------|
| Petróleo | 7.50% | 8.71% | 7.67% | 4,953,589 | 86.29% |
| Gas natural asociado | NA | 12.29% | 3.63% | 434,009 | 7.56% |
| Gas natural no asociado | 0.00% | 70.08% | 2.01% | 167,345 | 2.92% |
| Condensados | 5.00% | 71.47% | 5.07% | 185,613 | 3.23% |
| Total | | | | 5,740,556 | 100% |

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH.

2. Se refiere al promedio de la tasa aplicada a cada contratista ponderado por el valor contractual del hidrocarburo extraído.

Asimismo, cada contrato paga una regalía adicional calculada como un porcentaje sobre el VCH de cada contrato, la tasa proviene de lo ofrecido por los contratistas en las licitaciones¹⁰, el monto total calculado para el periodo fue de 21.1 mdd.

¹⁰ En el caso de las asociaciones y migraciones, el Estado define el porcentaje de regalía adicional que hasta el momento ha sido de 13%.

Tabla 10. Regalía Adicional¹
 enero-marzo
 (Cifras en porcentaje y dólares)

| | Tasa aplicada² | VCH | Regalía adicional | Porcentaje del total |
|--------------------------------------|----------------------------------|-------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Operadores privados con Pemex | 13% | 62,463,325 | 8,120,232 | 38.4% |
| Ronda 1.3 | 55% | 21,058,848 | 11,505,632 | 54.4% |
| Ronda 2.2 | 27% | 2,103,081 | 562,866 | 2.7% |
| Ronda 2.3 | 33% | 2,877,388 | 952,409 | 4.5% |
| Total | | 88,502,642 | 21,141,140 | 100% |

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

2. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, Asociación o Migración, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

El Fondo emitió 16 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos para aquellos contratistas al corriente de sus pagos y retuvo 61, en espera de que los contratistas cubran los adeudos correspondientes.

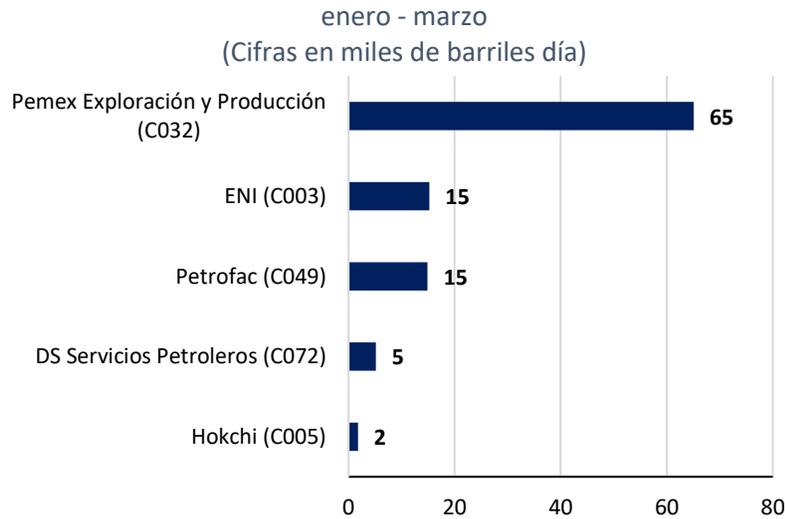
Adicionalmente, el Fondo está en espera de recibir de parte de la CNH las actas de volúmenes de producción de diversos contratos que se encuentran al corriente de sus obligaciones contractuales desde marzo de 2020 a la fecha. Por lo anterior, durante este trimestre el Fondo ha retenido 6 certificados de pago de los contratos de la ronda 1.3. que requieren de dichas actas para su emisión.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

En el trimestre, 6 de los 35 contratos de producción compartida produjeron al menos un hidrocarburo, de los cuales 4 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 periodo fue de 102 mil barriles diarios de petróleo y 152 mmpcd de gas natural.

Los contratos Ek-Balam operado por Pemex Exploración y Producción (C032) y Amoca-Miztón-Tecoalli (AMT) operado por ENI (C003), en conjunto aportaron cerca del 80% de la producción de petróleo del trimestre.

Gráfica 26. Promedio diario de volumen de petróleo producido ^{1 2}

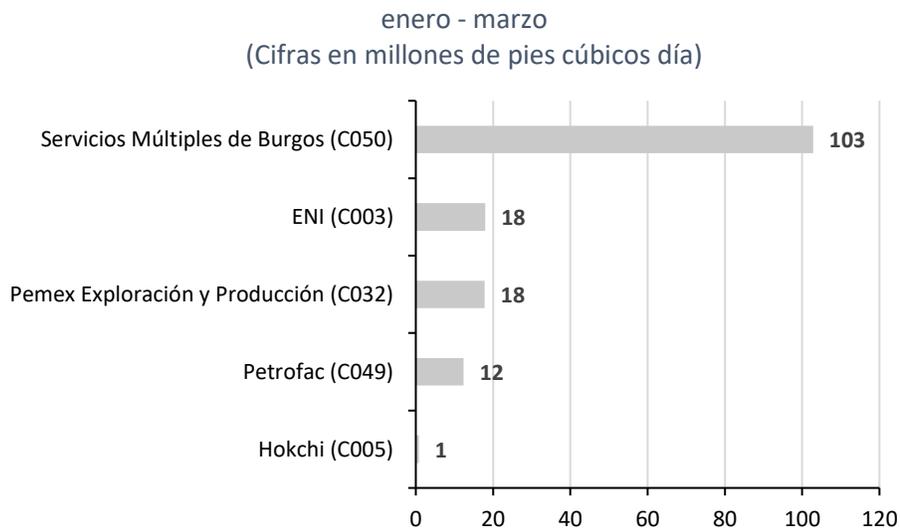


1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

Gráfica 27. Promedio diario de volumen de gas natural producido ^{1 2 3}



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 de 2020, enero y febrero de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Fuente: FMP.

Los contratos de producción compartida consideran dos 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 dos 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 la cuota exploratoria y en algunos casos los contratos consideran contraprestaciones en efectivo para los hidrocarburos extraídos durante pruebas.

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes, se requiere calcular el valor contractual de los hidrocarburos, el cual en el trimestre ascendió a 463 mdd.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos ^{1 2}

enero-marzo
(Cifras en dólares)

| | Valor contractual de los hidrocarburos | Petróleo | Gas natural | Condensados |
|---------------|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| ene-21 | 147,337,868 | 132,769,650 | 12,279,721 | 2,288,497 |
| feb-21 | 158,931,822 | 144,768,634 | 11,865,995 | 2,297,193 |
| mar-21 | 157,072,906 | 143,326,334 | 12,237,851 | 1,508,721 |
| Total | 463,342,596 | 420,864,618 | 36,383,568 | 6,094,410 |

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

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 12. Distribución final de las contraprestaciones en especie ¹

enero-marzo

| Contraprestaciones a favor de: | Petróleo (barriles) | Gas Natural (millones de BTU) | Condensados (barriles) |
|---------------------------------------|-------------------------------|---|----------------------------------|
| Estado | 3,208,473 | 2,547,639 | 34,439 |
| Pemex | 4,579,256 | 5,918,543 | 70,105 |
| Operadores privados | 1,406,634 | 5,610,337 | 61,534 |
| Total | 9,194,363 | 14,076,519 | 166,078 |

1. Los datos corresponden al volumen producido en diciembre de 2020, enero y febrero de 2021, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante enero, febrero y marzo 2021.

Al igual que para el caso de los contratos de licencia, el Fondo se ha encontrado imposibilitado a emitir certificados de pago de los contratos, ya que para ello se requiere de las actas suscritas entre CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo y a su valor contractual. En este supuesto se ubican 6 certificados de pago correspondientes a los dos contratos de la Ronda 1.2 que se encuentran en producción comercial regular.

En el trimestre, como parte del proceso del cálculo de contraprestaciones de producción compartida, se realizaron los siguientes ajustes por instrucción de la SHCP resultado de sus labores de verificación:

- En enero de 2021, se modificó el valor de los activos ubicados en el área contractual a la fecha efectiva del contrato para Pemex (C032) pasando de 1,012 mdd a 865 mdd.
- En ese mismo mes, también se hicieron ajustes en los términos económicos del contrato Petrofac (C049). El valor de los activos reconocidos al momento de la firma del contrato pasó de 93 mdd a 64 mdd, mientras que el valor de las inversiones en activos para las actividades de exploración dentro del área contractual pasó de 24 mdd a 17 mdd.
- En marzo 2021 se reconocieron costos indirectos asociados al presupuesto 2018 del contrato Hokchi (C005) por 1.2 mdd.

Cabe mencionar que el Fondo ha mantenido una actualización constante de las herramientas que se utilizan para el cálculo de contraprestaciones. Durante el trimestre que se reporta, se diseñó una nueva Implementación Tecnológica del Modelo Económico (ITME), la cual fue validada por la SHCP, para los contratos de producción compartida en etapa de producción comercial regular. En la cual se agregó la funcionalidad para incorporar pagos en efectivo por parte del contratista cuando el volumen que corresponda al Estado sea mayor al volumen producido en el periodo, reembolsos al Estado cuando el contratista venda activos que hayan sido recuperados, así como el cambio de la contabilidad contractual a periodo causado.

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 198.3 mdd de los cuales 132.2 fueron entregados por P.M.I. por la comercialización de los hidrocarburos del Estado para los periodos de noviembre y diciembre de 2020, así como de enero 2021. Los 66.1 restantes fueron entregados por Trafigura y CFenergía por la comercialización de los hidrocarburos de los periodos de abril, mayo y junio de 2020 quedando pendiente un adeudo de 149.7 mdd de los hidrocarburos que estas empresas entregaron a Pemex de julio a octubre de 2020. Al respecto, se informó a las autoridades del retraso.

Tabla 13. Ingresos por comercialización^{1 2}
enero-marzo

| (Cifras en millones de dólares) | |
|---------------------------------|----------------------|
| Concepto | Importe ³ |
| Trafigura ⁴ | 62.8 |
| CFenergía ⁵ | 3.3 |
| PMI ⁶ | 132.2 |
| Total | 198.3 |

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003) y Hokchi (C005).

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.
6. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Cabe mencionar que de acuerdo con la información reportada por los comercializadores del Estado, el total de ingresos está asociado a ventas de 6,225,557 barriles de hidrocarburos líquidos y 4,939,009 millones de BTU.

Durante el primer trimestre de 2021, los comercializadores recibieron el pago de sus comisiones, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Comisiones cubiertas al comercializador del Estado¹
enero-marzo
(Cifras en dólares)

| Comercializador | Importe (No incluye IVA) |
|------------------------|-----------------------------|
| Trafigura ² | 567,500 |
| CFenergía ³ | 52,943 |
| PMI ⁴ | 10,501,229 |
| Total | 11,121,672 |

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003) y Hokchi (C005).
2. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos, Trafigura México S.A. de C.V.
3. Se refiere al comercializador de hidrocarburos gaseosos, CFenergía, S.A. de C.V.
4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, 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 686.6 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹¹.

¹¹ 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 de los acuerdos para la recepción y entero del IVA suscritos por la CNH y el Fondo.



Análisis del contrato del bloque 7 de la ronda 1.1, Talos 7

El contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida fue celebrado el 4 de septiembre de 2015 entre la CNH y el consorcio¹² conformado por Sierra O&G Exploración y Producción, S. de R.L. de C.V. (Sierra Oil & Gas), Talos Energy Offshore Mexico 7, S. de R.L. de C.V. (Talos Energy) y Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. (Premier Oil).

En 2017 se dio a conocer el hallazgo del yacimiento Zama, éste se encuentra ubicado en una parte del área contractual que le fue adjudicada en la ronda 1.1 al consorcio operado por Talos Energy, y en una parte del área de una asignación otorgada a Pemex¹³. Esta es la primera ocasión que en México se presenta la existencia de un yacimiento compartido entre dos distintas empresas, lo que implica que el mismo puede ser explotable tanto desde ambas áreas como desde cada una en particular.

Al presentarse esta situación en términos de la legislación aplicable se da inicio a un proceso de unificación que tiene como objetivo la celebración de un acuerdo de unificación que fije los términos en los que se llevará a cabo la explotación de un campo compartido.

Derivado de lo anterior, en septiembre de 2018 Pemex y el consorcio firmaron un acuerdo preliminar de unificación, el cual tiene como propósito describir las actividades coordinadas de exploración y evaluación que se realizarán en un posible yacimiento compartido, previo a que se hagan efectivos los términos y condiciones definitivos del acuerdo de unificación. Siendo este el primer acuerdo preliminar de unificación nacional que se firma en la historia petrolera de México.

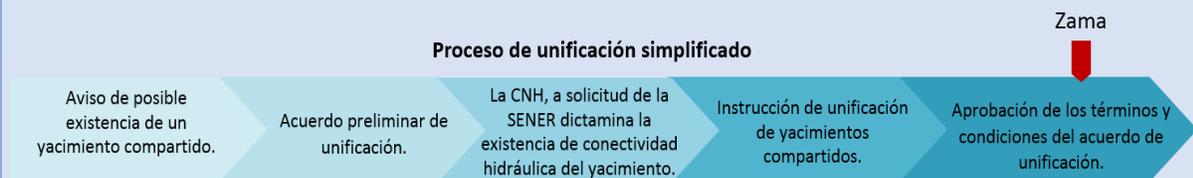
El siguiente paso para continuar con el proceso de unificación se dio en mayo de 2020, cuando la CNH determinó la conductividad hidráulica entre ambas áreas. Este paso es clave, toda vez que en el mismo se confirmó que existe comunicación entre las zonas del yacimiento correspondientes al área contractual y el área de la asignación.

Con motivo de lo anterior, en julio de 2020 la SENER instruyó la unificación del yacimiento y se estima que el acuerdo de unificación lo pudiera aprobar en los primeros días de abril del 2021.

¹² Los porcentajes de participación del consorcio son los siguientes: el operador Talos Energy (35%), Sierra Oil & Gas (40%) y Premier Oil (25%).

¹³ Asignación AE-0152-Uchikil otorgada el 28 de agosto de 2019

Cabe mencionar que a la fecha, el consorcio ha llevado a cabo actividades de evaluación y mediante un comunicado de prensa anunció que de acuerdo con la información recaudada, se estima que el 60% de Zama se localizaría dentro del área contractual, con recursos contingentes¹⁴ totales en el yacimiento que podrían llegar a ser reservas 2P¹⁵ por 670 millones de barriles de petróleo crudo equivalente, lo que representa el 4% de las reservas 2P nacionales. De acuerdo con lo señalado por Pemex a la CNH, en caso de que la información obtenida por el consorcio sea insuficiente, Pemex realizaría la perforación del pozo Asab-1 con el objetivo de obtener mejores datos que permitan delimitar el yacimiento.



Ahora bien, por lo que hace a las proyecciones de Zama éste representa uno de los mayores descubrimientos en los últimos años. De acuerdo con estimaciones realizadas por la agencia Welligence, la producción podría iniciar en 2025 y durante su quinto año podría alcanzar su pico de producción de petróleo con 193 mbd.

Dada la importancia de este campo, se presenta una estimación de los ingresos esperados del Estado y de Pemex. El horizonte de tiempo considerado para el ejercicio es a diciembre 2040 dada la disponibilidad de información referente a las inversiones; sin embargo, el contrato termina en 2045 y cuenta con dos prórrogas de cinco años cada una. Para efectos de este ejercicio se consideraron los siguientes supuestos:

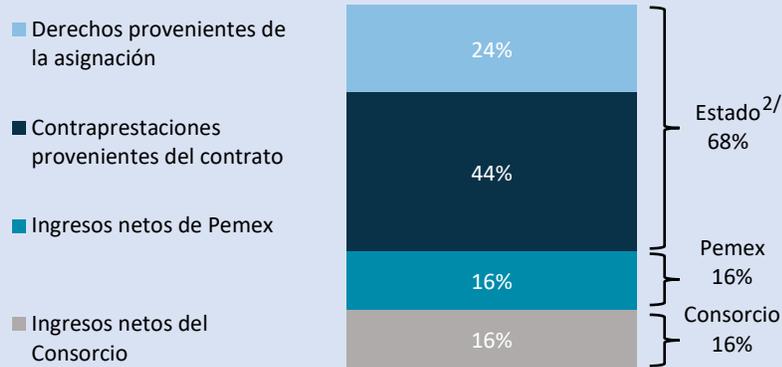
- Producción de petróleo y gas natural: se utilizan las estimaciones realizadas por la agencia Welligence, las cuales presentan un inicio de producción comercial regular en 2025.
- Inversiones: se utilizan los montos reportados en el SIPAC por el consorcio a febrero de 2021, entre este último periodo y el inicio de producción se utiliza el promedio mensual observado y hacia adelante se suponen las estimaciones realizadas por la agencia Welligence.
- Distribución de la producción e inversiones: se considera que el 60% de la producción y de las inversiones corresponden al consorcio, mientras que el 40% corresponden a Pemex. Lo anterior en línea con la información vigente de la proporción del yacimiento.
- Precio del petróleo: se utiliza el pronóstico de precios de largo plazo de Wood Mackenzie para el crudo maya. Con dicho pronóstico, el precio promedio estimado para el periodo de análisis es de 95 dpb.

¹⁴ Se refiere a los hidrocarburos dentro de un yacimiento que potencialmente podrían ser recuperados, sin embargo, faltan de evaluar si su extracción es comercialmente viable.

¹⁵ Se refiere a la suma de las reservas probadas, probables y posibles, las cuales cuentan con un porcentaje de probabilidad de éxito del 90%, 50% y 10% respectivamente.

Con base en el ejercicio aquí presentado, para el desarrollo del yacimiento, el consorcio y Pemex en conjunto invertirían cerca de 10,115 mdd para lograr una producción total en Zama de 692 Mmboe¹⁶. La extracción de dichos hidrocarburos resultaría en ingresos netos¹⁷ por 54,659 mdd, los cuales se dividirían en 68% para el Estado¹⁸, 16% para Pemex y 16% para el consorcio.

Gráfica 28. Distribución de los ingresos netos del proyecto ¹
(Porcentaje)



Fuente: Análisis FMP.

1/ Los ingresos netos de Pemex y del Consorcio se refieren a los ingresos menos las inversiones.

2/ Los ingresos netos del Estado contemplan los derechos provenientes de la asignación que son el Derecho por Extracción y el Derecho por Utilidad Compartida y las contraprestaciones provenientes del contrato que son la utilidad operativa del Estado y la regalía base.

El proyecto podría brindar ingresos al Estado por el pago de contraprestaciones¹⁹ del contrato por 23,828 mdd, y por el pago de derechos de la asignación se podrían recibir durante la explotación del yacimiento 13,135 mdd. Además, se consideran ganancias netas de Pemex por 8,728 mdd. En resumen, con base en los supuestos presentados, a 2040 el Estado podría recibir cerca de 37 mil mdd a partir del desarrollo conjunto de Zama, lo anterior sin tener que asumir el total del riesgo asociado a la inversión del proyecto.

¹⁶ Millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

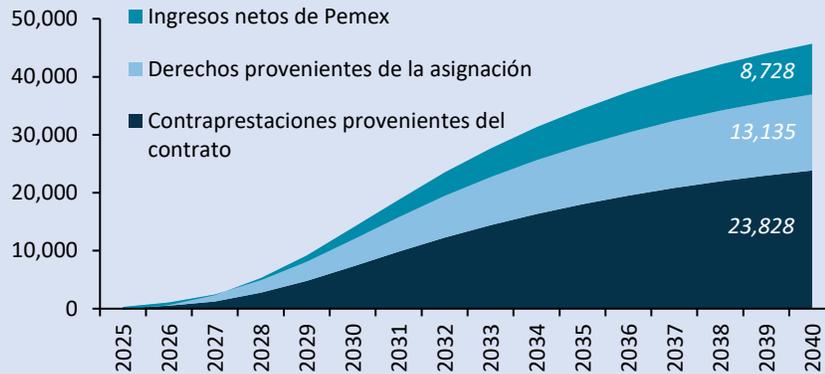
¹⁷ Se refiere a los ingresos menos las inversiones.

¹⁸ Contempla los ingresos por derechos y por pagos de las contraprestaciones a favor del Estado.

¹⁹ Se refiere a las contraprestaciones a favor del Estado que son la regalía base y la utilidad operativa del Estado, cabe mencionar que para esta última no se incluye el mecanismo de ajuste.

Gráfica 29. Ingresos del Estado acumulados por el desarrollo de Zama equivalentes en efectivo a 2040

(Millones de dólares)

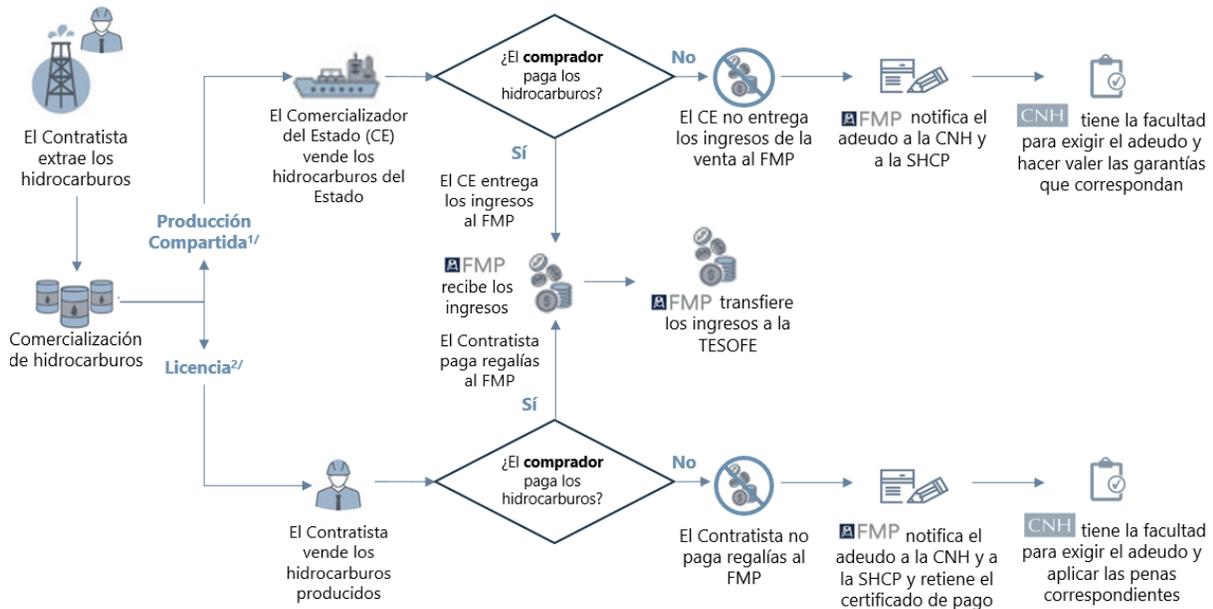


Fuente: FMP con información de Welligence y el contratista.

3.3 Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos

En esta sección se presenta un seguimiento a los adeudos a favor del Estado que provienen de las actividades de extracción de hidrocarburos de los contratos que administra el Fondo. En particular, el siguiente diagrama muestra el flujo de los recursos por modalidad de contrato, así como las atribuciones de las autoridades para exigir el pago de los adeudos que pudieran presentarse.

Diagrama 1. Adeudos al Estado derivados de las actividades de extracción de hidrocarburos



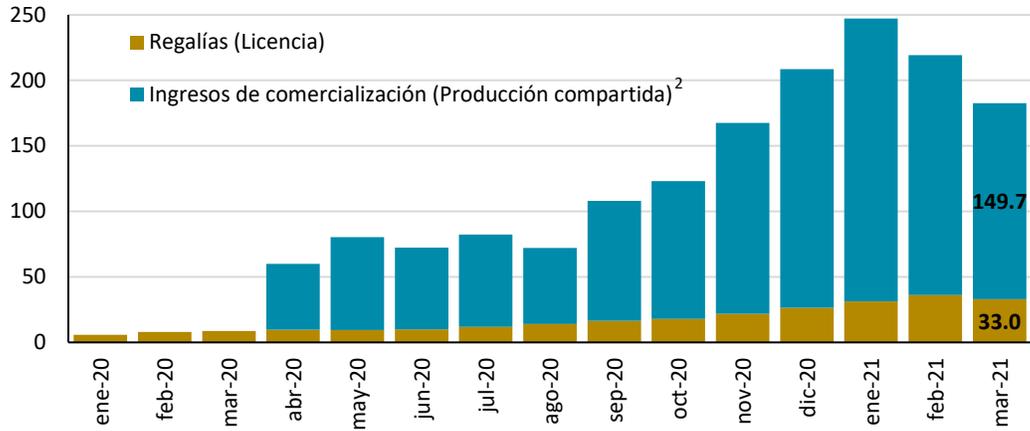
1/ Para los contratos de Producción Compartida, los hidrocarburos se reparten entre el Estado (CNH) y el contratista aplicando criterios de factibilidad técnica y con base en la distribución provisional instruida por el FMP derivado del cálculo de contraprestaciones, la cual es publicada en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes. Posteriormente, la CNH entrega los hidrocarburos que le corresponden al Comercializador del Estado para su venta.

2/ Para los contratos de Licencia, la Transmisión Onerosa de los hidrocarburos extraídos es la contraprestación a favor del contratista, si y solo si éste realiza el pago completo de las contraprestaciones a favor del Estado que el FMP calcula conforme al Anexo 3 del contrato y publica en el SIPAC a más tardar el día 17 hábil bancario de cada mes, y el contratista se encuentra al corriente de sus obligaciones contractuales, el FMP emite el Certificado de Pago correspondiente.

Al 31 de marzo de 2021 el adeudo al Estado asciende a 182.7 mdd, de los cuales 33.0 corresponden a los contratos de licencia por concepto de regalías, mientras que 149.7 provienen de la falta de pago de Trafigura y CFenergía quienes comercializaron los hidrocarburos del Estado extraídos por los contratos de producción compartida.²⁰

²⁰ Los contratos de comercialización de Trafigura y CFenergía estuvieron vigentes de diciembre de 2017 a octubre de 2020. El adeudo corresponde a los hidrocarburos del Estado comercializados de julio a octubre de 2020.

Gráfica 30. Adeudos al Estado acumulados¹
(Cifras en millones de dólares)



1. Se consideran los adeudos generados por la producción de enero de 2020 a febrero de 2021, con información actualizada al 31 de marzo de 2021.

2. Los comercializadores Trafigura y CF Energía adeudan los ingresos asociados a la comercialización de hidrocarburos de los periodos de julio a octubre de 2020 debido a que el comprador de los hidrocarburos no los ha pagado.

Adicionalmente, el FMP estima que los adeudos correspondientes a las penas convencionales ascienden a 5.7 mdd. Cabe mencionar que la CNH es la autoridad facultada para realizar la determinación de las mismas.



4. ADMINISTRACIÓN DEL FONDO

4.1. Honorarios Fiduciarios pagados al Banco de México

Durante el trimestre los honorarios que el Fondo cubrió al Banco de México por los gastos necesarios para la debida operación del fideicomiso ascendieron a 36,540,999 pesos.

Tabla 15. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
enero-marzo
(Cifras en millones de pesos)

| Concepto | 1er Trimestre |
|-------------------------------|----------------------|
| Recursos Humanos | 27.0 |
| Costos de Ocupación | 1.5 |
| Tecnologías de la Información | 2.9 |
| Otros Gastos de Operación | 0.1 |
| Subtotal | 31.5 |
| IVA | 5.0 |
| Total | 36.5 |

^{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** al presente informe.

4.3. Otras actividades relevantes

a. Transparencia y acceso a la información pública

i. Atención a solicitudes de acceso a la información

Durante el trimestre el Fondo recibió 10 solicitudes de acceso a la información, las cuales fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia. Los temas sobre los que versaron las solicitudes de acceso a la información fueron, entre otros, los siguientes: a) Miembros independientes del Comité Técnico; b) Contrataciones de recursos humanos y materiales; c) Lineamientos para la atención interna de solicitudes de información; d) Información sobre otros fideicomisos, y e) Inversión de la reserva.

ii. Talleres para contratistas

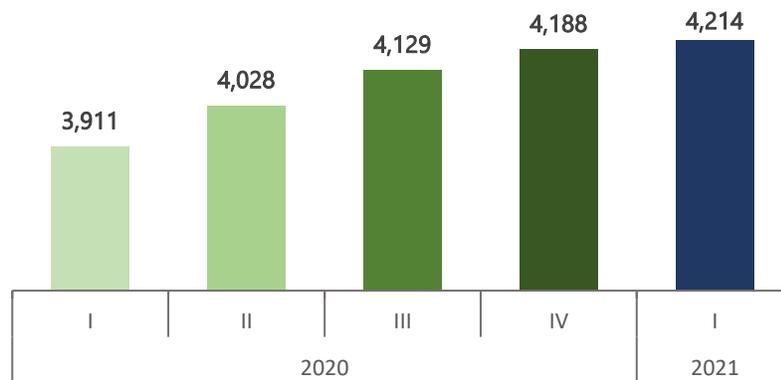
En marzo el Fondo realizó el primer taller virtual del año destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para registrar la información acerca de las actividades de exploración, producción, así como las inversiones realizadas, donde se contó con la participación de la SHCP, la CNH y la SENER.

iii. Publicación de estadísticas

Como parte de las obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas establecidas en la LISH, el Fondo publicó de manera mensual las estadísticas correspondientes al periodo que se reporta en la infraestructura SIE-BANXICO.

Al cierre del trimestre, el Fondo incorporó 24 series estadísticas y 6 cuadros analíticos asociados a la comercialización de hidrocarburos líquidos y gaseosos, y 2 series referentes a las transferencias realizadas por el Fondo. En consecuencia, actualmente se publican de manera mensual 4,214 series estadísticas, lo que representa un incremento en el número de series de 8% respecto del mismo trimestre del año anterior.

Gráfica 31. Número de series estadísticas actualizadas de manera mensual ¹



Fuente: FMP

1. Se refiere a las series vigentes al cierre de cada trimestre.

iv. Estrategia de comunicación

En lo que respecta a la adecuación del sitio web del Fondo para facilitar que personas con alguna discapacidad puedan navegar de manera más sencilla a través de él, durante este periodo la Dirección General de Tecnologías de la Información del Banco de México concluyó con la evaluación de la página web y elaboró un diagnóstico que incluye los ajustes que deberán realizarse en su diseño, programación y contenidos, para de esta forma obtener la certificación correspondiente.

b. Fiscalización y Control Interno**i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)**

El 8 de febrero de 2021 fue publicado en el DOF el “Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2020”, aprobado por la ASF.

En el referido programa, no se prevé ninguna auditoría que la ASF vaya a practicar directamente al FMPED, con motivo de la revisión a la cuenta pública 2020.

ii. Auditoría Interna**Auditoría GATIE-16/20 “Administración financiera de los contratos en el FMPED”**

La auditoría número GATIE-16/20 denominada "Administración financiera de los contratos en el FMPED", concluyó sin observaciones para el Fondo, lo cual se hizo constar mediante el informe de auditoría del 26 de marzo de 2021.

La citada auditoría tuvo por objeto revisar que el cálculo de las contraprestaciones establecidas a favor del Estado y los Contratistas bajo la modalidad Producción Compartida se hubieran realizado conforme a la normativa aplicable, así como evaluar la suficiencia de los controles existentes en el SIPAC.

Los procesos sobre los cuales la Unidad de Auditoría realizó su verificación fueron: i) Control de acceso y segregación de funciones en los sistemas de información; y ii) Cálculo de las contraprestaciones de los contratos registrados ante el Fondo.

Cabe señalar que, durante el desarrollo de dicha auditoría, el FMPED atendió en tiempo y forma todos los requerimientos de información y documentación formulados por la Unidad de Auditoría.

Auditoría GATIE- 38/19 “SWIFT”

El 10 de febrero de 2021, la Unidad de Auditoría del Banco de México dio inicio a la auditoría GATIE-38/19, denominada “SWIFT”, contenida en el Programa Anual de Revisiones para el ejercicio 2021, con el objeto de evaluar el cumplimiento de los controles previstos en el *Customer Security Programme* (CSP) emitido por el organismo SWIFT.

El Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría. Una vez que concluya la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este trimestre, en conjunto con la Unidad de Transparencia del Banco de México, se finalizó con la evaluación de los datos personales contenidos en los activos de información del Fondo. Lo anterior, con la finalidad de garantizar que el tratamiento de estos datos es el adecuado.

Por otra parte, con el fin de fortalecer y ampliar el entendimiento de los diferentes conceptos relacionados con la seguridad de la información, el personal del Fondo participó en el curso Introducción a la Ciberseguridad, organizado por la Dirección de Ciberseguridad del Banco de México.



Anexo. Estados financieros