



FMP FONDO MEXICANO DEL PETRÓLEO[®]
para la estabilización y el desarrollo

Fondo Mexicano del Petróleo
para la Estabilización y
el Desarrollo

**Informe trimestral
abril-junio 2023**

Ciudad de México, 27 de julio de 2023

Publicada-Uso General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

**FMP**

Informe trimestral abril – junio 2023

INFORME TRIMESTRAL ABRIL-JUNIO 2023

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.

Publicada-Uso General

Información que ha sido publicada por el Banco de México



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 (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.	6
1.3. Registro del Fiduciario.....	9
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO	10
2.1. Administración de la cartera de inversión.....	10
a. Condiciones económicas	10
b. Desempeño de la cartera de inversión	15
2.2 Administración de riesgos	18
a. Cumplimiento de límites de riesgo	18
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
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. Transparencia y acceso a la información pública	32
i. Atención a solicitudes de acceso a la información	32
ii. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al Programa Anual de Verificación y Acompañamiento Institucional para el cumplimiento de las obligaciones en materia de acceso a la información y transparencia por parte de los sujetos obligados del ámbito federal, correspondiente al ejercicio 2023	32
iii. Publicación de estadísticas	33
iv. Estrategia de comunicación	33
b. Fiscalización y Control Interno	33
c. Talleres para contratistas.....	34
Anexo 1A. Mecanismos que incrementan la participación del Estado en los ingresos del proyecto para los contratos bajo la modalidad de producción compartida	35
Anexo 1B. Supuestos para las estimaciones de ingresos de largo plazo de Ek-Balam....	35
Anexo 2. Estados financieros	37

1. ADMINISTRACIÓN DE LOS INGRESOS PETROLEROS

1.1. Ingresos

El Fondo gestionó un total de 387 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 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 68,537 millones de pesos¹.

Los derechos por la utilidad compartida representaron el 84.4% de los ingresos recibidos, mientras que los derechos de extracción el 14.9% y los de exploración el 0.6%.

En la siguiente tabla se muestra el desglose de los ingresos por asignaciones:

Tabla 1. Ingresos por asignaciones
(Millones de pesos)

	abril-junio 2022	abril-junio 2023	Δ% (2023 vs. 2022)
Derecho por la Utilidad Compartida	71,591	57,868	-19%
Derecho de Extracción de Hidrocarburos	33,997	10,228	-70%
Derecho de Exploración de Hidrocarburos	409	441	8%
Total	105,996	68,537	-35%

En el segundo trimestre, destaca la caída en los ingresos totales respecto del mismo periodo del año anterior debido a una disminución en los ingresos por derechos por la utilidad compartida, así como de extracción de hidrocarburos. Lo anterior se explica principalmente por el pago pendiente de recibir de los derechos correspondientes al mes de abril y mayo, que se difirieron para su recepción a más tardar el 28 de julio de 2023², así como por menores niveles de precio del petróleo en comparación al año anterior, donde el promedio del precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME) fue de 66 dólares por barril en el segundo trimestre de 2023, mientras que en el mismo periodo del año previo el promedio se ubicó alrededor de los 105 dólares por barril.

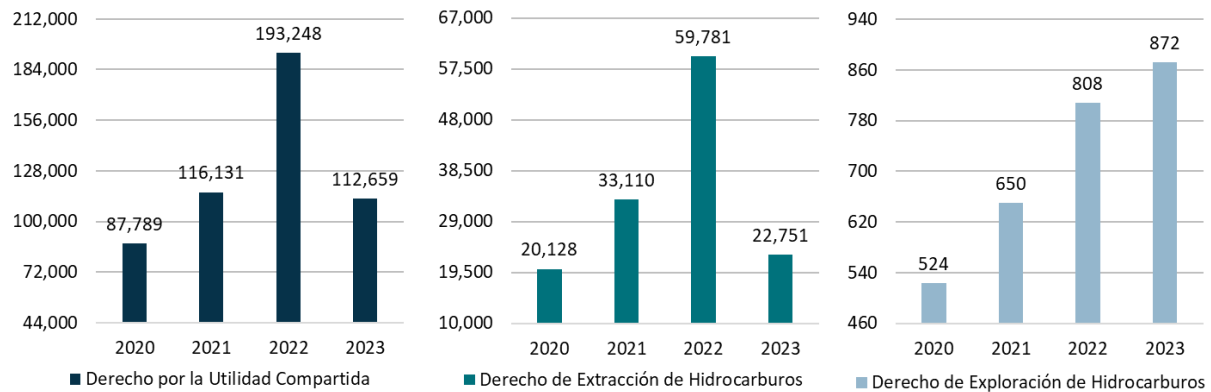
A continuación se muestran los distintos derechos recibidos de parte del asignatario correspondientes al periodo de enero a junio de los ejercicios 2020 a 2023 (Gráfica 1):

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

²Quinta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2023. Primera versión anticipada, publicada el día 26 de junio de 2023 en la página de Internet del Servicio de Administración Tributaria (SAT).



Gráfica 1. Ingresos por asignaciones
enero-junio
(Millones de pesos)



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

El Fondo recibió el pago de los siguientes ingresos a favor del Estado³: **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 hidrocarburos⁴ de producción comercial regular de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 2. Ingresos por contratos ^{1/}
abril-junio
(Millones)

	Pesos	Dólares ^{2/}
Cuota exploratoria	563	
Regalía Adicional		21
Regalía Base		6
Penas convencionales		33
Ingresos netos de comercialización para la producción comercial regular ^{3/}		547
Total	563	607

^{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 (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.

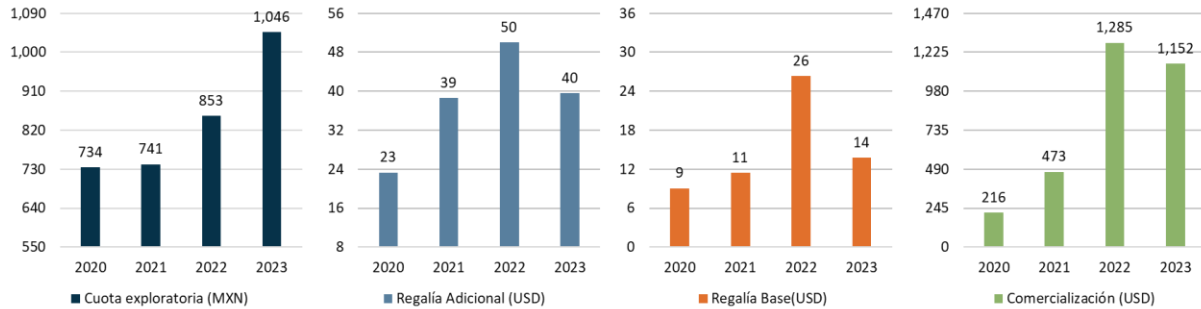
^{3/} Incluye los intereses de la cuenta del comercializador recibidos en el periodo por un monto de 293,353 dólares.

³ Artículo 37, apartado A, fracción II, de la LISH.

⁴ 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.

A continuación, se muestra la evolución de los recursos recibidos de parte de los contratistas durante los ejercicios de 2020 a 2023:

Gráfica 2. Ingresos por contratos
enero – junio
(Millones)



En lo que respecta a los ingresos provenientes de los contratos, durante los dos primeros trimestres del 2023 la cuota exploratoria fue mayor a lo reportado en los primeros trimestres de años previos. En contraste, los demás rubros presentaron una disminución respecto a lo recibido en el mismo periodo del año anterior, en línea con los movimientos a la baja en los precios del crudo observados durante el periodo.

1.2. Transferencias a la Tesorería de la Federación (Tesofe) y a los destinos previstos en la Ley del Fondo.

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)⁵, conforme a lo siguiente:

⁵ 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 3. Transferencias ordinarias ^{1/}
 abril-junio
 (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	1,077
IV.Transferencia para la investigación en materia de hidrocarburos y sustentabilidad energética^{2/}	-
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)	79,330
a. Municipios colindantes con la frontera o litorales	63
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	79,267
Total	80,414

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

^{2/} 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.

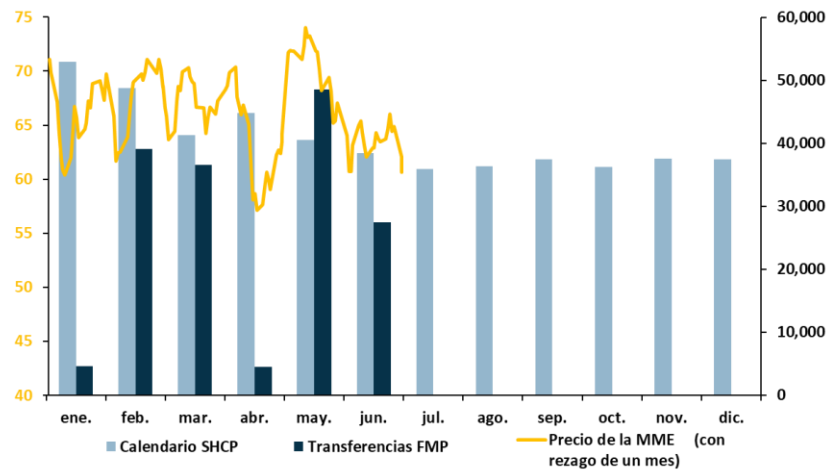
Las transferencias ordinarias realizadas a la Tesofe en el segundo trimestre ascendieron a 80,414 millones de pesos, acumulando en lo que va del año un total de 160,661 millones de pesos, equivalentes al 0.5% del Producto Interno Bruto (PIB) estimado en los Criterios Generales de Política Económica (CGPE) 2023. Cabe señalar que la Ley de Ingresos de la Federación para el 2023 estimó para este ejercicio fiscal, transferencias por 487,742.6 millones de pesos, lo que equivaldría aproximadamente al 1.6% del PIB.

La diferencia entre el monto de las recepciones y transferencias realizadas durante el periodo se explica principalmente por transferencias realizadas en abril que incluyeron ingresos recibidos en marzo, pero después de la fecha establecida en el calendario de transferencias de ese mes.

La Gráfica 3 muestra un comparativo entre las transferencias mensuales realizadas por el Fondo respecto de las estimadas en el calendario de la SHCP.

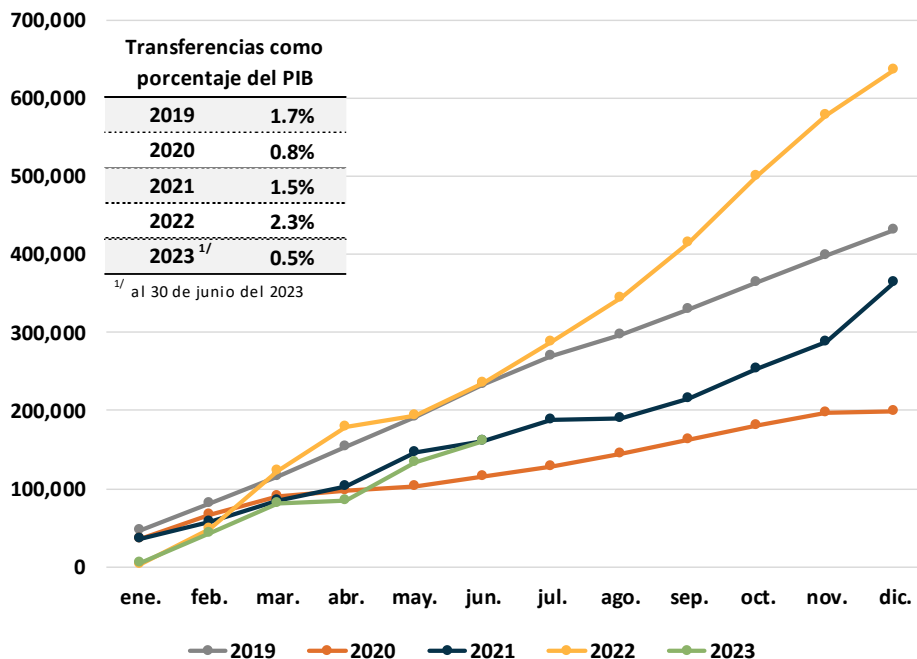


Gráfica 3. Transferencias ordinarias respecto a los montos mensuales establecidos en el calendario de la SHCP (Dólares por barril y millones de pesos)



A continuación, se muestran las transferencias ordinarias acumuladas, así como el porcentaje que dichas transferencias representaron del PIB previsto en los CGPE correspondiente a cada año, para los ejercicios del 2019 a 2023 (Gráfica 4):

Gráfica 4. Transferencias ordinarias a la Tesofe acumuladas en el año⁶ (Millones de pesos)



⁶ El cálculo de las transferencias como porcentaje del PIB 2022 incluye los 41,078 millones de pesos correspondientes a las transferencias realizadas el 1 de febrero de 2022, conforme a la Quinta Resolución de Modificaciones a la Resolución Miscelánea Fiscal para 2021. Primera Versión Anticipada, publicada el 24 de diciembre de 2021, en la página del Servicio de Administración Tributaria.

1.3 Registro del Fiduciario

Durante el segundo trimestre, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) solicitó al Fondo la cancelación del registro de 2 Contratos, para lo cual remitió la documentación requerida para su baja. El Fondo verificó que la documentación enviada por la CNH estuviera completa y cumpliera con los requisitos para su cancelación y procedió a emitir las respectivas constancias.

Por lo que se refiere a las asignaciones, la Secretaría de Energía (SENER) autorizó a Pemex la modificación de 108 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 una constancia de inscripción.

Al cierre del trimestre, el registro del fiduciario se integra por los contratos y asignaciones siguientes:

Tabla 4. Contratos inscritos al 30 de junio de 2023

Ronda	Contratos en Exploración ^{1/}		Contratos en Producción ^{2/}		Total de Contratos
	Producción Compartida	Licencia	Producción Compartida	Licencia	
Uno	1	10	4	20	35
Dos	10	27	-	13	50
Tres	15	-	1	-	16
Migraciones de Pemex	-	-	4	1	5
Asociaciones de Pemex	-	1	-	2	3
Total	26	38	9	36	109

^{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 30 de junio de 2023^{1/}

Tipo de asignación	Total
Asignación de extracción	268
Asignación de exploración y extracción	100
Asignación de resguardo	44
Total	412

^{1/} Fuente: FMPED con datos de SENER a junio de 2023.

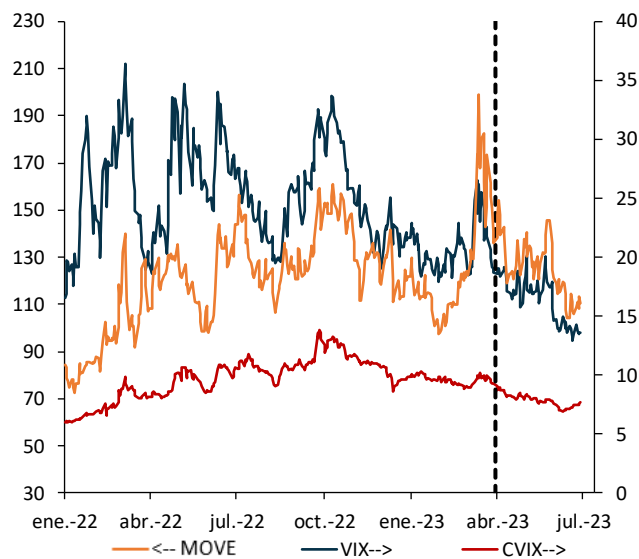
2. ADMINISTRACIÓN DE LA RESERVA DEL FONDO

2.1. Administración de la cartera de inversión

a. Condiciones económicas

Los mercados financieros internacionales presentaron una disminución en la volatilidad en el segundo trimestre del año, luego de la reducción de la incertidumbre creada por la quiebra de algunos bancos en EE.UU. y Europa. Al margen, la incertidumbre alrededor de la aprobación del límite del techo de la deuda de EE.UU. en junio no tuvo impacto. En este sentido, los principales indicadores de volatilidad cayeron de forma importante, el de tasas de interés en Estados Unidos (MOVE) alcanzó niveles no vistos desde principios de este año, la medida de los mercados cambiarios (CVIX) tocó mínimos desde inicios del 2022 y, por último, la señal de volatilidad de las opciones sobre el S&P 500 (VIX) se ubicó en sus menores niveles desde principios del 2020 (Gráfica 5).

Gráfica 5. Índices de volatilidad MOVE y CVIX
(Puntos base)



Fuente: Bloomberg.

MOVE: Es un índice ponderado de la curva de rendimiento de la volatilidad implícita en las opciones sobre notas del Tesoro de EE.UU. a un mes.

CVIX: Es un índice de estimación de la volatilidad del mercado FX medido un promedio de la volatilidad implícita de tres meses de las divisas del G-10.

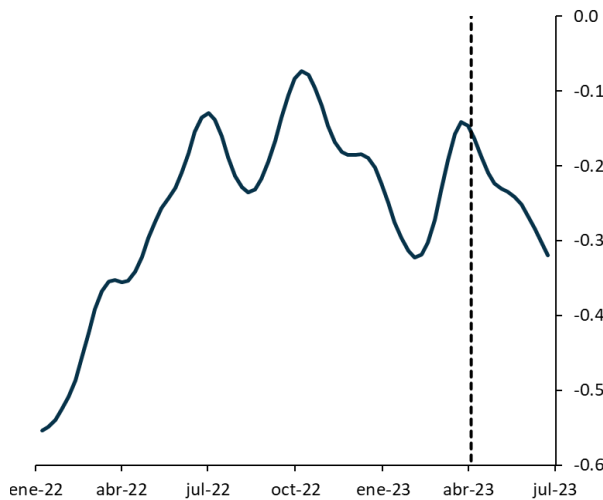
VIX: Es un índice de estimación de la volatilidad del S&P500 medido por las opciones del índice

A principios del periodo, los principales bancos centrales, especialmente en EE.UU. comenzaron a valorar el impacto del estrés del sector bancario sobre la economía. Conforme avanzó el trimestre se empezó a desincorporar que el apretamiento de las condiciones financieras tras los problemas bancarios fuera suficiente como para acelerar el final del ciclo de ajuste monetario (Gráfica 6).

Con esto, en su decisión de política monetaria del mes de mayo, la Reserva Federal continuó con los aumentos en la tasa de referencia, incrementándola en 25 pb., mientras que en junio mantuvieron la tasa en un rango entre 5% y 5.25%, argumentando que esto ayudaría a evaluar el efecto de los incrementos sobre la economía y sus implicaciones sobre la política monetaria. A pesar de esto, la comunicación continuó siendo restrictiva. Lo anterior porque la actualización de las estimaciones macroeconómicas mostró una revisión al alza para la inflación subyacente este año a 3.9% desde el 3.6% anterior, al tiempo que prevén un crecimiento económico más fuerte, de 1%, desde el 0.4% anterior. En consecuencia, esto permitiría continuar con la política monetaria restrictiva sin causar una recesión en la región, con lo que agregaron 50 pb de ajuste monetario en sus estimaciones de este año.

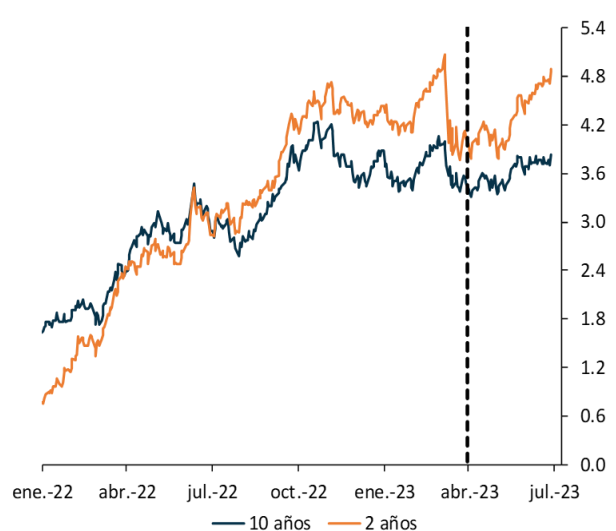
Esto resultó en aumentos de 87 pb y 37 pb en las tasas de referencia de las notas del Tesoro de dos y diez años respectivamente (Gráfica 7). Dichos movimientos, estuvieron respaldados a su vez por comentarios del presidente de la Reserva Federal, quien en sus últimas participaciones ha mencionado que la política monetaria no ha estado en terreno restrictivo el tiempo necesario para poder disminuir la inflación, por lo que anticipa mayores incrementos a la tasa de referencia. Al tiempo que resaltó que los miembros del FOMC esperan dos aumentos adicionales este año.

Gráfica 6. Índice de condiciones financieras de la Reserva Federal de Chicago
(Unidades)



Fuente: Bloomberg

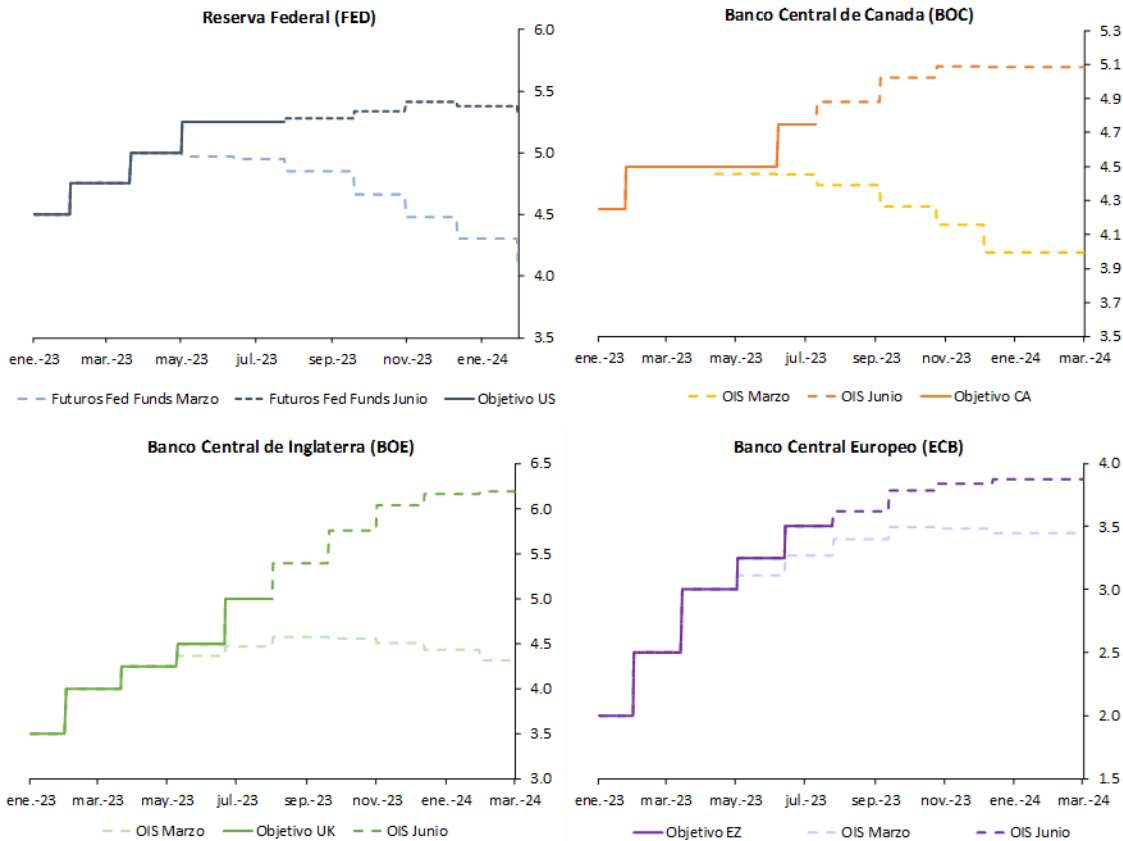
Gráfica 7. Nivel de las tasas de las notas del Tesoro de 2 y 10 años
(Porcentaje)



Fuente: Bloomberg

Mientras tanto, a nivel mundial las principales economías continuaron luchando contra los altos niveles de inflación, provocando que los bancos centrales mantuvieran posturas monetarias restrictivas. Esto causó que las expectativas de las tasas finales del ciclo de ajuste se presionaran al alza, al tiempo que se retrasaron los recortes que se esperaban para este año (Gráfica 8).

Gráfica 8. Tasas implícitas por OIS o futuros de fondos federales vs tasas realizadas (Porcentaje)

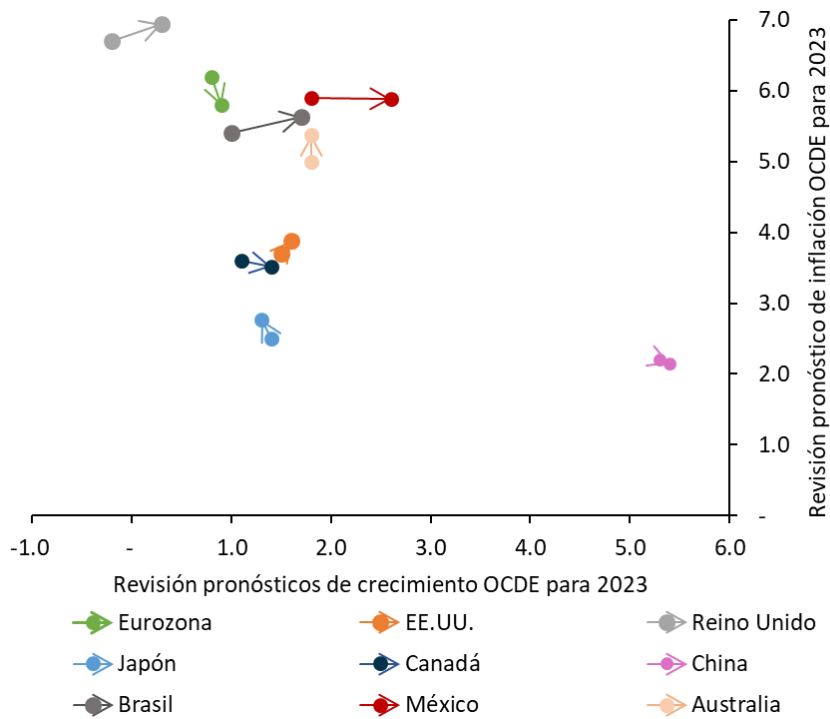


Fuente: Bloomberg

Además, destacó que a pesar de que se anticipa que los aumentos en las tasas de referencia continúen, los estimados de crecimiento mejoraron a nivel global (Gráfica 9), no obstante la recuperación parece que será desigual y se empezó a considerar una posible recesión en las regiones más sensibles a los niveles de las tasas, como el Reino Unido por su exposición al mercado inmobiliario. En el detalle, en su última decisión de política monetaria el Banco de Inglaterra decidió aumentar la tasa de referencia en 50 pb a un nivel de 5%, superando las expectativas. Esto tuvo soporte en la inflación del mes de mayo que fue de 8.7% en términos anualizados mientras que la cifra subyacente aumentó a 7.1%, lo que hace inevitable más incrementos en la tasa de referencia y alimentó los temores de que la economía caiga en recesión si la tasa llega al 6%.

Adicionalmente, las perspectivas para la recuperación económica en China disminuyeron, poniendo en riesgo las perspectivas de crecimiento a nivel mundial y causando pérdidas en algunas de las divisas relacionadas con materias primas. Esto fue generado en parte por la publicación de datos de producción industrial, inversión fija bruta y ventas al menudeo que mostraron una desaceleración en el mes de mayo. En anticipación a la publicación de estas cifras, el Banco Central decidió recortar su tasa de interés de referencia de siete días en 10 pb, a un nivel de 1.9%, su primer movimiento desde agosto del año pasado. Después de esto, replicaron dicha acción en otras referencias, bajando sus tasas de uno y cinco años en 10 pb.

Gráfica 9. Inflación y crecimiento económico pronosticado por parte de la OCDE para 2023
(Porcentaje, cambio porcentual año a año)

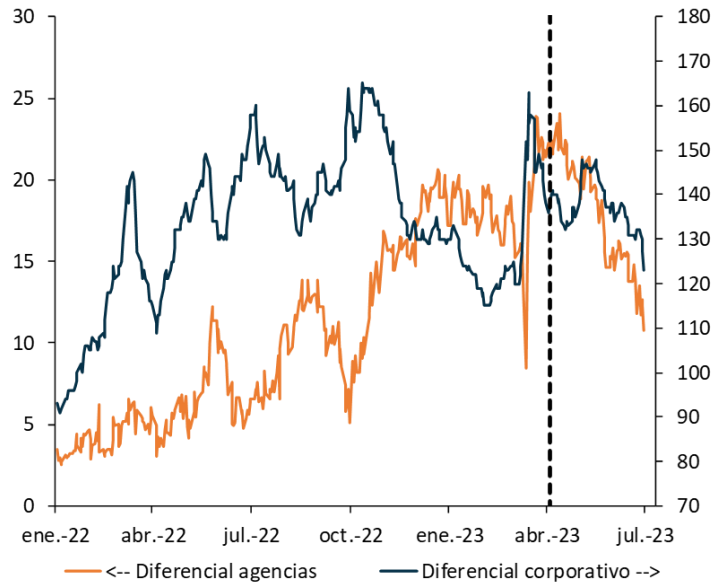


Fuente: Bloomberg

Así, los movimientos de los principales activos financieros fueron mixtos, respondiendo a la continuación de la política monetaria restrictiva por una parte y al optimismo sobre el crecimiento, por otra. Con esto, los índices accionarios en EE.UU. presentaron incrementos de hasta 12.8%, en el índice tecnológico Nasdaq, reflejando el desarrollo de nuevas tecnologías de inteligencia artificial.

Por último, la disminución en la incertidumbre se vio reflejada en un apretamiento de los diferenciales, especialmente en el de deuda corporativa, que incluye una proporción importante de emisiones del sector bancario. De esta manera, el diferencial entre tasas de las notas del Tesoro de EE.UU. y las de deuda corporativa cerró el trimestre con un decremento de 15 pb, ubicándose en 123 pb. Por su parte, el diferencial de agencias cerró el periodo con una disminución de 10.6 pb, en un nivel de 10.8 pb (Gráfica 10).

Gráfica 10. Diferencial entre las tasas de agencias gubernamentales y deuda corporativa de alto grado de inversión respecto de las notas del Tesoro de EE.UU.

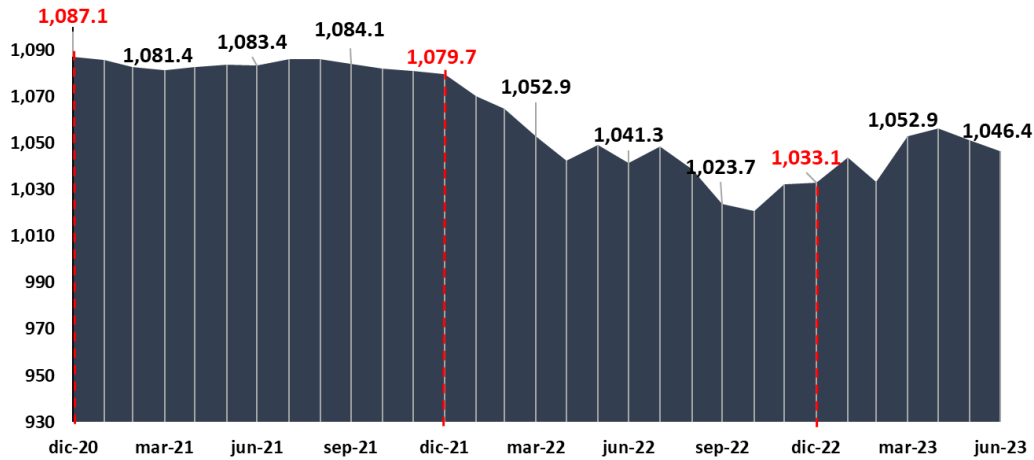


Fuente: Bloomberg

b. Desempeño de la cartera de inversión

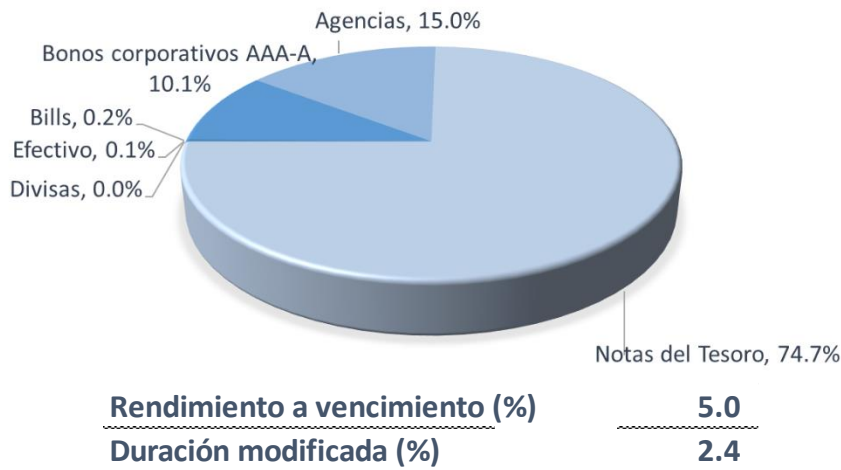
La cartera de inversión presentó un rendimiento negativo de 0.6%, veintidós puntos base por debajo de la cartera parámetro, con lo cual el valor de la Reserva cerró el trimestre en 1,046.4 millones de dólares.

Gráfica 11. Valor de la reserva del Fondo
(Millones de dólares)



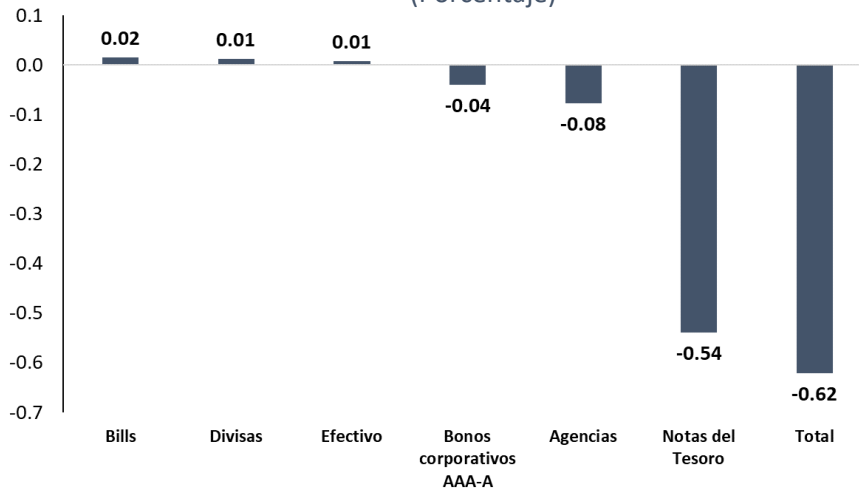
La composición de la cartera de inversión al cierre del periodo se ajustó a lo establecido en la Política de Inversión y Administración de Riesgos de la Reserva del Fondo (PIARF). Cabe recordar que los instrumentos que conforman la cartera son en su mayoría de corta duración, es decir, con vencimientos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

Gráfica 12. Composición de la cartera de inversión al cierre de junio

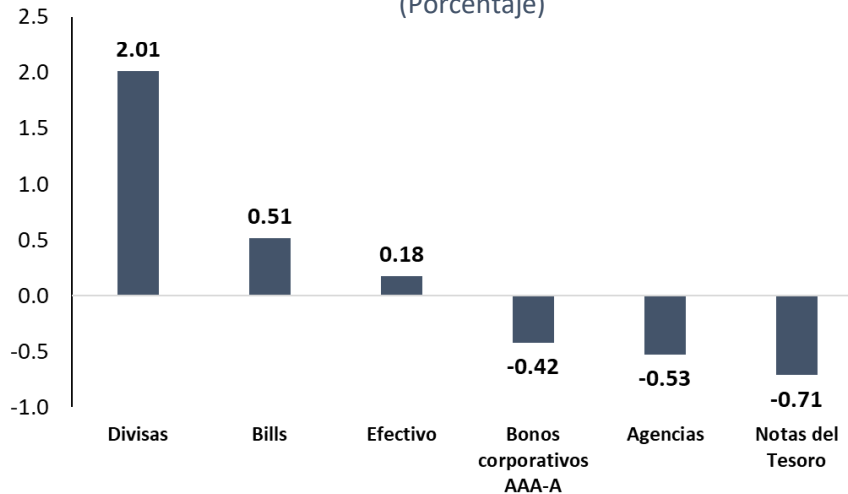


El rendimiento de la cartera de inversión durante el trimestre se explica principalmente por el desempeño negativo tanto de las notas del Tesoro estadounidense como de las agencias, sectores que le restraron 54 y 8 pb al rendimiento total, respectivamente. Este comportamiento se explica por el aumento de las tasas de corto y mediano plazo, así como de la selección de instrumentos de agencias y supranacionales (Gráficas 13 y 14).

Gráfica 13. Contribución al rendimiento por tipo de activo
(Porcentaje)



Gráfica 14. Rendimiento en el trimestre por tipo de activo
(Porcentaje)

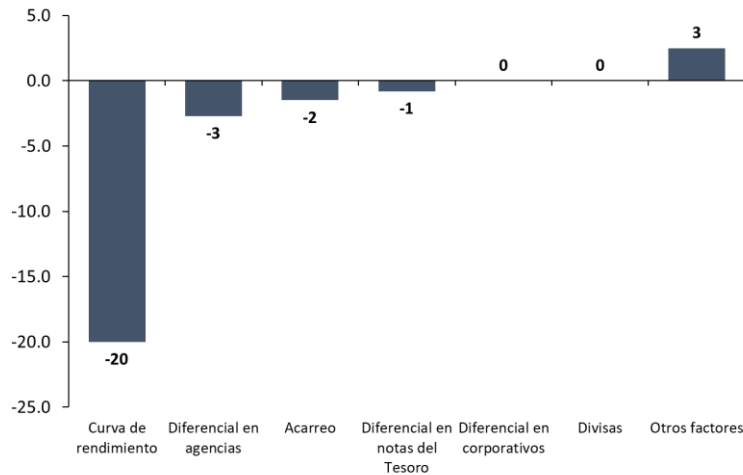


En el detalle, los 22 pb de diferencia entre ambas carteras en el rendimiento trimestral se explican por diversos factores⁷. En primer lugar, destacan los movimientos asociados a las tasas y que se refleja en el factor de curva de rendimiento, como resultado de las posiciones cortas que se tomaron en el sector

⁷ 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.

de 2 y 3 años. Además se observa un efecto negativo en el diferencial de las agencias que se puede atribuir a la naturaleza de los instrumentos en la cartera de inversión. Cabe mencionar que 3 pb del rendimiento diferencia se explican por la selección individual de algunos de los instrumentos que conforman la cartera de inversión como se observa en la gráfica en el efecto de otros factores.

Gráfica 15. Atribución del rendimiento diferencia por factores de renta fija
(Puntos base)



La Tabla 6 presenta el origen de la diferencia entre los rendimientos de ambas carteras. Se puede observar que el efecto⁸ por asignación de activos fue el que más contribuyó de manera negativa con 11 pb derivado como resultado de las posiciones tomadas en el sector de las notas a rendimiento dejando de invertir en el sector de notas a descuento. Por otra parte, el efecto de selección de instrumentos quitó 11 pb, particularmente, en el sector de las agencias.

Tabla 6. Diferencia en rendimientos: Cartera vs Cartera Parámetro
(Puntos base)

	Asignación de activos	Selección de instrumentos	Costos de transacción	Efecto por Divisas	Total por atribución ⁸
TOTAL	-11	-11	0	0	-22
Notas a descuento y Efectivo	-9	0	0	0	-9
Bonos corporativos	0	0	0	0	0
Notas a rendimiento (1-3 años)	-2	-4	0	0	-6
Agencias	0	-7	0	0	-7
Divisas	0	0	0	0	0

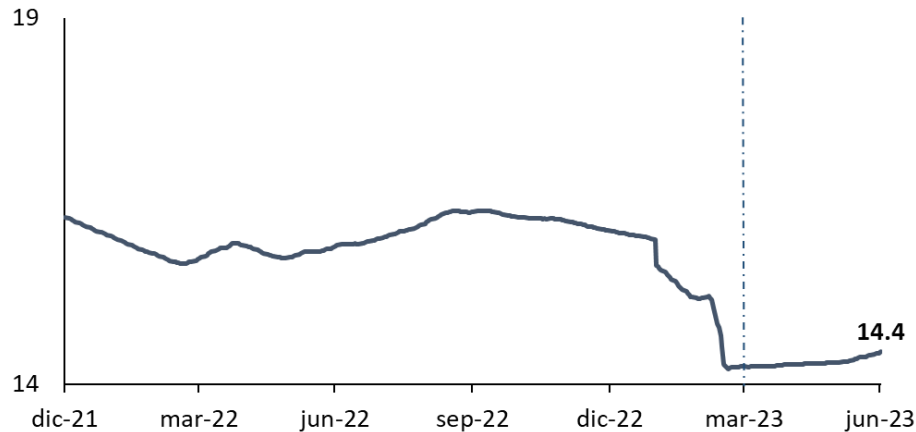
⁸ Los efectos de atribución por efecto son: i) asignación de activos, el cual corresponde al valor agregado de ponderar un sector de manera diferente a la cartera parámetro; ii) selección de instrumentos, rendimiento agregado al invertir en instrumentos distintos a los de la cartera parámetro y iii) costos de transacción, rendimiento generado al operar a un precio por encima o por debajo del precio de cierre.

2.2 Administración de riesgos

a. Cumplimiento de límites de riesgo

Al cierre del periodo reportado, el *Tracking Error*⁹ de la cartera de inversión con respecto a la cartera parámetro se ubicó en 14.4 pb, debajo del límite máximo permitido de 50 pb.

Gráfica 16. *Tracking Error* de la cartera de inversión
(Puntos base)

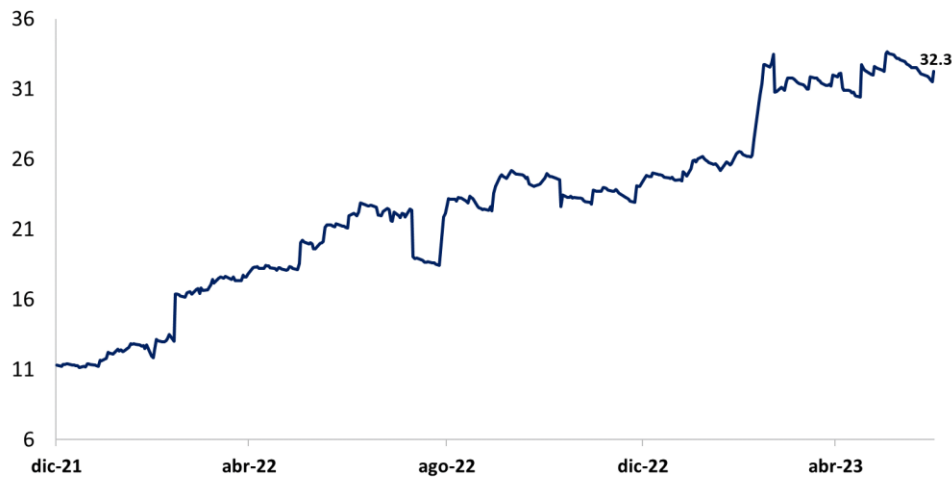


Por otra parte, el Valor de Riesgo¹⁰ (VaR) Monte Carlo al cierre del trimestre se ubicó en 32.3 pb (Gráfica 17) contra 31.8 pb observados al cierre del trimestre anterior. Esto implica que, bajo condiciones normales, la pérdida de la cartera de inversión no excederá de 3.8 millones de dólares en un día. Las notas del Tesoro de EE.UU. fueron los activos con la mayor contribución al VaR de la cartera de inversión con alrededor del 65%, seguidos por los bonos corporativos con una contribución del 23%, mientras que el resto de los activos únicamente representaron el 12% del VaR total de la cartera de inversión (Gráfica 18). Se puede observar un incremento marginal del VaR durante el segundo trimestre del año en curso reflejando un sentimiento mixto sobre los mercados ante las decisiones de política monetaria.

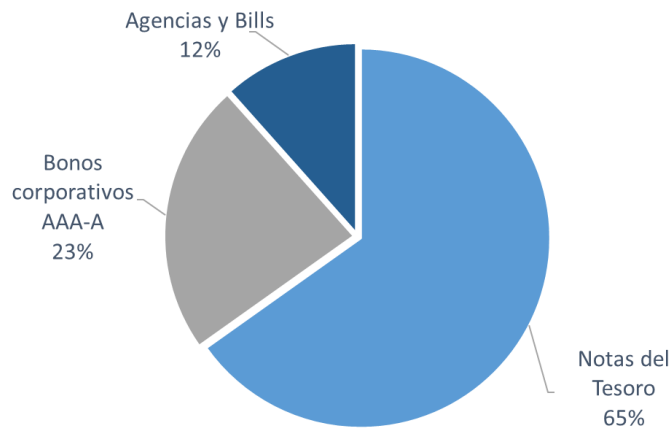
⁹ El *Tracking Error* representa la volatilidad de los rendimientos entre la cartera parámetro y la cartera de inversión. Su métrica de medición son pb.

¹⁰ 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 17. VaR Monte Carlo de la cartera de inversión
(Puntos base)



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.

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

AAA	AA	A	BBB y menos	Efectivo
90%	1%	8%	0%	0%

Publicada-Usa General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

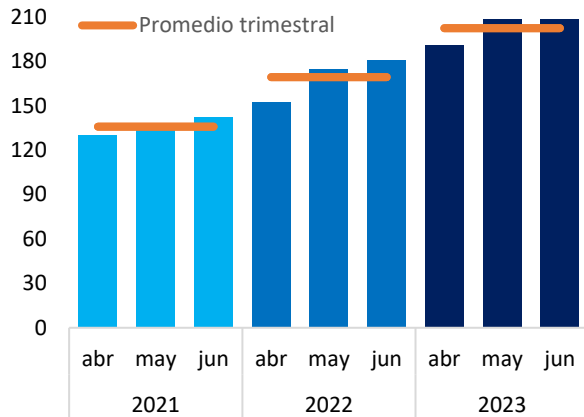
3. ADMINISTRACIÓN DE LOS ASPECTOS FINANCIEROS DE LOS CONTRATOS

Durante el segundo trimestre del 2023, el Fondo administró los aspectos financieros de 111 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Cabe señalar que, el 27 de junio, se procedió a actualizar el registro fiduciario del Fondo con motivo de la suscripción de dos finiquitos de terminación¹¹, por lo que, al finalizar el trimestre se encontraban vigentes 109 contratos.

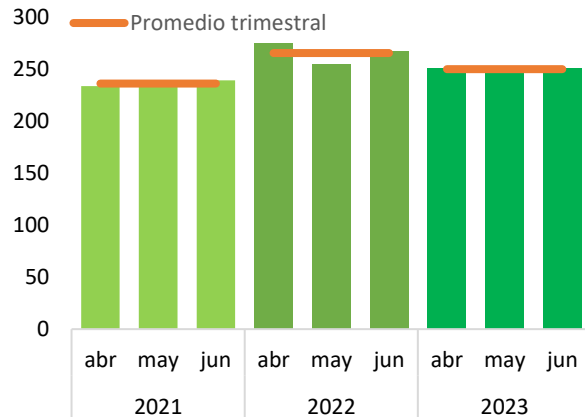
Entre abril y junio, la producción de petróleo promedió 202 miles de barriles diarios (mbd) lo que representa un incremento de 20% contra el mismo trimestre de 2022. En cuanto al gas natural, la extracción disminuyó 6% con un promedio de 250 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd).

Producción de hidrocarburos¹ abril-junio

Gráfica 19. Petróleo
(Cifras en miles de barriles diarios)



Gráfica 20. Gas natural
(Cifras en millones de pies cúbicos diarios)

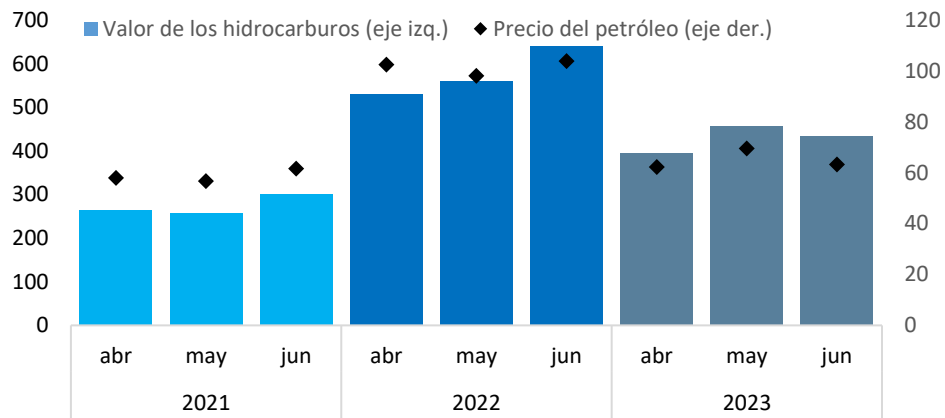


1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se calcularon las contraprestaciones.

El valor de los hidrocarburos extraídos, calculado en términos de los respectivos contratos (valor contractual o VCH), ascendió a 1,285 millones de dólares, monto 26% menor respecto del mismo trimestre del 2022, lo que se explica por niveles más bajos en los precios de los hidrocarburos, principalmente en el petróleo cuyo precio promedio disminuyó 36% en el mismo periodo.

¹¹ El 17 de abril de 2023, la CNH y el consorcio conformado por Equinor Upstream México, S.A. de C.V., BP Exploration México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A. de C.V., firmaron el finiquito del contrato identificado con los números CNH-R01-L04-A3.CS/2016 y RF-C030-2017-008. Además, el 18 de mayo de 2023, la CNH y el consorcio conformado por Total E&P México, S.A. de C.V. y ExxonMobil Exploración y Producción México, S. de R.L. de C.V., firmaron el finiquito del contrato identificado con los números CNH-R01-L04-A2.CPP/2016 y RF-C028-2017-005. Esto derivó de la conclusión de los procedimientos para la terminación anticipada de dichos contratos.

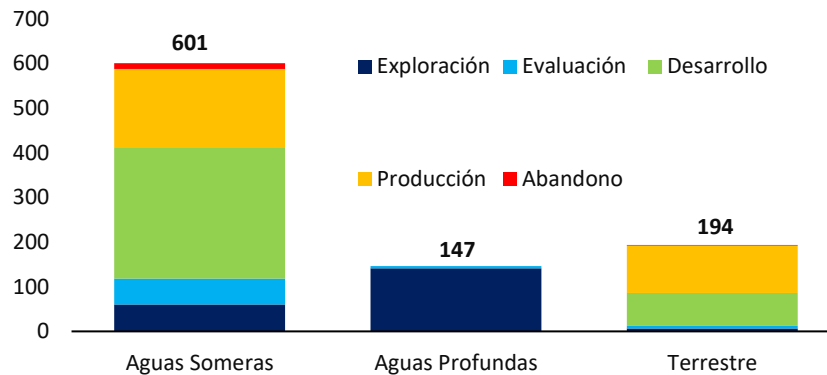
Gráfica 21. Valor contractual de los hidrocarburos y precio del petróleo ¹²
(Cifras en millones de dólares y dólares por barril)



1. Los datos utilizados tienen un mes de desfase, representando el periodo en el que se calcularon las contraprestaciones.
2. Se refiere al precio promedio del petróleo ponderado por la producción de cada contrato.

Este trimestre, los contratistas registraron inversiones por 941 millones de dólares de las cuales, 601 mdd corresponden a contratos cuyos campos están en aguas someras, seguido de los que están en áreas terrestres con 194 mdd y el resto en aguas profundas.

Gráfica 22. Inversión del trimestre por tipo de campo y actividad ¹
abril-junio
(Cifras en millones de dólares)



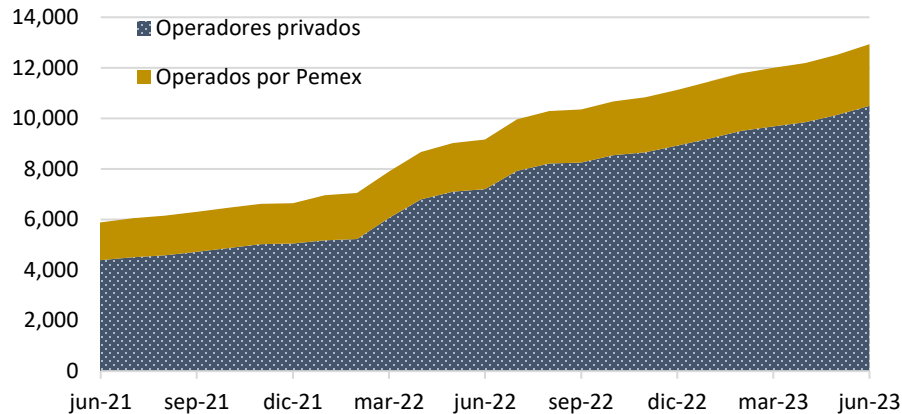
1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, el Fondo realizó las gestiones necesarias para el registro de información histórica. En particular, se habilitaron 38 ventanas para que las empresas actualizaran los reportes de inversiones correspondientes.

Con lo anterior, las inversiones acumuladas desde el inicio de la vida de los contratos y hasta junio de 2023 ascienden a 12,940 millones de dólares.



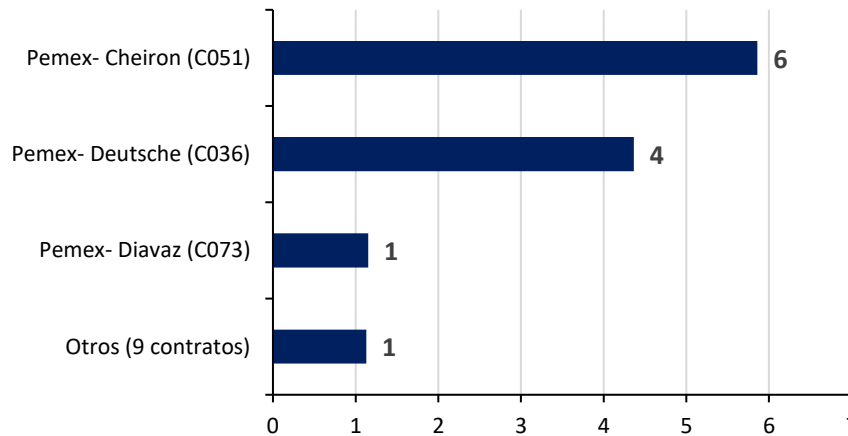
Gráfica 23. Inversión acumulada por tipo de contratista (Millones de dólares)



3.1 Contratos de licencia con producción

Durante el trimestre, 27 de los 76 contratos de licencia tuvieron producción, de los cuales 12 extrajeron petróleo, 25 gas natural y 23 condensados. La producción promedio fue de 13 mbd para petróleo y 72 mmpcd de gas natural.

Gráfica 24. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista ^{1 2 3} abril-junio (Cifras en miles de barriles diarios)



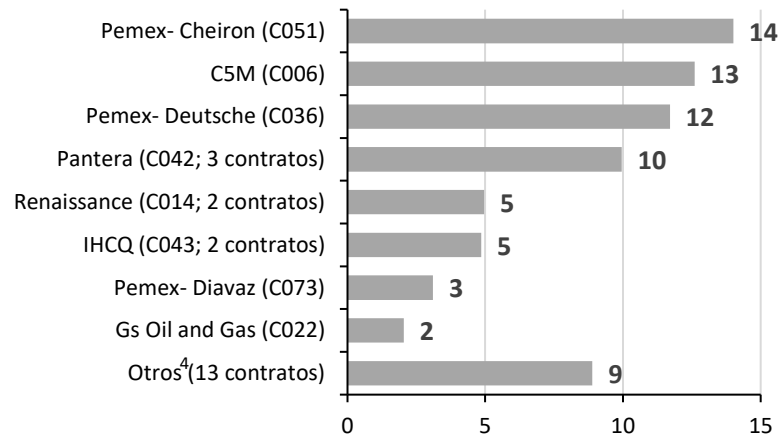
1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Otros corresponde a los contratistas: Perseus (C012), Diavaz (C013), Renaissance (C014) para dos contratos, Óleum (C021), Jaguar (C045) para tres contratos y Roma Energy (C052).



Gráfica 25. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista ^{1 2 3}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



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 marzo, abril y mayo, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.

3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

4. Corresponde a los contratistas: Perseus (C012), Diavaz (C013), Strata (C015 y C023) para tres contratos, Grupo Mareógrafo (C017), Calibrador (C018), Dunas (C019), Newpek (C044), Jaguar (C045) tres contratos y Roma Energy (C052).

El Fondo calculó el VCH de los contratos de licencia en 97 millones de dólares, de los cuales 24 millones de dólares corresponden al Estado por el pago de regalías¹². El 73% de dicho monto corresponde a la regalía adicional, la cual es calculada como un porcentaje sobre el VCH conforme a la tasa ofrecida por los contratistas en las licitaciones¹³.

Tabla 8. Valor contractual de los hidrocarburos y regalías ^{1 2 3}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	VCH	Regalía base	Regalía adicional	Total de regalías
abr-23	32,936,548	2,135,362	6,157,558	8,292,920
may-23	33,479,845	2,459,897	5,942,541	8,402,438
jun-23	30,453,671	2,018,333	5,601,758	7,620,091
Total	96,870,064	6,613,592	17,701,856	24,315,448

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fue utilizado para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

3. Las cifras corresponden a la determinación de los contratos bajo la modalidad de licencia en áreas terrestres.

¹² 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 de cada periodo y, de acuerdo con la normatividad aplicable, la información de volúmenes que proporciona la CNH prevalece para realizar el cálculo.

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

En el trimestre, la regalía base capturó las condiciones favorables del mercado de hidrocarburos. A partir de los precios observados, este periodo se detonaron 25 tasas progresivas, de las cuales 16 corresponden a petróleo, 8 a gas natural y 1 a condensados. La tasa de regalía base ponderada por el valor de cada hidrocarburo promedió: 8.02% para petróleo, 2.74% para el gas natural asociado, 0.03% para el gas no asociado y 5% para los condensados.

Tabla 9. Regalía Base
abril-junio
(Cifras en porcentaje y dólares)

Hidrocarburo	Tasa mínima ¹	Tasa máxima ¹	Tasa promedio ²	Regalía base ³	Porcentaje del total
Petróleo	7.50%	9.16%	8.02%	6,156,459	93.09%
Gas natural asociado	NA	7.37%	2.74%	258,916	3.91%
Gas natural no asociado	0.00%	7.92%	0.03%	2,337	0.04%
Condensados	5.00%	5.43%	5.00%	195,880	2.96%
Total				6,613,592	100%

1. Se refiere a la contraprestación contemplada en el artículo 24 de la LISH, la tasa mínima se refiere al porcentaje de regalía base que corresponde para precios por debajo de los umbrales An, Dn y Gn del mencionado artículo.
2. Se refiere al promedio de la tasa aplicada a cada contratista ponderado por el valor contractual del hidrocarburo extraído.
3. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Tabla 10. Regalía Adicional¹
abril-junio
(Cifras en porcentaje y dólares)

	Tasa aplicada ²	VCH	Regalía adicional	Porcentaje del total
Operadores privados con Pemex	13%	80,408,268	10,453,075	59.1%
Ronda 1.3	51%	10,052,698	5,168,737	29.2%
Ronda 2.2	25%	1,620,693	401,762	2.3%
Ronda 2.3	35%	4,788,405	1,678,283	9.5%
Total		96,870,064	17,701,856	100%

1. La suma puede no coincidir debido al redondeo.
2. Se refiere a la tasa promedio ponderada de los contratos de cada Ronda, contemplada en el artículo 6 de la LISH.

Para aquellos contratistas que cumplieran con las condiciones necesarias, el Fondo emitió 9 certificados de pago que amparan la transmisión onerosa de los hidrocarburos. Adicionalmente, se retuvieron 71 certificados, que corresponden a aquellos con adeudos al Estado o los casos pendientes de confirmación por parte de la CNH acerca de los montos de penas convencionales generadas.

Este trimestre se implementaron 4 procesos de ajustes, mismos que afectaron las contraprestaciones de 16 contratos. Dichos procesos comprenden 3 modificaciones instruidas por la SHCP y el restante a modificaciones de los insumos que provee la CNH para el cálculo.

El primer ajuste fue implementado conforme a la resolución VAPA-08/2022 de la SHCP. Con base en la cual se ajustó la información de comercialización del contrato Miquetla para enero de 2022. El segundo ajuste correspondió a la resolución VARI-10/2021 de la SHCP y se ajustó la información de comercialización del contrato Malva desde mayo de 2016 hasta junio de 2021.

El tercer ajuste fue resultado de una actualización a los parámetros fiscales del 2023 realizada por la SHCP el pasado 31 de mayo, en el que se modificaron los parámetros Bn y Hn vigentes para 2023, los cuales se utilizan para determinar la tasa de regalía base progresiva que corresponde a las contraprestaciones del petróleo y los condensados. Al considerar los nuevos parámetros, se ajustaron las contraprestaciones de 13 contratos, lo que derivó en un saldo favor del Estado de 42 mil dólares.

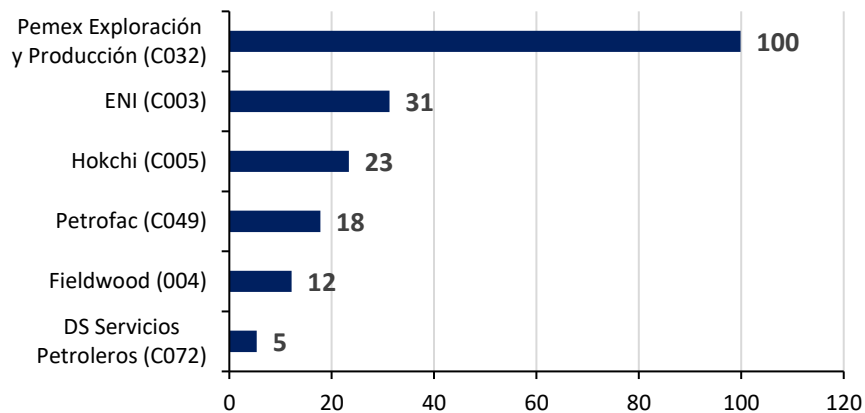
El cuarto ajuste resultó de la actualización de forma extemporánea, por parte de la CNH, de la extensión del área sujeta al pago de la cuota exploratoria para los contratos; IHCQ-040, Jaguar-021 y Jaguar-037. Ello derivó en un saldo a favor de los contratistas por 15 millones de pesos.

3.2 Contratos de producción compartida con producción

Durante el trimestre, 7 de los 35 contratos de producción compartida extrajeron al menos un hidrocarburo, 5 reportaron petróleo, condensados y gas natural asociado, un contrato produjo gas natural no asociado y el contrato restante extrajo únicamente petróleo.

Los contratos de producción compartida extrajeron en promedio 190 mbd de petróleo y 178 mmpcd de gas natural. El contrato Ek-Balam (C032) fue el principal productor de crudo aportando el 53% del total.

Gráfica 26. Volumen promedio de petróleo extraído, por contratista^{1 2}
 abril-junio
 (Cifras en miles de barriles diarios)

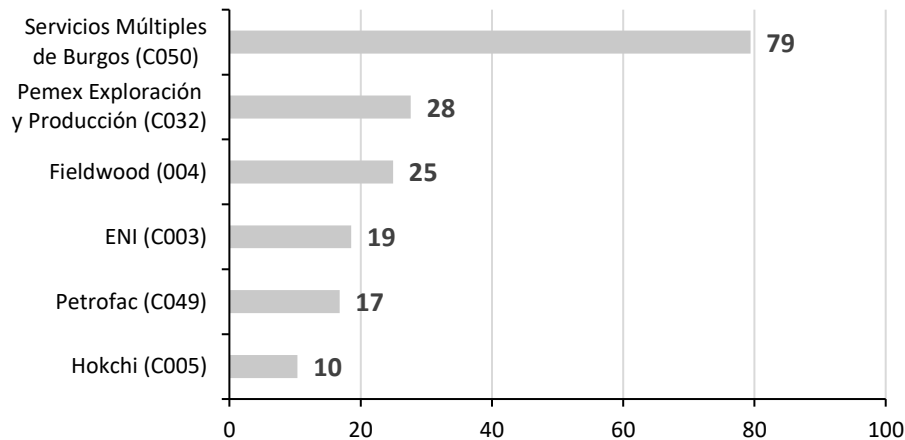


1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.

2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.



Gráfica 27. Volumen promedio de gas natural extraído, por contratista^{1 2 3}
 abril-junio
 (Cifras en millones de pies cúbicos diarios)



- Factor de conversión: 1 pie cúbico=1.03 Miles de British Thermal Unit (BTU) de gas natural.
- Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Los contratos de producción compartida consideran dos contraprestaciones asociadas a la extracción de hidrocarburos a favor del Estado, la regalía base y una participación 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 asociadas a la extracción de los contratos de producción compartida se pagan en especie, con excepción de los hidrocarburos extraídos durante pruebas de algunos contratos.

Para calcular las contraprestaciones que le corresponden a cada una de las partes se requiere calcular el VCH, el cual en el trimestre ascendió a 1,189 millones de dólares.

Tabla 11. Valor contractual de los hidrocarburos de producción compartida^{1 2}
 abril-junio
 (Cifras en dólares)

	VCH	Petróleo	Gas natural	Condensados
abr-23	362,130,594	342,990,366	18,296,400	843,827
may-23	423,673,439	407,066,168	16,044,455	562,815
jun-23	402,726,479	385,143,150	16,869,713	713,615
Total	1,188,530,511	1,135,199,685	51,210,568	2,120,258

- Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.
- La suma puede no coincidir debido al redondeo.

El Fondo terminó de regularizar la emisión de los certificados de pago para aquellos contratos que requieren la recepción de las actas suscritas entre la CNH y los contratistas referentes a los volúmenes por hidrocarburo. En total el Fondo emitió 18 certificados que amparan la propiedad de los hidrocarburos entregados al contratista como pago de sus contraprestaciones. Conforme a lo calculado por el Fondo para el trimestre, la distribución final de los hidrocarburos, entre los participantes de los contratos, fue la siguiente:

Tabla 12. Distribución final de la producción ^{1 2}
abril-junio

Contraprestaciones a favor de:	Petróleo	Gas Natural	Condensados
	(miles de barriles)	(Miles de millones de BTU)	(miles de barriles)
Estado	9,227	5,685	73
Pemex	3,756	4,439	54
Operadores privados	4,482	6,716	59
Total	17,465	16,839	186

1. Los datos corresponden al volumen producido en marzo, abril y mayo, que fueron utilizados para los cálculos de las contraprestaciones realizados durante abril, mayo y junio.
2. La suma puede no coincidir debido al redondeo.

Adicionalmente, en el trimestre se llevó a cabo el recálculo de contraprestaciones de 79 periodos correspondientes a 10 contratos de producción compartida. Lo anterior, derivado de modificaciones o actualizaciones realizadas por la CNH y la SHCP a la información que se utiliza como insumo para el cálculo de contraprestaciones, así como por la incorporación de la información de costos asociada a los presupuestos 2021 y la modificación de presupuestos asociados a 2022.

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, el Fondo recibió 546.9 millones de dólares por parte de P.M.I. Comercio Internacional S.A. de C.V. (P.M.I.) derivados de la comercialización de los hidrocarburos del Estado. De acuerdo con lo reportado por P.M.I., se cubrieron al comercializador 28.3 millones de dólares en comisiones como pago por sus servicios de comercialización.

Tabla 13. Ingresos y comisiones por la venta de los hidrocarburos del Estado¹
abril-junio

Comercializador	(Millones de dólares)	
	Ingresos por comercialización ²	Comisiones cubiertas ³ (No incluye IVA)
P.M.I. ⁴	546.9	28.3

1. De los contratos Pemex (C032), Pemex-Petrofac (C049), Pemex-Tecpetrol (C050), Pemex-Diavaz (C072), Eni (C003), Fieldwood (004) y Hokchi (C005).
2. Son importes netos de la contraprestación del comercializador e incluyen los intereses asociados a dichos importes por un monto de 293 mil dólares.
3. Contraprestación por los servicios de comercialización de acuerdo con la información reportada por P.M.I. en el SIPAC.
4. Se refiere al comercializador de hidrocarburos líquidos y gaseosos, P.M.I. Comercio Internacional, S.A. de C.V.

Publicada-Uso General

Información que ha sido publicada por el Banco de México

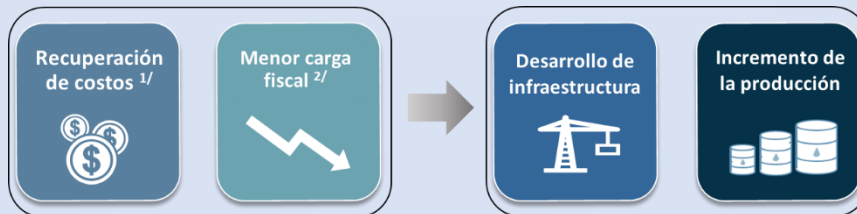
Adicionalmente, el Fondo a nombre y por cuenta de la CNH, recibió y realizó el pago del Impuesto al Valor Agregado (IVA) por la comercialización de hidrocarburos de la Nación por un importe de 1,634 millones de pesos, conforme a la información fiscal proporcionada por esa Comisión¹⁴.

¹⁴ 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.

Avances y expectativas de largo plazo de la migración “Ek-Balam”

Ek y Balam son campos petroleros contiguos localizados en aguas someras del Golfo de México, operados por Pemex desde la década de 1990. A partir de 2014 y en el marco de la Ronda Cero, ambos campos estuvieron regulados bajo el régimen fiscal de asignaciones. Posteriormente, Pemex solicitó la migración de las asignaciones a un régimen contractual con el objetivo de maximizar su producción, suscribiendo en mayo de 2017 el contrato para la extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida “Ek-Balam”, con vigencia de 25 años¹⁵.

Diagrama A.1. Ventajas del régimen contractual

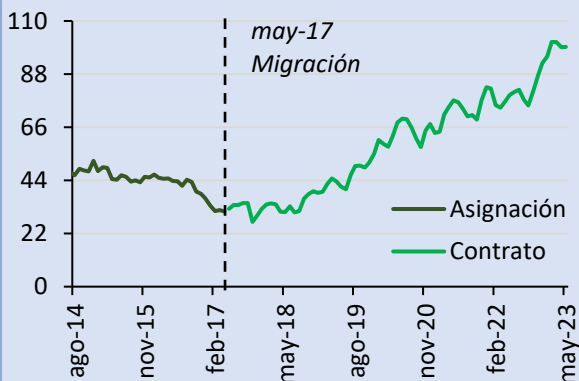


1/ El contrato Ek-Balam permite a Pemex recuperar costos por hasta el 60% del valor de los hidrocarburos, mientras la asignación permitía una deducción de costos limitada al 12.5% de dicho valor.
 2/ Durante los primeros años de vigencia del contrato, el pago de contraprestaciones al Estado es menor que el pago de derechos en el régimen de asignaciones.

A seis años de la migración, Pemex ha logrado triplicar la producción de petróleo en Ek-Balam, colocando a los campos dentro de los diez mayores productores a nivel nacional¹⁶. La producción pasó de 31 mbd en mayo de 2017 a 99 mbd en mayo de 2023.

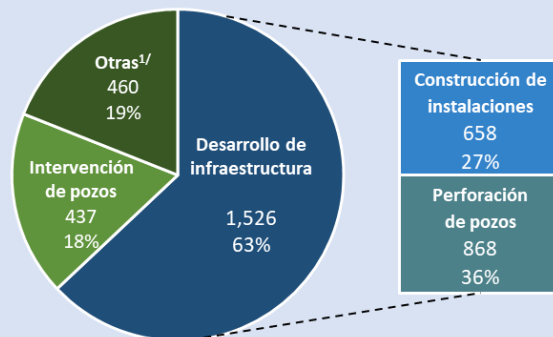
Lo anterior es resultado de las inversiones en el área contractual por 2,423 mdd¹⁷, de los cuales el 63% se han asociado al desarrollo de infraestructura. Cabe mencionar que, de acuerdo con la agencia Rystad Energy, el plan de desarrollo de Ek-Balam incluye la sustitución de 8 oleoductos y 1 gasoducto, la rehabilitación de una planta de inyección de agua, la perforación de más de 30 pozos, entre otros.

Gráfica A.1. Producción observada
(miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de CNH.

Gráfica A.2 Inversiones
(millones de dólares)



Fuente: FMP.

1/ Incluye sub-actividades: general, operación de instalaciones, otras ingenierías, entre otras.

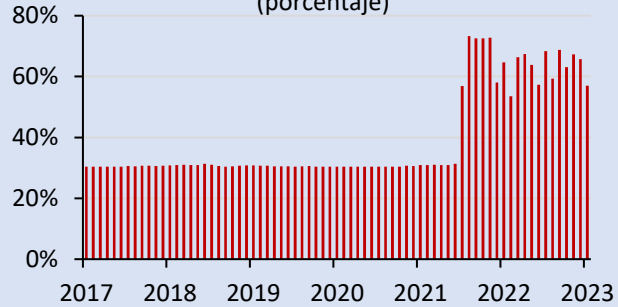
¹⁵ Identificado con el número de contrato CNH-M1-EKBALAM/2017 y registro fiduciario RF-C032-2017-010.

¹⁶ En mayo de 2023, el campo Balam se ubicó como el 6° productor de petróleo a nivel nacional y el campo Ek como el 8°.

¹⁷ Inversiones registradas por Pemex en el SIPAC, con corte al 30 de junio de 2023.

En términos de ingresos, Ek-Balam ha generado 8,144 mdd acumulados a mayo de 2023¹⁸, los cuales han sido repartidos entre el Estado (47%)¹⁹ y Pemex (53%) como pago de contraprestaciones. Cabe destacar que, desde el último trimestre de 2021, la participación del Estado en los ingresos ha incrementado debido a los mecanismos previstos en el contrato que le permiten captar la rentabilidad extraordinaria del proyecto (ver Anexo 1A.).

Gráfica A.3. Participación del Estado en los ingresos (porcentaje)



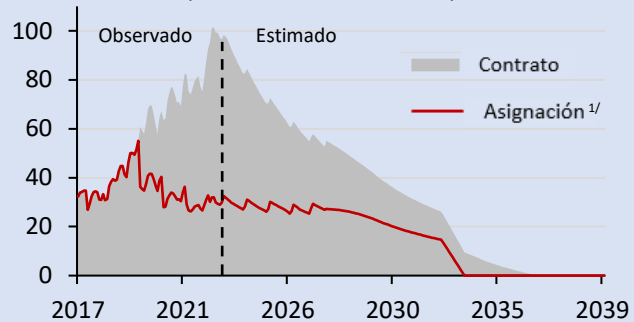
Fuente: FMP.

A continuación, se presenta un ejercicio para determinar los ingresos de largo plazo de Ek-Balam con base en información de producción de petróleo, precios e inversiones de Rystad Energy y Wood Mackenzie (ver Anexo 1B.). Se incluye una comparación con el escenario hipotético en que los campos permanecen bajo el régimen de asignaciones.

De acuerdo con las estimaciones, Pemex continuará realizando inversiones en Ek-Balam por más de 6,600 mdd²⁰, logrando una producción acumulada al final de la vigencia del contrato de 335 millones de barriles (mmb) de petróleo²¹.

- De haber permanecido bajo el régimen de asignaciones que, dada la carga impositiva supone menores inversiones para el desarrollo de los campos, la empresa habría obtenido una producción acumulada de petróleo de sólo 167 mmb.

Gráfica A.4. Producción de petróleo (miles de barriles diarios)



Fuente: FMP con información de Rystad Energy.
1/ Escenario hipotético.

Considerando lo anterior, los ingresos acumulados del contrato asociados a la producción de crudo ascenderían a 23,868 mdd, distribuidos entre el Estado y el contratista en casi igual proporción. Asimismo, los ingresos de Pemex netos de las inversiones sumarían 2,372 mdd.

- Bajo el régimen de asignaciones, el proyecto hubiera generado 11,320 mdd, lo que es menos del 50% de lo estimado para el contrato. Adicionalmente, la inversión en los campos sería superior a los ingresos del asignatario, lo que resultaría en una pérdida neta de 1,029 mdd.

¹⁸ Corresponde al valor contractual de los hidrocarburos de Ek-Balam acumulado de mayo 2017 a mayo 2023.

¹⁹ Para los contratos de producción compartida, las contraprestaciones se pagan en especie. El Fondo ha recibido 3,556 mdd derivados de la comercialización de los hidrocarburos de Ek-Balam que le corresponden al Estado.

²⁰ Se refiere a la inversión estimada a partir de 2023, con información de Rystad Energy.

²¹ Se refiere a la producción estimada por Rystad Energy.

**Tabla A.1. Estimación de ingresos de Ek-Balam bajo distintos regímenes fiscales**
(millones de dólares)

Concepto	i. Contrato	ii. Asignación	Diferencia (i-ii)
a. Inversiones	9,670	6,669	3,001
b. Ingresos del proyecto	23,868	11,320	12,549
b1. Estado	11,826	5,679	6,147
b2. Pemex	12,042	5,641	6,401
c. Ingresos netos de Pemex (b2-a)	2,372	-1,029	3,401

Fuente: FMP con información de Rystad Energy y Wood Mackenzie.

En suma, el cambio de régimen fiscal de Ek-Balam ha permitido a Pemex triplicar la producción de petróleo al contar con mayores recursos para la inversión. Se espera que la producción acumulada del contrato genere ingresos por casi 24 mil mdd, lo que se compara con 11 mil mdd que se obtendrían si no se hubiera llevado a cabo la migración.



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 operación del fideicomiso ascendieron a 24,561,738 pesos, conforme a lo siguiente:

Tabla 14. Honorarios fiduciarios pagados a Banco de México^{1/}
abril-junio
(Cifras en millones de pesos)

Concepto	2o Trimestre
Recursos Humanos	13.3
Costos de Ocupación	1.8
Tecnologías de la Información	6.0
Otros Gastos de Operación	0.1
Subtotal	21.2
IVA	3.4
Total	24.6

^{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 segundo trimestre el Fondo recibió 10 solicitudes de acceso a la información asociadas a diversos temas, entre los que destacan: a) recursos materiales; b) ingresos, y c) innovación y desarrollo tecnológico. Las solicitudes fueron atendidas en tiempo y forma conforme al marco jurídico en materia de transparencia.

ii. Resultados de la verificación realizada por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales (INAI) respecto al Programa Anual de Verificación y Acompañamiento Institucional para el cumplimiento de las obligaciones en materia de acceso a la información y transparencia por parte de los sujetos obligados del ámbito federal, correspondiente al ejercicio 2023



En el mes de mayo el INAI notificó al Fondo el resultado de la verificación con efectos vinculantes del Programa Anual de Verificación y Acompañamiento Institucional para el cumplimiento de las obligaciones en materia de acceso a la información y transparencia por parte de los sujetos obligados del ámbito federal, correspondiente al ejercicio 2023.

Con motivo de dicha verificación, el Fondo obtuvo un puntaje de cien (100) puntos porcentuales del Índice Global de Cumplimiento en Portales de Transparencia, sin que se formularan sugerencias u observaciones.

iii. Publicación de estadísticas

En cumplimiento de las obligaciones legales en materia de transparencia y rendición de cuentas, el Fondo realiza publicaciones mensuales de estadísticas a través de la infraestructura SIE-BANXICO, las cuales se refieren principalmente a la producción por tipo de hidrocarburo, los ingresos por comercialización, las contraprestaciones del Estado y los contratistas, así como los montos de inversión reportados por las empresas.

Durante el trimestre, el Fondo incorporó 39 series estadísticas asociadas a los montos de inversión reportados por tres contratos que pertenecen a la Ronda 3.1. Lo anterior trajo como resultado, que al cierre del periodo, el Fondo actualizó de manera mensual 4,539 series estadísticas.

Con la finalidad de ampliar la difusión de la información publicada por el Fondo, se desarrolló un proyecto para implementar la versión en inglés de las más de 4,500 series estadísticas y los cuadros analíticos mismos que pueden ser consultados en SIE-BANXICO, facilitando el acceso al público angloparlante y colaborando de manera proactiva con la transparencia de la información.

iv. Estrategia de comunicación

En este trimestre, en coordinación con el área de comunicación del Banco de México, se dio inicio al rediseño del sitio web del Fondo. Lo anterior, con el fin de renovar su imagen y hacer más fácil la navegación a través del mismo al público usuario.

b. Fiscalización y Control Interno

i. Auditoría Superior de la Federación (ASF)

En seguimiento a la auditoría 68 denominada “Verificación de la Producción de Hidrocarburos y la Determinación de los Ingresos de los Contratos de Exploración y Extracción, Rondas 1 y 2”, correspondiente al programa anual de auditorías para la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2022, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación que ha realizado la ASF.

Una vez que concluya la auditoría señalada, el fiduciario informará los resultados al Comité Técnico.

ii. Auditor Interno

Durante el desarrollo de la auditoría GAS-04/23, el Fondo ha dado respuesta en tiempo y forma a los requerimientos de información y documentación realizados por la Unidad de Auditoría del Banco de México. Una vez que concluya la referida auditoría, se informarán los resultados al Comité.

iii. Fortalecimiento al Control Interno

Durante este periodo, en conjunto con el Centro de Inteligencia y Respuesta del Banco de México, se inició la evaluación para determinar si los procesos del Fondo requieren protocolos de actuación específicos para la atención de incidentes de ciberseguridad. Lo anterior, como parte del Plan de Trabajo del fideicomiso en esta materia.

Por otra parte, se solicitó a la Gerencia de Control Normativo del Banco de México la actualización de Manual de Procedimientos de Operación del proceso Operación financiera del FMPED. Esto, con la finalidad de que dicho documento refleje los cambios en la ejecución de algunas actividades de este proceso.

c. Talleres para contratistas

En junio, el Fondo organizó el segundo taller del 2023, el cual está destinado a apoyar a los contratistas en el dominio del sistema para cumplir con sus obligaciones contractuales asociadas al registro de la información acerca de las actividades de exploración, producción, así como las inversiones realizadas. En esta ocasión se contó con la asistencia de 115 participantes entre los que se encontraba personal de la SHCP, la CNH y la SENER.

Anexo 1A. Mecanismos que incrementan la participación del Estado en los ingresos del proyecto para los contratos bajo la modalidad de producción compartida

- a) **Mecanismo de Ajuste (MA).** El MA tiene como propósito que el Estado capture la rentabilidad extraordinaria que genere el proyecto. Dicho mecanismo se detona a través de la Métrica del Resultado Operativo (MRO) del contratista, la cual es una tasa interna de retorno anualizada.

$$0 = \sum_{i=1}^t \frac{ROC_i}{(1 + r_t)^{i-1}} \quad MRO_t = (1 + r_t)^{12} - 1$$

$$ROC_t = \text{Ingresos brutos del contratista}_t - \text{Costos}_t$$

Cuando la MRO alcanza el primer umbral de 25% se activa el MA, incrementando así el porcentaje de participación del Estado sobre la utilidad operativa, que para el caso particular de Ek-Balam es de 70.5%. Es decir, una vez activado el MA, el Estado comienza a recibir más del 70.5% de la utilidad operativa.

El MA está limitado por un segundo umbral de 40% para la MRO. 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. En el caso de Ek-Balam, el porcentaje mínimo que el contratista puede recibir de la utilidad operativa es 7.38%.

- b) **Recuperación de costos (RC).** La RC es una contraprestación a favor del contratista que se paga siempre que exista producción. Para Ek-Balam, el contratista puede recuperar costos hasta por un límite igual al 60% del valor contractual de los hidrocarburos más ingresos adicionales. Se espera que la RC disminuya gradualmente durante la vigencia del contrato debido al menor requerimiento de inversiones después de aquellas realizadas para la evaluación y el desarrollo del área contractual. Con una menor RC, la utilidad operativa del proyecto aumenta, incrementando así las contraprestaciones a favor del Estado.

$$\uparrow \text{Utilidad Operativa}_t = \text{Valor contractual de los hidrocarburos}_t - \text{Regalías}_t - \text{RC}_t \downarrow$$

Anexo 1B. Supuestos para las estimaciones de ingresos de largo plazo de Ek-Balam

A continuación, se presentan los supuestos utilizados para estimar los ingresos de largo plazo de Ek-Balam bajo el régimen contractual y de asignaciones. Cabe mencionar que únicamente se estiman los ingresos provenientes del petróleo, ya que representan el 98% de los ingresos totales observados a la fecha.

1. Producción

- Para el contrato, se utilizaron los niveles observados a mayo de 2023. Hacia adelante, se utilizaron las estimaciones de producción de crudo de Rystad Energy con periodicidad mensual, actualizadas en mayo de 2023.



- Para la asignación, se emplearon las estimaciones de producción de crudo de Rystad Energy con periodicidad mensual, excluyendo aquella que es resultado de las inversiones para el desarrollo de los campos.

2. Inversiones

- Para el contrato, se utilizaron las inversiones registradas por Pemex en el SIPAC correspondientes a los periodos de mayo 2017 a mayo 2023. Hacia adelante, se utilizaron las estimaciones de Rystad Energy con periodicidad anual, actualizadas en mayo de 2023, aplicando una distribución uniforme por año para obtener datos mensuales.
- Para la asignación, se utilizaron las estimaciones de Rystad Energy excluyendo las inversiones para el desarrollo de los campos y se empleó la misma metodología que para el caso del contrato con el fin de obtener datos mensuales.

3. Precios

- En ambos escenarios, se utilizó el precio contractual de los hidrocarburos observado a mayo de 2023. Para los periodos siguientes, se utilizaron las estimaciones de largo plazo del precio del crudo Maya de Wood Mackenzie actualizadas en marzo de 2023.

4. Contraprestaciones/Derechos

- **Regalía (Contrato):** se consideraron las regalías observadas a mayo de 2023. En adelante, se aplicó la tasa promedio observada de junio 2022 a mayo 2023.
- **Derecho de Extracción (Asignación):** se aplicó una tasa base de 7.5% al valor del petróleo.
- **Utilidad Operativa del Estado (Contrato):** se considera la utilidad operativa del Estado observada a mayo de 2023 y hacia adelante se aplica el porcentaje pactado en el contrato de 70.5%, sujeto a aumentos derivado de la activación del MA.
- **Derecho por la Utilidad Compartida (Asignación):** se considera la tasa observada de 2017 a 2023 y en adelante una tasa constante de 54%.
- **RC (Contrato):** se considera la RC observados a mayo de 2023 y hacia adelante el límite de RC del 60% sobre el valor contractual de los hidrocarburos más ingresos adicionales.
- **Deducción de costos (Asignación):** se aplica un límite de 12.5% al valor de los hidrocarburos.



FMP

Informe trimestral abril – junio 2023

Anexo 2. Estados financieros

Publicada-Uso General

Información que ha sido publicada por el Banco de México