

**EVALUACIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE
HIDROCARBUROS COLOMBIANO FRENTE A DIVERSOS ESCENARIOS
DE PRODUCCIÓN**

**SUBDIRECCIÓN DE
HIDROCARBUROS
2015**

Tabla de contenido

INTRODUCCIÓN	5
1. CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS.....	6
1.1. CONTEXTO GENERAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS.....	6
1.2. CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA	7
A. Petróleo en el sector real y externo de la economía colombiana.....	8
B. Contribución del Sector de Hidrocarburos al empleo	10
C. Dependencia Fiscal del Sector de Hidrocarburos.....	12
1.3. CONTRIBUCIÓN A NIVEL DE ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS	13
A. Estructura productiva del sector	14
B. Multiplicadores.....	15
C. Encadenamientos del sector	17
1.4. CONTRIBUCIÓN DE LAS REGALÍAS A LAS FINANZAS MUNICIPALES Y SUS EFECTOS REGIONALES	18
1.5. MODELACIÓN DEL BOOM PETROLERO A TRAVÉS DE EQUILIBRIO GENERAL.....	20
A. Las Simulaciones de Equilibrio General.....	21
B. Crecimiento económico y producción nacional	22
C. Tasa de cambio y recomposición de la economía.....	23
D. Cuentas fiscales	25
2. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE HIDROCARBUROS.....	26
2.1. ESQUEMA DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO	26
2.2. PRECIOS DEL CRUDO	27
2.3. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.....	30
3. ANÁLISIS ECONOMICO – EFECTOS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS.	33
3.1. CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR A TRAVÉS DE ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS	33
A. Cálculo de los multiplicadores para el sector hidrocarburos	33
B. Impactos en el consumo intermedio a partir de diferentes escenarios de producción	34
3.2. SIMULACIÓN DE EQUILIBRIO GENERAL - MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL COMPUTABLE	35
Fuente: FEDESARROLLO	36

A.	Balance Fiscal	36
B.	Producción nacional y crecimiento económico.....	38
C.	Tasa de cambio.....	39
D.	Recomposición sectorial en producción y empleo.....	40
3.3.	PROYECCIONES DE INGRESOS POR REGALÍAS 2015-2025 Y SU DISTRIBUCIÓN - IMPACTOS SOBRE FINANZAS MUNICIPALES Y REGIONALES	41
A.	Escenarios de regalías 2015 – 2024.....	42
B.	Distribución de recursos del SGR 2015 - 2024	43
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	45
4.1.	CONCLUSIONES	45
4.2.	RECOMENDACIONES	46
5.	ANEXOS.....	48
5.1.	Fondo de Desarrollo Regional (FDR)	48
5.2.	Fondo de Compensación Regional (FCR).....	49
5.3.	Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT)	50

Tabla 1. Comparación remuneración vs. empleo del sector hidrocarburos	11
Tabla 2: Composición de las cuentas de petróleo y gas y refinación de petróleo	13
Tabla 3: Multiplicadores distintos sectores 2005, 2012.....	16
Tabla 4: Multiplicadores distintos sectores.....	34
Tabla 5: Contribución monetaria en consumo intermedio del sector de hidrocarburos (Billones de pesos 2012).....	34
Tabla 6: Distribución SGR Escenario Bajo, Base y Alto (Miles de Millones)	43

Gráfica 1: IEA del Sector Petrolero y pozos perforados (2003-2013)	6
Gráfica 2: Reservas y producción de petróleo y gas (2003-2013).....	7
Gráfica 3: Crecimiento y participación del sector petrolero en la economía	8
Gráfica 4: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna.....	9
Gráfica 5: Balanza comercial con y sin combustibles (miles de millones de dólares).....	10
Gráfica 6: Participación del sector en el empleo total (Afiliación a ARL).....	11
Gráfica 7: Principales aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Central.....	12
Gráfica 8: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna.....	14
Gráfica 9: Comparación del resultados en producción petróleo y gas y refinación 2005-2012	15
Gráfica 10: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna.....	16
Gráfica 11: Consumo intermedio promedio por sector y del sector. 2005-2012	17
Gráfica 12: Regalías y su distribución.....	19
Gráfica 13: Participación de las Regalías Directas en los Ingresos Totales y Corrientes de los entes territoriales 2004 - 2010.....	20
Gráfica 14: Precios y producción de petróleo	21
Gráfica 15: Impacto bonanza sobre crecimiento económico	22
Gráfica 16: Impacto agregado sobre el Producto Interno Bruto.....	23
Gráfica 17: Impacto sobre tasa de cambio.....	24
Gráfica 18: Crecimiento promedio del PIB transable y no transable 2003 – 2013	24
Gráfica 19: Producción Mundial de Petróleo	26
Gráfica 20: Producción Mundial de Petróleo	28
Gráfica 21: Escenarios de Precios WTI. 2012-2035	29
Gráfica 22: Escenarios de Petróleo (2014-2034).....	30
Gráfica 23: Escenarios de Gas (2014-2034).....	31
Gráfica 24: Importaciones de gas natural por escenario 2020-2034.....	32
Gráfica 25: Multiplicadores para el Sector de Hidrocarburos.....	33
Gráfica 26: Ganancias y pérdidas de consumo intermedio.....	35
Gráfica 27: Escenarios de precios y producción para los escenarios de simulación.....	36
Gráfica 28: Monto de las Rentas Petroleras en cada escenario.....	37
Gráfica 29: Impacto sobre ingresos del Gobierno Nacional Central	38
Gráfica 30: Crecimiento del PIB real en la simulación de Equilibrio General.....	39
Gráfica 31: Tasa de cambio en simulaciones con MEGF	40
Gráfica 32: Crecimiento Transables vs. No transables	41
Gráfica 33: Escenarios de Regalías y supuestos (2014 – 2024).....	42

INTRODUCCIÓN

El sector de hidrocarburos en Colombia ha mostrado un crecimiento importante en los últimos años, convirtiéndose en una actividad determinante para el equilibrio económico y el desarrollo del país. La producción de petróleo y gas natural, dos de los hidrocarburos de mayor producción interna, crecieron a ritmos de 7% y 5% promedio año, respectivamente, durante los últimos ocho años de acuerdo a información del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Gracias a este crecimiento el sector genera efectos importantes no sólo en términos de actividad económica, sino también en otras variables como las exportaciones del país, la inversión privada y la generación de ingresos públicos.

El petróleo y sus derivados pasaron de representar el 26% al 55% de las exportaciones totales del país entre 2003 y 2013. Por su parte, la inversión privada en infraestructura del sector en la última década ha sido cercana al 5% del PIB, muy por encima de la de otros sectores como comunicaciones y transporte, que no superan el 0,7% (PND 2010-2014, con base en información del DANE). Además, el sector contribuye a la generación de importantes ingresos para la nación en forma de impuestos y regalías. Los aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional Central, incluyendo las utilidades de ECOPETROL S.A, representan más del 20% de sus ingresos corrientes y a ello hay que sumar el enorme impacto que generan las regalías, equivalentes a más del 1% del PIB, sobre las finanzas de los entes territoriales.

Por lo anterior, las perspectivas del sector energético son un elemento central en el diseño de la política pública, con la cual se espera alcanzar unas metas ambiciosas en materia de producción y reservas. En particular, el gobierno nacional estableció en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 metas en distintos indicadores, que miden el desempeño del sector de hidrocarburos (producción de petróleo y gas, contratos suscritos por la ANH, nuevos pozos exploratorios, capacidad de transporte en oleoductos y capacidad de transporte de gas natural). En cada uno de los aspectos evaluados por estos indicadores, efectivamente se observó un crecimiento importante durante el período 2010-2014.

A pesar del buen desempeño en los últimos años y del optimismo de la política petrolera, existe un riesgo muy alto de la desaceleración en el sector de hidrocarburos debido a la falta de nuevos descubrimientos de gran envergadura. Esta situación conlleva a que las reservas existentes puedan no ser suficientes para abastecer la demanda interna en un futuro cercano. Actualmente, la relación reservas/producción para Colombia evidencia que el país cuenta con independencia energética para los próximos siete años en petróleo y quince años para gas. Lo anterior, suponiendo que los niveles actuales de producción se mantengan, al igual que las reservas existentes (es decir reponer lo que se gasta anualmente).

Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario conocer las implicaciones económicas que tiene un cambio en los escenarios de producción y abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. En este sentido, el estudio contratado por la UPME con la firma FEDESARROLLO realizó una cuantificación y un análisis de las principales contribuciones del sector de hidrocarburos en la economía nacional, así como sus implicaciones a partir de diferentes escenarios de abastecimiento propuestos.

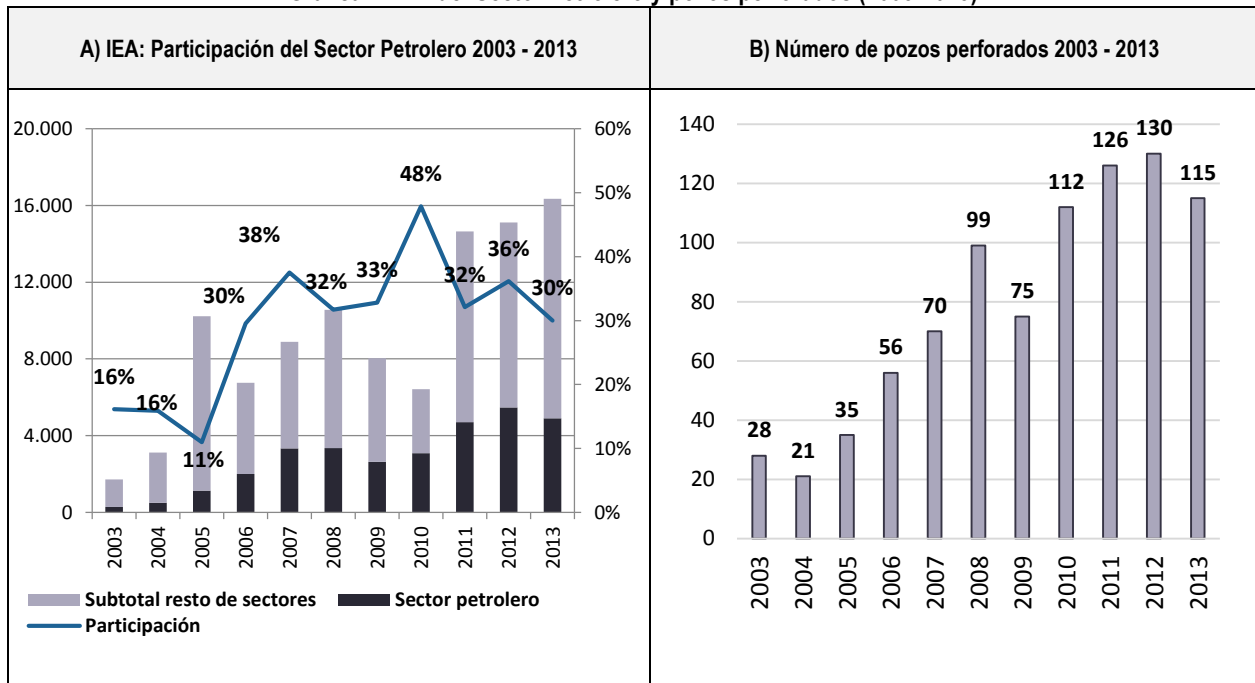
1. CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS

1.1. CONTEXTO GENERAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En el contexto nacional, uno de los factores que más ha incidido en el crecimiento del sector es el aumento de la participación privada en las actividades petroleras y el fomento a la Inversión Extranjera Directa (IED). Como se observa en la sección A de la gráfica 1, la participación del sector petrolero en la IED total aumentó 14% de 2003 a 2013, pasando de 16% a 30%. Sin embargo, el mayor monto de participación lo alcanzó en 2010, donde significó el 48% de la IED total.

Como consecuencia de lo anterior, se dio un aumento considerable en el número de pozos perforados, el cual pasó de menos de 30 en 2003 y 2004 a más de un centenar por año entre 2010 y la actualidad, tal y como puede verse en la sección B de la gráfica 1. Tan solo en el último cuatrienio se han firmado 140 contratos, de los cuales 122 son de exploración y producción (E&P) y 18 son contratos de evaluación técnica (TEA), sin tener en cuenta para este análisis los resultados de la Ronda Colombia 2014.

Gráfica 1: IEA del Sector Petrolero y pozos perforados (2003-2013)



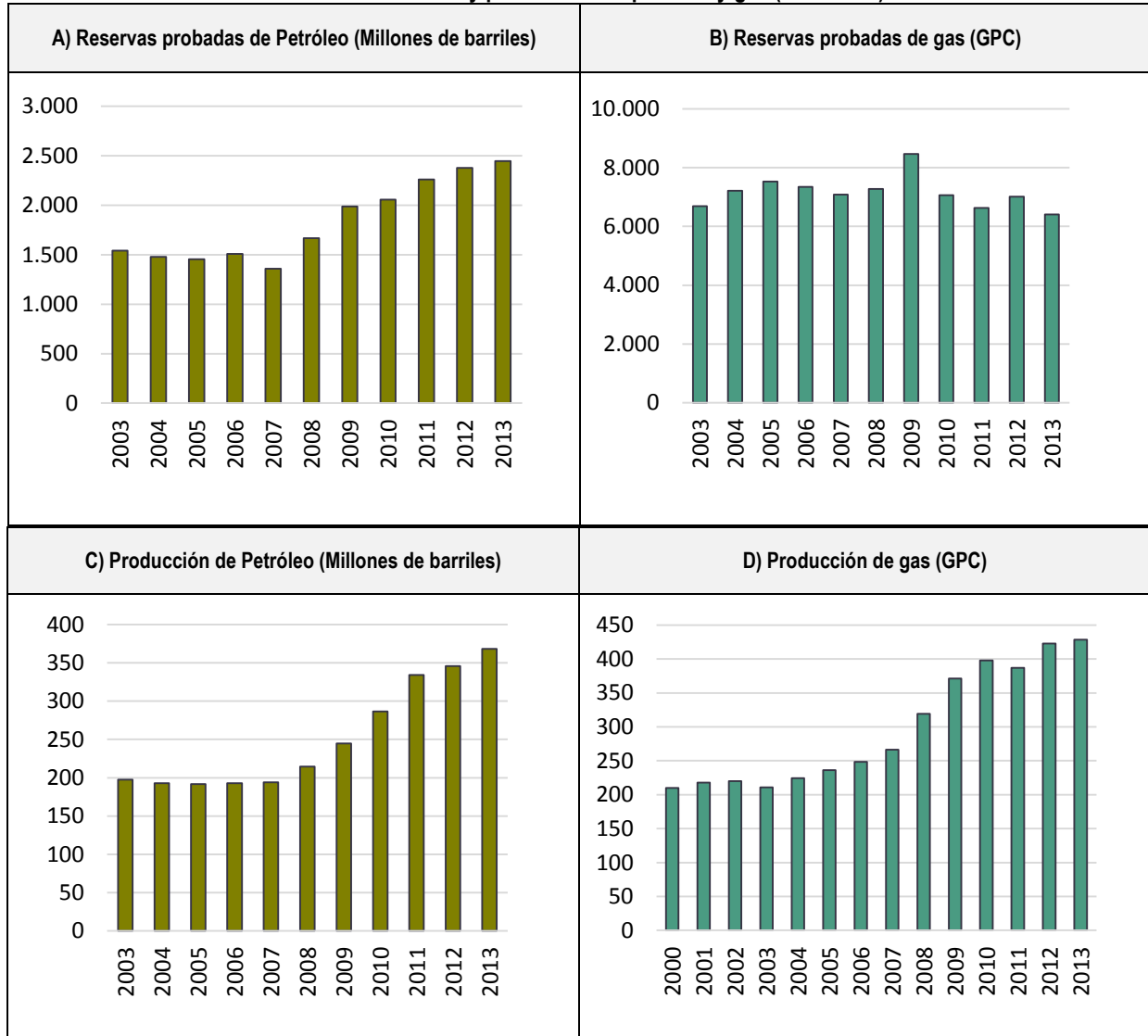
Fuente: Banco de la República y Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos (Seguimiento a la exploración – ANH).

Este mayor nivel de exploración tuvo un efecto directo en las reservas y producción de hidrocarburos. En cuanto a reservas, el aumento de la actividad exploratoria se vio complementada con las revaluaciones de yacimientos y la adición de nuevas reservas certificadas, logrando aumentar las de petróleo cerca de 63%, pasando de 1.550 millones de barriles en 2003 a 2.500 millones de barriles en 2013, tal y como puede verse en el panel A de la gráfica 2. En el caso de gas, las reservas lograron mantenerse en niveles cercanos a los 7.000 GPC (panel B, gráfica 2).

La producción de hidrocarburos tuvo un crecimiento importante tanto en petróleo como en gas. Como se registra en el panel C de la Gráfica 2, la producción anual de petróleo pasó de 200 millones de barriles en 2003 a más de 350 millones de barriles año en

2013. De manera similar, la producción de gas aumentó de manera considerable al pasar de 200 GPC a cerca de 430 giga pies cúbicos de gas en el mismo período de tiempo (panel D, gráfica 2).

Gráfica 2: Reservas y producción de petróleo y gas (2003-2013)



Fuente: ANH.

En relación con este crecimiento de producción, es importante mencionar que en buena parte se debe a la adición de pequeños campos y de una explotación más intensiva de los ya existentes, ya que en la práctica no se ha dado un descubrimiento de un yacimiento de gran envergadura.

1.2.CONTRIBUCIÓN DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LA ECONOMÍA COLOMBIANA

El fuerte incremento de la producción del petróleo en el período 2003 - 2013, consecuencia en gran parte del dinamismo del precio internacional, ha implicado un aumento de su participación dentro del PIB y las exportaciones nacionales. Sin embargo, el aumento de la importancia del sector de hidrocarburos en la economía no se da de forma homogénea. Por una parte, las características de

la producción petrolera, que está concentrada en mano de obra calificada y se caracteriza por encadenamientos productivos escasos y débiles con otros sectores, permiten concluir que la economía colombiana no exhibe una alta dependencia económica de este sector, tanto a nivel real, como en generación de empleo. Por el otro lado, la gran capacidad de atracción de capitales y vocación exportadora hace que la balanza externa del país dependa del comportamiento de esta actividad, al tiempo que la fuerte contribución a las cuentas fiscales, a través de los impuestos y la transferencia de los dividendos de ECOPEPETROL S.A, han representado un aumento de la dependencia fiscal de la evolución del sector.

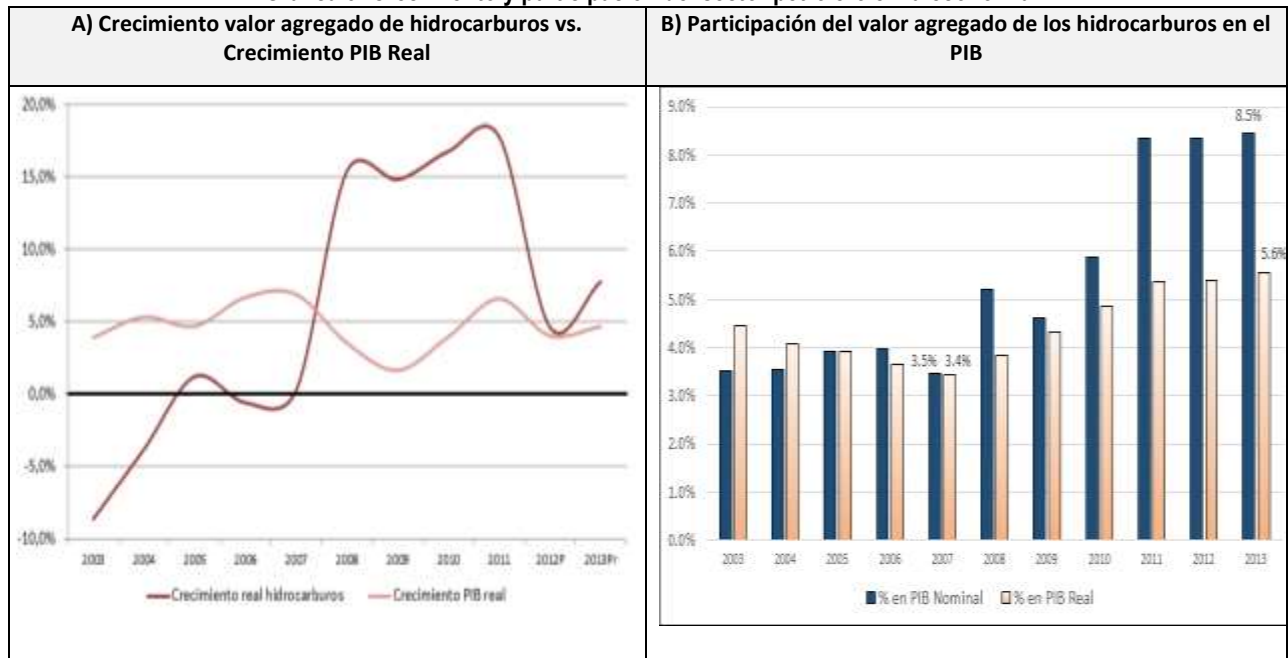
A continuación, se presenta un análisis de la evolución de la participación del petróleo en el sector real y la balanza externa de la economía, como también la contribución del mismo en los ingresos fiscales de la nación.

A. Petróleo en el sector real y externo de la economía colombiana

En la literatura económica, un país se denomina “economía petrolera” si el sector de hidrocarburos contribuye con al menos 8% del PIB y con 40% de los ingresos nacionales por exportaciones. En los últimos años, la producción de petróleo en Colombia ha crecido a ritmos superiores al del resto de la economía, con lo cual su participación en el PIB ha crecido a lo largo del tiempo. A continuación se analizan cifras de esta actividad desde dos ángulos: el sector real y el sector externo, para dimensionar su importancia en el desempeño económico del país y determinar qué tan petrolera es la economía colombiana.

En la sección A de la Gráfica 3 se compara el crecimiento anual del sector de hidrocarburos con el crecimiento de la economía en general, observándose que el sector de hidrocarburos ha crecido más rápido que el PIB total desde 2008. Mientras que la economía colombiana en los últimos 10 años lo hizo a un ritmo de 4,8%, el sector de hidrocarburos logró el 7,1% anual, lo que ha llevado a un aumento paulatino de la participación de la actividad petrolera en el producto total de la economía colombiana. En la sección B se muestra la participación de la producción petrolera en el PIB total, tanto real como nominal. Para 2013, el sector contribuyó con 5,6% del total del PIB real, lo que representa un incremento de 65% desde 2007, cuando registró una participación de 3,4%; el crecimiento es más significativo si se toman como referencia pesos corrientes, dado que a partir de 2011 el sector superó la barrera del 8%, generando para 2013 un valor agregado de \$59,7 billones de pesos (US\$ 32 mil millones).

Gráfica 3: Crecimiento y participación del sector petrolero en la economía



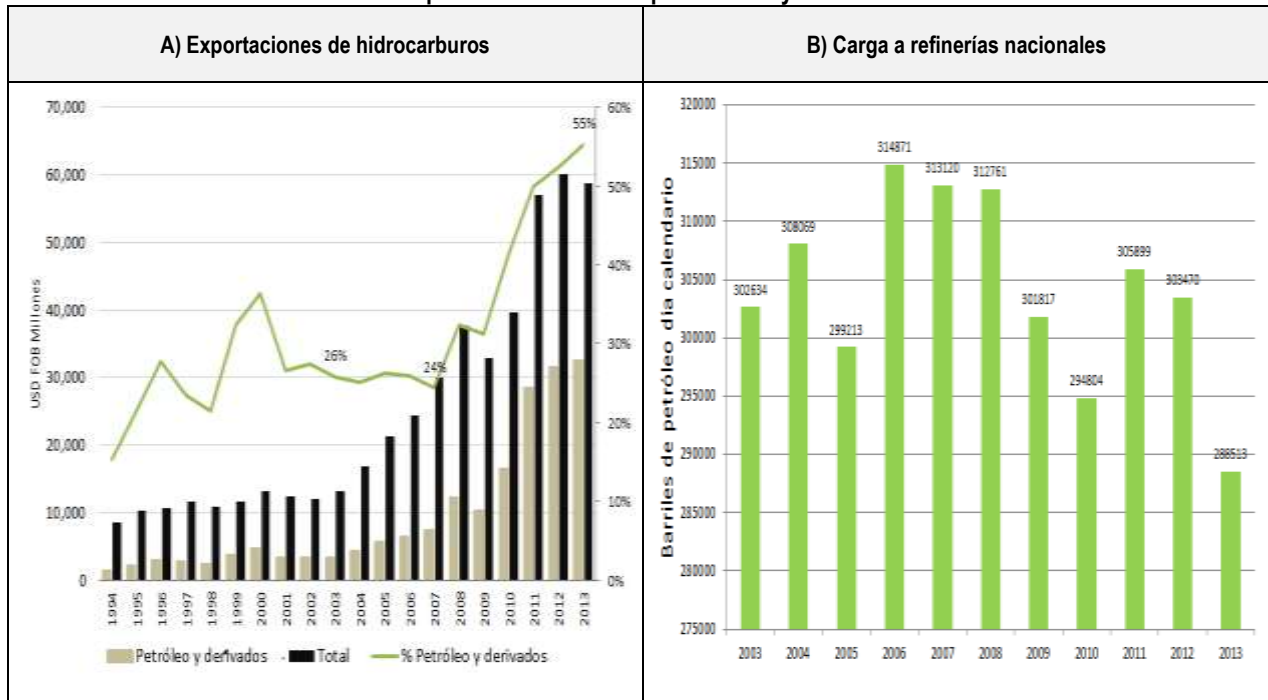
Fuente: DANE, FEDESARROLLO.

Claramente, este auge del sector puede atribuirse en gran parte al incremento sostenido del precio internacional del petróleo, que como se señaló anteriormente, se triplicó en estos diez años. Un aspecto que ha marcado el desempeño del sector de hidrocarburos ha sido la evolución del marco institucional con la creación de la ANH y la capitalización de ECOPETROL S.A, vendiendo 10.1% de sus acciones al público, lo cual le generó ingresos importantes para invertir y expandir sus operaciones. Con ello, las inversiones de la empresa pasaron de menos de mil millones de dólares en 2005 a alrededor de 5 mil millones en promedio en los años 2008, 2009, y 2010 (Martínez, 2010).

Con el aumento en la producción, como es de esperarse, ha tenido una mayor importancia el sector de hidrocarburos en el comercio internacional del país. El panel A de la Gráfica 4 muestra la evolución de las exportaciones de petróleo con respecto a las exportaciones totales. Es claro que la participación correspondiente ha aumentado de manera significativa; de hecho, puede verse que el buen desempeño de las exportaciones totales se debe, en gran medida, al sector de hidrocarburos. Incluso, al representar 40% de las exportaciones totales, la economía colombiana puede considerarse como petrolera desde 2010.

El incremento de las exportaciones a la par de la producción ha sido consecuencia, también, del relativo estancamiento de la capacidad de absorción nacional, que ha oscilado alrededor de 295 mil BPDC en los últimos 11 años (panel B), que no es otra cosa que la capacidad de refinación de nuestro país..

Gráfica 4: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna

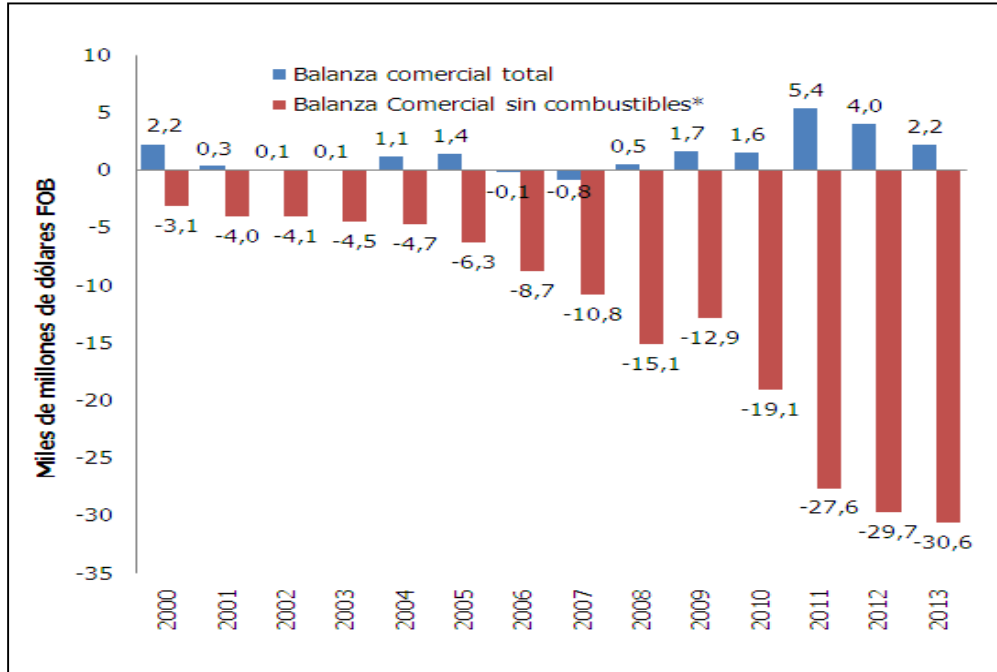


Fuente: ACP y FEDESARROLLO.

Debido a los altos precios internacionales del crudo y una regulación propicia para la inversión y mejores condiciones de seguridad, se impulsó fuertemente la atracción de inversión extranjera en producción y exploración de cuencas sedimentarias. Los crecientes flujos de IED en el sector hidrocarburos y el valor elevado de sus exportaciones han tenido efectos notables sobre el sector externo de la economía colombiana. Ambos factores otorgan al sector de hidrocarburos un papel preponderante en la financiación del déficit en cuenta corriente que sostiene el país desde hace varios años. Por un lado, la IED total representó 50,4% de los pasivos de la cuenta financiera de la balanza de pagos en 2013, lo que significa que los hidrocarburos aportaron 14,7% de estos pasivos, una participación nada despreciable.

La gráfica 5 muestra la influencia de la balanza comercial del sector hidrocarburos y su papel para reducir el déficit global de la balanza de pagos; de hecho, en ausencia de este sector, el balance comercial de la economía colombiana en el período 2011-2013 habría sido inferior al observado, cercano a 30 mil millones de dólares, esto es, poco menos de un 8% del PIB. Lo anterior, generó consecuencias sobre la tasa de cambio nominal, pues la oferta y demanda de divisas del sector se convirtió en un componente importante de la economía nacional. La oferta neta ha sido mayor a la demanda neta por divisas del resto de la economía en la mayor parte de la última década, ocasionado exceso de oferta de dólares, lo que a su vez se ha reflejado en presión a la apreciación del peso, síntoma de la Enfermedad Holandesa en el país, tras el boom del sector primario.

Gráfica 5: Balanza comercial con y sin combustibles (miles de millones de dólares)



Fuente: FEDESARROLLO (2014).

B. Contribución del sector de hidrocarburos al empleo

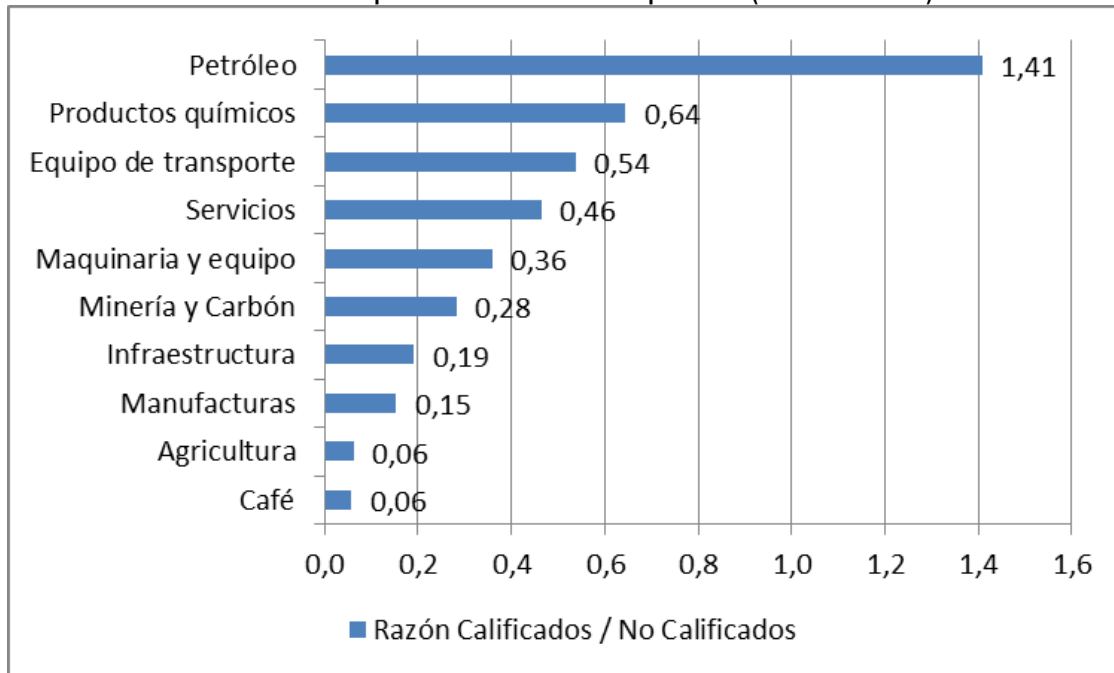
El sector de hidrocarburos es intensivo en capital y, por las características de la actividad productiva, es difícil sustituir este capital por trabajo. Los procesos de perforación, extracción y refinación requieren de maquinaria de gran envergadura y costo, mientras que necesitan una inversión relativamente pequeña en fuerza laboral. Por ende, la actividad petrolera no es una fuente importante de empleo en la economía nacional, sobre todo, dada su alta participación en la formación bruta de capital y en el PIB.

En particular, debido a que el sector de hidrocarburos provee principalmente empleo formal y que se caracteriza por empleos de alto riesgo, ya sea por factores de orden público o por la naturaleza del trabajo de campo, se esperaría que el porcentaje de trabajadores afiliados a ARP en el sector fuera mayor, que en el resto de la economía y que, por ende, esta aproximación podría estar sobreestimando el empleo relativo del sector. Parece entonces, que el sector aporta menos del 1% del empleo total, aunque dicho aporte haya exhibido una tendencia creciente en el período 2009- 2014.

Las particularidades del empleo que se ofrece en este sector, se caracteriza según la fase de la cadena de producción de petróleo crudo, gas natural y sus derivados. En primer lugar, en la sección del upstream que contempla estudios exploratorios de las áreas productoras, la perforación y la extracción del petróleo o gas, se requiere inicialmente de trabajo calificado, como ingenieros de petróleos y geólogos. Estos se encargan de analizar la viabilidad de un proyecto extractivo según los rasgos del territorio a explotar y de optimizar el proceso de recuperación del recurso desde el subsuelo. Además de estos empleos calificados, se requieren operarios de máquinas y empleados que proveen trabajo manual.

En el mercado down stream, que concierne a la refinación y distribución de los derivados del petróleo o gas, se emplean ingenieros químicos y técnicos de diversa índole para diseñar y monitorear las operaciones de refinería. Los trabajadores no calificados que se emplean en esta etapa se dirigen más hacia los aspectos logísticos de la distribución y el transporte de los productos. Finalmente, el sector de hidrocarburos requiere profesionales en otras áreas para coordinar los esfuerzos administrativos de las empresas, como ingenieros industriales y economistas. Lo anterior significa que para el caso colombiano, el sector petrolero es el único sector de la economía colombiana que contrata más trabajadores calificados que no calificados, con una relación de calificados/no calificados de 1,41, por encima de dos veces al siguiente sector, el de productos químicos, que registra una relación de 0,64, tal como se muestra en la gráfica No 6.

Gráfica 6: Participación del sector en el empleo total (Afiliación a ARL)



Fuente: Argüello, ECH, FEDESARROLLO.

Finalmente, una forma de comprobar que el sector de hidrocarburos es altamente intensivo en trabajo calificado es la comparación entre la participación en el empleo generado y la participación en la remuneración a los asalariados, que es considerablemente mayor (Tabla 1). Esto implica que el salario promedio de los empleados en la actividad petrolera es mayor que el salario promedio de la economía nacional, lo cual se puede atribuir a que el trabajo demandado por el sector es altamente calificado.

Tabla 1. Comparación remuneración vs. empleo del sector hidrocarburos

	Participación del sector de hidrocarburos en el empleo total	Participación del sector de hidrocarburos en la remuneración a los asalariados total
2009	0,70%	1,03%
2010	0,88%	1,40%
2011	0,92%	1,74%
2012	0,89%	1,91%

Fuente: FASECOLDA, DANE, FEDESARROLLO.

C. Dependencia fiscal del sector de hidrocarburos

La mayor importancia del sector petrolero en Colombia, aparte de su contribución a la balanza de pagos y la generación de divisas, es su aporte a las finanzas fiscales. En materia tributaria, el sector de hidrocarburos hace aportes al gobierno de varias maneras: Las empresas tanto públicas como privadas pagan el impuesto de renta, aranceles e IVA. ECOPELROL S.A, siendo mayoritariamente de propiedad estatal, además genera dividendos para el gobierno nacional, mientras que las empresas privadas pagan derechos económicos a la ANH por la adjudicación de sus contratos.

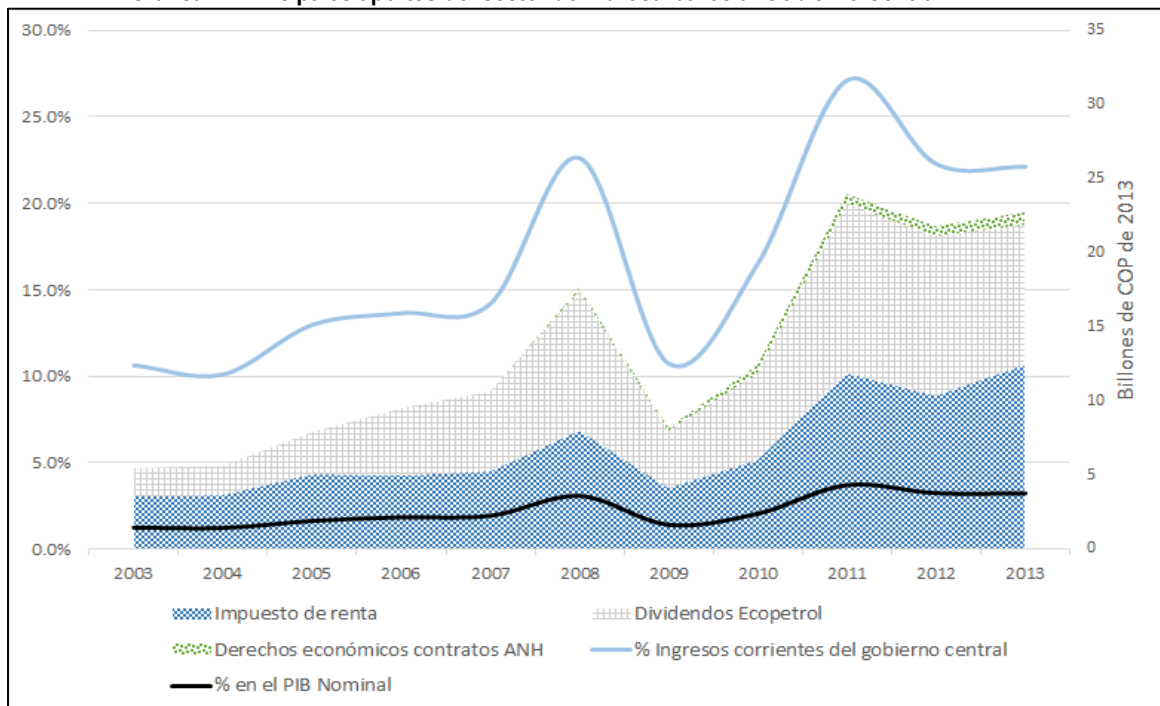
Al mismo tiempo por tratarse de un recurso natural no renovable, quienes explotan los hidrocarburos deben recompensar a la nación a través de las regalías a los municipios y departamentos productores. El sector también contribuye a los gobiernos locales mediante impuestos locales, como el impuesto predial o el impuesto de industria y comercio (ICA), entre otros.

De acuerdo con el Departamento Nacional de Planeación (2010), por cada dólar de petróleo que se produce en Colombia, cerca de 40 centavos son apropiados por el inversionista que explota el recurso, otros 40 los obtienen las entidades del Estado que participan en la explotación directa (ECOPETROL S.A S.A) o que se financian con parte de los recursos obtenidos de la misma (ANH), mientras que los restantes 20 centavos se transfieren a las entidades territoriales en forma de regalías.

Si se desagrega la contribución fiscal del sector petrolero, se observa que los aportes más importantes provienen del impuesto de renta y de los dividendos de ECOPELROL S.A. Los demás impuestos, incluyendo el IVA, el IVA externo y los aranceles, representan montos relativamente pequeños, generalmente manteniéndose por debajo del 1% de los ingresos corrientes del gobierno.

Se observa, también, gran volatilidad de estos recursos, que dependen básicamente de un indicador exógeno, tal como el precio del petróleo. Esto indica que los aportes fiscales de los hidrocarburos son más sensibles a cambios en las condiciones económicas internacionales que los aportes de otros sectores. Para mostrar un ejemplo, la caída de los precios tras la crisis financiera de 2008-2009 redujo esta fuente de ingresos tributarios en casi dos terceras partes, de 3,2% del PIB a 1,5% del PIB.

Gráfica 7: Principales aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Central



Fuente: ACP, DANE. FEDESARROLLO.

En lo referente al impuesto de renta, el sector de hidrocarburos paga mayores impuestos por este concepto que otros sectores económicos. Según un estudio realizado por STEINER y MEDELLÍN en 2014, la tasa efectiva de tributación de la actividad minera, fue de 32,1%, muy superior a la de sectores como el de servicios financieros, al que sólo se le aplica 24,9%, incluso antes de considerar el pago de las regalías.

En la actualidad existe alta dependencia fiscal del Gobierno Central de las rentas petroleras y a futuro se espera una reducción paulatina de los ingresos por este concepto, lo que obligaría al gobierno a remplazar esa caída de recursos ya sea mediante ingresos tributarios o por una reducción del gasto. Según cálculos del Ministerio de Hacienda, las rentas petroleras en Colombia llegaron a su pico en 2013, cuando alcanzaron 3,4% del PIB, y se espera que, de no cambiar el panorama de producción del sector petrolero, se reduzcan a menos de 2% en el mediano plazo.

El impacto de esta caída de las rentas petroleras, no obstante, será sentido con mayor fuerza en los gobiernos locales, cuya dependencia de los ingresos por concepto de regalías se ha venido incrementando en la última década, generando casos de pereza fiscal y fuerte aumento del gasto.

1.3.CONTRIBUCIÓN A NIVEL DE ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS

A continuación, se presenta la estructura de producción del sector de hidrocarburos en la economía nacional entre 2005 y 2012 y se analizan los encadenamientos con el resto de sectores de la economía y sus respectivos efectos. Para ello, se utilizaron las cuentas 07 y 27 de las matrices de utilización y oferta presentadas por el DANE, correspondientes a “Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio” y “Productos de la refinación del petróleo; combustible nuclear” respectivamente, las cuales se encuentran desagregadas en la Tabla 2. Composición de las cuentas de petróleo y gas y refinación de petróleo.

Tabla 2: Composición de las cuentas de petróleo y gas y refinación de petróleo

Composición	07. Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio	27. Productos de la refinación del petróleo; combustible nuclear	
	Petróleo crudo	Coque y semicoque de hulla, de lignito o de turba; carbón de retorta; y alquitranes	Gases de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos
	Gas natural y otros energéticos (uranio y torio)	Gasolinas y otros combustibles	Uranio y otros combustibles nucleares
	Servicios relacionados con la extracción del petróleo y el gas natural, excepto los de prospección	Otros aceites ligeros y medios de petróleo u obtenidos de minerales bituminosos; aceites lubricantes de petróleo y aceites obtenidos de minerales bituminosos; otros aceites pesados de petróleo.	Vaselina, cera de parafina y otros productos derivados del petróleo y de minerales bituminosos
Queroseno; gasóleos y combustibles para calderas		Servicios relacionados con la manufactura de coque, la refinación de petróleo y de combustibles.	

Fuente: DANE.

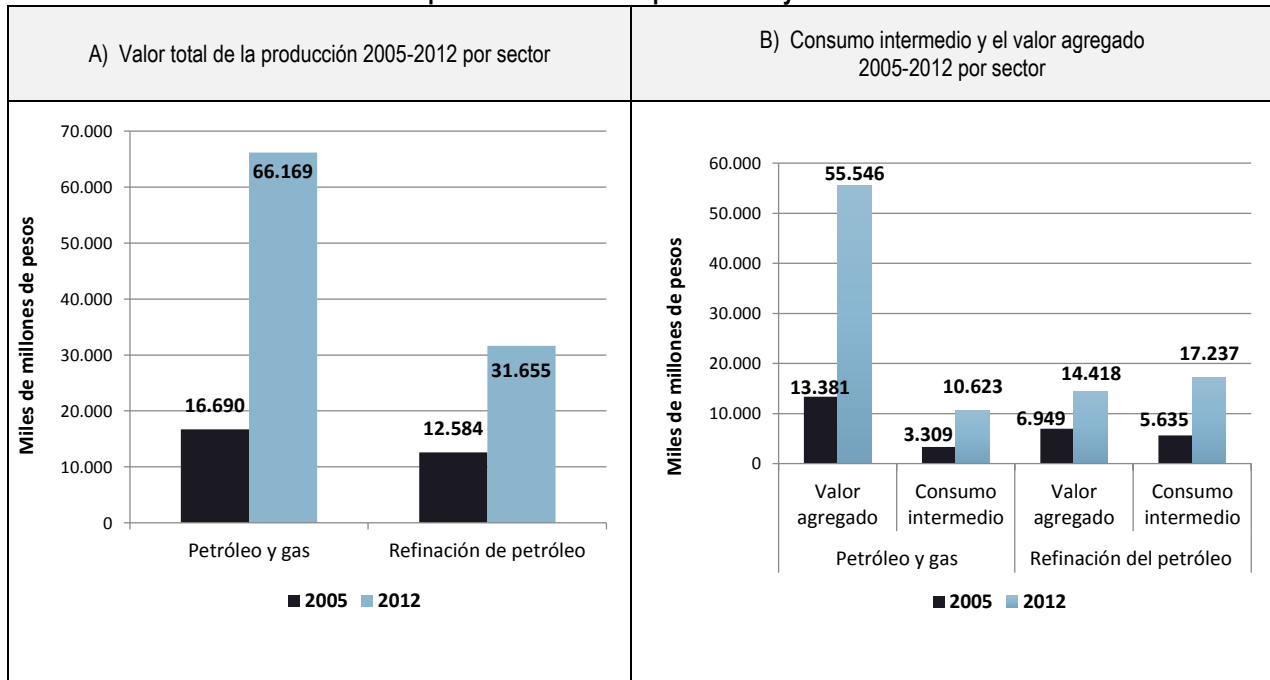
Como no todas las subcuentas corresponden a los productos objeto de estudio (petróleo crudo, gas y combustibles) fue necesario realizar una subdivisión de estas cuentas para aislar los efectos y cuantificar en cada uno de los productos los impactos. Adicionalmente, el sector de hidrocarburos impacta el resto de sectores de la economía nacional.

A. Estructura productiva del sector

A continuación, se presenta una comparación del valor total de la producción de petróleo y gas, así como de la refinación del petróleo entre los años 2005 y 2012. Soportado, entre otros, por las mejoras tecnológicas recientes del sector y la incorporación de nuevos campos en explotación a la producción de hidrocarburos. En tal sentido, el valor agregado del sector de petróleo y gas aumentó 315% alcanzando los 55,5 billones en 2012, en contraste con los 13,3 que reportaba en 2005 y el consumo intermedio creció a una tasa de 221,1%, pasando de 3,3 billones a 10,6 billones.

Para la actividad de refinación, la producción pasó de 12,2 billones de pesos a 31,6 billones entre 2005-2012, representando un crecimiento de 151,6%, en tanto que el valor el valor agregado de la refinación en el mismo periodo, aumentó a una tasa de crecimiento real de 107,5%, pasando de 6,9 billones de pesos a 14,4 billones en los siete años analizados. En lo concerniente al consumo intermedio de la refinación, el crecimiento real fue de 206% con un consumo intermedio de 17,2 billones de pesos para 2012, como se presenta en la gráfica No 8.

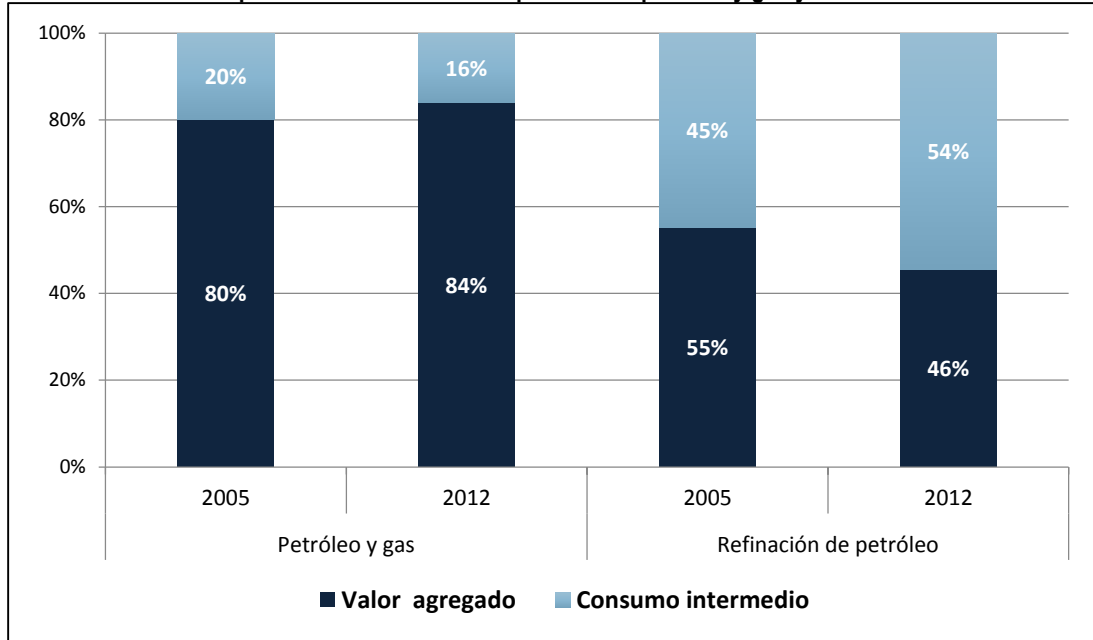
Gráfica 8: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna



Fuente: DANE, FEDESARROLLO.

Como resultado de lo anterior, la estructura de producción de ambos sectores cambió en términos de la distribución del consumo intermedio y el valor agregado. La gráfica 9 muestra en el caso de petróleo y gas que el valor agregado aumentó de 80% a 84%, mientras que en el caso de la refinación de petróleo el aumento se dio en la participación de consumo intermedio, la cual pasó del 45% al 54% en el mismo periodo. El comportamiento se puede explicar en parte, por las características de producción de cada sector: petróleo y gas basa su producción en la explotación de un recurso natural, mientras que refinación de petróleo requiere insumos tanto recursos no renovables como de la producción de otros sectores.

Gráfica 9: Comparación de resultados en producción petróleo y gas y refinación 2005-2012



Fuente: DANE, FEDESARROLLO

B. Multiplicadores

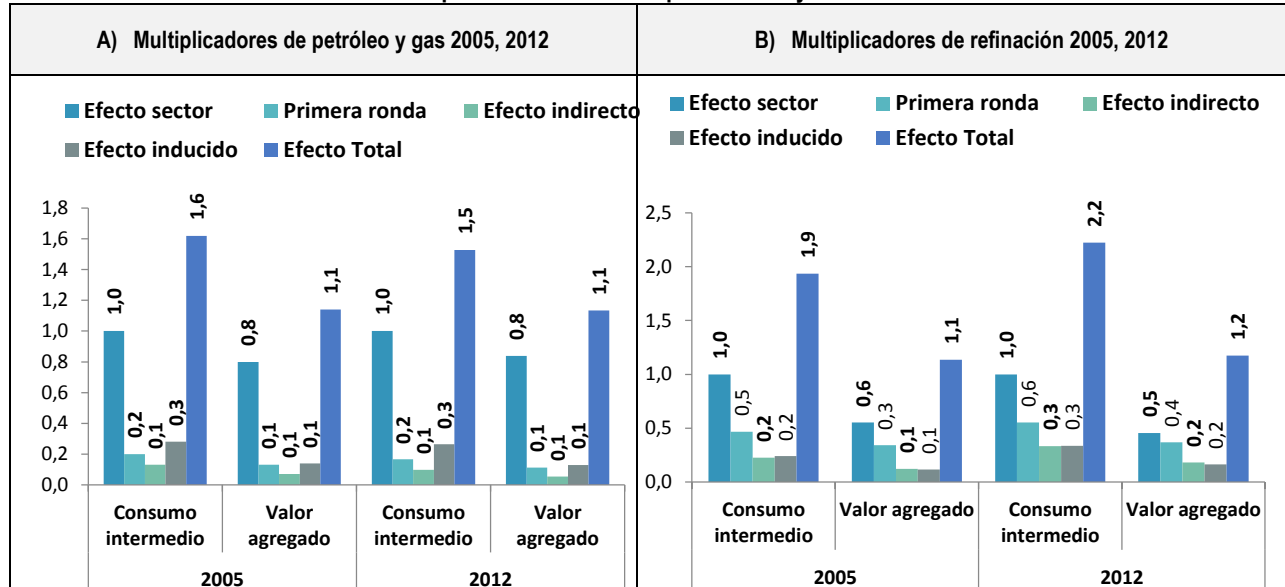
La cuantificación del impacto del sector de hidrocarburos al resto de la economía nacional, se puede realizar a partir del cálculo de multiplicadores sectoriales correspondientes a las dos cuentas analizadas mediante una aproximación a la Matriz de Insumo-Producto (MIP). El insumo principal de la metodología es la información de cuentas nacionales del DANE en las matrices de oferta y utilización. Los impactos económicos del sector, entendidos como el valor total de producción de todas las industrias necesario para satisfacer un peso extra en la demanda final del sector de interés, son analizados a través de los multiplicadores para 2005 y 2012. Bajo esta lógica se calculan los multiplicadores propios de consumo intermedio, valor agregado y los de los componentes de éste último: remuneración al capital y al trabajo e impuestos. Los efectos multiplicadores se pueden desagregar de la siguiente manera:

- Efecto sector: requerimientos propios del sector para suplir la demanda de una unidad monetaria adicional. Por definición se presume 1, ya que producir un peso más en el sector, requiere de ese peso inicial de la producción propia de la industria.
- Efecto primera ronda: se refiere al impacto sobre la producción de los proveedores directos del sector, ante un cambio en la demanda de una unidad monetaria.
- Efecto indirecto: es el efecto sobre la actividad económica causada por la demanda que los proveedores del sector realizan sobre sus propios proveedores.
- Efecto inducido: impacto generado cuando se ha pagado por los servicios laborales a los hogares que contratan y hacen parte de su actividad productiva. Una vez estos hogares gastan sus ingresos a la economía, aumenta el nivel conjunto de actividad económica.
- Efecto total: es el resultado de tomar en cuenta los efectos directos, indirectos e inducidos. Reflejan el impacto total de los cambios del sector en la actividad económica.

Los cálculos de los multiplicadores de consumo intermedio sugieren que por cada peso de consumo intermedio generado por la cuenta en 2005, la economía generó 1,62 pesos por el mismo concepto, mientras que para 2012 se generaron 1,53 pesos. Asimismo, los resultados para valor agregado indican que por cada peso generado por el sector de petróleo y gas, la economía generó 1,14 y 1,13 pesos de valor agregado para 2005 y 2012, respectivamente. En el caso del sector de refinación, los

multiplicadores indican que el efecto sector es el que tiene mayor magnitud; por su parte los efectos indirectos e inducidos siguen siendo quienes tienen menor participación en el multiplicador total.

Gráfica 10: Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna



Fuente: DANE, FEDESARROLLO.

Una manera de entender mejor estos resultados es la comparación de los multiplicadores de los sectores petróleo y gas así como de refinación, con el resto de sectores de la economía. La tabla 3 muestra los multiplicadores totales de consumo intermedio, valor agregado de 2005 y 2012, para cuatro cuentas adicionales pertenecientes al sector agrícola, industrial, minero y de servicios. Como se observa, los multiplicadores del sector de hidrocarburos son inferiores al resto de sectores analizados, con lo cual se puede afirmar que si bien los sectores de petróleo, gas y de refinación generan efectos multiplicadores en la economía a partir de su actividad mercantil, éstos son de menor magnitud que los generados por otros sectores de la economía.

Tabla 3: Multiplicadores distintos sectores 2005, 2012

	Sector	Consumo Intermedio	Valor agregado
2005	Productos de café	3,06	1,80
	Carbón mineral	2,05	1,27
	Petróleo y gas	1,62	1,14
	Productos de papel, cartón y sus productos	3,38	1,33
	Refinación de petróleo	1,93	1,14
	Comercio	2,62	1,44
2012	Productos de café	3,24	1,94
	Carbón mineral	2,08	1,28
	Petróleo y gas	1,53	1,13
	Productos de papel, cartón y sus productos	3,41	1,35
	Refinación de petróleo	2,22	1,17
	Comercio	2,72	1,49

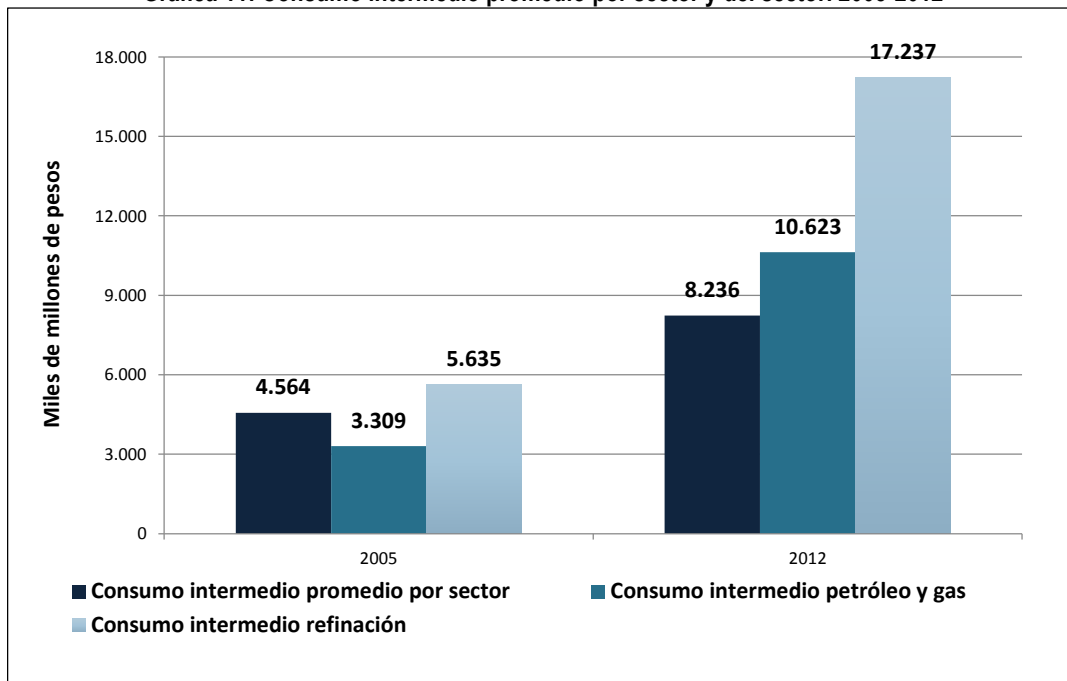
C. Encadenamientos del sector

Las relaciones intersectoriales del sector de hidrocarburos dan cuenta de su interacción con el resto de la economía, de manera que puede estudiarse el impacto que tiene el mismo, sobre el resto de sectores y por ello se analiza los encadenamientos hacia atrás del sector de hidrocarburos, de forma que se pueda determinar cómo el comportamiento sectorial ha afectado el crecimiento económico de otros sectores. Lo anterior no solo mediante una mayor producción del sector mismo, sino también como jalador de un aumento en la demanda de bienes y servicios intermedios en otros sectores de la economía

La metodología utilizada para calcular los encadenamientos tiene como insumo principal la matriz de utilización para los años 2005 y 2012. Los encadenamientos hacia atrás se calculan a partir de las columnas de la matriz, que dan cuenta del consumo intermedio realizado por sector, se calcula la participación de cada sector ubicado en las filas, de forma que se tiene el total de bienes y servicios intermedios utilizados por el sector de interés.

El primer elemento a considerar en este análisis es la magnitud de los encadenamientos que tiene el sector a partir del nivel de consumo que tiene de bienes y servicios intermedios demandados a otros sectores. Una forma de examinar lo anterior es comparando la magnitud del consumo intermedio de los sectores de petróleo, gas y de refinación con el resto de sectores. Como se puede observar en la gráfica 11, el sector de refinación es un sector que jalona una actividad económica en mayor proporción que la mayoría de sectores de la economía. Por su parte, el sector de petróleo y gas aumentó la magnitud de consumo intermedio entre 2005 y 2012, superando el nivel promedio de consumo intermedio del resto de sectores de la economía.

Gráfica 11: Consumo intermedio promedio por sector y del sector. 2005-2012



Fuente: DANE, FEDESARROLLO.

El segundo elemento a considerar es la identificación de sectores que se favorecen del consumo intermedio demandado por el sector hidrocarburos. En este sentido, vale decir que buen parte de esta demanda se concentra al interior de los mismos sectores (petróleo y gas, y refinación). Por ejemplo, en el caso de petróleo y gas el principal encadenamiento productivo de la cuenta se da al interior del mismo sector, abarcando más de la mitad del consumo intermedio para ambos años, aunque con mayor participación para 2012.

1.4.CONTRIBUCIÓN DE LAS REGALÍAS A LAS FINANZAS MUNICIPALES Y SUS EFECTOS REGIONALES

Para estimar el impacto tanto económico como fiscal del sector de hidrocarburos en Colombia a través del Modelo de Equilibrio General Computable de FEDESARROLLO (MEGF), se construyó un módulo petrolero, anexo al modelo principal. Este modelo recoge las principales cuentas del estado, de resultados de ECOPEPETROL S.A y el resto de las empresas petroleras de Colombia y, a través de un conjunto de supuestos sobre las tasas de tributación, calcula los impactos sobre el flujo de transferencias al gobierno y el pago de impuestos de la industria petrolera, así como su sensibilidad ante movimientos tanto en los precios como en las cantidades producidas de petróleo.

Luego de obtener los efectos fiscales, éstos se relacionan con el MEGF a través del ahorro del gobierno. Se resalta que cambios en los ingresos de la Nación inducen una o más respuestas que se encuentran dentro de las siguientes alternativas: ajustes en el nivel de gasto del gobierno, compensaciones de los ingresos de la nación vía ajustes en la tributación o un mayor nivel de endeudamiento (permitiendo que la economía asuma mayores niveles de déficit fiscal).

En cuanto a regalías del sector, entre 2004 y 2010, las regalías totales representaron, en promedio, entre el 10% y el 16% de los ingresos totales de los municipios y departamentos productores de hidrocarburos y en casos particulares representaron más del 50% de los ingresos totales de los correspondientes entes territoriales (ETs).

El análisis de la distribución de regalías entre los entes territoriales y su posible contribución al desarrollo regional requiere tomar en cuenta que la institucionalidad y normatividad de la distribución y uso de las regalías asociadas con la explotación de recursos naturales no renovables variaron drásticamente con la creación del Sistema General de Regalías, a través del Acto Legislativo 05 de 2011 y de la Ley 1530 de 2012. El nuevo sistema mejoró la equidad en la distribución de las regalías entre los entes territoriales, generó mecanismos de ahorro y desahorro para estabilizar la inversión regional financiada con dichos recursos y reducir la volatilidad cambiaria. De igual forma, liberó los usos de las regalías privilegiando los proyectos de impacto regional.

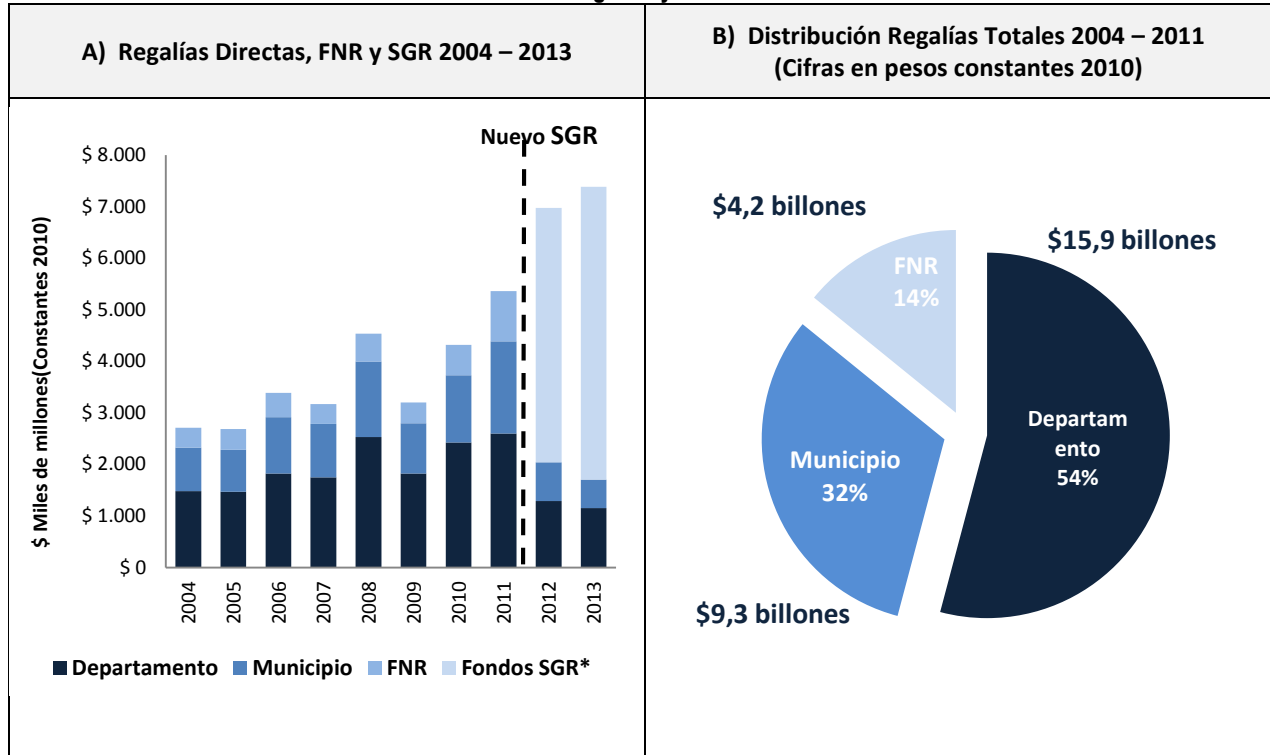
Las regalías por hidrocarburos han tenido una tendencia creciente entre 2004 - 2013 y particularmente desde 2010. Estos recursos pasaron de \$2,7 billones de pesos (constantes de 2010) en 2004 a \$7,3 billones en 2013. Entre los años 2004 y 2011, el 54% de las regalías provenientes de hidrocarburos fueron giradas directamente a los departamentos productores, los cuales recibieron un total de \$15,9 billones de pesos (constantes 2010) –en promedio, \$1,98 billones por año- durante ese periodo. Los municipios, por su parte, recibieron el 32% de las regalías directas por la explotación de hidrocarburos, equivalente a \$9,3 billones de pesos constantes de 2010, –en promedio, \$1,16 billones por año-, mientras el Fondo Nacional de Regalías (FNR) recibió el 19% de las regalías por hidrocarburos, es decir, \$4,2 billones (constantes 2010) –en promedio, \$519.559 por año- durante el periodo de análisis (ver gráfica 12).

Es importante mencionar que el nuevo Sistema General de Regalías que entró en operación en 2012 y las regalías directas hacia los entes territoriales productores se recortaron, con el fin de aumentar los recursos de los nuevos fondos que no sólo permiten el desarrollo de iniciativas regionales de todos los entes territoriales del país sino también la generación de un ahorro para estabilizar la inversión regional financiada con estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria.

Entre 2004 y 2011, las regalías directas por hidrocarburos se concentraron especialmente en los departamentos y municipios de los departamentos de Casanare y Meta. En ese periodo el departamento del Casanare y los municipios productores que hacen parte de este departamento recibieron un total de \$5,7 billones de regalías directas (a pesos constantes 2010) mientras el departamento del Meta y los municipios productores que lo conforman, recibieron \$5,1 billones por el mismo concepto (a pesos constantes de 2010). Si se tienen en cuenta únicamente las regalías recibidas por los departamentos (excluyendo municipios), los montos fueron \$3,9 y \$3,6 billones, respectivamente, durante este periodo.

En cuanto a los municipios productores, estos recibieron un total de \$10,6 billones de pesos (constantes 2010) por concepto de regalías por hidrocarburos entre 2004 y 2013, lo que representa el 40% del total de las regalías directas recibidas por la totalidad de los entes territoriales productores de hidrocarburos en el país durante el periodo. Sin embargo, el 80,1% (\$8,5 billones constantes 2010) de estos recursos recaen sobre 38 municipios productores en el país. Los otros 156 municipios que recibieron regalías directas por la explotación de hidrocarburos en su territorio recibieron en total \$2,1 billones (constantes 2010).

Gráfica 12: Regalías y su distribución



Incluye los recursos del FONPET, FAE, FCR, FDR y FCyT del nuevo Sistema General de Regalías. Fuente: ANH¹

Las regalías directas representaron en promedio el 12,3% de los ingresos totales de los departamentos y municipios productores de hidrocarburos entre 2004 y 2010 (Gráfica 13). Sin embargo, estas participaciones varían entre los entes territoriales productores de hidrocarburos. En el caso de los departamentos, las regalías por este concepto representaron en promedio un 52,6% de los ingresos totales del Casanare durante este periodo mientras que para los departamentos de Meta y Huila, que reciben una fracción considerable del total de las regalías directas por hidrocarburos, estos recursos representaron en promedio el 39% y 27%, respectivamente, de sus ingresos totales entre 2004 y 2010.

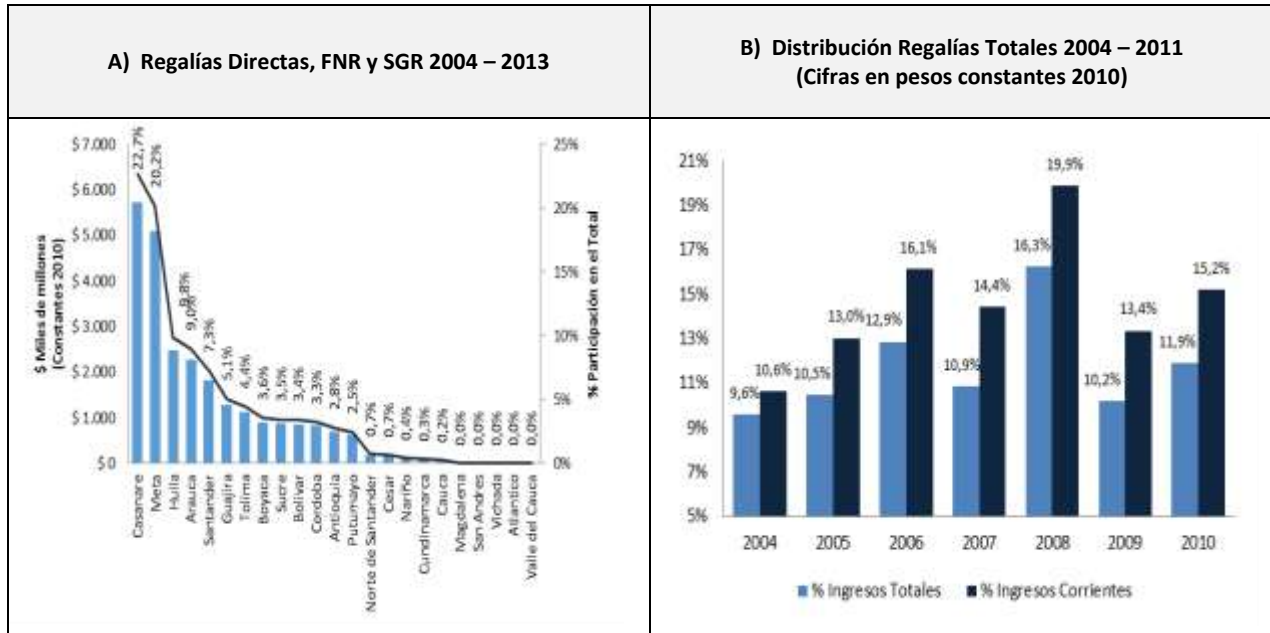
La mayoría de los municipios receptores de regalías directas por hidrocarburos son de categoría 6, es decir, tienen menos de 10 mil habitantes y en general cuentan con pocos ingresos propios de libre destinación.

Para estimar el efecto de las regalías directas por hidrocarburos sobre el esfuerzo fiscal propio de los municipios en Colombia, se utilizaron dos metodologías que permiten contrastar los resultados obtenidos en ambos casos. La primera metodología utiliza el estimador de efectos fijos de datos panel. La segunda metodología sigue la aproximación de panel dinámico utilizada por Rocha y Postalí (2009).

¹ Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales – FONPET, del Ministerio de Hacienda
 El Fondo de Ahorro y Estabilización – FAE, del Sistema General de Regalías
 Fondo de Compensación Regional – FCR
 Fondo de Desarrollo Regional – FDR
 Fondo de Ciencia y Tecnología – FCyT, del nuevo Sistema General de Regalías

Con forma
 10 pto

Gráfica 13: Participación de las Regalías Directas en los Ingresos Totales y Corrientes de los entes territoriales 2004 - 2010



Fuente: ANH

Los resultados obtenidos indican que:

- La elasticidad estimada de corto plazo se encuentra alrededor de -0.65 para todas las especificaciones, es decir, aumentos del 1% en la participación de las regalías en los ingresos totales, reduce en 0.65% el esfuerzo fiscal propio en el corto plazo, lo que evidencia la pereza fiscal proveniente de la dependencia de los ingresos por regalías.
- La elasticidad de largo plazo es alrededor de la mitad de la de corto plazo (-0.30), lo que indica que aún en el largo plazo hay evidencia de pereza fiscal municipal proveniente de la dependencia de los recursos de regalías. Sin embargo, una menor elasticidad puede interpretarse como evidencia de que los municipios "interiorizan" el hecho de que los ingresos provenientes de los RNN pueden agotarse, lo que implicaría el fortalecimiento de otras fuentes de ingresos menos volátiles en el futuro.
- Otra posible interpretación de este resultado indicaría que las administraciones municipales hacen sus esfuerzos de gestión solo cuando se encuentran en condiciones adversas y la necesidad de recursos es apremiante.

Se evidencia entonces la existencia de pereza fiscal a nivel municipal producida por la dependencia fiscal de los recursos provenientes de regalías. Este resultado coincide con el hallado por Postalí y Rocha (2009) para el caso de Brasil, y está en línea con la evidencia a nivel de países de Bornhorst et. al. (2009).

1.5. MODELACIÓN DEL BOOM PETROLERO A TRAVÉS DE EQUILIBRIO GENERAL

Para estimar el impacto tanto económico como fiscal del sector de hidrocarburos en Colombia a través del Modelo de Equilibrio General Computable de FEDESARROLLO (MEGF), se construyó un módulo petrolero, anexo al modelo principal. Este modelo recoge las principales cuentas del estado de resultados de ECOPETROL S.A y el resto de las empresas petroleras de Colombia y, a través de un conjunto de supuestos sobre las tasas de tributación, calcula los impactos sobre el flujo de transferencias al gobierno y el pago de impuestos de la industria petrolera, así como su sensibilidad ante movimientos tanto en los precios como en las cantidades producidas de petróleo.

Luego de obtener los efectos fiscales, estos se relacionan con el MEGF a través del ahorro del Gobierno. Vale la pena resaltar que cambios en los ingresos de la Nación inducen una o más respuestas que se encuentran dentro de las siguientes alternativas:

ajustes en el nivel de gasto del gobierno, compensaciones de los ingresos de la nación vía ajustes en la tributación o un mayor nivel de endeudamiento (permitiendo que la economía asuma mayores niveles de déficit fiscal). Este análisis simula el escenario contractual en el que no se habría materializado la bonanza de la última década del sector petrolero, se asumió que la respuesta del gobierno ante una reducción de los ingresos fiscales se haría a través de un recorte en el nivel de gasto público.

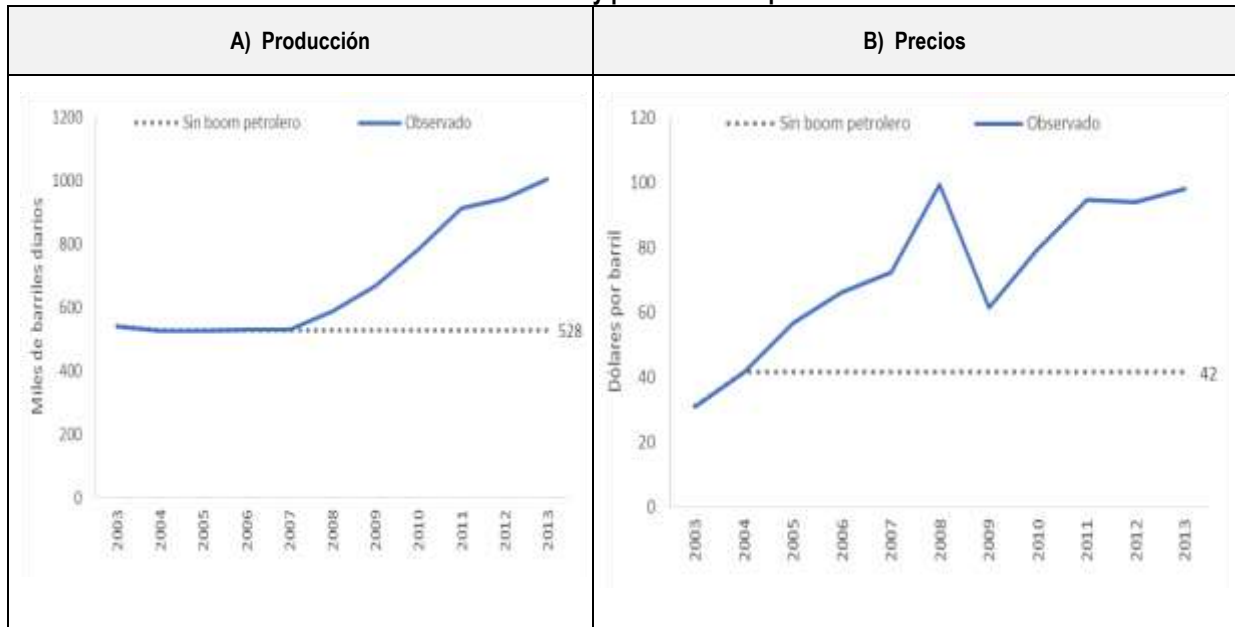
La utilidad del módulo petrolero es dimensionar de una forma detallada el choque fiscal que debe realizar el Modelo de Equilibrio General de FEDESARROLLO, haciendo que éste último traduzca estos resultados en términos de producto, recomposición de la estructura de la economía y todas las salidas que el MEGF se encuentra en capacidad de realizar.

A. Las simulaciones de equilibrio general

El modelo en esencia describe los equilibrios de oferta y demanda en todos los mercados de una economía, tomando como fuente de información la Matriz de Contabilidad Social (SAM)². Al introducir un choque exógeno en el frente fiscal y petrolero, el modelo simula todos los posibles canales a través de los cuales se puede llegar a afectar la economía colombiana. Así, se obtiene la trayectoria en cada escenario de variables macroeconómicas, como el crecimiento del PIB, la tasa de cambio, el recaudo de impuestos, el déficit fiscal, la balanza externa y el nivel de deuda del Gobierno Nacional Central. Este módulo resume y simula los principales canales por los que este sector puede afectar el balance fiscal del Gobierno Nacional Central.

A continuación, se presentan los resultados del impacto en el incremento de la explotación petrolera y el aumento en el precio del crudo durante la última década, mediante la construcción de un escenario contrafactual que asume un estancamiento tanto de la producción como del precio del crudo. Para la construcción de este escenario se mantuvieron constantes los niveles de producción y de precios del 2004 (caso “sin boom petrolero”). El escenario real observado se caracterizó por altos precios de petróleo y una fuerte entrada de inversión tanto doméstica como externa al sector, lo que permitió un incremento gradual de la producción, que comenzó a plasmarse a partir de 2007 como se observa en la gráfica 14.

Gráfica 14: Precios y producción de petróleo



Fuente: ACP y ANH.

² La Matriz de Contabilidad Social consiste en una foto de todas las transacciones hechas en una economía en un año dado y es básicamente una matriz insumo- producto aumentada con los sectores institucionales (hogares, firmas, gobierno y el resto del mundo, entre otros).

Dado que se quiere evaluar el impacto del auge petrolero el cual está compuesto tanto por un aumento importante en la producción como en los precios, se realizarán dos simulaciones: una que tenga en cuenta el aumento conjunto de la producción y de precios y otra que solamente contemple el aumento en la producción. Esta aproximación permite analizar la contribución individual al desempeño económico de los mayores precios y el crecimiento de la producción.

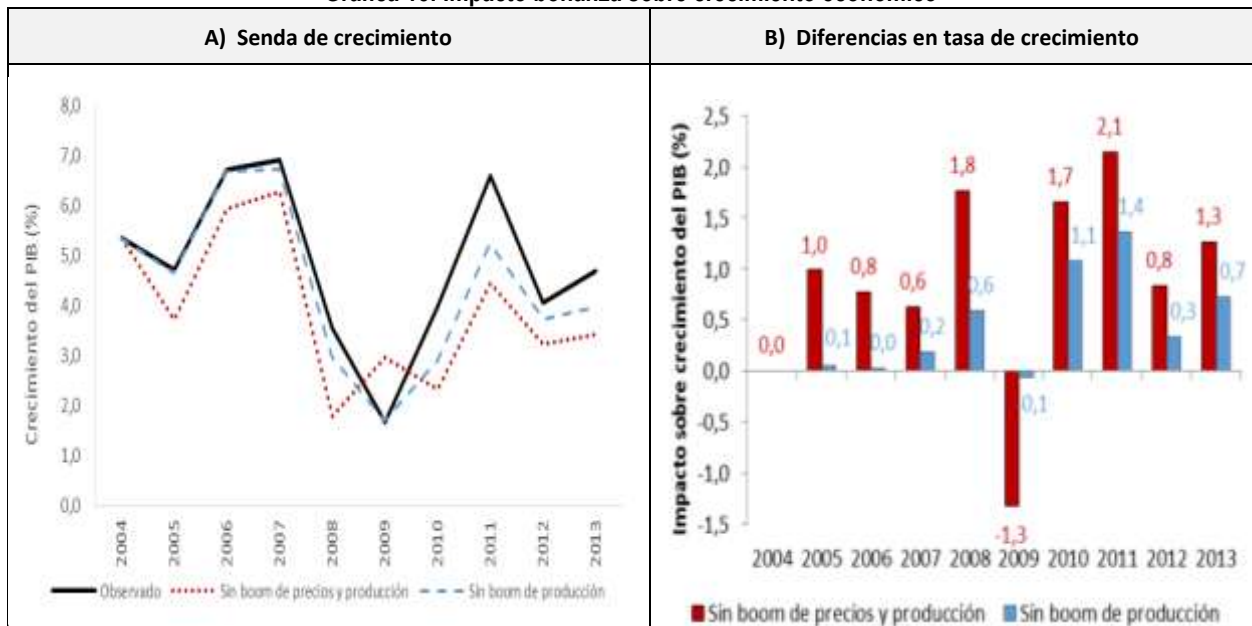
B. Crecimiento económico y producción nacional

Una de las principales ventajas de realizar evaluaciones de impacto con el Modelo de Equilibrio General es la capacidad de captación de que la menor producción de crudo no sólo afecta el ritmo de crecimiento del sector de hidrocarburos, sino que también los efectos sobre aquellas ramas de la actividad productiva que presentan algún tipo de encadenamiento con este sector (como los proveedores), la generación de un menor consumo por parte de los trabajadores del sector y el registro de menores ingresos de capital. Dado que el modelo toma como base la misma Matriz de Contabilidad Social (SAM) del ejercicio de encadenamientos, éste es capaz de incluir el impacto de dichos efectos dentro de la simulación.

La ocurrencia de la bonanza implicó que el PIB nacional creciera en promedio 0,9 puntos porcentuales más por año, siendo 2010–2013 el período donde se presentó el mayor impacto, superior a 1,5% en el promedio anual en estos 4 años. Vale la pena resaltar que la diferencia entre el escenario observado y aquel sin boom es negativa para el año 2009. Lo anterior se debe a que en dicho año, el precio del petróleo presentó una caída significativa, restándole dinamismo a la economía colombiana para dicho año. Si bien el boom petrolero permitió un mayor crecimiento durante los últimos años, también es cierto que la estructura productiva se volvió más vulnerable ante choques externos. Al analizar únicamente el efecto de la expansión en la producción petrolera, el efecto sobre el crecimiento del PIB ya no hubiera sido de 0,9 puntos porcentuales sino de 0,4.

Asimismo, para los primeros años no se observarían mayores diferencias entre el crecimiento sin boom y el observado. Otra forma de ver el impacto sobre la producción nacional es obtener la diferencia en el nivel absoluto de PIB, a partir de la diferencia en las tasas de crecimiento anual. Al realizar el cálculo del impacto acumulado sobre el producto, se observa que en el escenario sin boom petrolero, el PIB colombiano para 2013 se habría ubicado en \$40 billones (pesos de 2005) por debajo del alcanzado en el escenario observado, lo que representa una caída de 8,0%. De esta caída, 19 billones corresponden al impacto de la producción, mientras que los 21 billones restantes al efecto precio. La gráfica 15 muestra el resultado de la menor producción y precio del petróleo sobre el crecimiento de la economía colombiana.

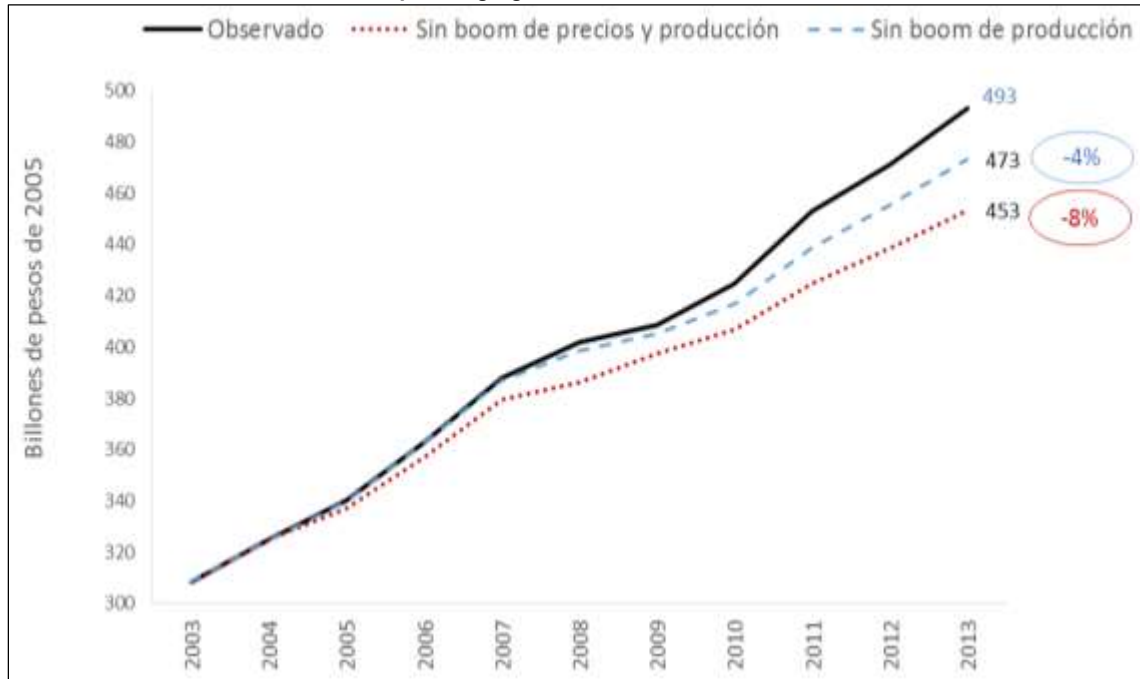
Gráfica 15: Impacto bonanza sobre crecimiento económico



Fuente: MEG FEDESARROLLO.

En términos de PIB per cápita, como no hay razones para considerar que el crecimiento poblacional se modificara de no haberse presentado el boom petrolero, la reducción habría tenido la misma dimensión que la presentada a nivel agregado. Al realizar el cálculo del impacto acumulado sobre el producto, se observa que en el escenario sin boom petrolero el PIB colombiano para 2013 se habría ubicado en \$40 billones (pesos de 2005) por debajo del alcanzado en el escenario observado, lo que representa una caída de 8,0% (gráfica 16).

Gráfica 16: Impacto agregado sobre el Producto Interno Bruto



Fuente: MEG FEDESARROLLO

C. Tasa de cambio y recomposición de la economía

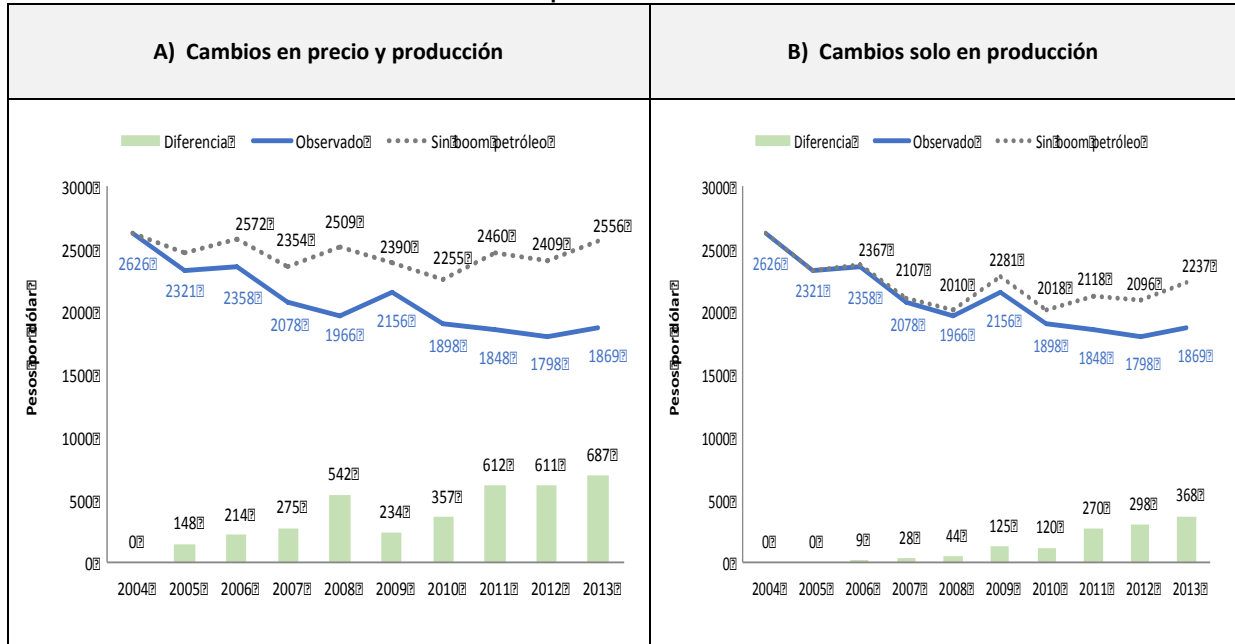
El impacto del boom sobre la tasa de cambio estaría explicado principalmente por la reducción en el valor de las exportaciones, teniendo en cuenta que el petróleo y sus derivados son el principal rubro de exportación de la economía colombiana, con una participación del 41,6% durante el periodo analizado. Es de esperarse que si en Colombia no se hubiera presentado el auge en la producción de petróleo junto con el respectivo aumento en los precios observados en la última década, la oferta de dólares que ingresaron a la economía colombiana hubiera sido mucho menor, lo que habría afectado el equilibrio en el mercado de divisas y reducido el valor del peso colombiano con respecto al dólar.

Como consecuencia, la tasa de cambio se habría ubicado a niveles muy superiores a los observados durante este periodo. En efecto, el MEGF calcula que, de no haberse presentado esta bonanza petrolera, la apreciación de la tasa de cambio que se observó en la última década se habría frenado en 2006. Es decir, estaríamos presenciando en la actualidad niveles de tasa de cambio superiores a los 2.500 pesos, en el caso en el que no se hubiera materializado este boom petrolero (Gráfico 17).

Todo esto, por supuesto, habría tenido un fuerte impacto sobre la economía colombiana, generando su recomposición a nivel sectorial. El menor flujo de dólares y la depreciación del peso conducirían a un incremento de la competitividad del sector transable nacional por fuera del sector petrolero, dándole un impulso a su producción e incrementando las exportaciones no tradicionales³.

³ Un potencial efecto que no es captado por el Modelo es el de las externalidades positivas que tendría un mayor crecimiento de los sectores transables como la agricultura y la industria manufacturera. Es el caso por ejemplo de la transferencia del know-how de la industria o el crecimiento de la economía rural.

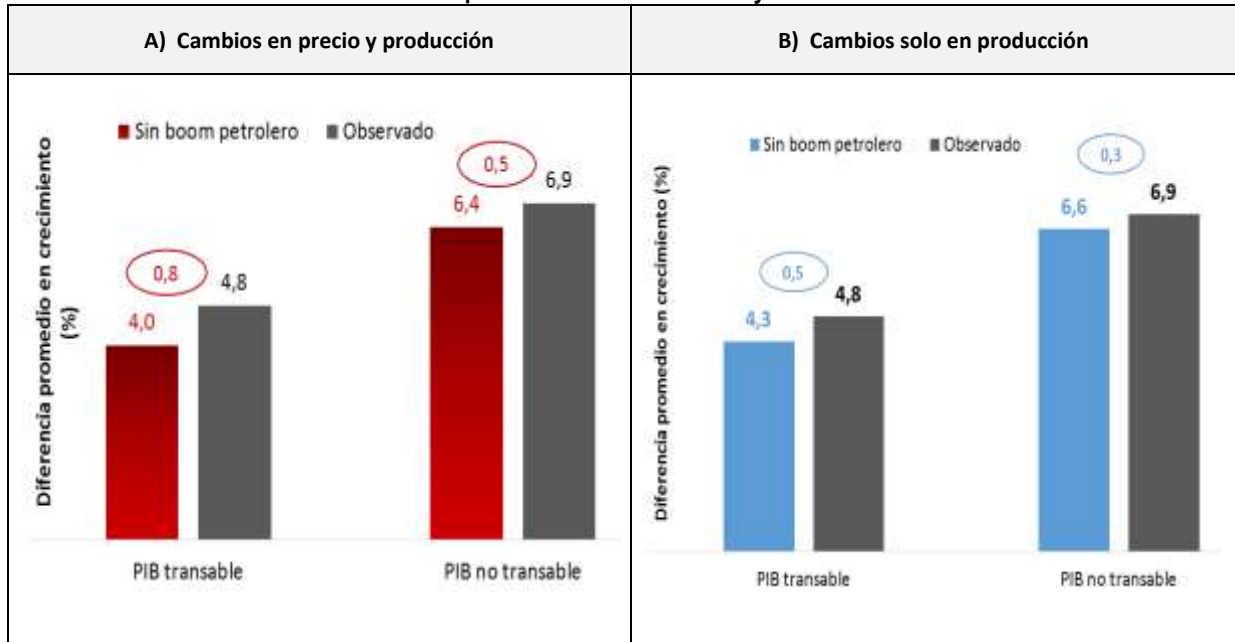
Gráfica 17: Impacto sobre tasa de cambio



Fuente: BANCO DE LA REPÚBLICA, MEG FEDESARROLLO.

Como se observa en la Gráfica 18, el crecimiento promedio del sector transable hubiera sido menor en 0,8 puntos porcentuales por año, mientras que el de no transables lo haría en 0,5 en caso de que Colombia no hubiera experimentado la bonanza petrolera. Si el auge no se hubiera dado solo en la producción, los efectos tanto para el sector transable, como para el sector no transable habrían sido menores.

Gráfica 18: Crecimiento promedio del PIB transable y no transable 2003 – 2013



Fuente: DANE, MEG FEDESARROLLO.

D. Cuentas fiscales

Tal como se detalló anteriormente, el balance tanto del Gobierno Nacional Central como del sector descentralizado dependen de manera importante de la producción de crudo, principalmente a través de dos canales. En primer lugar se encuentran los ingresos tributarios y en particular el pago del impuesto de renta, tanto por parte de las empresas privadas como por ECOPETROL S.A S.A. En segundo lugar, dado que ECOPETROL S.A. es una compañía estatal, las utilidades operacionales de la empresa tienen que ser giradas al Gobierno central en forma de transferencias. El MEG permite calcular el impacto que tiene una variación de la producción sobre cada uno de estos componentes.

Para calcular los ingresos de ECOPETROL S.A, el módulo petrolero del MEGF se basa en los recursos captados por concepto de venta de crudo y derivados, desagregándolos por ventas al mercado interno y exportaciones. Por lo tanto, entre 2006 y 2013 los ingresos de ECOPETROL S.A se reducen anualmente en promedio 2,3% del PIB, de los cuales 0,6% corresponde al efecto de una menor producción, mientras que el resto al efecto precio. Por parte de los gastos, la menor producción del escenario observado habría significado una reducción de los gastos de ECOPETROL S.A de 1,6 puntos del PIB anuales en el mismo periodo, en la forma de menor impuesto de renta de ECOPETROL S.A y giro de regalías, entre otros gastos.

El MEG estima que la bonanza petrolera llevó a que los ingresos totales del Gobierno Central hubieran sido 1,1 puntos del PIB por año, superiores al escenario sin boom durante el periodo 2006-2013 (0,6 puntos en el escenario de solo producción). Esto puede ser explicado a partes iguales por un menor impuesto de renta y por la reducción en los dividendos de ECOPETROL S.A , si bien el comportamiento de ambos en el tiempo difiere. Lo que significa que el auge de la actividad petrolera le brindó un considerable espacio fiscal al gobierno para llevar a cabo un aumento del gasto público. Ante un escenario futuro en donde estos recursos se reducen, el gobierno tendría que pensar en la forma de remplazarlos con mayores ingresos tributarios o por el contrario llevar a cabo un recorte del gasto público.

2. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y PRECIOS DE HIDROCARBUROS

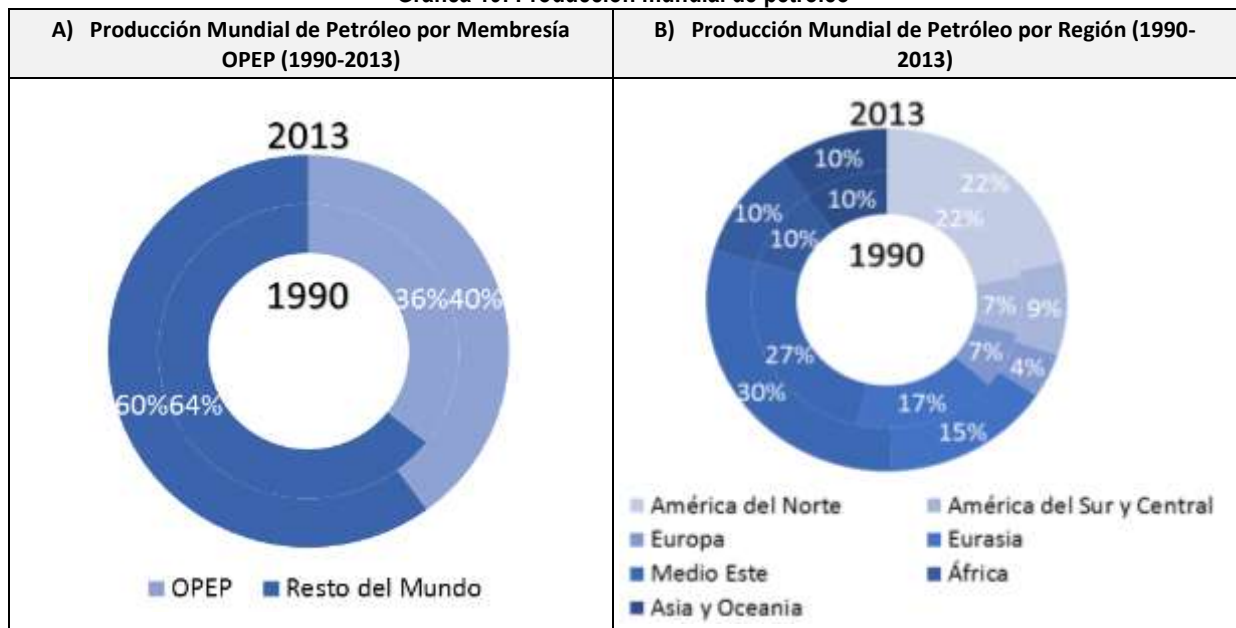
El mercado mundial de petróleo ha estado históricamente dominado por los países de la OPEP. Sin embargo, la historia reciente ha mostrado la potencialidad de desarrollo de recursos no convencionales, tales como el petróleo de esquistos, principalmente en Estados Unidos, hecho que ha debilitado la posición de la organización dentro de la oferta mundial de hidrocarburos, permitiendo que la estructura de mercado evolucione hacia una mucho más competitiva.

Colombia, por su condición de pequeño productor, no puede incidir de manera significativa en el mercado mundial y está sujeta a los choques que lo afectan. Adicionalmente, la formulación de perspectivas de mediano y largo plazo del mercado mundial, es una herramienta conveniente para que el país logre ajustarse a los eventuales cambios en el mercado. Esta sección estudia la evolución reciente del mercado mundial de petróleo y presenta la construcción de escenarios internacionales de mercado en un horizonte de 20 años.

2.1. ESQUEMA DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO

La composición de la producción mundial de petróleo entre 1990 y 2013 muestra que el grupo de países pertenecientes a OPEP ganaron 4% en la participación mundial, pasando del 36% en 1990 al 40% en 2013. Lo anterior puede ser resultado de las inversiones de 40 billones de dólares anuales entre 2008 y 2012, anunciadas por la OPEP. Estas inversiones pretendían expandir la capacidad de producción a través de numerosos proyectos en todos los países miembros (OPEP, 2008). Ver grafica 19.

Gráfica 19: Producción mundial de petróleo



Fuente: Energy Information Administration. EIA

Por otra parte, la participación de América del Norte, África y Asia y Oceanía se ha mantenido entre los dos periodos de comparación, mientras que la de América del Sur y Central y el Medio Oriente ha aumentado, y la de Europa y Eurasia ha disminuido. Según la información de la EIA, desde 2008 hubo un repunte en la producción de Estados Unidos gracias al desarrollo de los recursos no convencionales, pasando de 1.800 millones de barriles en 2008 a 2.750 en 2013. Esta última cifra muy similar a la de 2684 millones de barriles observada en 1990, lo que explica que la participación no haya cambiado entre los dos periodos.

En términos generales, el periodo objeto del presente análisis ha estado caracterizado por fuertes tensiones geopolíticas, los primeros desarrollos de recursos no-convencionales en Estados Unidos y Canadá y la baja incidencia de las inversiones en

capacidad incremental dentro de la OPEP. En primer lugar, los choques de producción asociados a conflictos sociales y políticos en algunos países OPEP corresponden a periodos de escalada en los precios internacionales de referencia. En segundo lugar, el desarrollo de recursos no convencionales ha permitido que Estados Unidos recupere sus niveles de producción, llegando incluso a superar los niveles observados a mitad de la década de los noventa. Finalmente, las decisiones de inversión en capacidad incremental de la OPEP han sido postergadas, limitando la capacidad de reacción de esa organización ante los choques de oferta (Smith, 2009).

En lo referente a consumo, los países miembros de la OCDE consumieron, en conjunto, la mayor parte del petróleo mundial. Sin embargo, su consumo ha venido cayendo como respuesta a varios fenómenos. En primer lugar y dado su nivel de desarrollo, los países de la OCDE han experimentado una transición hacia actividades asociadas con los servicios. Estas actividades, al ser menos intensivas en energía que sus pares industriales, impactan negativamente el consumo de petróleo. En segundo lugar, el nivel de desarrollo energético de estos países es comparativamente más alto que el de sus pares emergentes, razón por la cual los países OCDE tienen mejores índices de eficiencia energética al recurrir a fuentes de energías alternativas.

Un tercer elemento se refiere a regulaciones energéticas de estos países, los cuales concilian posturas en materia de política pública y logran adherirse a códigos de buenas prácticas. En general, los países OCDE han eliminado paulatinamente subsidios a los combustibles y, de hecho, han adoptado esquemas impositivos para el uso de los mismos. Lo anterior ha resultado en una demanda de combustibles mucho más sensibles al alza en los precios. Finalmente, el consumo de vehículos no juega un rol tan marcado en la demanda de energía en los países OCDE frente a las economías emergentes. En este contexto, los países OCDE han adoptado estándares de eficiencia energética y de control a las emisiones en los vehículos de uso personal que les permite cumplir con compromisos internacionales en materia de emisiones.

2.2. PRECIOS DEL CRUDO

En la primera década del milenio se destacan dos momentos importantes en materia de precios: el primero tiene lugar entre 2000 y 2004, cuando el precio osciló alrededor de los 30 dólares y el segundo, que ocurre desde 2004 con un incremento inusitado de los precios alcanzando el máximo histórico de 145 dólares en julio de 2008, luego la caída vertiginosa que vino tras la crisis financiera internacional y la divergencia entre los dos principales precios internacionales de referencia: el Brent y el WTI.

Con respecto al primer momento, se pueden caracterizar varios hechos. En 2001, la combinación del debilitamiento de la economía norteamericana y los ataques terroristas del 11 de septiembre que se tradujeron en presiones a la baja en los precios. En contraste, las tensiones geopolíticas en Venezuela e Irak afectaron la oferta de crudo durante los años 2002 y 2003 imponiendo presiones al alza en los precios. De acuerdo con IEA, la caída en la producción iraquí entre 2002 y 2003 fue, en promedio, de setecientos veintinueve mil barriles diarios y en Venezuela fue en promedio, del orden de trescientos cuarenta y tres mil barriles diarios.

En el periodo 2003 y 2008, los precios internacionales presentaron un incremento acelerado y mayor que otros periodos. Varios factores se combinaron afectando los niveles de precios. El primero fue el comportamiento de la capacidad no utilizada de OPEP, variable crítica de ajuste que tiene el organismo para responder a variaciones en precios y oferta mundial. El panel A de la gráfica 20, muestra el comportamiento de la capacidad no utilizada de la OPEP y el precio internacional de referencia Brent. El periodo enero de 2003 y enero de 2009 se caracterizó por niveles de capacidad no utilizada hasta de 2.5 millones de barriles diarios. De acuerdo con IEA, estos niveles históricamente bajos, limitan la capacidad de reacción de OPEP ante choques en los precios y la oferta de países no OPEP.

Los bajos niveles de capacidad no utilizada también afectaron los niveles de precios a través de la acumulación de inventarios. Cuando desciende el nivel de capacidad no utilizada de la OPEP, los inversionistas prevén que ante interrupciones no previstas en la oferta, la organización no podrá cubrir dichos faltantes, lo cual hace que los países acumulen inventarios para enfrentar dichas interrupciones, disminuyendo la capacidad de acopio, generando presión al alza en los precios (AlYousef, 2012) (Energy Information Administration, 2014).

Un segundo elemento a considerar fue el crecimiento económico en el periodo 2003- 2005, con lo cual la oferta mundial de crudo se incrementó y logró satisfacer las demandas energéticas crecientes, asociadas al crecimiento sostenido del PIB mundial. Sin embargo, en el periodo 2005- 2008 el crecimiento de la oferta global de petróleo fue más lenta que el del PIB mundial, lo que se

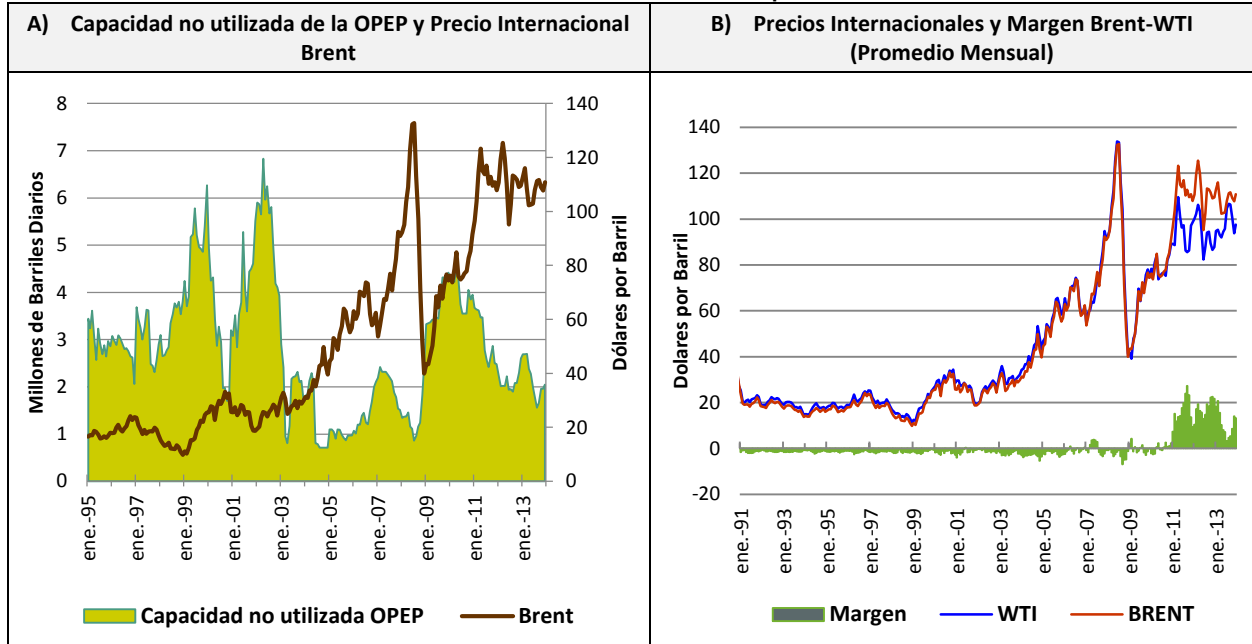
trajo en una fuerte presión sobre los precios del crudo. Un tercer elemento se relacionó con el estado del clima, pues entre 2005 y 2006, la temporada de huracanes en el Golfo de México afectó la producción de crudo y gas natural de Estados Unidos, por las afectaciones en los campos de extracción, la infraestructura de transporte, las refinerías y los proyectos en construcción de la región sur de ese país. Otros factor en el mismo periodo fueron los cuellos de botella en el sector de refinación, las tensiones geopolíticas en Nigeria, Irán, Iraq y Venezuela y las actividades de especulación en los mercados financieros (EIA 2007).

Entre 2009 y 2013, se destacaron dos hechos relevantes: la recuperación de los precios internacionales después de la crisis financiera de 2008, que constituyó una contracción en el crecimiento económico y, por ende, en las demandas mundiales de petróleo, conllevando una caída del precio del petróleo hasta niveles cercanos a los 40 dólares para febrero de 2009, a lo cual, OPEP decidió implementar una cuota de reducción de 4.2 millones de barriles por día a partir del 1 de junio de 2009, que ayudó a ejercer una presión al alza en los precios.

La rápida recuperación de las economías emergentes impuso otra presión al alza en los precios, que permitió estabilizarlos alrededor de los 70 dólares barril en 2010. Asimismo, el incremento de la tensión geopolítica en el Medio Oriente sobrevino a causa del levantamiento del pueblo libio durante 2011, generando tensiones que afectaron las expectativas de los agentes en el mercado. El riesgo de otros levantamientos en la región incentivó la acumulación de inventarios, incrementando el precio de los futuros de petróleo y, por tanto, el aumento de precios con niveles superiores a los 100 dólares el barril.

En la misma época, los dos precios internacionales más importantes del crudo divergieron, mantenido una brecha promedio de 15 dólares entre 2011 y 2013. El panel B de la gráfica 20 muestra el comportamiento de los precios marcadores Brent-WTI. En enero de 2011, el margen se ubicó en valores cercanos a los 8 dólares y desde entonces y hasta diciembre de 2013, el margen ascendió a un valor promedio de 15 dólares. Según EIA, el incremento de la producción de petróleo dulce y ligero en Estados Unidos se combinó con una limitada capacidad de oleoductos que movilizan el crudo hacia las refinerías. Este hecho representó una presión a la baja en el precio WTI, que amplió el margen entre los dos precios de referencia, llevándolo al nivel actual que oscila entre 5 y 10 dólares.

Gráfica 20: Producción mundial de petróleo



Fuente: EIA

Finalmente, FEDESARROLLO construyó tres escenarios de precios de crudo WTI en un horizonte de 15 años, consistentes en términos de desarrollos de mercado y de acciones de política y regulación energética y usando como insumos las estimaciones realizadas por EIA (Energy Information Administration), la IEA (Agencia Internacional de Energía) y la OPEP. El escenario de

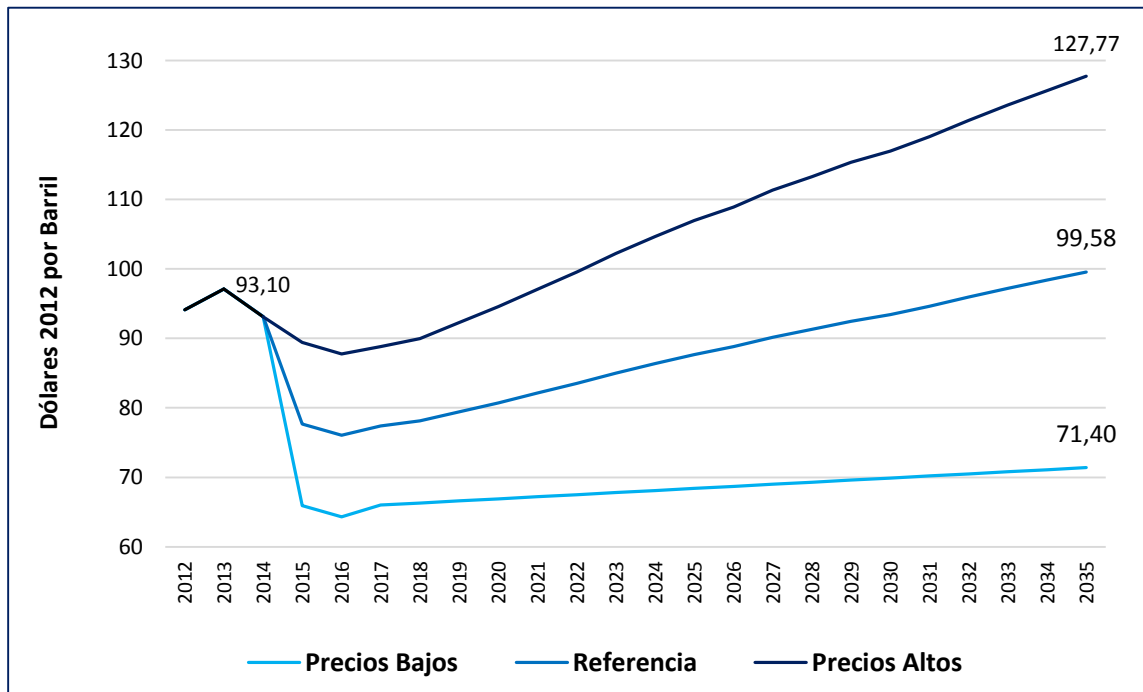
referencia (o base) proyecta que los precios oscilarán entre los \$75 y \$100 dólares por barril en el periodo de estudio. El escenario de precios bajos arroja una cota inferior sobre los \$70 dólares. El tercer y último escenario es el de precios altos, el cual asume una senda de precios que converge a los \$127 dólares por barril en 2035, en dólares constantes de 2012. Ver grafica 21.

El escenario de referencia que aquí se muestra es el promedio de los dos escenarios alternativos (precios altos y precios bajos), que se consideran a continuación. Este escenario incorpora las revisiones a la baja en el crecimiento económico y el estado actual de la oferta de hidrocarburos. Como lo señala el FMI (Fondo Monetario Internacional) se ha revisado a la baja las perspectivas de crecimiento económico de la economía mundial para 2014, pasando del 3.7% en enero al 3.3% en octubre. Este enfriamiento de la economía mundial incide negativamente sobre la demanda de hidrocarburos, afectando el equilibrio del mercado.

En el escenario de precios altos, éstos caen hasta \$87.77 dólares por barril en 2016 y luego, los precios presentan una tendencia al alza que los lleva hasta \$127.77 por barril en 2035. La producción de crudo y otros líquidos sube de 90.6 millones de barriles diarios en 2013 a 113.1 millones de barriles diarios en 2035, con una participación de OPEP en la oferta que pasa de 40% en 2013 al 42.5% en 2035. Del mismo modo, la participación de las economías OCDE en la demanda mundial de petróleo pasa del 50.2% en 2013 al 39.6% en 2035. El crecimiento económico es el principal dinamizador de la demanda en el periodo de estimación. Entre 2013 y 2035, se espera que el PIB mundial crezca a una tasa anual del 3.5%, con las economías OCDE creciendo a 2.1% y las no-OCDE a 4.5%.

El escenario de precios bajos se construyó a partir del escenario de precios bajos de la EIA, el cual prevé cambios en el crecimiento económico, la fuente de la oferta de hidrocarburos y un debilitamiento de la demanda en los países no-OCDE. Este escenario limita las potencialidades de desarrollo de recursos no-convencionales y la transición hacia el uso de energías alternativas. Las actividades de exploración y producción de estos recursos en Canadá, Estados Unidos y Rusia, se ven suspendidas pues los precios no permiten cubrir los gastos, por lo cual se estima que la participación de la OPEP se incremente en 8% frente al escenario de precios altos. No obstante, se prevé que la organización pierda poder de fijación de precios como resultado de las presiones fiscales que enfrentan sus países miembros y por las bajas perspectivas de crecimiento económico.

Gráfica 21: Escenarios de precios WTI 2012-2035



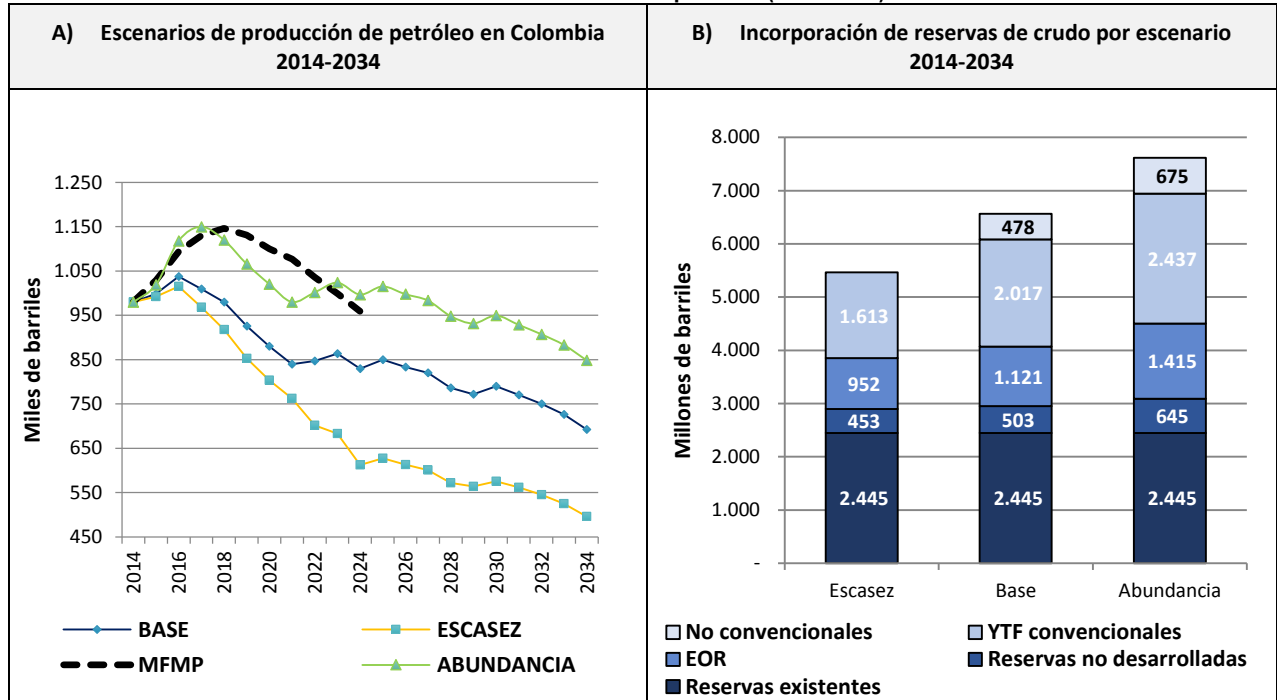
Fuente: EIA, FEDESARROLLO.

2.3. ESCENARIOS DE PROYECCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Los escenarios de abastecimiento de hidrocarburos dependen en gran medida de las decisiones de inversión de las compañías en actividades de exploración y explotación en el país. Éstas son altamente influenciadas por las perspectivas de precios, el government take, los factores de entorno y el potencial de las cuencas en las cuales se desarrolla la actividad. El punto de partida para la estimación de los escenarios es el análisis de los factores críticos que afectan la oferta y las perspectivas de mejora que tienen en el corto, mediano y largo plazo. Lo anterior se realiza utilizando los resultados históricos del sector, la normatividad vigente y la percepción de los principales actores del sector

Los escenarios base, de escasez y abundancia propuestos se muestran en el panel A de la gráfica 22, los cuales tienen perfiles a la baja en el mediano plazo, alcanzando su nivel máximo en los próximos tres años. Posteriormente, caen a diferente ritmo por los siguientes 15 años. El escenario base que recoge las implicaciones de la coyuntura actual y las perspectivas del sector a corto, mediano y largo plazo; un escenario de escasez que tiene implícitos factores negativos y posibles que podrían afectar considerablemente el sector y un escenario de abundancia en el que se tienen en cuenta una serie de factores positivos y probables, que podrían tener un impacto importante en el crecimiento del sector, particularmente a mediano y largo plazo.

Gráfica 22: Escenarios de petróleo (2014-2034)



Fuente: UPME, Cálculos FEDESARROLLO.

Si se comparan estos escenarios con las proyecciones del Marco Fiscal de Mediano Plazo 2014 (MFMP) se observa que la tendencia es similar en el corto plazo, pero la producción cae más rápidamente y de manera más acentuada en los escenarios propuestos en este análisis. Se resalta que el ejercicio del gobierno supone una producción mayor en 2015 y apunta a niveles mayores a los considerados como de abundancia en los escenarios aquí planteados, situación que podría implicar de entrada una sobre estimación en las proyecciones utilizadas para calcular las condiciones fiscales a mediano plazo.

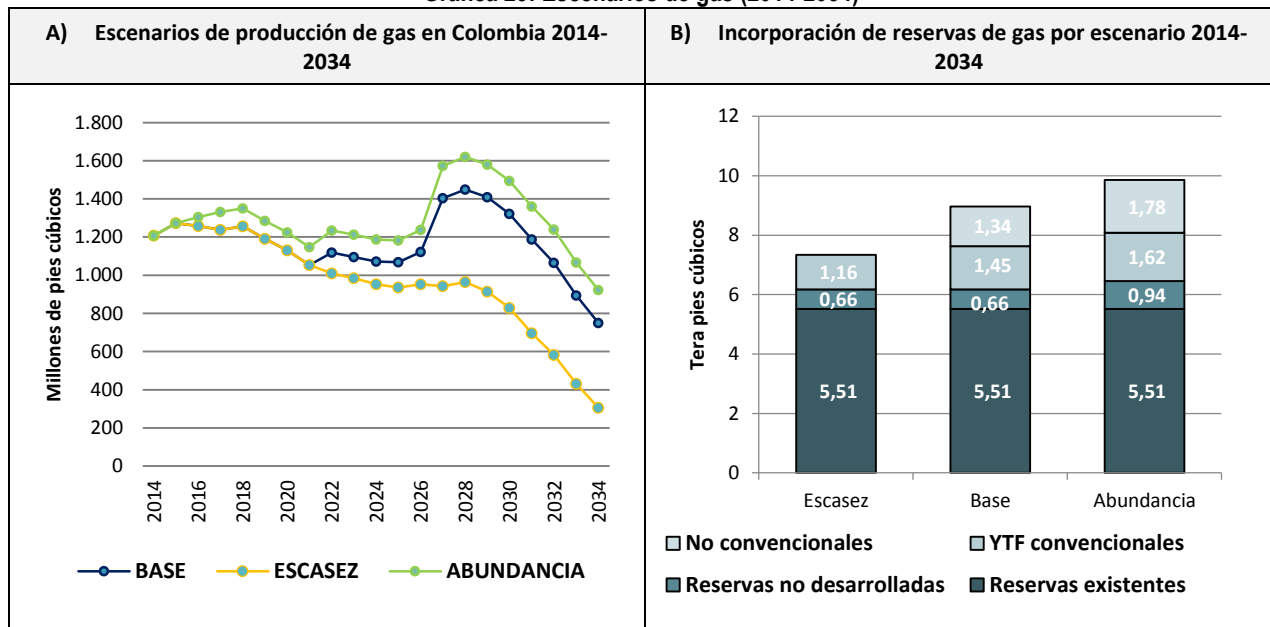
En términos de incorporación de nuevas reservas, los escenarios entre 2014 y 2034 oscilan entre 5.464 y 7.616 millones de barriles de petróleo (ver gráfica 22, sección B). La mayor parte de las reservas a incorporarse en el corto plazo proviene de las tecnologías de recobro mejorado, mientras que a mediano plazo se espera que el YTF de crudos convencionales sea el que contribuya en mayor medida.

En gas natural el resultado del escenario base se logró a través del análisis de los estudios disponibles, la realización de ajustes conforme al comportamiento reciente del sector. De entrevistas con los agentes, por medio de las cuales se conocieron tendencias, fechas claves de producción y niveles de extracción por componentes, se obtuvo información sobre los componentes de no convencionales y la explotación costa afuera, entendiendo que la explotación de los primeros dará sus primeros frutos en 2022, mientras que los segundos se espera se adicione a la producción en 2024. Con estos datos se ajustó el resultado del valor esperado para el cálculo del escenario base, en el cual no se asume el agotamiento de las reservas existentes en el horizonte temporal trabajado, pues actualmente el índice de autoabastecimiento supera los 15 años.

El escenario de escasez modifica el componente de hidrocarburos por encontrar, al asumir una baja tasa de éxito de la exploración en el componente costa afuera en comparación con el escenario base. Asimismo, se aplica el supuesto de no desarrollo del componente de no convencionales, por problemas con la regulación ambiental, oposición de las comunidades y continuas demoras en el otorgamiento de licencias, que desincentivan la inversión.

Por su parte, los ajustes realizados a las estimaciones del escenario de abundancia, se basan en sensibilidades provenientes de las entrevistas realizadas, a partir de las cuales se estima que mejores niveles de seguridad y la agilización de las licencias ambientales impacten positivamente los niveles de producción. Lo anterior también tiene implicaciones en la producción de los yacimientos no convencionales, aumentando sus niveles de explotación. Los resultados del ejercicio se presentan en la Gráfica 23.

Gráfica 23: Escenarios de gas (2014-2034)



Fuente: Cálculos FEDESARROLLO.

En términos del total de reservas de gas, los escenarios propuestos para el periodo 2014- 2034, oscilan entre 5,5 y 9,9 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas natural. La mayor parte de las reservas a incorporarse a la producción provienen de las reservas existentes y no desarrolladas en el corto plazo, mientras que los hallazgos en offshore y los no convencionales sostienen la producción de largo plazo.

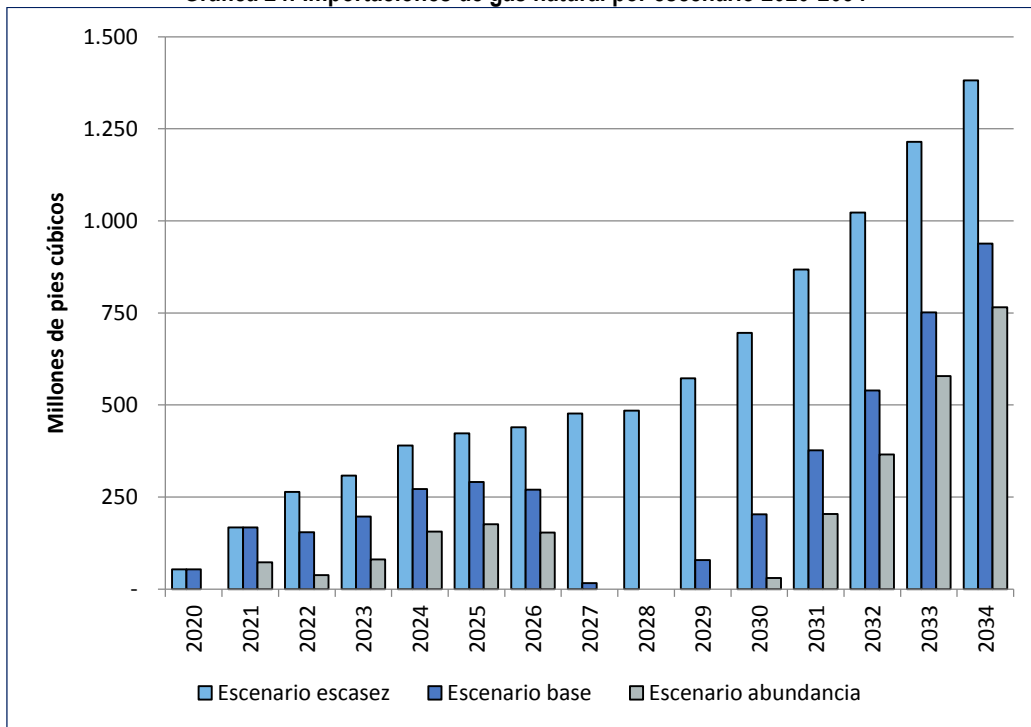
Para el escenario de escasez, la autosuficiencia se pierde en el año 2019 y a partir del 2020 es necesario importar gas natural para el resto del periodo analizado. Los volúmenes totales importados en este escenario suman 3,2 TPC de gas natural, representando la mayor necesidad de importación de los tres escenarios, como se puede observar en la siguiente gráfica. En el escenario base la autosuficiencia termina, al igual que en el de escasez, en el año 2019. Sin embargo, los mayores niveles de producción provenientes de la explotación de yacimientos no convencionales y YTF, permiten recobrarla nuevamente en el año 2027, aunque tan solo para ese año; en total, las importaciones realizadas en el escenario base son del orden de 1,57 TPC. En

términos del total de reservas de gas, los escenarios propuestos para el periodo 2014- 2034, oscilan entre 5,5 y 9,9 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas natural. La mayor parte de las reservas a incorporarse a la producción provienen de las reservas existentes y no desarrolladas en el corto plazo, mientras que los hallazgos en offshore y los no convencionales sostienen la producción de largo plazo.

Finalmente, ante un aumento sostenido de la demanda de gas natural en el país para el periodo de estudio (UPME, 2014), la producción interna del hidrocarburo resulta insuficiente para suplir los requerimientos internos provenientes del sector residencial, comercial, industrial, de transporte, petroquímico, petrolero y de las termoeléctricas, en todos los escenarios planteados. Como es de esperar, la menor necesidad de importación está dada en el escenario de abundancia. Bajo las condiciones aquí planteadas, la autosuficiencia de gas natural se pierde en el año 2020, pero se recobra en 2027 por tres años (2027-2029), de manera que las importaciones se dan lugar del año 2021 al 2026 y del 2028 al 2034. Así, las importaciones que se realizan en este escenario en el periodo de estudio, no pasan de un TPC, situándose en 0,96 TPC

Sin embargo, las diferencias entre escenarios frente a la necesidad de importación de gas natural son considerables, siendo el proyecto de la planta de regasificación de Cartagena y los acuerdos comerciales para la importación de gas proveniente de Venezuela, la solución propuesta para alivianar las presiones de demanda, en mayor o menor medida, para todos los escenarios.

Gráfica 24: Importaciones de gas natural por escenario 2020-2034



Fuente: UPME. Cálculos FEDESARROLLO

3. ANÁLISIS ECONOMICO – EFECTOS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS

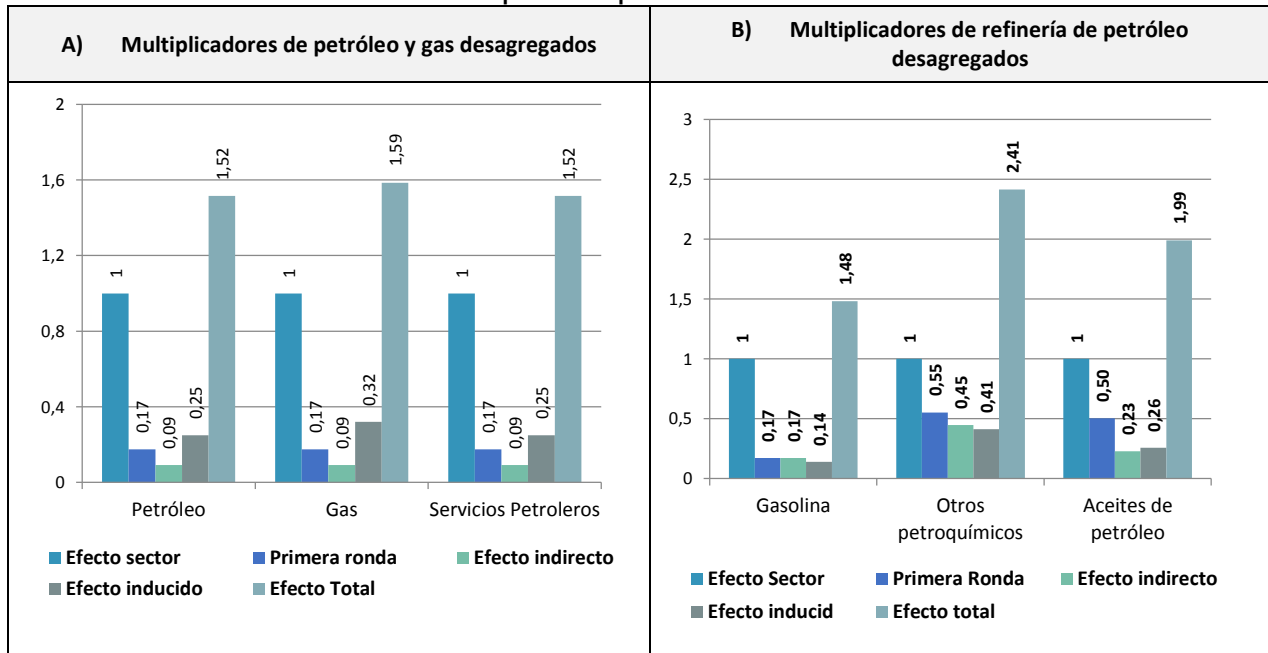
3.1.CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR A TRAVÉS DE ENCADENAMIENTOS PRODUCTIVOS

En esta sección se modela el impacto de la producción nacional de hidrocarburos sobre la economía colombiana, a través del consumo intermedio para todos los escenarios de producción propuestos, en los próximos 20 años.

A. Cálculo de los multiplicadores para el sector hidrocarburos

Los cálculos para los multiplicadores de consumo intermedio sugieren que por cada peso de consumo intermedio generado por subcuenta petróleo, la economía generará 1,52 pesos por el mismo concepto, mientras que por gas natural y servicios petroleros se causan 1,59 y 1,52, respectivamente. En el caso del sector de refinación, los multiplicadores indican que el efecto sector es el que tiene una mayor magnitud; por su parte, los efectos indirectos e inducidos siguen siendo los que tienen menor participación en el multiplicador total. Como se presenta en la sección B de la gráfica 25, por cada peso de consumo intermedio del subsector de gasolina se generan 1,48 pesos, refinерías 1,99 y en lo correspondiente al resto de la cuenta 27, se agregan 2,41 pesos por ese mismo concepto

Gráfica 25: Multiplicadores para el sector de hidrocarburos



Fuente: Argüello (2013). Cálculos propios.

Una manera de entender mejor estos resultados es comparar los multiplicadores del sector de hidrocarburos con el resto de sectores de la economía. Como se puede observar en la tabla 4, los multiplicadores del sector de hidrocarburos son inferiores al resto de sectores analizados. A partir de lo anterior, se puede afirmar que si bien los sectores de petróleo y gas y de refinación generan efectos multiplicadores en la economía a partir de su actividad económica, éstos son de menor magnitud que los generados por otros sectores de la economía.

Tabla 4: Multiplicadores distintos sectores

Sector	Consumo Intermedio
Productos de café	2,62
Carbón mineral	1,75
Petróleo	1,52
Gas	1,59
Servicios petroleros	1,52
Tejidos de algodón y fibras naturales	3,96
Gasolina	1,48
Otros petroquímicos	2,41
Aceites de petróleo	1,99

Fuente: FEDESARROLLO y ARGÜELLO (2013).

B. Impactos en el consumo intermedio a partir de diferentes escenarios de producción

Para cuantificar el efecto se tomó como referencia el valor de producción del sector de hidrocarburos para el año 2012. Al aplicar los multiplicadores al valor de producción de cada subcuenta, se puede estimar el consumo intermedio jalonado por cada una de las subcuentas relacionado con el sector hidrocarburos. El mayor efecto se concentra en la cuenta de petróleo (87,27 billones de pesos de consumo intermedio), seguido de refinería y gas (ver tabla 5).

Tabla 5: Contribución monetaria en consumo intermedio del sector de hidrocarburos (Billones de pesos 2012)

	Efecto Sector	Primera Ronda	Efecto indirecto	Efecto inducido	Efecto total
Petróleo	57,38	5,58	9,85	14,46	87,27
Gas	1,7	0,29	0,16	0,55	2,71
Servicios petroleros	6,22	1,04	0,63	1,56	9,46
Otros petroquímicos	2,34	1,29	1,05	0,97	5,64
Gasolina	8,96	1,54	1,53	1,25	13,28
Aceites de petróleo	20,04	10,08	4,6	5,16	39,87

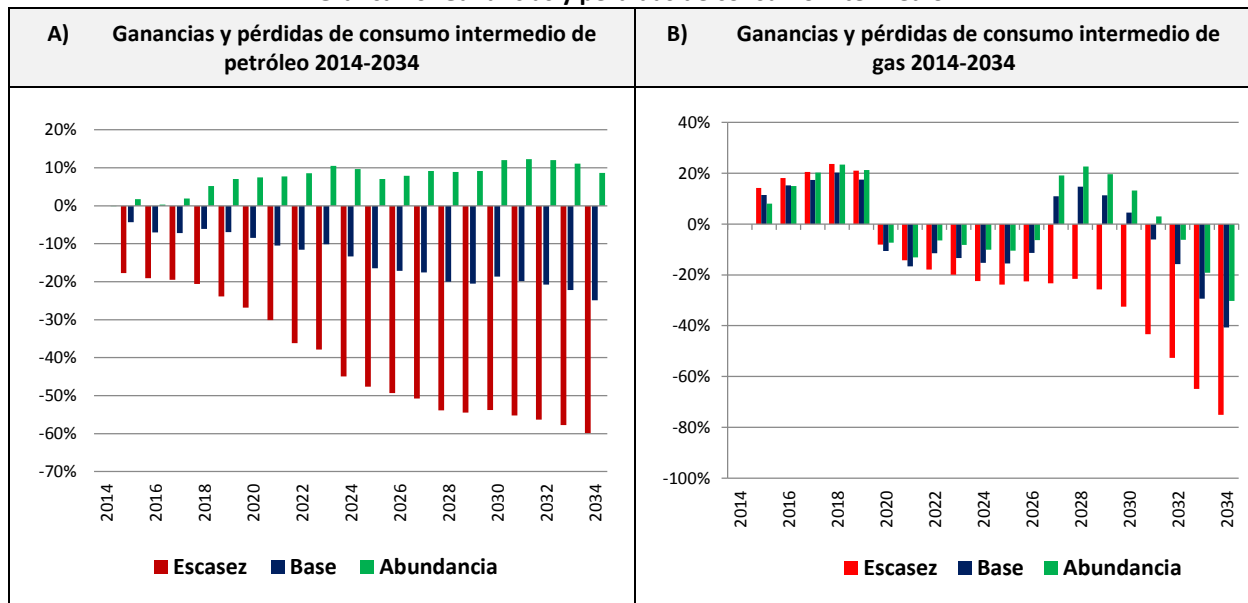
Fuente: FEDESARROLLO y ARGÜELLO (2013).

Con la estimación realizada, se cuantifican las variaciones que tendrían los encadenamientos en términos de consumo intermedio a partir de los diferentes escenarios de producción. Dicha cuantificación se realiza únicamente para las subcuentas de petróleo, gas y servicios petroleros, ya que para el caso del sector de refinados éste depende de otros factores indeterminados distintos a la producción de hidrocarburos.

Para aplicar los multiplicadores calculados en 2010, se determinó el valor presente neto del valor de producción proyectado y se estableció la relación entre la diferencia del valor de la producción de cada año para cada escenario y el efecto total de consumo intermedio de cada subsector. Los resultados de la gráfica 26, relacionados a continuación, corresponden a la generación o pérdida de consumo intermedio de la producción de petróleo crudo en los tres escenarios propuestos, así como las ganancias y pérdidas de consumo intermedio de servicios petroleros entre los años 2014 y 2034.

Los resultados señalan que los escenarios de escasez y base generan una disminución en los efectos de encadenamientos de consumo intermedio en la economía para los próximos 20 años. Por su parte, en el escenario de abundancia se evidencian ganancias considerables por este concepto, cuando se trata de petróleo. En el caso de gas, sección B de la grafica 26, los efectos presentan una tendencia diferente al petróleo. En el escenario de escasez se genera una pérdida de consumo intermedio importante debido a los fuertes recortes de producción. Los escenarios base y abundancia varían unánimemente entre ganancias y pérdidas en los años propuestos y aunque en los primeros años, era mayor el primer concepto en ambos escenarios, al final del horizonte temporal planteado, el escenario base presenta pérdidas de consumo intermedio generado, cercanas al 40% del efecto multiplicador total

Gráfica 26: Ganancias y pérdidas de consumo intermedio



Fuente: FEDESARROLLO.

En el caso de la subcuenta de servicios petroleros, los efectos en consumo intermedio son muy similares a los presentados por la subcuenta de petróleo; en el escenario de escasez hay una caída importante con pérdida máxima de 60%, con respecto al efecto multiplicador total al final del periodo analizado y en general pérdidas promedio del 38,4% en los 20 años. En el escenario base, a pesar de que en todos los años se produzcan pérdidas, los efectos no son tan negativos y el promedio ronda pérdidas del orden de 13,5% aproximadamente. Finalmente, el escenario de abundancia plantea ganancias todos los años por concepto del consumo intermedio generado, con un máximo en 2031 del orden de 12,3% del efecto multiplicador total.

3.2.SIMULACIÓN DE EQUILIBRIO GENERAL - MODELO DE EQUILIBRIO GENERAL COMPUTABLE

Esta sección presenta una simulación de la economía colombiana con los escenarios de precios y producción de petróleo y gas en el período 2012- 2035, para lo cual se utilizó el MEG de FEDESARROLLO (MEGF). Las sendas de precios y producción estimadas anteriormente son introducidas en la modelación, para proyectar el panorama futuro del petróleo y sus efectos sobre las variables macroeconómicas y fiscales. Un aspecto importante en la simulación es la postura fiscal del gobierno, la cual conforma el “cierre macroeconómico” del MEGF. Para que sus gastos e inversiones sean financiados, se puede optar por dos opciones: la primera consiste en ajustar los gastos a las fluctuaciones de los ingresos, de manera que no se afecte la senda de déficit fiscal y la segunda en fijar los niveles de gasto e inversiones de manera exógena y que el ajuste sea directamente asumido como un mayor déficit.

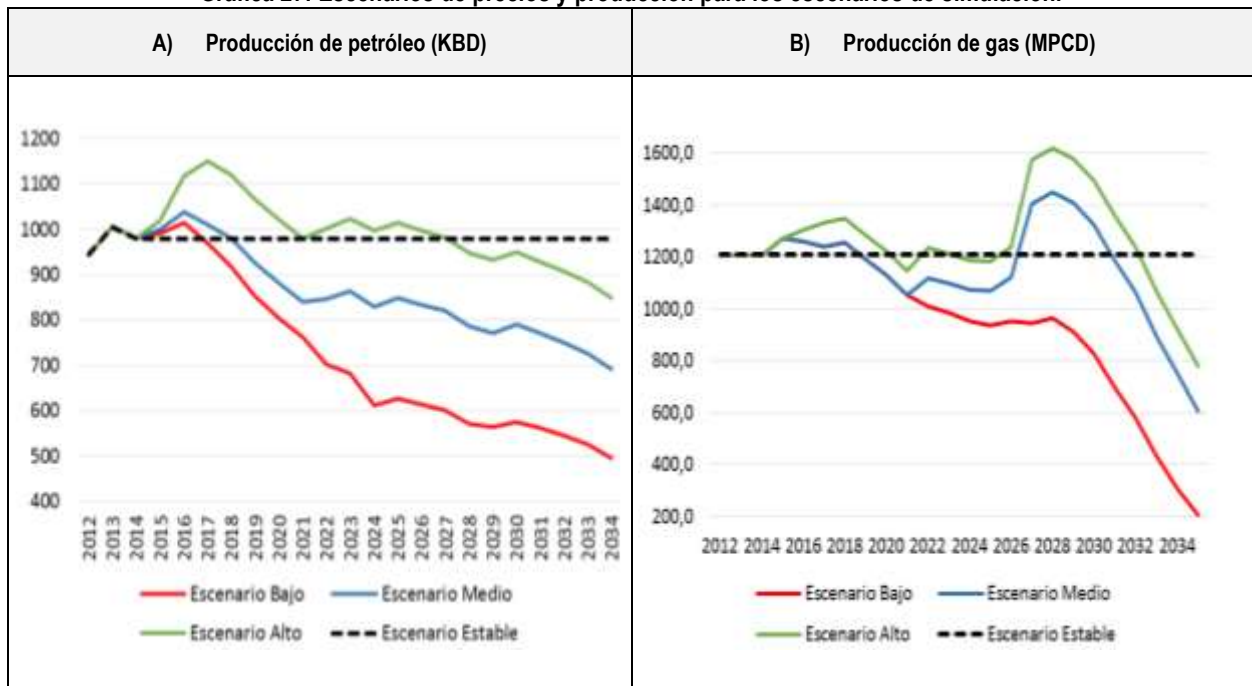
Para el presente ejercicio, se parte del supuesto de que el gobierno cumpla las metas de déficit fiscal planteadas en la Regla Fiscal (Ley 1473 de 2011) y el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014 mediante ajustes en el nivel de gasto y que no realice reformas

tributarias para ajustar el recaudo. Por esto, se usa la primera opción: el déficit fiscal se ajusta a la senda definida en la Regla Fiscal y el gobierno sacrifica su autonomía sobre el nivel de gasto, en este caso de funcionamiento, en aras de garantizar su solvencia.

Se simulan cuatro escenarios así: (1) un “Escenario Medio”, que asume las sendas intermedias de precios y producción de petróleo y gas; (2) un “Escenario Bajo”, que está definido por las sendas pesimistas y (3) un “Escenario Alto”, que corresponde a la estimación más optimista de estas cuatro series y (4) un escenario adicional, llamado “Escenario Estable”, en el que se compara el Escenario Medio con un caso hipotético en donde se mantienen constantes hacia el futuro el precio y la producción observados en 2014.

Los escenarios asumen, entonces, que el comportamiento del precio internacional del petróleo y del gas tiene un impacto directo sobre los niveles de producción nacional, con lo cual una senda de precio internacional bajo implica que se desincentiva la inversión en exploración y explotación de yacimientos, lo que termina afectando negativamente la producción; por el contrario, si la cotización internacional es alta la actividad petrolera se estimula y se comienzan a explorar alternativas que son rentables a mayores precios, como es el caso de los pozos off-shore. Esto permite comparar la situación actual con el escenario esperado más probable y resaltar el tamaño de la caída futura de la renta petrolera. En la gráfica 27, se muestran las proyecciones de producción para los cuatro escenarios considerados.

Gráfica 27: Escenarios de precios y producción para los escenarios de simulación.



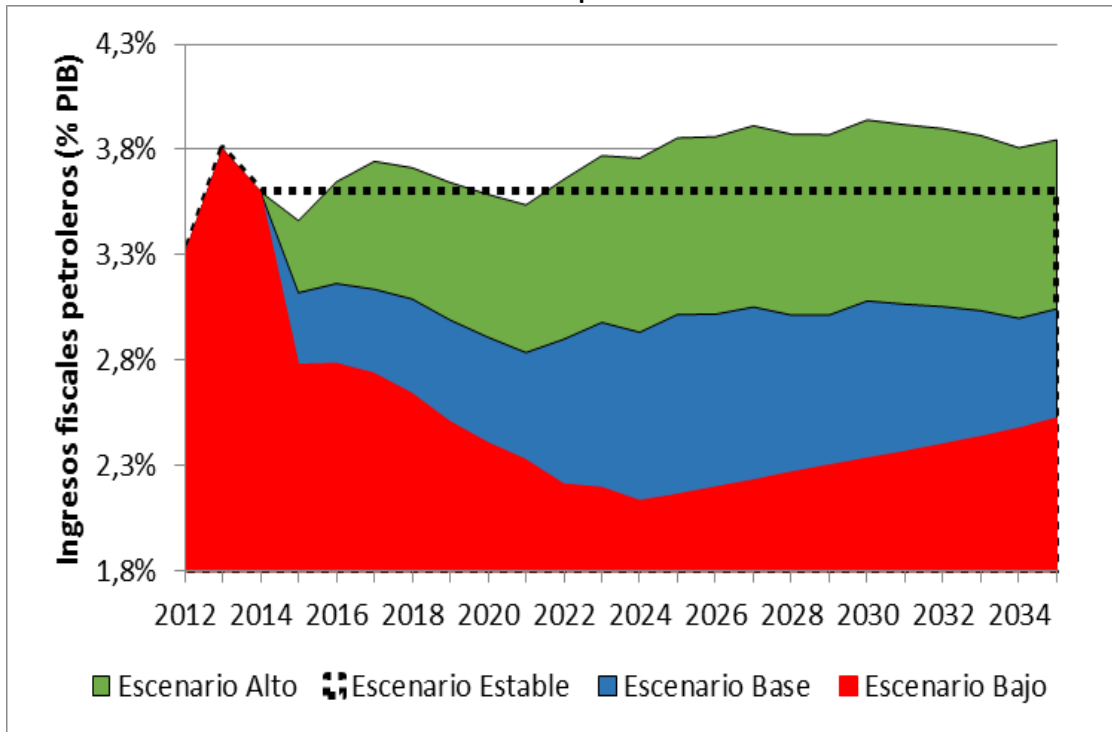
Fuente: FEDESARROLLO

A. Balance Fiscal

A manera de resumen de la estimación del impacto del sector petrolero sobre las cuentas fiscales en los escenarios alternativos, el gráfico 28 muestra las sendas de las rentas petroleras totales del GNC de cada escenario con respecto al de estabilidad, en el que se asume que los ingresos se mantienen constantes en el nivel de 2014 y que va a ser el punto de referencia en los ejercicios siguientes. Como se puede observar, tanto en el escenario medio como en el bajo, los ingresos petroleros como porcentaje del PIB experimentan una fuerte reducción, cercano a 0,6% del PIB en promedio anual en el escenario medio y de 1,2% del PIB en el bajo.

El único que representaría una estabilización y una ligera mejora en las cuentas fiscales con respecto al escenario estable es el escenario alto, que asume unas sendas de precios y producción muy optimistas y en el cual los ingresos por concepto de hidrocarburos aumentan 0,2% con respecto a los ingresos actuales. Esta gráfica ayuda a entender el sesgo negativo de las proyecciones de las rentas petroleras en Colombia y la necesidad de compensar por otros medios esta caída de recursos fiscales del Gobierno Central.

Gráfica 28: Monto de las rentas petroleras en cada escenario.



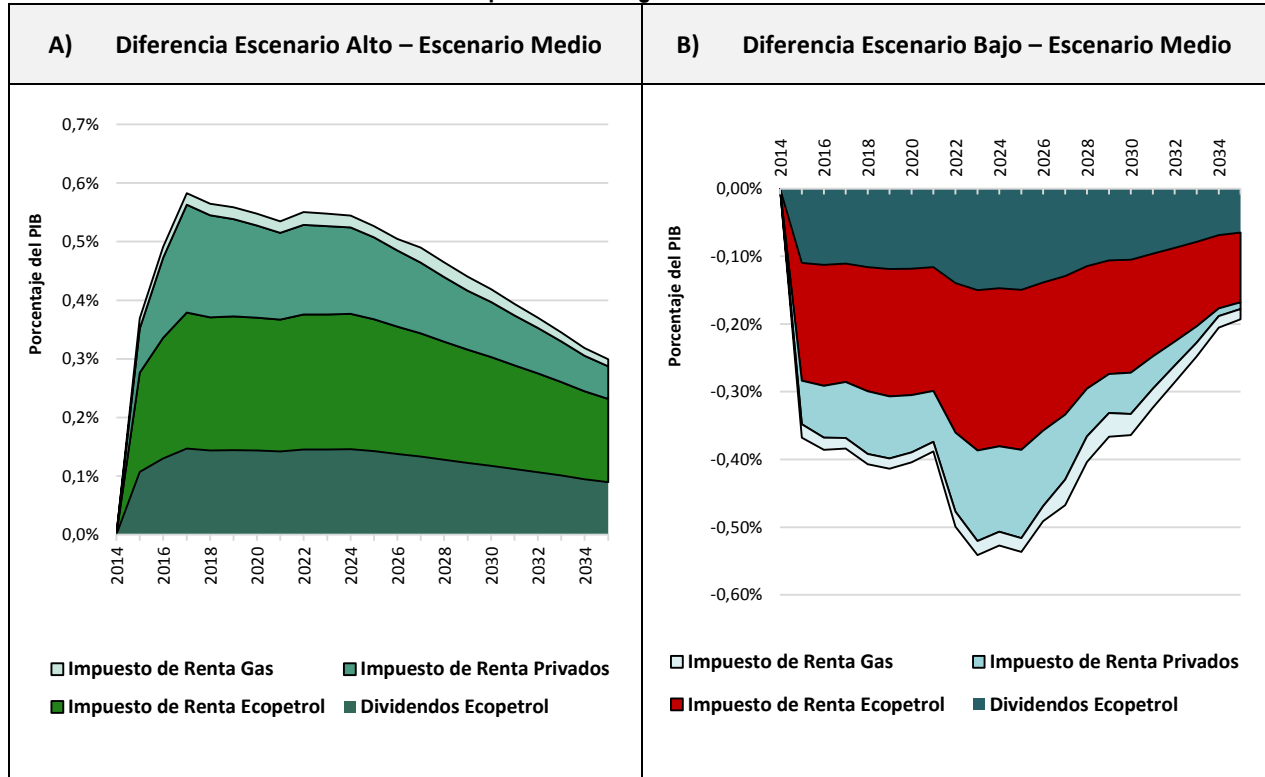
Fuente: FEDESARROLLO.

En el análisis se observa que entre 2015 y 2035, con las sendas pesimistas de precios y producción, el Balance General de ECOPETROL S.A se reduce anualmente en promedio en 0.14% del PIB, lo que es resultado de una caída en los ingresos de 0.49% y una reducción de los gastos de 0.35% del PIB. El hecho de que los menores ingresos operacionales se reflejen también en menor gasto de la empresa, se puede explicar por sus menores costos operacionales, así como la caída del monto de los impuestos y las regalías que paga. El impacto sobre el balance de ECOPETROL S.A en el escenario alto es ligeramente mayor, alcanzando 0,17% del PIB en promedio en el periodo estudiado.

A partir de esta estimación del impacto sobre el balance de ECOPETROL S.A, la gráfica 29 muestra el impacto que se genera en cada escenario sobre los ingresos totales del Gobierno Nacional Central, desagregando por fuente. Las simulaciones con el MEGF señalan que los ingresos del Gobierno Nacional Central disminuyen 0,53% en el escenario bajo en promedio en el periodo 2015-2035 y crecen aproximadamente 0,65% del PIB en el escenario alto, a comparación del escenario medio.

En cuanto a la composición de los ingresos por hidrocarburos del Gobierno Central, un punto a resaltar es la alta participación de los ingresos por impuesto de renta de ECOPETROL S.A, especialmente a comparación de los ingresos por impuesto de renta a los privados. Esto reafirma el papel estratégico que tiene ECOPETROL S.A en las finanzas públicas de Colombia, que se ilustra por el hecho de que, según la base de datos de firmas de la Superintendencia de Sociedades, en 2013 ECOPETROL S.A aportó el 75% del impuesto de renta del sector petrolero, lo que equivale a \$8 billones de pesos de 2013. Por último, en las simulaciones consideradas se observa que a medida que avanza el tiempo las brechas entre escenarios se van ampliando, lo que concuerda con el comportamiento de las sendas de producción de hidrocarburos que se utilizan en la simulación.

Gráfica 29: Impacto sobre ingresos del Gobierno Central



Fuente: MEG FEDESARROLLO.

Es de anotar que el aporte fiscal del impuesto de renta de las empresas de gas como porcentaje del PIB, no varía entre escenarios, debido a que el valor de la producción de gas es un monto pequeño en comparación con petróleo, pues en los escenarios simulados, representa alrededor del 6% y 9% del valor de la producción de crudo a lo largo del periodo estudiado. Por lo tanto, las variaciones entre escenarios como porcentaje del PIB no son significativas.

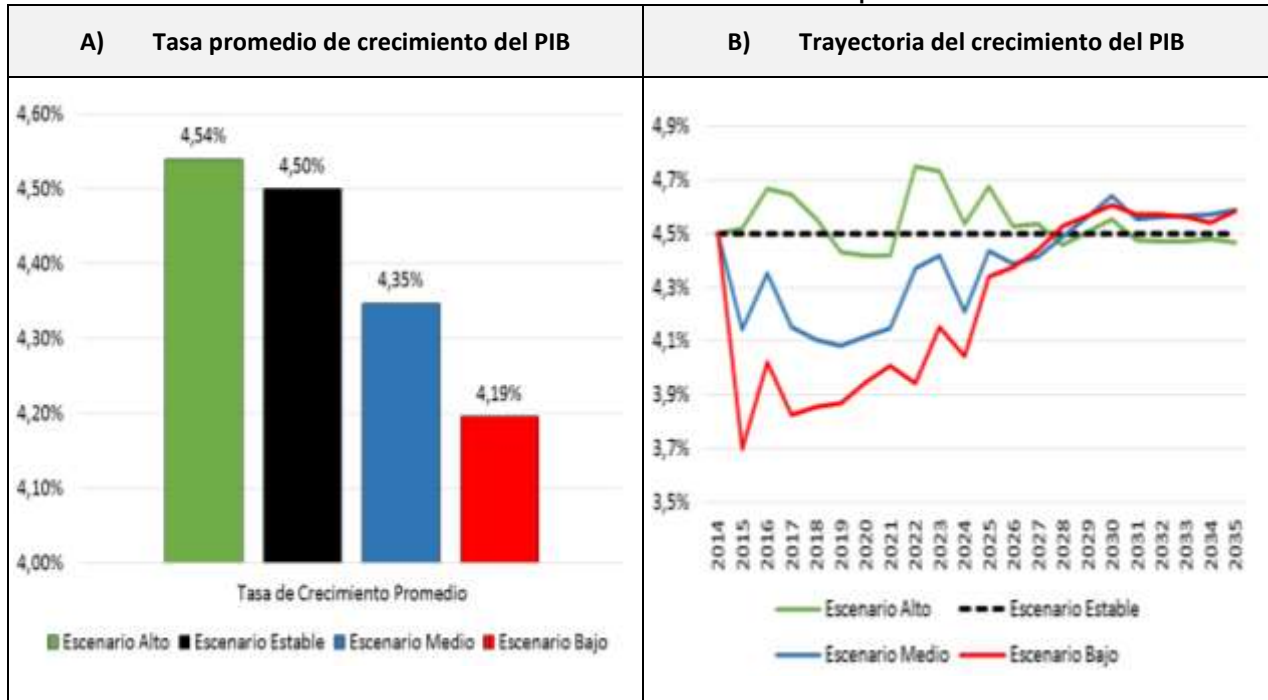
B. Producción nacional y crecimiento económico

A pesar de que el sector de hidrocarburos aporta cerca de la quinta parte de los ingresos fiscales y el 40% de las exportaciones colombianas, su contribución a la producción agregada de la economía nacional es mucho menor, con cerca del 5,6% del PIB en 2013. Por esto, los diferentes escenarios de producción de petróleo tienen un impacto menor sobre la tasa de crecimiento de la economía colombiana. Un mayor o menor precio de petróleo, gas y derivados tiene un impacto tanto sobre la demanda agregada como sobre los costos de producción, efectos que por lo general actúan en dirección contraria. Por esto, las simulaciones de los energéticos a través de MEG son especialmente útiles para estimar los efectos finales sobre la economía, debido a que son capaces de capturar las consecuencias secundarias sobre el resto de sectores productivos en términos del nivel de costos y precios.

Teniendo en cuenta lo anterior, la gráfica 30 muestra el impacto sobre el PIB de los escenarios simulados. Puede notarse que el efecto del sector de hidrocarburos vía demanda agregada, generado por los escenarios de consumo del gobierno, predomina sobre el efecto de costos. Así, en promedio durante el periodo estudiado, el escenario alto está asociado con un crecimiento del PIB anual superior en 0,04 puntos porcentuales (pp) al del escenario estable, mientras que el escenario medio implicaría un crecimiento 0,19 pp inferior; esta brecha negativa se aumentaría, en el caso más pesimista, a 0,35 pp (panel a).

Con respecto a la trayectoria de crecimiento, que se muestra en el panel B, se puede observar cómo las diferencias en el crecimiento se presentan en la primera década del periodo analizado, para luego ir convergiendo hacia la senda de crecimiento potencial a partir de 2026, conforme las proyecciones de precios y producción se van estabilizando.

Gráfica 30: Crecimiento del PIB real en la simulación de Equilibrio General



Fuente: MEG FEDESARROLLO

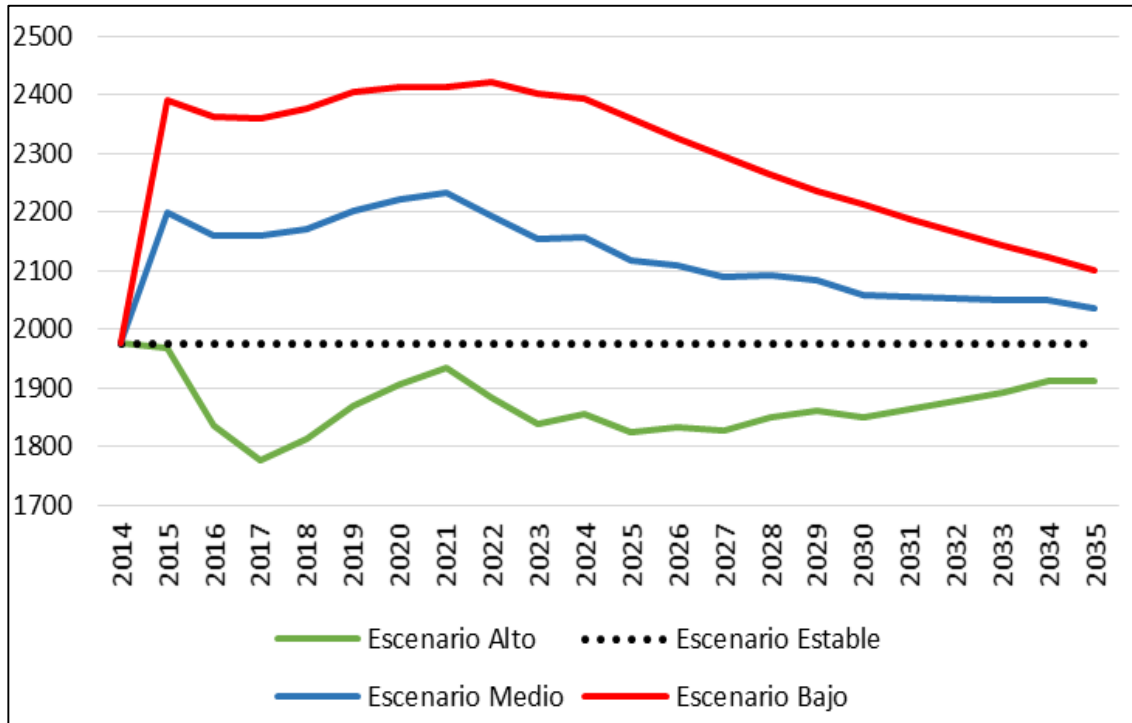
C. Tasa de cambio

El sector de hidrocarburos es uno de los principales exportadores de Colombia, con una participación del 41,6% de las exportaciones en el periodo 2003-2013. En este sentido, la dinámica de este sector tiene efectos directos sobre la tasa de cambio y la balanza comercial, dado que genera una oferta neta de dólares en el mercado de divisas. En la medida que los ingresos de exportaciones petroleras aumentan, ya sea por precios o producción alta, se incrementa la oferta en el mercado de divisas, lo que hace que el peso colombiano sea más valioso con respecto al dólar. A su vez, una reducción del valor de las exportaciones de hidrocarburos genera una depreciación del peso, lo que beneficia las exportaciones no tradicionales de la economía.

Este mecanismo se ve reflejado en los resultados de las simulaciones en el MEGF de los escenarios mencionados anteriormente. En la gráfica 31 se muestra la evolución de la tasa de cambio en cada uno de los escenarios contemplados. Se asume en el escenario estable que la tasa de cambio es igual a la presentada en promedio en el 2014, de \$1.976 pesos por dólar. En el escenario medio, la fuerte caída del precio del petróleo genera una depreciación de la tasa de cambio, que en promedio para el periodo 2015-2035 es de \$150 pesos por encima del escenario estable. La depreciación de la moneda se dispara en el escenario bajo, donde la caída en la producción y el precio es más acentuada, por lo que la tasa de cambio se deprecia en promedio en \$326 pesos por dólar, con lo que el precio de la divisa rondaría los \$2.400 entre 2015 y 2024.

Por último, en el escenario optimista el flujo de divisas por exportaciones de petróleo genera una apreciación del peso, de \$110 pesos en promedio. La divergencia entre estas tasas de cambio ocurre principalmente en el año 2015, lo cual puede deberse a que los escenarios de precios planteados presentan un gran distanciamiento en el corto plazo. Esta diferencia inicial se mantiene a lo largo del tiempo, si bien se va reduciendo paulatinamente hacia el final del periodo estudiado.

Gráfica 31: Tasa de cambio en simulaciones con MEGF



Fuente: MEG FEDESARROLLO.

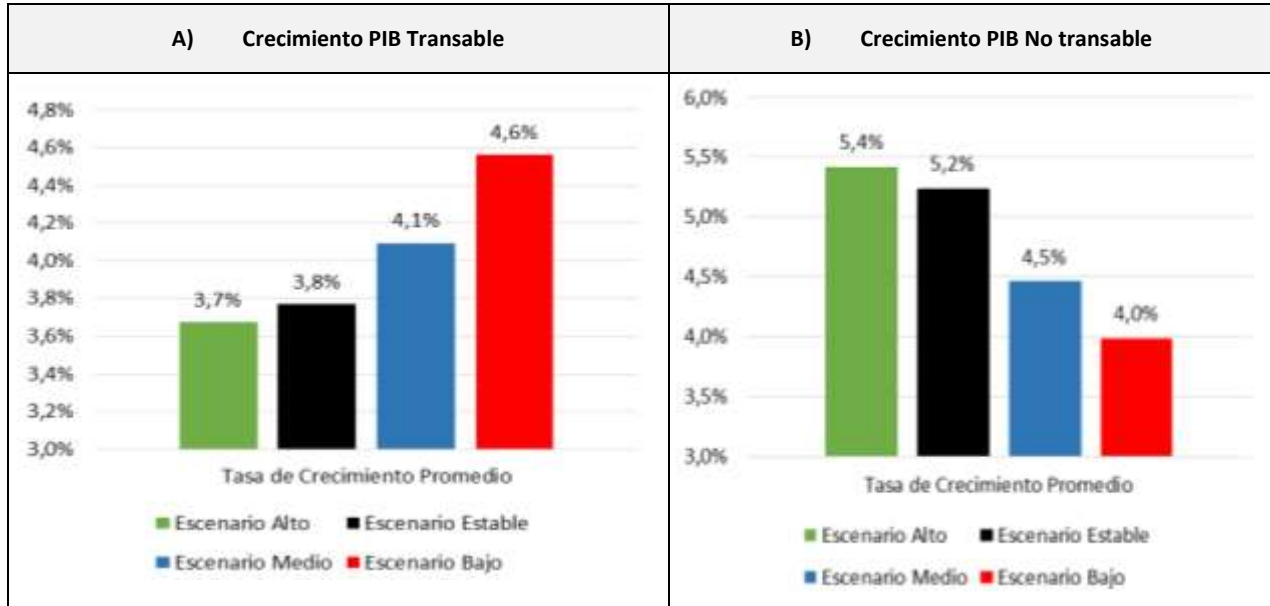
D. Recomposición sectorial en producción y empleo

Los cambios en el valor del peso y el nivel del gasto de gobierno afectan, a su vez, a los sectores productivos colombianos de manera diferenciada. Una depreciación del peso producto de menores ingresos petroleros da una ventaja competitiva a los sectores transables nacionales, impulsando su producción y exportaciones. Al mismo tiempo, el impacto negativo sobre los ingresos del gobierno reduce su demanda, que está destinada mayoritariamente a bienes y servicios no transables como construcción y servicios (salud, educación).

En el caso contrario, en el que aumentan los ingresos de la actividad petrolera, se generan síntomas de la Enfermedad Holandesa, como el hecho de que los sectores transables de la economía diferentes al petróleo pierden competitividad por la revaluación de la tasa de cambio, lo que es compensado con un crecimiento mayor de los No Transables. Como se puede observar en la gráfica 32, el crecimiento promedio durante el periodo 2015- 2035 de los sectores Transables y No transables de la economía colombiana para los cuatro escenarios de estudio, en los escenarios medio y bajo el crecimiento del PIB transable es mayor al del Escenario Estable en 0,3 y 0,8 pp, respectivamente, mientras que el escenario alto castiga a las actividades transables, lo que es compensado por un mayor dinamismo de los bienes no transables.

Se espera que los escenarios con los precios y producción más bajos recompongan el empleo hacia sectores transables como la agricultura y la minería, mientras que en el escenario alto se presente un fenómeno de Enfermedad Holandesa, que incrementa el empleo en el rubro de servicios. Es de recordar que el impacto directo sobre cantidad de trabajadores del sector petrolero es mínimo, pero genera una gran recomposición del empleo sectorial. Así, en un escenario pesimista de petróleo la economía colombiana se ve beneficiada, en el sentido de que se fomenta el empleo en los sectores agrícolas e industriales, que incrementan en 930.000 y 440.000 la cantidad de empleos generados, respectivamente. Estos empleos salen de los sectores de servicios y de construcción, que se contrae por la menor demanda de consumo del gobierno.

Gráfica 32: Crecimiento Transables vs. No transables



Fuente: MEGFEDESARROLLO

3.3. PROYECCIONES DE INGRESOS POR REGALÍAS 2015-2025 Y SU DISTRIBUCIÓN - IMPACTOS SOBRE FINANZAS MUNICIPALES Y REGIONALES

En esta sección se presentan la proyección de ingresos por regalías a los entes territoriales para los próximos 10 años, correspondiente a los escenarios de precios y producción de crudo y a los pronósticos de tasa de cambio. En una primera parte se describen los escenarios de regalías y luego se presenta la distribución de estos recursos dentro de los fondos que conforman el SGR en cada uno de los escenarios.

Para el cálculo de las regalías en el año t se utilizó la fórmula:

$$Regalias_t = (P_t + dp_t)(Q_t * r_t)TRM_t$$

Dónde:

P_t = precio canasta por barril

dp_t = deducible precio canasta (costos de dilución, transporte, descargue, refinación, etc.)

Q_t = producción total nacional anual

r_t = porcentaje promedio de producción de liquidación (Ley 756/2002)

TRM_t = Tasa Representativa del Mercado

El precio corresponde a la senda de precios de referencia WTI en cada escenario, al cual se le deducen los costos de comercialización y transporte desde los campos de producción hasta los puertos de exportación y/o la refinería. Para propósitos de este ejercicio se tomaron costos del orden de \$23 dólares por barril. (Exposición de Motivos Ley de Presupuesto del SGR 2015-2016, p. 91-92).

Para el porcentaje promedio de producción de liquidación se tomó la relación entre la producción de crudo de liquidación (KBPD) y la producción total nacional de crudo (KBPD) calculado en este documento entre 2015 y 2024. Este factor se le aplicó a los

diferentes escenarios de producción de crudo y finalmente, la TRM corresponde a la senda calculada por el Modelo de Equilibrio General para cada uno de los escenarios (Bajo, Medio y Alto).

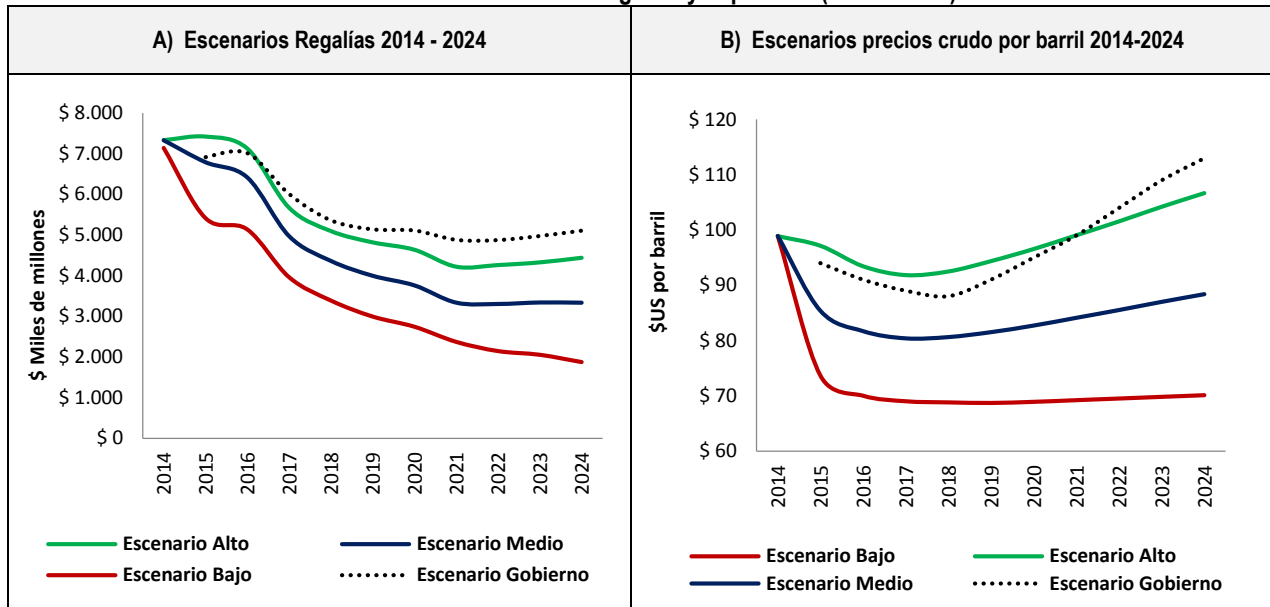
A. Escenarios de regalías 2015 – 2024

El panel A de la gráfica 33 muestra los escenarios de ingresos de las regalías por explotación de petróleo y el previsto en el presupuesto bianual del Sistema General de Regalías (SGR) 2015-2016. En el año 2015, el escenario medio proyecta menores ingresos de regalías con respecto a 2014 en cerca de un billón de pesos debido a la caída en los precios internacionales del crudo y la diferencia con respecto al escenario del marco fiscal de mediano plazo se sitúa en cerca de 1.5 billones de pesos por debajo.

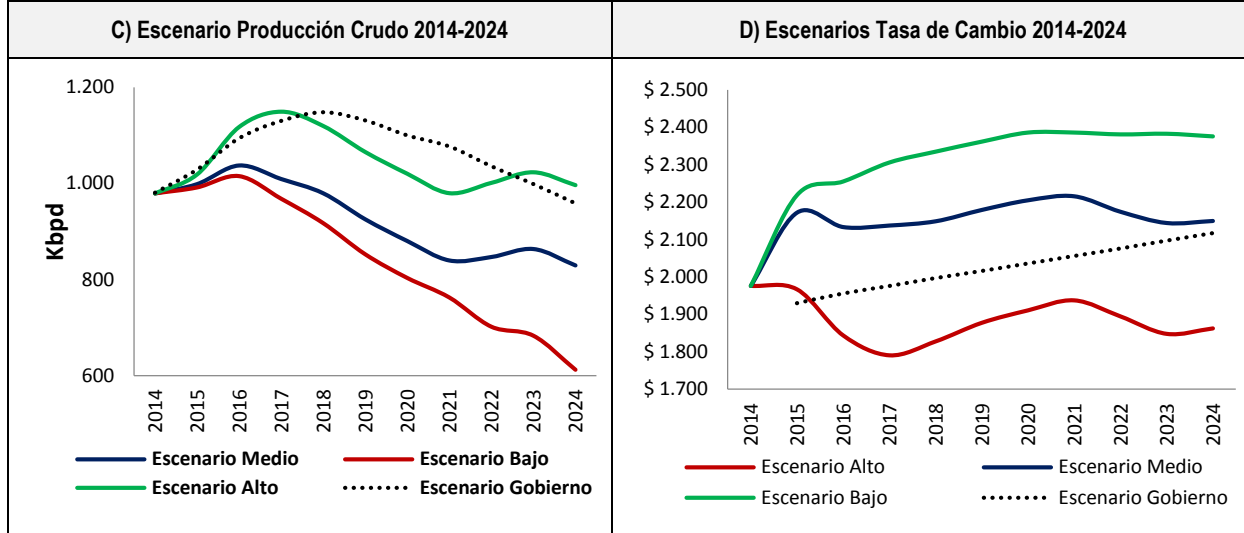
Aunque las regalías en 2016 se recuperan con respecto a 2015, el resultado más importante de estos escenarios es la tendencia decreciente de los ingresos de regalías. En efecto, para 2024 éstos se sitúan en \$3.3 billones, muy por debajo de los \$6.4 billones alcanzados en 2014. Esto es el resultado, principalmente, de una caída sostenida de la producción de crudo a partir de 2017, de 2.7% por año en el escenario medio (21,8% entre 2017 y 2024). La caída en la producción incluso tiene lugar en el escenario alto, con una reducción anual de 1.4% y de 11% durante todo el período.

Por su parte, el escenario del MFMP⁴ es similar al escenario medio para 2015 y para 2016, los pronósticos oficiales se asemejan al escenario alto propuesto en este estudio, pero incluso son más optimistas a partir del año 2017. Para 2024, el escenario del Gobierno supera al escenario alto en \$0,67 billones. Las diferencias entre las proyecciones del Gobierno y del estudio radican en los supuestos de precios, producción y tasa de cambio. Frente a los supuestos de precios internacionales, los supuestos empleados por el Gobierno Nacional se asemejan particularmente al Escenario Alto de Precios aquí definido e incluso son mayores a partir del año 2022. Esta misma situación ocurre con el escenario de producción, donde los pronósticos del MFMP proyectan una mayor producción de casi 50.000 barriles diarios (promedio anual) entre los años 2018 y 2021 con respecto al Escenario Alto propuesto en este análisis

Gráfica 33: Escenarios de regalías y supuestos (2014 – 2024)



⁴ Marco Fiscal de Mediano Plazo



Fuente: FEDESARROLLO

En términos de tasa de cambio, los menores ingresos externos por exportaciones de crudo en los escenarios bajo y de referencia se traducen en mayores devaluaciones del peso en comparación con el escenario alto. Este factor tiene un efecto contrario sobre los ingresos por regalías ya que compensa parcialmente las menores regalías por caídas en los ingresos en dólares. Mientras que en el escenario medio entre 2014 y 2019 los precios internacionales caen 18.2% y la producción de crudo disminuye 5.3%, la tasa de cambio se devalúa 10.3%. El escenario del gobierno es similar al escenario alto de este estudio, aunque la tasa de cambio proyectada por éste sea más alta a la proyectada en dicho escenario y que para 2015 el Gobierno espere una tasa de cambio menor a la aquí proyectada.

B. Distribución de recursos del SGR 2015 - 2024

La

[Tabla 6: tabla 6](#) muestra la distribución de los recursos de regalías dentro del Sistema General de Regalías (SGR) para cada uno de los escenarios (alto, de referencia y bajo) y los resultados son agrupados por bienes, como se presenta el presupuesto del SGR.

Tabla 6: Distribución SGR Escenario Bajo, Base y Alto (Miles de Millones)

ESCENARIO BAJO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total Regalías (SGR)	\$ 10.549	\$ 7.348	\$ 5.735	\$ 4.514	\$ 3.926
Fiscalización	\$ 211	\$ 147	\$ 115	\$ 90	\$ 79
Funcionamiento	\$ 316	\$ 220	\$ 172	\$ 135	\$ 118
FONPET	\$ 1.055	\$ 735	\$ 573	\$ 451	\$ 393
FAE	\$ 2.110	\$ 1.470	\$ 1.147	\$ 903	\$ 785
FCyT	\$ 1.055	\$ 735	\$ 573	\$ 451	\$ 393
Asignaciones Directas	\$ 1.160	\$ 808	\$ 631	\$ 497	\$ 432
Fondo Desarrollo Regional	\$ 1.857	\$ 1.293	\$ 1.009	\$ 794	\$ 691
Fondo Compensación Regional	\$ 2.785	\$ 1.940	\$ 1.514	\$ 1.192	\$ 1.036
ESCENARIO MEDIO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total Regalías (SGR)	\$ 13.201	\$ 9.326	\$ 7.748	\$ 6.629	\$ 6.665
Fiscalización	\$ 264	\$ 187	\$ 155	\$ 133	\$ 133
Funcionamiento	\$ 396	\$ 280	\$ 232	\$ 199	\$ 200
FONPET	\$ 1.320	\$ 933	\$ 775	\$ 663	\$ 666
FAE	\$ 2.640	\$ 1.865	\$ 1.550	\$ 1.326	\$ 1.333
FCyT	\$ 1.320	\$ 933	\$ 775	\$ 663	\$ 666

Asignaciones Directas	\$ 1.452	\$ 1.026	\$ 852	\$ 729	\$ 733
Fondo Desarrollo Regional	\$ 2.323	\$ 1.641	\$ 1.364	\$ 1.167	\$ 1.173
Fondo Compensación Regional	\$ 3.485	\$ 2.462	\$ 2.045	\$ 1.750	\$ 1.760
ESCENARIO ALTO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total Regalías (SGR)	\$ 14.535	\$ 10.756	\$ 9.444	\$ 8.469	\$ 8.755
Fiscalización	\$ 291	\$ 215	\$ 189	\$ 169	\$ 175
Funcionamiento	\$ 436	\$ 323	\$ 283	\$ 254	\$ 263
FONPET	\$ 1.454	\$ 1.076	\$ 944	\$ 847	\$ 875
FAE	\$ 2.907	\$ 2.151	\$ 1.889	\$ 1.694	\$ 1.751
FCyT	\$ 1.454	\$ 1.076	\$ 944	\$ 847	\$ 875
Asignaciones Directas	\$ 1.599	\$ 1.183	\$ 1.039	\$ 932	\$ 963
Fondo Desarrollo Regional	\$ 2.558	\$ 1.893	\$ 1.662	\$ 1.490	\$ 1.541
Fondo Compensación Regional	\$ 3.837	\$ 2.840	\$ 2.493	\$ 2.236	\$ 2.311

Fuente: Cálculos FEDESARROLLO

En el caso del escenario medio, los ingresos bianuales de los recursos pasarían de \$13.2 billones en 2015- 2016 a \$6.6 billones en 2023-2024. En el caso del escenario bajo, los ingresos bianuales pasarían de \$10.5 billones en 2015-2016 a \$3.9 billones en 2023-2024 y finalmente en el escenario alto, los ingresos por regalías en 2015-2016 estarían en \$14,5 billones, incluso inferiores en \$662 mil millones a los contemplados en el Presupuesto del SGR para este período por concepto de hidrocarburos y se situarían en \$8,7 billones en 2023-2024.

Como lo estipula el párrafo 2 – transitorio del Acto Legislativo 05 de 2012, “en caso de que las asignaciones directas de un ente territorial en algún año entre 2015- 2020 sean inferiores al 40% del promedio de regalías directas recibidos por éste entre 2007-2010 (a precios constantes 2010), este departamento, municipio o distrito puede emplear sus asignaciones correspondientes del Fondo de Desarrollo Regional como asignaciones directas hasta cubrir dicha diferencia o agotar los recursos de dicho fondo”. Esto permite que en el caso de los escenarios bajo y base, particularmente, los entes territoriales puedan modificar la distribución de las regalías en el SGR, aumentando la participación de las asignaciones directas hasta un 29% de los recursos totales del SGR.

Debido a que las asignaciones directas promedio entre 2007 y 2010 fueron \$3,3 billones (a pesos constantes de 2010), el 40% de este valor es \$1,33 billones. Aunque la aplicación del párrafo 2 del Acto Legislativo 05 se hace sobre las cuentas de cada ente territorial receptor, el cálculo agregado muestra que la condición establecida en el párrafo se cumple para todos los años entre 2015 y 2020 en todos los escenarios: en el escenario bajo las asignaciones directas promedio entre 2015 y 2020 son de \$398 mil millones por año, en el escenario medio de \$510 mil millones por año y en el escenario alto de \$653 mil millones, muy por debajo del umbral definido en el acto legislativo..

La otra razón que podría modificar la distribución presentada es la posibilidad de ahorrar una menor proporción de recursos en el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) e incluso de desahorrar recursos de este fondo. Como lo indica el Art. 361 de la Constitución reformado por el Acto Legislativo 005 de 2011, los recursos para este fondo pueden ser hasta el 30% del total de los recursos de regalías, lo que abre la posibilidad de ahorrar una menor proporción. Es plausible que esto ocurra en el escenario medio y especialmente en el escenario bajo. El anexo 1 contiene la distribución por departamentos de los recursos de los diferentes fondos del SGR entre 2015 y 2024 para los tres escenarios propuestos

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. CONCLUSIONES

Los escenarios de precios y de producción de crudo para los próximos años conllevan una reducción importante en los ingresos del país por regalías, excepto en el escenario alto, pues los ingresos por regalías se mantienen en un nivel similar los próximos dos años, aunque luego comienzan a reducirse. Esta reducción implica que para 2024 las regalías asociadas con la producción de petróleo en comparación con las generadas en 2014 serían de \$4 billones inferiores, en el escenario medio; de \$2,9 billones, en el escenario alto y de 5,3 billones, en el escenario bajo.

A corto y mediano plazo el país enfrentará unos menores ingresos de regalías por petróleo explicado por menores precios internacionales, pero también por caídas en la producción a partir de 2017. Estos menores ingresos sólo son parcialmente compensados por la devaluación del tipo de cambio. Frente a estos escenarios, las proyecciones en el marco fiscal de mediano plazo corresponden, aproximadamente, al escenario alto propuesto en este estudio en términos de precios, producción e ingresos por regalías.

La reducción prevista en las regalías petroleras probablemente va a implicar la modificación de la distribución de los recursos entre los fondos del SGR en atención al parágrafo 2 transitorio del Acto Legislativo 005 de 2012, que establece mecanismos compensatorios cuando las asignaciones directas sean inferiores al 40% de las asignaciones directas que, en promedio, recibieron los entes territoriales entre 2007 y 2010. De acuerdo con las proyecciones de regalías de este estudio, la condición establecida en este parágrafo se cumple, en promedio, para las asignaciones directas para todos los años entre 2015 y 2020 en todos los escenarios (incluso el alto). En este sentido, la evolución de las regalías petroleras en los próximos años probablemente también va a inducir a presiones para la reducción de la tasa de ahorro de los recursos en el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) e incluso a desahorrar parte de dichos recursos.

La reducción prevista en las regalías petroleras, y en particular en las regalías directas va a requerir ajustes fundamentales en la forma como los entes territoriales productores de hidrocarburos financian sus necesidades de inversión. Como se mostró en la sección 2, los municipios productores han ido sustituyendo, en términos relativos, la fuente de ingresos del predial por los recaudos de industria y comercio, estampillas y otras contribuciones y por supuesto, por una participación creciente de las regalías hasta 2012, cuando entró en vigencia el nuevo SGR.

El impacto negativo, desde el punto de vista de la sostenibilidad de las finanzas territoriales, no es solamente que se ha llegado a financiar cada vez más gastos de inversión (hasta el 70% de los gastos de inversión en el caso de los municipios productores de categorías 5 y 6), con una fuente altamente vulnerable, por los precios del crudo. También hay probablemente un impacto negativo en la composición de los ingresos tributarios de los entes territoriales productores porque los mayores recaudos tributarios municipales de dichas jurisdicciones productoras han sido el resultado, de un incremento de la riqueza y de la base gravable total, y no del “esfuerzo fiscal” propio.

Aunque el impuesto de ICA y el impuesto de estampillas y sellos son locales, el incremento en su recaudación no es fruto de la gestión municipal como tal. La gestión tributaria municipal, en cambio, se mide por excelencia en el impuesto predial, en la valorización y la plusvalía del suelo, así como en la gestión municipal para captar el incremento en el valor de la propiedad inmueble localizada en el municipio.

De cara a los próximos diez años, los entes territoriales productores de hidrocarburos van a tener que incrementar sustancialmente su esfuerzo fiscal si quieren sostener tasas de inversión compatibles con el cierre de brechas sociales y mejoras en la competitividad local y regional. El escenario previsto de regalías para los próximos diez años es una oportunidad para que las inversiones del Gobierno Nacional en el territorio (tanto para entes territoriales productores como no productores), por ejemplo, en el marco de los Contratos Plan, tengan un esquema de cofinanciación (matching grants) que incentive un mayor esfuerzo fiscal local que tome en cuenta el tipo de gasto y la capacidad fiscal del receptor de los fondos del Gobierno. Ese no ha sido, en general, el criterio que ha guiado las decisiones de inversión del Gobierno Nacional en las regiones, incluso en temas que entran directamente en la competencia de los entes territoriales.

Los efectos multiplicadores de la cuenta de petróleo y gas para 2005 y 2012, indican que la mayor parte de esa acción recae al interior del propio sector y de sus proveedores directos. En cuanto al consumo intermedio, indica que por cada peso de consumo intermedio generado por la cuenta en 2005, la economía generó 1,62 pesos por el mismo concepto, mientras que para 2012 se generaron 1,53 pesos. Asimismo, los resultados para valor agregado indican que por cada peso generado por el sector de petróleo y gas, la economía generó 1,14 y 1,13 pesos de valor agregado para 2005 y 2012, respectivamente.

En el caso del sector refinación, el efecto sector es el que tiene una mayor magnitud; por su parte los efectos indirectos e inducidos impactan a quienes tienen menor participación en el total. Por cada peso de consumo intermedio del sector de refinación se generaron 1,69 y 2,2 pesos de tal concepto para 2005 y 2012, respectivamente. Para el valor agregado, se tiene que por cada peso generado por refinación de petróleo, se generaron 1,02 y 1,17 pesos en los respectivos años.

En términos generales, si bien los sectores de petróleo, gas y de refinación generan efectos multiplicadores en la economía a partir de su actividad económica, estos son de menor magnitud que los generados por otros sectores de la economía, como el agrícola, industrial y el de servicios.

4.2. RECOMENDACIONES

Como el contexto internacional del mercado de hidrocarburos no atraviesa por su mejor momento, dada la situación actual de precios, la sobreoferta de hidrocarburos de Estados Unidos y la desaceleración económica de China, entre otros aspectos, que han afectado el balance de oferta y demanda de hidrocarburos a nivel mundial, los niveles de precios han disminuido más del 50% desde junio de 2014 a la fecha, después de cerca de cinco años de estabilidad en niveles extraordinariamente altos y no se estima que a corto plazo revierta la situación.

Con este panorama internacional los proyectos de exploración se ven afectados, debido a la disminución de inversiones de las compañías petroleras que solo invierten donde sus retornos esperados son mayores y donde las condiciones de producción sean más favorables. Con esto, Colombia se puede ver afectada dada la dificultad para el desarrollo de actividad exploratoria que le resta competitividad en comparación con otros países. Por ello, se debe solucionar los cuellos de botella actuales correspondientes a la demora en licencias ambientales, problemas de seguridad, inconvenientes del manejo de las comunidades y la influencia del government take en la producción petrolera. Igua, se debe incentivar la producción de hidrocarburos no convencionales y de yacimientos offshore. Con esto se podría atenuar la caída en la producción futura de hidrocarburos, y mantener niveles que no afecten la estabilidad fiscal del país.

Las demoras en el licenciamiento ambiental en Colombia constituyen un desincentivo a la inversión del sector petrolero y fue identificado como uno de los principales obstáculos por los actores claves del sector, las demoras en las licencias generaron sobrecostos a la producción y han disminuido los niveles de explotación; por tanto, es un factor que reclama atención inmediata y pronta solución. Ante esto, la puesta en marcha de un plan de choque para disminuir los tiempos de licenciamiento, que logre aumentar la eficiencia (ANLA) y solucione los procesos represados, es un paso en la dirección correcta del que se pueden tener resultados a partir desde este 2015.

Por su parte, los problemas de seguridad también han afectado la producción, generando una pérdida en los niveles producidos, así como sobrecostos para garantizar el flujo continuo del recurso. Se espera que este problema se solucione en buena medida con el desescalamiento del conflicto y la firma de un acuerdo de paz en La Habana. Entre tanto, el fortalecimiento del pie de fuerza en las zonas de exploración y explotación de hidrocarburos en el país es considerada una necesidad, si bien no constituye una solución definitiva, ha mostrado buenos resultados para contener los ataques a la infraestructura petrolera.

Las dificultades de entorno social con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos petroleros, los bloqueos de las mismas que impiden que la actividad se realice de manera normal, retrasan la producción esperada, disminuyendo los niveles efectivos de explotación, es evidente que se hace necesario un acercamiento entre comunidades y compañías petroleras. De igual forma, es fundamental propiciar una pedagogía intensa sobre los beneficios y consecuencias de la exploración petrolera, de forma que se cuente con una política de información clara y transparente.

Por otro lado, las señales de estabilidad en el mercado, en lo que a la acción del Estado se refiere, siempre son un indicador primordial para el inversionista, razón por la cual es importante mantener una política estatal petrolera estable, que no incremente el Government Take, en una coyuntura de contracción de los ingresos petroleros como la actual. En cualquier caso, es importante monitorear de cerca esta situación para evitar que eventuales incrementos futuros en el government take le resten competitividad al país para atraer inversiones en este sector. En la misma línea, y dada la importancia estratégica de ECOPEPETROL S.A en la producción de hidrocarburos en el país, es necesario replantear el papel del gobierno en el manejo de la compañía, como por ejemplo una menor distribución de utilidades entre sus accionistas para mantener o reducir la exposición de la empresa al endeudamiento y al mismo tiempo seguir con el plan de inversiones que garantice el crecimiento futuro de la compañía.

El país debe continuar sus esfuerzos para materializar el desarrollo de yacimientos no convencionales y campos costa afuera teniendo en cuenta el agotamiento de las reservas de hidrocarburos convencionales existentes. Así las cosas, se debe continuar promoviendo medidas que incentiven la inversión en estos campos.

Por otra parte, como se mencionó las implicaciones del sector de hidrocarburos en la economía colombiana han sido de tal dimensión que su manejo no puede limitarse a políticas sectoriales. La fase de auge en las exportaciones entre 2004 y 2014, trajo consigo un fuerte aumento en la disponibilidad de recursos fiscales, indujo un mayor crecimiento del PIB y vino acompañada de un proceso importante de apreciación real de la moneda que condujo, a su vez, a reducir el peso relativo que tienen en la economía los sectores transables diferentes al de los hidrocarburos, en particular la agricultura y la industria.

Las restimaciones realizadas en este análisis sugieren una alta probabilidad de que en las dos próximas décadas se presente una reversión parcial de los fenómenos antes descritos. Los ingresos fiscales por concepto petrolero podrían reducirse, el crecimiento del PIB sectorial sería menor al global y el comportamiento del sector induciría una tasa de cambio más depreciada de la que hemos tenido en los últimos diez años. Esto último a su vez, probablemente generará estímulos para un aumento en la participación de los sectores transables diferentes a los hidrocarburos en la economía nacional, contribuyendo de esta manera a un sano proceso de transformación productiva. Bajo éste, es necesario reducir la dependencia de las exportaciones del petróleo y de la minería y aumentar el dinamismo de las exportaciones industriales y agrícolas no tradicionales.

La reducción prevista en las regalías petroleras para los próximos años implica varios ajustes a nivel de las finanzas territoriales y del propio funcionamiento del Sistema General de Regalías. Por ello, la institucionalidad del SGR (en cabeza de la Comisión Rectora) debe establecer la proporción de recursos que se debe ahorrar en el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), e incluso cabe pensar que se contemple la posibilidad de un desahorro de recursos de este fondo. La reglamentación del SGR no determina ningún “disparador” automático del desahorro, el cual debe ser decidido discrecionalmente. Esta decisión debería ser evaluada cuidadosamente con el fin de cumplir los objetivos con los que se definió el funcionamiento de este fondo dentro del SGR, vale decir, la estabilización de los ingresos y las inversiones territoriales financiadas con recursos de regalías. A este respecto, los escenarios de regalías sugieren que la reducción en estos ingresos no tiene un carácter coyuntural, sino que tendrían una tendencia decreciente al menos durante los próximos diez años.

Es necesario también mejorar la calidad del gasto en inversión financiado con regalías, y en particular, garantizar que éste tenga un impacto real sobre la competitividad regional y el cierre de brechas sociales.

5. ANEXOS

5.1. Fondo de Desarrollo Regional (FDR)

ESCENARIO BAJO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FDR	\$ 1.857	\$ 1.293	\$ 1.009	\$ 794	\$ 691
Antioquia	\$ 143	\$ 99	\$ 78	\$ 61	\$ 53
Atlántico	\$ 83	\$ 57	\$ 45	\$ 35	\$ 31
Bogotá, D.C.	\$ 112	\$ 78	\$ 61	\$ 48	\$ 42
Bolívar	\$ 97	\$ 67	\$ 53	\$ 41	\$ 36
Boyacá	\$ 61	\$ 43	\$ 33	\$ 26	\$ 23
Caldas	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Caquetá	\$ 38	\$ 26	\$ 21	\$ 16	\$ 14
Cauca	\$ 75	\$ 53	\$ 41	\$ 32	\$ 28
Cesar	\$ 62	\$ 43	\$ 34	\$ 27	\$ 23
Córdoba	\$ 94	\$ 65	\$ 51	\$ 40	\$ 35
Cundinamarca	\$ 81	\$ 57	\$ 44	\$ 35	\$ 30
Chocó	\$ 51	\$ 35	\$ 28	\$ 22	\$ 19
Huila	\$ 58	\$ 41	\$ 32	\$ 25	\$ 22
La Guajira	\$ 68	\$ 47	\$ 37	\$ 29	\$ 25
Magdalena	\$ 72	\$ 50	\$ 39	\$ 31	\$ 27
Meta	\$ 47	\$ 33	\$ 25	\$ 20	\$ 17
Nariño	\$ 84	\$ 59	\$ 46	\$ 36	\$ 31
Norte de Santander	\$ 63	\$ 44	\$ 34	\$ 27	\$ 23
Quindío	\$ 29	\$ 20	\$ 16	\$ 12	\$ 11
Risaralda	\$ 41	\$ 28	\$ 22	\$ 18	\$ 15
Santander	\$ 71	\$ 50	\$ 39	\$ 31	\$ 27
Sucre	\$ 60	\$ 42	\$ 33	\$ 26	\$ 22
Tolima	\$ 64	\$ 45	\$ 35	\$ 28	\$ 24
Valle del Cauca	\$ 100	\$ 70	\$ 55	\$ 43	\$ 37
Arauca	\$ 25	\$ 17	\$ 14	\$ 11	\$ 9
Casanare	\$ 30	\$ 21	\$ 16	\$ 13	\$ 11
Putumayo	\$ 30	\$ 21	\$ 16	\$ 13	\$ 11
Archipiélago de San Andrés	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 5	\$ 5
Amazonas	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 6	\$ 5
Guainía	\$ 10	\$ 7	\$ 6	\$ 4	\$ 4
Guaviare	\$ 16	\$ 11	\$ 8	\$ 7	\$ 6
Vaupés	\$ 10	\$ 7	\$ 6	\$ 4	\$ 4
Vichada	\$ 15	\$ 10	\$ 8	\$ 6	\$ 5

ESCENARIO MEDIO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FDR	\$ 2.323	\$ 1.641	\$ 1.364	\$ 1.167	\$ 1.173
Antioquia	\$ 179	\$ 126	\$ 105	\$ 90	\$ 90
Atlántico	\$ 103	\$ 73	\$ 61	\$ 52	\$ 52
Bogotá, D.C.	\$ 140	\$ 99	\$ 82	\$ 70	\$ 70
Bolívar	\$ 121	\$ 85	\$ 71	\$ 61	\$ 61
Boyacá	\$ 77	\$ 54	\$ 45	\$ 39	\$ 39
Caldas	\$ 53	\$ 37	\$ 31	\$ 27	\$ 27
Caquetá	\$ 48	\$ 34	\$ 28	\$ 24	\$ 24
Cauca	\$ 94	\$ 67	\$ 55	\$ 47	\$ 48
Cesar	\$ 78	\$ 55	\$ 46	\$ 39	\$ 39
Córdoba	\$ 117	\$ 83	\$ 69	\$ 59	\$ 59
Cundinamarca	\$ 102	\$ 72	\$ 60	\$ 51	\$ 51
Chocó	\$ 63	\$ 45	\$ 37	\$ 32	\$ 32
Huila	\$ 73	\$ 52	\$ 43	\$ 37	\$ 37
La Guajira	\$ 85	\$ 60	\$ 50	\$ 42	\$ 43
Magdalena	\$ 90	\$ 64	\$ 53	\$ 45	\$ 45
Meta	\$ 59	\$ 41	\$ 34	\$ 29	\$ 30
Nariño	\$ 105	\$ 75	\$ 62	\$ 53	\$ 53
Norte de Santander	\$ 79	\$ 56	\$ 46	\$ 40	\$ 40
Quindío	\$ 36	\$ 26	\$ 21	\$ 18	\$ 18
Risaralda	\$ 51	\$ 36	\$ 30	\$ 26	\$ 26
Santander	\$ 89	\$ 63	\$ 52	\$ 45	\$ 45
Sucre	\$ 75	\$ 53	\$ 44	\$ 38	\$ 38
Tolima	\$ 81	\$ 57	\$ 47	\$ 40	\$ 41
Valle del Cauca	\$ 126	\$ 89	\$ 74	\$ 63	\$ 63
Arauca	\$ 31	\$ 22	\$ 18	\$ 16	\$ 16
Casanare	\$ 37	\$ 26	\$ 22	\$ 19	\$ 19
Putumayo	\$ 37	\$ 26	\$ 22	\$ 19	\$ 19
Archipiélago de San Andrés	\$ 16	\$ 11	\$ 9	\$ 8	\$ 8
Amazonas	\$ 16	\$ 11	\$ 10	\$ 8	\$ 8
Guainía	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 6	\$ 6
Guaviare	\$ 19	\$ 14	\$ 11	\$ 10	\$ 10
Vaupés	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 6	\$ 6
Vichada	\$ 18	\$ 13	\$ 11	\$ 9	\$ 9

ESCENARIO ALTO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FDR	\$ 2.558	\$ 1.893	\$ 1.662	\$ 1.490	\$ 1.541
Antioquia	\$ 197	\$ 146	\$ 128	\$ 115	\$ 119
Atlántico	\$ 114	\$ 84	\$ 74	\$ 66	\$ 68
Bogotá, D.C.	\$ 154	\$ 114	\$ 100	\$ 90	\$ 93
Bolívar	\$ 133	\$ 99	\$ 86	\$ 78	\$ 80
Boyacá	\$ 85	\$ 63	\$ 55	\$ 49	\$ 51
Caldas	\$ 58	\$ 43	\$ 38	\$ 34	\$ 35
Caquetá	\$ 52	\$ 39	\$ 34	\$ 30	\$ 32
Cauca	\$ 104	\$ 77	\$ 67	\$ 61	\$ 63
Cesar	\$ 85	\$ 63	\$ 55	\$ 50	\$ 51
Córdoba	\$ 129	\$ 95	\$ 84	\$ 75	\$ 78
Cundinamarca	\$ 112	\$ 83	\$ 73	\$ 65	\$ 68
Chocó	\$ 70	\$ 52	\$ 45	\$ 41	\$ 42
Huila	\$ 81	\$ 60	\$ 52	\$ 47	\$ 49
La Guajira	\$ 93	\$ 69	\$ 60	\$ 54	\$ 56
Magdalena	\$ 99	\$ 73	\$ 64	\$ 58	\$ 60
Meta	\$ 64	\$ 48	\$ 42	\$ 38	\$ 39
Nariño	\$ 116	\$ 86	\$ 75	\$ 68	\$ 70
Norte de Santander	\$ 87	\$ 64	\$ 56	\$ 51	\$ 52
Quindío	\$ 40	\$ 30	\$ 26	\$ 23	\$ 24
Risaralda	\$ 56	\$ 42	\$ 37	\$ 33	\$ 34
Santander	\$ 98	\$ 73	\$ 64	\$ 57	\$ 59
Sucre	\$ 83	\$ 61	\$ 54	\$ 48	\$ 50
Tolima	\$ 89	\$ 66	\$ 58	\$ 52	\$ 53
Valle del Cauca	\$ 138	\$ 102	\$ 90	\$ 81	\$ 83
Arauca	\$ 34	\$ 26	\$ 22	\$ 20	\$ 21
Casanare	\$ 41	\$ 30	\$ 27	\$ 24	\$ 25
Putumayo	\$ 41	\$ 30	\$ 26	\$ 24	\$ 24
Archipiélago de San Andrés	\$ 17	\$ 13	\$ 11	\$ 10	\$ 10
Amazonas	\$ 18	\$ 13	\$ 12	\$ 10	\$ 11
Guainía	\$ 14	\$ 10	\$ 9	\$ 8	\$ 8
Guaviare	\$ 21	\$ 16	\$ 14	\$ 12	\$ 13
Vaupés	\$ 14	\$ 10	\$ 9	\$ 8	\$ 8
Vichada	\$ 20	\$ 15	\$ 13	\$ 12	\$ 12

5.2. Fondo de Compensación Regional (FCR)

ESCENARIO BAJO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCR (Departamentos)	\$ 1.671	\$ 1.164	\$ 908	\$ 715	\$ 622
Antioquia	\$ 58	\$ 41	\$ 32	\$ 25	\$ 22
Atlántico	\$ 36	\$ 25	\$ 20	\$ 15	\$ 13
Bogotá, D.C.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bolívar	\$ 112	\$ 78	\$ 61	\$ 48	\$ 42
Boyacá	\$ 76	\$ 53	\$ 41	\$ 33	\$ 28
Caldas	\$ 21	\$ 14	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Caquetá	\$ 52	\$ 36	\$ 28	\$ 22	\$ 19
Cauca	\$ 95	\$ 66	\$ 52	\$ 41	\$ 35
Cesar	\$ 78	\$ 54	\$ 42	\$ 33	\$ 29
Córdoba	\$ 112	\$ 78	\$ 61	\$ 48	\$ 42
Cundinamarca	\$ 36	\$ 25	\$ 19	\$ 15	\$ 13
Chocó	\$ 71	\$ 49	\$ 38	\$ 30	\$ 26
Huila	\$ 73	\$ 51	\$ 40	\$ 31	\$ 27
La Guajira	\$ 85	\$ 59	\$ 46	\$ 36	\$ 31
Magdalena	\$ 88	\$ 62	\$ 48	\$ 38	\$ 33
Meta	\$ 23	\$ 16	\$ 13	\$ 10	\$ 9
Nariño	\$ 104	\$ 72	\$ 56	\$ 44	\$ 39
Norte de Santander	\$ 81	\$ 56	\$ 44	\$ 34	\$ 30
Quindío	\$ 17	\$ 12	\$ 9	\$ 7	\$ 6
Risaralda	\$ 21	\$ 14	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Santander	\$ 32	\$ 22	\$ 17	\$ 14	\$ 12
Sucre	\$ 78	\$ 54	\$ 43	\$ 33	\$ 29
Tolima	\$ 30	\$ 21	\$ 17	\$ 13	\$ 11
Valle del Cauca	\$ 44	\$ 30	\$ 24	\$ 19	\$ 16
Arauca	\$ 38	\$ 27	\$ 21	\$ 16	\$ 14
Casanare	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Putumayo	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Archipiélago de San Andrés	\$ 21	\$ 15	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Amazonas	\$ 21	\$ 15	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Guainía	\$ 17	\$ 12	\$ 9	\$ 7	\$ 6
Guaviare	\$ 26	\$ 18	\$ 14	\$ 11	\$ 10
Vaupés	\$ 18	\$ 12	\$ 10	\$ 8	\$ 7
Vichada	\$ 25	\$ 17	\$ 14	\$ 11	\$ 9

ESCENARIO MEDIO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCR (Departamentos)	\$ 2.091	\$ 1.477	\$ 1.227	\$ 1.050	\$ 1.056
Antioquia	\$ 73	\$ 51	\$ 43	\$ 37	\$ 37
Atlántico	\$ 45	\$ 32	\$ 27	\$ 23	\$ 23
Bogotá, D.C.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bolívar	\$ 140	\$ 99	\$ 82	\$ 70	\$ 71
Boyacá	\$ 95	\$ 67	\$ 56	\$ 48	\$ 48
Caldas	\$ 26	\$ 18	\$ 15	\$ 13	\$ 13
Caquetá	\$ 65	\$ 46	\$ 38	\$ 32	\$ 33
Cauca	\$ 119	\$ 84	\$ 70	\$ 60	\$ 60
Cesar	\$ 98	\$ 69	\$ 57	\$ 49	\$ 49
Córdoba	\$ 141	\$ 99	\$ 83	\$ 71	\$ 71
Cundinamarca	\$ 45	\$ 32	\$ 26	\$ 22	\$ 23
Chocó	\$ 88	\$ 62	\$ 52	\$ 44	\$ 45
Huila	\$ 91	\$ 65	\$ 54	\$ 46	\$ 46
La Guajira	\$ 106	\$ 75	\$ 62	\$ 53	\$ 53
Magdalena	\$ 111	\$ 78	\$ 65	\$ 56	\$ 56
Meta	\$ 29	\$ 21	\$ 17	\$ 15	\$ 15
Nariño	\$ 130	\$ 92	\$ 76	\$ 65	\$ 65
Norte de Santander	\$ 101	\$ 71	\$ 59	\$ 51	\$ 51
Quindío	\$ 21	\$ 15	\$ 12	\$ 10	\$ 10
Risaralda	\$ 26	\$ 18	\$ 15	\$ 13	\$ 13
Santander	\$ 40	\$ 28	\$ 23	\$ 20	\$ 20
Sucre	\$ 98	\$ 69	\$ 57	\$ 49	\$ 49
Tolima	\$ 38	\$ 27	\$ 22	\$ 19	\$ 19
Valle del Cauca	\$ 54	\$ 38	\$ 32	\$ 27	\$ 28
Arauca	\$ 48	\$ 34	\$ 28	\$ 24	\$ 24
Casanare	\$ 52	\$ 37	\$ 31	\$ 26	\$ 26
Putumayo	\$ 53	\$ 37	\$ 31	\$ 27	\$ 27
Archipiélago de San Andrés	\$ 26	\$ 19	\$ 15	\$ 13	\$ 13
Amazonas	\$ 26	\$ 19	\$ 15	\$ 13	\$ 13
Guainía	\$ 22	\$ 15	\$ 13	\$ 11	\$ 11
Guaviare	\$ 32	\$ 23	\$ 19	\$ 16	\$ 16
Vaupés	\$ 22	\$ 16	\$ 13	\$ 11	\$ 11
Vichada	\$ 31	\$ 22	\$ 18	\$ 16	\$ 16

ESCENARIO ALTO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCR (Departamentos)	\$ 2.302	\$ 1.704	\$ 1.496	\$ 1.341	\$ 1.387
Antioquia	\$ 80	\$ 59	\$ 52	\$ 47	\$ 48
Atlántico	\$ 50	\$ 37	\$ 32	\$ 29	\$ 30
Bogotá, D.C.	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0	\$ 0
Bolívar	\$ 154	\$ 114	\$ 100	\$ 90	\$ 93
Boyacá	\$ 105	\$ 78	\$ 68	\$ 61	\$ 63
Caldas	\$ 28	\$ 21	\$ 19	\$ 17	\$ 17
Caquetá	\$ 71	\$ 53	\$ 46	\$ 41	\$ 43
Cauca	\$ 131	\$ 97	\$ 85	\$ 76	\$ 79
Cesar	\$ 107	\$ 80	\$ 70	\$ 63	\$ 65
Córdoba	\$ 155	\$ 115	\$ 101	\$ 90	\$ 93
Cundinamarca	\$ 49	\$ 36	\$ 32	\$ 29	\$ 30
Chocó	\$ 97	\$ 72	\$ 63	\$ 57	\$ 59
Huila	\$ 101	\$ 75	\$ 65	\$ 59	\$ 61
La Guajira	\$ 117	\$ 86	\$ 76	\$ 68	\$ 70
Magdalena	\$ 122	\$ 90	\$ 79	\$ 71	\$ 73
Meta	\$ 32	\$ 24	\$ 21	\$ 19	\$ 19
Nariño	\$ 143	\$ 106	\$ 93	\$ 83	\$ 86
Norte de Santander	\$ 111	\$ 82	\$ 72	\$ 65	\$ 67
Quindío	\$ 23	\$ 17	\$ 15	\$ 13	\$ 14
Risaralda	\$ 29	\$ 21	\$ 19	\$ 17	\$ 17
Santander	\$ 44	\$ 32	\$ 28	\$ 25	\$ 26
Sucre	\$ 108	\$ 80	\$ 70	\$ 63	\$ 65
Tolima	\$ 42	\$ 31	\$ 27	\$ 24	\$ 25
Valle del Cauca	\$ 60	\$ 44	\$ 39	\$ 35	\$ 36
Arauca	\$ 53	\$ 39	\$ 34	\$ 31	\$ 32
Casanare	\$ 57	\$ 43	\$ 37	\$ 33	\$ 35
Putumayo	\$ 58	\$ 43	\$ 38	\$ 34	\$ 35
Archipiélago de San Andrés	\$ 29	\$ 21	\$ 19	\$ 17	\$ 17
Amazonas	\$ 29	\$ 21	\$ 19	\$ 17	\$ 17
Guainía	\$ 24	\$ 18	\$ 15	\$ 14	\$ 14
Guaviare	\$ 35	\$ 26	\$ 23	\$ 21	\$ 21
Vaupés	\$ 24	\$ 18	\$ 16	\$ 14	\$ 15
Vichada	\$ 34	\$ 25	\$ 22	\$ 20	\$ 21

5.3.Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT)

ESCENARIO BAJO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCyT	\$ 1.055	\$ 735	\$ 573	\$ 451	\$ 393
Antioquia	\$ 59	\$ 41	\$ 32	\$ 25	\$ 22
Atlántico	\$ 35	\$ 24	\$ 19	\$ 15	\$ 13
Bogotá, D.C.	\$ 32	\$ 22	\$ 17	\$ 14	\$ 12
Bolívar	\$ 63	\$ 44	\$ 34	\$ 27	\$ 23
Boyacá	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 15
Caldas	\$ 19	\$ 13	\$ 10	\$ 8	\$ 7
Caquetá	\$ 27	\$ 19	\$ 15	\$ 12	\$ 10
Cauca	\$ 51	\$ 36	\$ 28	\$ 22	\$ 19
Cesar	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Córdoba	\$ 62	\$ 43	\$ 34	\$ 27	\$ 23
Cundinamarca	\$ 34	\$ 24	\$ 19	\$ 15	\$ 13
Chocó	\$ 37	\$ 26	\$ 20	\$ 16	\$ 14
Huila	\$ 40	\$ 28	\$ 22	\$ 17	\$ 15
La Guajira	\$ 46	\$ 32	\$ 25	\$ 20	\$ 17
Magdalena	\$ 48	\$ 34	\$ 26	\$ 21	\$ 18
Meta	\$ 21	\$ 14	\$ 11	\$ 9	\$ 8
Nariño	\$ 57	\$ 39	\$ 31	\$ 24	\$ 21
Norte de Santander	\$ 43	\$ 30	\$ 24	\$ 19	\$ 16
Quindío	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 6	\$ 5
Risaralda	\$ 18	\$ 13	\$ 10	\$ 8	\$ 7
Santander	\$ 30	\$ 21	\$ 16	\$ 13	\$ 11
Sucre	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Tolima	\$ 28	\$ 19	\$ 15	\$ 12	\$ 10
Valle del Cauca	\$ 42	\$ 29	\$ 23	\$ 18	\$ 16
Arauca	\$ 19	\$ 13	\$ 10	\$ 8	\$ 7
Casanare	\$ 22	\$ 15	\$ 12	\$ 9	\$ 8
Putumayo	\$ 22	\$ 15	\$ 12	\$ 9	\$ 8
Archipiélago de San Andrés	\$ 10	\$ 7	\$ 6	\$ 4	\$ 4
Amazonas	\$ 10	\$ 7	\$ 6	\$ 4	\$ 4
Guainía	\$ 8	\$ 6	\$ 5	\$ 4	\$ 3
Guaviare	\$ 13	\$ 9	\$ 7	\$ 5	\$ 5
Vaupés	\$ 8	\$ 6	\$ 5	\$ 4	\$ 3
Vichada	\$ 12	\$ 8	\$ 7	\$ 5	\$ 4

ESCENARIO MEDIO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCyT	\$ 1.320	\$ 933	\$ 775	\$ 663	\$ 666
Antioquia	\$ 74	\$ 52	\$ 43	\$ 37	\$ 37
Atlántico	\$ 44	\$ 31	\$ 26	\$ 22	\$ 22
Bogotá, D.C.	\$ 40	\$ 28	\$ 23	\$ 20	\$ 20
Bolívar	\$ 79	\$ 55	\$ 46	\$ 39	\$ 40
Boyacá	\$ 52	\$ 37	\$ 30	\$ 26	\$ 26
Caldas	\$ 23	\$ 16	\$ 14	\$ 12	\$ 12
Caquetá	\$ 34	\$ 24	\$ 20	\$ 17	\$ 17
Cauca	\$ 64	\$ 45	\$ 38	\$ 32	\$ 32
Cesar	\$ 53	\$ 37	\$ 31	\$ 27	\$ 27
Córdoba	\$ 78	\$ 55	\$ 46	\$ 39	\$ 39
Cundinamarca	\$ 43	\$ 30	\$ 25	\$ 22	\$ 22
Chocó	\$ 46	\$ 32	\$ 27	\$ 23	\$ 23
Huila	\$ 50	\$ 35	\$ 29	\$ 25	\$ 25
La Guajira	\$ 57	\$ 41	\$ 34	\$ 29	\$ 29
Magdalena	\$ 60	\$ 43	\$ 36	\$ 30	\$ 31
Meta	\$ 26	\$ 18	\$ 15	\$ 13	\$ 13
Nariño	\$ 71	\$ 50	\$ 42	\$ 36	\$ 36
Norte de Santander	\$ 54	\$ 38	\$ 32	\$ 27	\$ 27
Quindío	\$ 17	\$ 12	\$ 10	\$ 8	\$ 9
Risaralda	\$ 23	\$ 16	\$ 13	\$ 11	\$ 11
Santander	\$ 38	\$ 27	\$ 22	\$ 19	\$ 19
Sucre	\$ 52	\$ 37	\$ 31	\$ 26	\$ 26
Tolima	\$ 35	\$ 25	\$ 20	\$ 18	\$ 18
Valle del Cauca	\$ 53	\$ 37	\$ 31	\$ 27	\$ 27
Arauca	\$ 24	\$ 17	\$ 14	\$ 12	\$ 12
Casanare	\$ 27	\$ 19	\$ 16	\$ 14	\$ 14
Putumayo	\$ 27	\$ 19	\$ 16	\$ 14	\$ 14
Archipiélago de San Andrés	\$ 13	\$ 9	\$ 8	\$ 6	\$ 6
Amazonas	\$ 13	\$ 9	\$ 8	\$ 6	\$ 7
Guainía	\$ 10	\$ 7	\$ 6	\$ 5	\$ 5
Guaviare	\$ 16	\$ 11	\$ 9	\$ 8	\$ 8
Vaupés	\$ 11	\$ 7	\$ 6	\$ 5	\$ 5
Vichada	\$ 15	\$ 11	\$ 9	\$ 8	\$ 8

ESCENARIO ALTO	2015-2016	2017-2018	2019-2020	2021-2022	2023-2024
Total FCyT	\$ 1.454	\$ 1.076	\$ 944	\$ 847	\$ 875
Antioquia	\$ 81	\$ 60	\$ 53	\$ 47	\$ 49
Atlántico	\$ 48	\$ 36	\$ 31	\$ 28	\$ 29
Bogotá, D.C.	\$ 44	\$ 32	\$ 28	\$ 25	\$ 26
Bolívar	\$ 86	\$ 64	\$ 56	\$ 50	\$ 52
Boyacá	\$ 57	\$ 42	\$ 37	\$ 33	\$ 34
Caldas	\$ 26	\$ 19	\$ 17	\$ 15	\$ 15
Caquetá	\$ 37	\$ 28	\$ 24	\$ 22	\$ 22
Cauca	\$ 71	\$ 52	\$ 46	\$ 41	\$ 43
Cesar	\$ 58	\$ 43	\$ 38	\$ 34	\$ 35
Córdoba	\$ 86	\$ 63	\$ 56	\$ 50	\$ 52
Cundinamarca	\$ 47	\$ 35	\$ 31	\$ 28	\$ 29
Chocó	\$ 51	\$ 37	\$ 33	\$ 29	\$ 30
Huila	\$ 55	\$ 40	\$ 36	\$ 32	\$ 33
La Guajira	\$ 63	\$ 47	\$ 41	\$ 37	\$ 38
Magdalena	\$ 67	\$ 49	\$ 43	\$ 39	\$ 40
Meta	\$ 28	\$ 21	\$ 18	\$ 17	\$ 17
Nariño	\$ 78	\$ 58	\$ 51	\$ 45	\$ 47
Norte de Santander	\$ 60	\$ 44	\$ 39	\$ 35	\$ 36
Quindío	\$ 19	\$ 14	\$ 12	\$ 11	\$ 11
Risaralda	\$ 25	\$ 19	\$ 16	\$ 15	\$ 15
Santander	\$ 42	\$ 31	\$ 27	\$ 24	\$ 25
Sucre	\$ 58	\$ 43	\$ 37	\$ 34	\$ 35
Tolima	\$ 38	\$ 28	\$ 25	\$ 22	\$ 23
Valle del Cauca	\$ 58	\$ 43	\$ 38	\$ 34	\$ 35
Arauca	\$ 26	\$ 20	\$ 17	\$ 15	\$ 16
Casanare	\$ 30	\$ 22	\$ 19	\$ 17	\$ 18
Putumayo	\$ 30	\$ 22	\$ 19	\$ 17	\$ 18
Archipiélago de San Andrés	\$ 14	\$ 10	\$ 9	\$ 8	\$ 8
Amazonas	\$ 14	\$ 11	\$ 9	\$ 8	\$ 9
Guainía	\$ 11	\$ 9	\$ 7	\$ 7	\$ 7
Guaviare	\$ 17	\$ 13	\$ 11	\$ 10	\$ 10
Vaupés	\$ 12	\$ 9	\$ 8	\$ 7	\$ 7
Vichada	\$ 17	\$ 12	\$ 11	\$ 10	\$ 10