

Efectos Macroeconómicos y Fiscales de una política de no exploración y la reforma tributaria de 2022 en el sector de hidrocarburos

Dirección Técnica
Comité Autónomo de la Regla Fiscal
Enero 26 de 2023

1. Introducción

El sector minero-energético es una fuente importante de crecimiento en Colombia. Según el Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) aportaría 0,1 puntos al crecimiento del PIB de 2022 y 0,3 puntos en 2023. También aporta ingresos importantes al Gobierno Nacional Central (GNC) y a las regiones por las regalías. En los últimos años el ingreso petrolero ha representado entre 10% y 20% de los ingresos totales del GNC. El flujo de dólares que genera ha sido determinante para la balanza de pagos, ha sido la principal fuente de divisas de la economía, aportando cerca del 40% de las exportaciones y del 20% de la inversión extranjera directa.

El Comité Autónomo de la Regla Fiscal (CARF) produce este análisis dada la importancia de los recursos que el sector de hidrocarburos genera, y su impacto sobre la sostenibilidad fiscal y la estabilidad macroeconómica del país. Considera importante pronunciarse sobre la política de hidrocarburos que se ha discutido, de acuerdo con sus funciones, estipuladas en la Ley 2155 de 2021.

El Gobierno aprobó una reforma tributaria, cuyo principal recaudo proviene del sector extractivo y ello podría tener efectos sobre la inversión y la futura producción. Por otro lado, el actual gobierno, en algunas instancias, ha sugerido suspender la firma de nuevos contratos de exploración de petróleo y respetar los que ya han sido firmados. Dicha política también llevaría a una disminución de la inversión que tendría consecuencias en el futuro sobre la producción de hidrocarburos.

En la reforma aprobada, se considera una sobretasa al impuesto de la renta de entre 5% y 15% de acuerdo con el nivel de los precios del petróleo, comparado con los precios históricos de los últimos 10 años. Para el cobro de la sobretasa de renta se estipulan 4 umbrales de acuerdo con la distribución de los precios reales (deflactados con el IPC de Estados Unidos) de los últimos 10 años: i) por debajo del percentil 30, ii) entre el percentil 30 y el percentil 45, iii) entre el percentil 45 y el 60, y iv) por encima del percentil 60. Dados los umbrales, la sobretasa de renta se cobraría de acuerdo con la relación del precio promedio del año frente a estos así: i) no se cobra sobretasa, ii) sobretasa del 5%, iii) sobretasa del 10%, y iv) sobretasa del 15%, respectivamente.

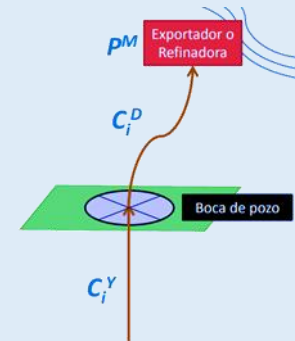
Adicional a la sobretasa, la reforma tributaria incluye la prohibición de deducir el valor de producción de regalías cuando estas son liquidadas en especie, y a precio de comercialización cuando son liquidadas en dinero. La anterior supone un trato heterogéneo en el sector, favoreciendo a las empresas que liquidan las regalías en especie frente a las cuales en sus contratos se estipula la liquidación en dinero.¹

¹ Este trato heterogéneo desincentiva la inversión por parte de las empresas del sector que liquidan sus regalías en dinero.

Recuadro 1. No deducibilidad de regalías

De acuerdo con el artículo 360 de la Constitución Política “La explotación de un recurso natural no renovable causará a favor del Estado una contraprestación económica a título de regalía”. De acuerdo con las estimaciones con información del sector, aproximadamente un 90% de las regalías son liquidadas actualmente en especie, mientras que el 10% restante se liquidan en dinero.

La liquidación de regalías en especie se realiza de acuerdo con la ecuación (i), mientras que las que se liquidan a precios de mercado se realiza de acuerdo con la ecuación (ii). Donde R_i constituye el pago de regalías del contrato i , f_i la tarifa de liquidación, Y_i la producción, P^M los precios de mercado y C_i^D los costos marginales deducibles.



$$R_i = f_i Y_i \quad (i)$$

$$R_i = f_i (P^M - C_i^D) Y_i \quad (ii)$$

Bajo el estatuto tributario anterior, las regalías eran deducidas al momento de realizar la depuración del impuesto de renta. En la tabla 1, se observa cómo se realizaba la depuración de renta en ambos escenarios, en especie o en dinero, donde C_i^Y representa los costos de producción. Se observa que tanto empresas que liquidan en especie como en dinero al realizar la depuración terminan con la misma base sobre la cual se paga el impuesto de renta.

Tabla 1. Depuración de renta previa a la reforma

En Especie	En Dinero
$Ingresos_i = (1 - f_i) Y_i P^M$	$Ingresos_i = Y_i P^M$
$Costos_i = [(C_i^Y + (1 - f_i) C_i^D) Y_i]$	$Costos_i = (C_i^Y + C_i^D) Y_i - f_i (P^M - C_i^D) Y_i$
$Base\ renta_i = [(1 - f_i) (P^M - C_i^D) - C_i^Y] Y_i$	$Base\ renta_i = [(P^M - C_i^D) (1 - f_i) - C_i^Y] Y_i$

La reforma aprobada implica la no deducibilidad de regalías, lo cual modifica la depuración del impuesto de renta en el sector. En la tabla 2, se resume la nueva depuración del impuesto de renta. Se observa que (1) la base gravable del impuesto de renta para las empresas extractivas aumenta, y (2) aumenta más para las empresas que liquidan regalías en dinero que para las que lo hacen en especie.

Tabla 2. Depuración de renta después de la reforma

En Especie	En Dinero
$Ingresos_i = (1 - f_i) Y_i P^M + f_i C_i^Y Y_i$	$Ingresos_i = Y_i P^M$
$Costos_i = [(C_i^Y + (1 - f_i) C_i^D) Y_i]$	$Costos_i = (C_i^Y + C_i^D) Y_i$
$Base\ renta_i = (1 - f_i) (P^M - C_i^D - C_i^Y) Y_i$	$Base\ renta_i = (P^M - C_i^D - C_i^Y) Y_i$
$\Delta\ Base\ renta_i = f_i C_i^Y Y_i$	$\Delta\ Base\ renta_i = f_i (P^M - C_i^D) Y_i$

Este documento estudia diferentes escenarios de producción de petróleo hasta 2030, simulados por el CARF para el sector de hidrocarburos. En el primero de ellos, el escenario base, se considera la producción basada en la estrategia 2040 de Ecopetrol², extrapolándola a la producción nacional.

² El escenario Estrategia 2040 se puede consultar en <https://files.ecopetrol.com.co/web/esp/cargas/web/noticias/VCM/PPT%20Estrategia%20ECP%20final%20es.p.pdf>

Tanto la decisión de no firmar nuevos contratos de exploración, como la reforma tributaria tendrían efectos negativos en las decisiones de inversión del sector. No se cuenta con la información necesaria para estimar la magnitud de esta caída. De acuerdo con estimaciones de la Asociación Colombiana de Petróleo y Gas (ACP), la inversión caería en 30% si se llegaran a implementar ambas políticas.³

En este documento se simulan escenarios donde la inversión cae en 5%, 15% y 30%, y sus respectivos efectos sobre la producción. Además, para cada uno de estos escenarios, se calculan los efectos de los cambios en la producción sobre las exportaciones petroleras y la balanza comercial, sobre los ingresos del GNC, y sobre los ingresos de las regiones por regalías.

Los resultados muestran que una disminución de la inversión de 30% anual en el periodo 2023-2030, llevaría a una caída de la producción en 2030 de cerca de 286 mil barriles diarios. Lo anterior redundaría en una caída de las exportaciones, que llevarían a un mayor desbalance comercial. En el escenario base, el déficit comercial alcanzaría el 3,2% del PIB en 2030; con una caída de la inversión de 30%, el déficit comercial se estabilizaría alrededor de 3,5% del PIB.

La disminución en la producción petrolera también llevaría a una disminución de los ingresos de la Nación, comparado con el escenario base, a 2030. Sin embargo, en los primeros años, dados los recaudos adicionales por la sobretasa de renta y la no deducibilidad de las regalías, aprobadas en la reforma tributaria, se observaría un aumento de los ingresos del GNC. Estos caerían, de forma paulatina, y se volverían menores a los del escenario base.

En el escenario base se estiman transferencias del sector al GNC de COP 36,9 billones, en 2030; con una caída de la inversión del 30%, estos se reducirían en un 24,6%. Los ingresos de las regiones por regalías también se verían afectados por la menor producción. En el escenario base se estima un ingreso por regalías a 2030 de COP 12 billones, mientras que con una caída de la inversión del 30% disminuiría estos ingresos a COP 8,4 billones.

Dados los efectos sobre las cuentas fiscales y macroeconómicas se recomienda reconsiderar la política de no exploración. También es importante considerar que en el mediano plazo los ingresos fiscales que genera la reforma podrían disminuirse si se concretan reducciones en la inversión y la producción.

2. Metodología

La política de no firmar nuevos contratos de exploración en conjunto con la reforma tributaria desincentiva la inversión en el sector. La primera impide la posibilidad de nuevas inversiones y la segunda provoca un incremento en los costos de los proyectos existentes.

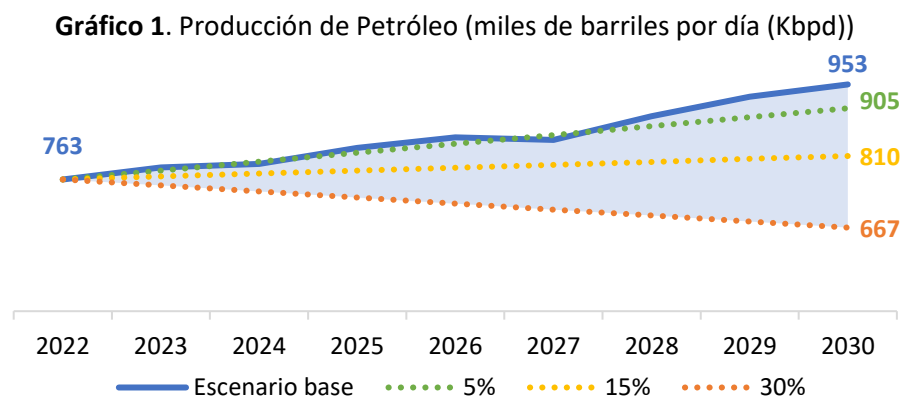
La reducción de la inversión tendría efectos considerables en la producción de petróleo en el mediano plazo. De acuerdo con estimaciones realizadas sobre el sector petrolero agregado, se ha encontrado que una reducción anual de 1% en la inversión durante 10 años provocaría una caída acumulada de 1% en la producción en este mismo periodo de tiempo. Esto señala un impacto

³ “Análisis a propuesta de sobretasa petróleo octubre 25-ponencia segundo debate”, ACP

negativo en el dinamismo del sector, aunque los resultados no son concluyentes en cuanto a su verdadera magnitud.⁴

A lo largo del documento se estudian posibles escenarios de producción de acuerdo con la política de hidrocarburos que se ha debatido en el país de forma pública. El escenario base corresponde a la continuidad de las políticas hasta 2022, sin la reforma tributaria y continuidad en la exploración basado en el escenario estrategia 2040 de Ecopetrol, que ha sido actualizado con los supuestos incorporados en el MFMP.⁵

El Gráfico 1 muestra la evolución de la producción nacional en el escenario base. Para su construcción se comparó la cifra de la Estrategia 2040 con los registros de producción fiscalizada de la ANH. De este análisis se concluyó que, aproximadamente el 60% de la producción del grupo corresponde a la fiscalizada por Ecopetrol S.A. ante la nación, y que, del total de la producción fiscalizada nacional, Ecopetrol S.A. representa, aproximadamente el 60%. Esta relación se extrapoló para construir la senda de producción nacional a 2030. Allí es posible observar que la producción crece hasta el 2030 y a partir de allí comenzaría a reducirse a una tasa de 10mil barriles por día. El gráfico 1 también muestra estimaciones del CARF de sendas de producción, asociadas a caídas en la inversión del sector, anuales, entre el 5% y el 30%.



Fuente: Cálculos propios DT-CARF

3. Resultados

a. Macro Externos

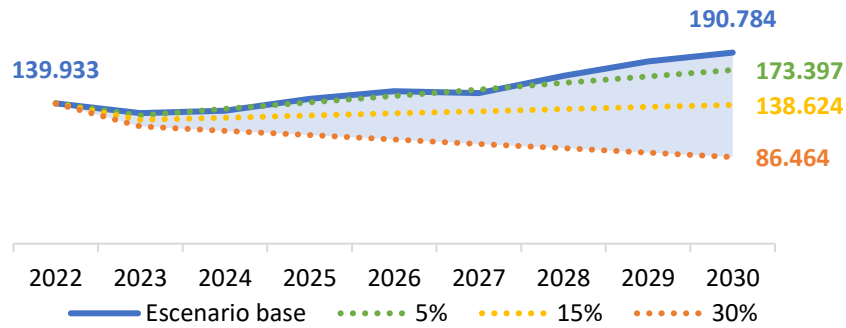
Los recursos que genera la producción del sector petrolero son importantes para las cuentas externas a través de las exportaciones de crudo y de inversión extranjera directa. Aproximadamente

⁴ Para obtener esta sensibilidad se estimó una regresión lineal con datos trimestrales desde 2014 entre la inversión en Ecopetrol y su producción. No existen otras mediciones en el caso colombiano para esta sensibilidad que permitan obtener un resultado comparativo.

⁵ El escenario base considera una transición energética, donde la producción de hidrocarburos financia la inversión de proyectos de energías limpias y renovables. Consistente con esto, la producción de petróleo comenzaría a decrecer en la década de 2030s, y se comenzaría a generar una sustitución por nuevas energías. Según el escenario Estrategia 2040, Ecopetrol espera tener una inversión en capital de USD 4,7 mil millones promedio, por año, entre 2022 y 2030. Entre el 2022 y 2024, se espera tener una inversión entre USD 11 y 12 mil millones, de los cuales el 79% sería nacional.

430 miles de barriles por día son destinados a las refinerías nacionales, el resto de la producción se exporta. Por lo tanto, la disminución proyectada en la producción tendría un efecto directo sobre las exportaciones petroleras. En el caso donde la inversión se disminuyera en 30%, hacia el año 2030 las exportaciones petroleras se disminuirían en 55%. Por su parte, una disminución de la inversión de 15% reducirían las exportaciones petroleras en 27%, como lo muestra el Gráfico 2.

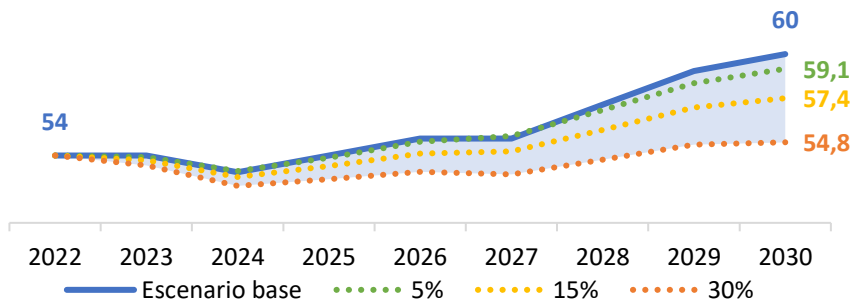
Gráfico 2. Exportaciones petroleras (millones de barriles por año)



Fuente: Cálculos propios DT-CARF

El Gráfico 3 muestra los resultados para las exportaciones totales teniendo en cuenta la diversificación esperada de la canasta exportadora, donde, según el MFMP, se estima que el peso de las exportaciones no tradicionales pasaría de 28% en el 2024 al 38,2% en 2034, con un crecimiento promedio anual de 7,2%. Allí se nota que, una caída en inversión de 30%, disminuiría la cantidad de exportaciones totales en 9%. Esta caída asume la respectiva sustitución imperfecta de las exportaciones petroleras por otros bienes y el aumento del precio del petróleo hacia el final de esta década, que suavizan la caída.⁶

Gráfico 3. Exportaciones totales (miles de millones de USD FOB)



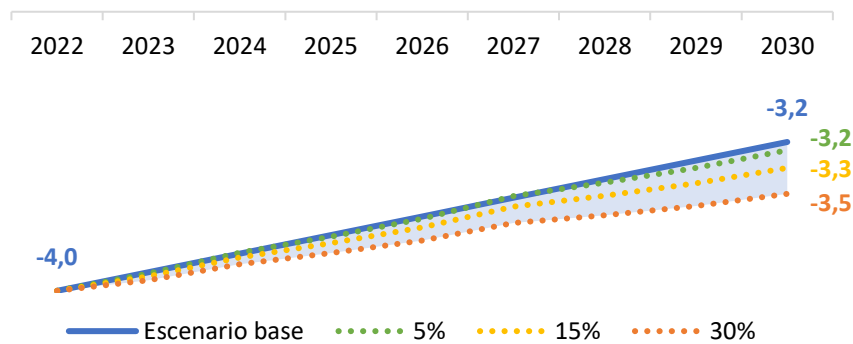
Fuente: Cálculos propios DT-CARF

Esta caída en exportaciones tiene efectos sobre la balanza comercial. Como lo muestra el Gráfico 4, el escenario base espera una reducción del déficit comercial, que llegaría a 3,2% del PIB en 2030, como consecuencia de un crecimiento menor de las importaciones con respecto al PIB. Según MFMP, se espera que el crecimiento promedio anual de las importaciones entre 2024 y 2033 sea

⁶ De no presentarse esta diversificación el impacto podría ser mayor, llegando a una disminución de las exportaciones totales de 20%.

3,3% inferior al crecimiento esperado del PIB en dólares. Una reducción del 30% de la inversión en hidrocarburos llevaría a que el déficit comercial converja al 3,5% en el 2030 dado el impacto sobre las exportaciones totales y la caída contemporánea de la inversión extranjera directa. Además, este mayor déficit comercial generaría una mayor depreciación del peso. Sin embargo, nuestro análisis no considera el efecto de esta depreciación sobre el ingreso disponible de los hogares y las firmas, y la correspondiente disminución de la demanda de importaciones.⁷

Gráfico 4. Balanza Comercial como % PIB



Fuente: Cálculos propios DT-CARF

b. Fiscales

El ingreso petrolero del GNC está compuesto por el impuesto de renta que pagan las empresas del sector, y por las rentas de capital que transfiere Ecopetrol al Gobierno. Buena parte de estos ingresos son permanentes, han ayudado a financiar los gastos del Gobierno durante décadas, y están incluidos en la programación macroeconómica para que sigan entrando anualmente a las arcas del estado. Por lo tanto, el efecto de la no exploración y de la reforma tributaria sobre las transferencias del sector a la nación son importantes para evaluar la sostenibilidad fiscal del país.

Para el cálculo del ingreso petrolero del escenario base, se tomaron las proyecciones del pago del impuesto de renta y rentas de capital consistentes con la senda de producción base. Así, se estimó la utilidad del sector consistente con la senda de producción, los precios del petróleo y TRM proyectadas, así como la relación observada entre estas variables y la utilidad implícita del sector en vigencias anteriores. Una vez estimada la utilidad se realizó la depuración del impuesto de renta para cada vigencia consistente con una tarifa nominal del 35%.

Para calcular las rentas de capital que transfiere el sector a la Nación, se realizó el cálculo anterior, únicamente para Ecopetrol, tomando su peso observado en la producción nacional del sector. A la utilidad estimada, se le resta el impuesto de renta a pagar estimado, para así obtener la utilidad después de impuestos y atribuible a accionistas. Con base en esta se aplica el *payout* implícito observado, tomando en cuenta la participación de la Nación en la empresa, obteniendo así los dividendos que se espera se giren al GNC.

Tal como se mostró en la sección anterior, la decisión de no firmar nuevos contratos de exploración petrolera, así como la reforma tributaria tendrían efectos negativos en la inversión en el sector lo

⁷ Para cuantificar estos efectos es necesario un modelo de equilibrio general que esperamos construir para futuros análisis.

que se traduce en un menor nivel de producción. Como es natural, esta caída en la producción afecta la renta del sector y por ende las transferencias que se giran al GNC de parte de este.

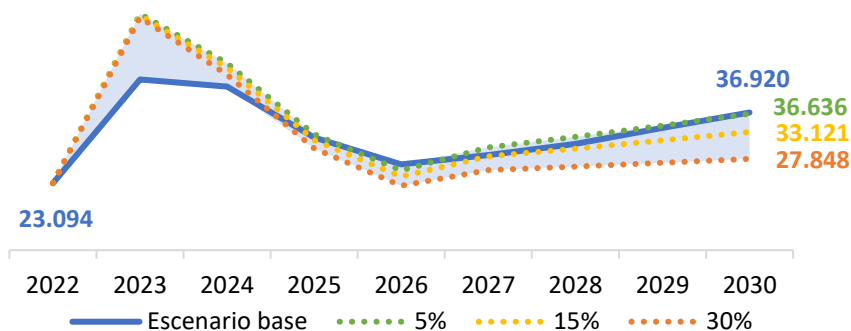
Adicional a estos efectos la reforma tributaria tiene un impacto en los recursos que recibe la nación del sector de hidrocarburos. Para dimensionar los diferentes efectos que puede tener la caída en la producción en conjunto con un diferente trato tributario, el CARF simuló los ingresos de la nación provenientes del sector para los diferentes escenarios de producción estimados, incluyendo la reforma tributaria.

En estos escenarios, sin nueva exploración y con reforma tributaria, se aplica la variación en la producción nacional, frente al escenario base, al pago del impuesto de renta del sector. Posteriormente, suponiendo una tarifa nominal del 35% se estiman las utilidades consistentes con el pago del impuesto de renta.

Para tener en cuenta la no deducibilidad de regalías, a la utilidad se le adiciona el costo de las regalías que actualmente es deducido de renta. A esta nueva base gravable se le aplica la tarifa de renta, tomando en cuenta la sobretasa, de acuerdo con la distribución esperada de precios, obteniendo así el pago del impuesto de renta. Para calcular el giro de dividendos a la Nación, se realiza nuevamente el cálculo explicado anteriormente, tomando la producción proyectada y su respectivo pago de impuestos, en los distintos escenarios de caída de inversión.

El efecto total sobre las transferencias del sector al GNC se presenta en el Gráfico 5. Las transferencias a la nación se reducen en todos los escenarios a 2030 frente al base. Dada la mayor carga tributaria del sector, para el periodo 2023 a 2025, el mayor recaudo producto de la reforma tributaria compensaría la caída en la producción.

Gráfico 5. Ingresos del GNC (COP miles de millones)

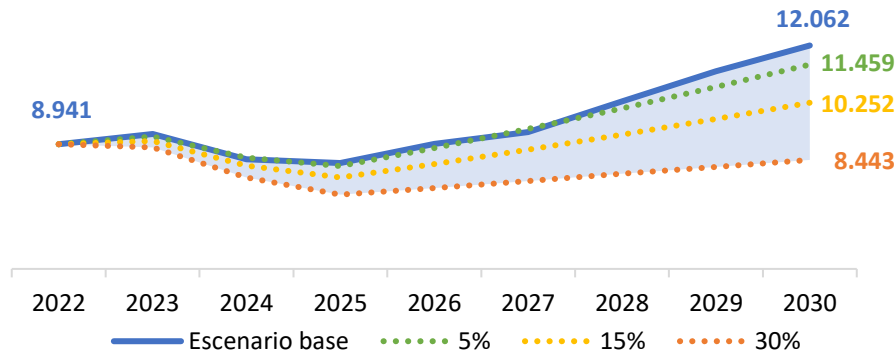


Fuente: Cálculos propios DT-CARF

A partir del 2026 se observa que el total de ingresos petroleros disminuye frente al escenario base. En el escenario base se estiman transferencias del sector al GNC de COP 36,9 billones en 2030; con una caída de la inversión del 30%, estos se reducirían en un 24,6%, ubicándose en COP 27,8 billones. Adicionalmente, se observa que el mayor recaudo generado por la reforma tributaria en cuanto al sector es de carácter transitorio y no se genera un aumento de los ingresos del GNC en el mediano y largo plazo.

Por otra parte, la producción de petróleo afecta también los ingresos de las regiones. Una menor producción se traduce en un menor pago de regalías. Según lo estimado, Gráfico 6, la decisión de no exploración en conjunto con la reforma tributaria reduciría el pago de regalías al año 2030. En el escenario base se estima un ingreso por el concepto de regalías a 2030 de COP 12 billones; una caída de la inversión del 30%, disminuiría estos ingresos a 2030, ubicándolos en COP 8,4 billones.

Gráfico 6. Regalías (COP miles de millones)



Fuente: Cálculos propios DT-CARF

4. Consideraciones finales

Este documento evalúa los efectos sobre la producción, las exportaciones, la balanza comercial, y las transferencias del sector a la nación y a las regiones de una política de hidrocarburos que suprime la adjudicación de nuevos contratos de exploración de petróleo y la reforma tributaria aprobada en el congreso, que aumenta los impuestos al sector y prohíbe la deducibilidad de las regalías.

Los resultados muestran que una disminución de la inversión de 30% anual en el periodo 2023-2030, producto de estas políticas, llevaría a una caída de la producción de petróleo en 2030 de cerca de 286 mil barriles diarios. Lo anterior redundaría en una caída de las exportaciones de petróleo de 55% en 2030, que llevarían a un mayor desbalance comercial. En el escenario base, el déficit comercial alcanzaría el 3,2% del PIB en 2030; con una caída de la inversión de 30%, el déficit comercial se estabilizaría alrededor de 3,5% del PIB. Por su parte, una caída de la inversión del 30%, disminuiría los ingresos fiscales de 2030 en COP 12,7 billones, un 26% de los ingresos fiscales del escenario base.

El análisis permite concluir que la ausencia de nueva exploración podría reducir de forma importante los ingresos petroleros de la nación y las regiones, y afectar la oferta de dólares a través de menores exportaciones e inversión. Por su parte, la reforma tributaria incrementaría los ingresos de la nación en el corto plazo, pero este aumento no sería permanente, se observarían menores transferencias del sector a la nación en el mediano plazo como consecuencia de una menor producción.