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

Director:

Leonardo Villar

Investigadores:

Felipe Castro

David Forero

Juan Mauricio Ramírez

Mauricio Reina

Asistentes de investigación:

Laura Becerra

Juan Guillermo Bedoya

Sebastián Macías

Iván Zubieta

Adrián Zuur

Bogotá, Diciembre 2014





Nota: El presente estudio fue elaborado por FEDESARROLLO para la Unidad de Planeación Minero Energética -UPME, que lo financió. Se publica bajo autorización de esta entidad.

Tabla de contenido

Introducción **2**

CAPÍTULO I: CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS **4**

1.1. Contexto general del sector de hidrocarburos **4**

1.2. Contribución macroeconómica del sector de hidrocarburos **11**

1.3. Contribución a nivel de encadenamientos productivos **28**

1.4. Contribución de las regalías a las finanzas municipales y sus efectos regionales **40**

1.5 Modelación del Boom Petrolero a través de Equilibrio General **88**

CAPÍTULO II: ESCENARIOS DE PRECIOS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 20 AÑOS **98**

2.1. Contexto Internacional de Producción, Consumo y Precios de Hidrocarburos **98**

2.2. Escenarios de abastecimiento de petróleo y gas **137**

CAPÍTULO III: IMPACTOS DEL SECTOR EN LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS **182**

3.1. Contribución económica del sector a través de encadenamientos productivos **182**

3.2 Simulación de equilibrio general **188**

3.3. Proyecciones de ingresos por regalías 2015-2025 y su distribución **201**

CAPÍTULO IV: RECOMENDACIONES DE POLÍTICA **212**

4.1. Recomendaciones tendientes a mejorar las condiciones del sector de hidrocarburos **212**

4.2 Recomendaciones relacionadas con la transformación productiva y la política macroeconómica. **215**

4.3 Regalías y finanzas territoriales **217**

Referencias **220**

Anexos **224**

Introducción

El sector de hidrocarburos se ha expandido de manera importante en los últimos años, convirtiéndose en pieza clave del crecimiento de la economía mundial. El consumo de energía, la exploración, las reservas y la producción han aumentado de manera considerable y el sector es actualmente considerado el motor del crecimiento económico en varios países del mundo. La producción mundial de petróleo ha mantenido un crecimiento constante en los últimos años de 1,2% promedio anual, y en 2012 alcanzó un volumen de 86 millones de barriles por día. Por su parte, el consumo energético global ha seguido la misma tendencia, con un crecimiento constante desde el año 2000 (UPME, 2013).

En el caso colombiano, el sector de hidrocarburos ha mostrado un crecimiento importante en los últimos años convirtiéndose en una actividad determinante para el desarrollo del país. La producción de petróleo y gas natural, dos de los hidrocarburos de mayor producción doméstica[1], crecieron a ritmos de 7% y 5% anual en promedio durante los últimos ocho años (Asociación Colombiana del Petróleo, 2013).

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 proveniente de este 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 generando importantes ingresos para nación en forma de impuestos y regalías. Los aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Nacional Central, incluyendo las utilidades de Ecopetrol, representan más del 20% de sus ingresos corrientes y a ello hay que sumar el enorme impacto que generan las regalías, equivalentes a más de 1% del PIB, sobre las finanzas de los entes territoriales.

Las perspectivas del sector siguen siendo 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

[1] Otros hidrocarburos son los biocombustibles y el gas licuado de petróleo.

ha observado 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 el riesgo de una 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.

Teniendo en cuenta lo anterior se hace necesario conocer las implicaciones económicas que tendría un cambio en los escenarios de producción y abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo. En este sentido, el estudio propuesto por Fedesarrollo pretende realizar 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.

El documento se encuentra divido en tres secciones sin contar esta introducción. En la primera sección se presenta la contribución económica del sector de hidrocarburos en los últimos 10 años; en la segunda se exhiben los escenarios de producción y de precios de hidrocarburos para los próximos 20 años; posteriormente la sección tres analiza los impactos macroeconómicos del sector para las próximas dos décadas, analizando la contribución en encadenamientos, los resultados del Modelos de Equilibrio General Computable (MEGC) y los impactos sobre las finanzas municipales y regionales.

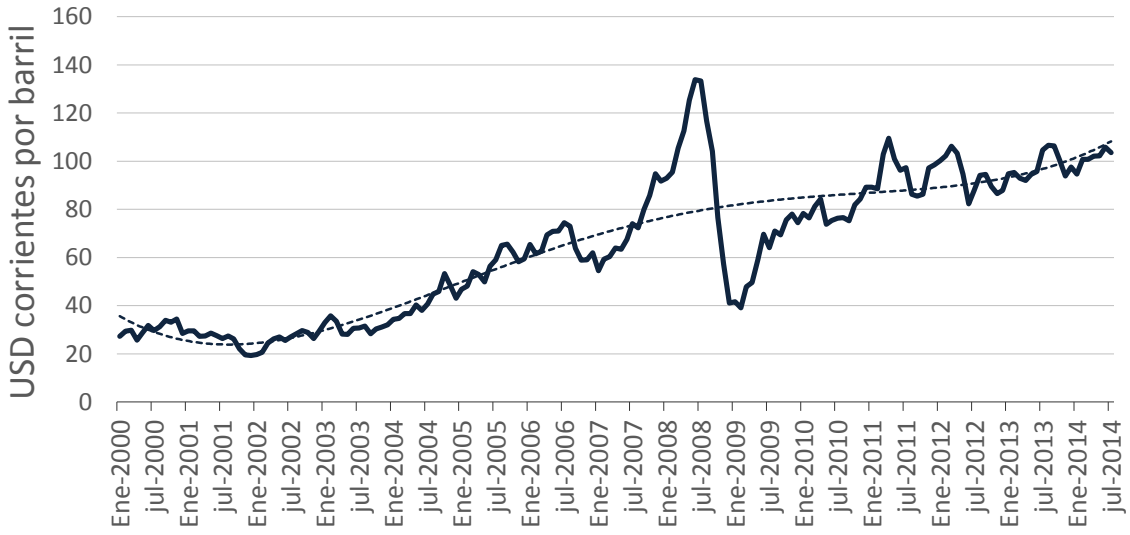
CAPÍTULO I: CONTRIBUCIÓN ECONÓMICA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS

1.1. Contexto general del sector de hidrocarburos*

1.1.1. Situación mundial

El aumento del valor de la producción petrolera en Colombia durante la última década es en gran parte consecuencia de un cambio estructural en el comportamiento del precio internacional del petróleo. Después de la crisis petrolera en 1979 a raíz de la revolución iraní, los precios del crudo se mantuvieron relativamente estables y bajos por un cuarto de siglo; sin embargo, a partir de 2002 se comenzó a observar una tendencia al alza en el valor internacional del crudo, interrumpida sólo por la crisis financiera internacional de 2008 y 2009, que se manifestó en una tasa de crecimiento anual promedio de 14,4% durante el periodo 2002-2014. Como consecuencia, el precio internacional del petróleo quintuplicó con creces su nivel, pasando de US$20 por barril en enero de 2002 a US$105 por barril en junio de 2014 (**Gráfico 1**).

Gráfico 1. Evolución Precio WTI 2000-2014



Fuente: Energy Information Administration.

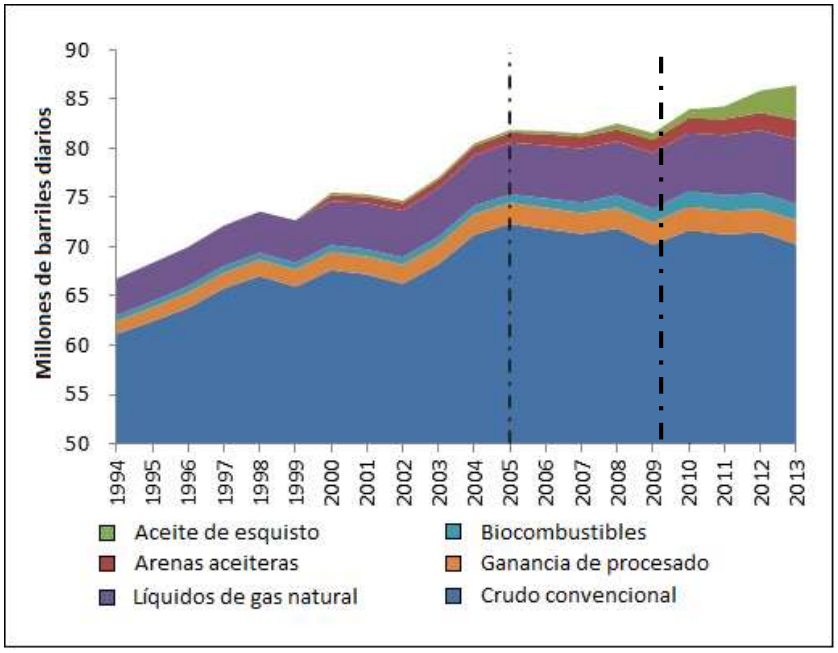
En general, se espera que en el largo plazo el precio del petróleo responda al comportamiento de sus fundamentales, esto es, el equilibrio entre la oferta de crudo de los países productores y la demanda energética de la economía mundial. En el corto plazo,

* Esta sección fue elaborada por Felipe Castro y Laura Becerra.

el precio del petróleo puede tener fluctuaciones temporales causadas por una diversidad de factores que impactan alguno de los dos lados del mercado, entre las que se cuentan las tensiones socio-políticas en las regiones productoras y la especulación en los mercados financieros con instrumentos derivados con base en el petróleo.

Con respecto a la oferta global de petróleo, que ha aumentado desde 73 MBPD a 85 MBPD entre 2002 y 2013, se pueden resaltar tres grandes factores que la han influenciado en el período más reciente. En primer lugar se encuentra el surgimiento y creciente explotación de hidrocarburos no convencionales, que ha compensado el estancamiento del crudo convencional. En el **Gráfico 2**, que muestra la oferta mundial de crudo desagregada por tipo, se observa cómo la producción mundial de crudo se estabiliza entre 2005 y 2009 debido al estancamiento del crudo convencional, que venía creciendo constantemente desde 1994; a partir de 2009 se observa un mayor dinamismo en la producción de no convencionales, como el aceite de esquisto (*tight oil*) y esquisto bituminoso (*shale oil*), que reactivan el crecimiento de la oferta agregada.

Gráfico 2. Producción mundial de petróleo desagregada por componentes, 1994-2013



Fuente: Kopits (2014).

El segundo factor que explica el incremento de la oferta global es el del avance tecnológico y la masificación de nuevas técnicas de extracción del recurso. En particular, se destacan las técnicas de perforación horizontal y fracturación hidráulica para la

extracción del *shale oil*[2], aun cuando el alto costo de estas tecnologías causa que el precio *breakeven* por barril de crudo para este tipo de producción sea relativamente elevado, entre US$60 y US$80.

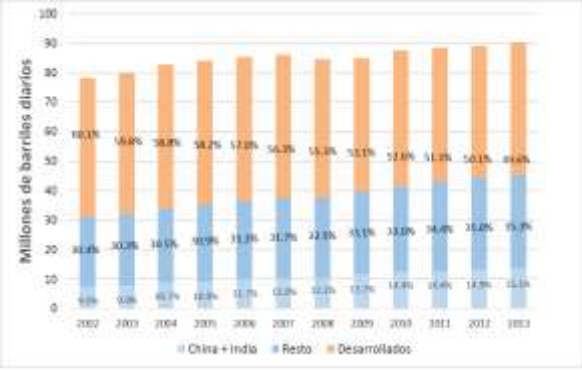
Finalmente, un tercer factor que ha incidido en la evolución de la oferta del sector de hidrocarburos está relacionado con las turbulencias sociales y políticas en los países petroleros, que generan una gran incertidumbre en cuanto a la capacidad productiva de estas economías y se ve reflejada rápidamente en el comportamiento de los precios. En los últimos diez años se pueden resaltar la intervención militar estadounidense en Irak y Afganistán, la guerra entre Israel y Líbano en 2006, los conflictos asociados a la Primavera Árabe, y la actual situación de conflicto en Irak y Siria que involucra a grupos yihadistas y movimientos nacionalistas.

Por su parte, el incremento de la demanda global de crudo desde 78 millones de barriles diarios en 2002 a 90 millones en 2013, responde en gran parte al fuerte dinamismo de los grandes mercados emergentes, en especial China e India. El panel a) del Gráfico 3 muestra cómo en los últimos diez años se ha presentado una fuerte recomposición de la demanda de crudo desde los países desarrollados hacia los emergentes, que ha tenido como resultado neto un incremento de la demanda global.

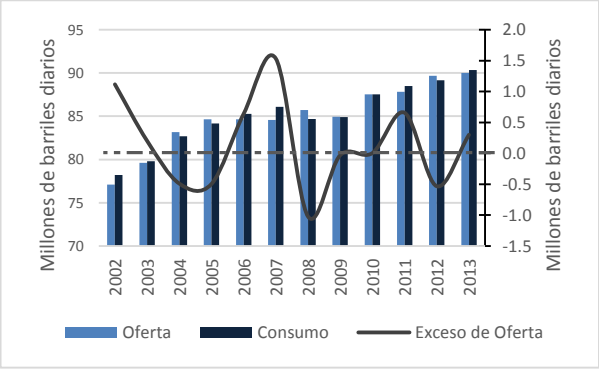
Como se puede observar en el panel b), que muestra el balance entre oferta y demanda de crudo a nivel global, menos años con déficit que con superávit implican que en la última década se ha fluctuado alrededor del equilibrio. Esto sugiere que el comportamiento de los fundamentales no puede explicar por sí solo el incremento sostenido del precio del petróleo.

Gráfico 3. Balance entre demanda y oferta de crudo

a) Consumo global de petróleo



b) Oferta y consumo de petróleo

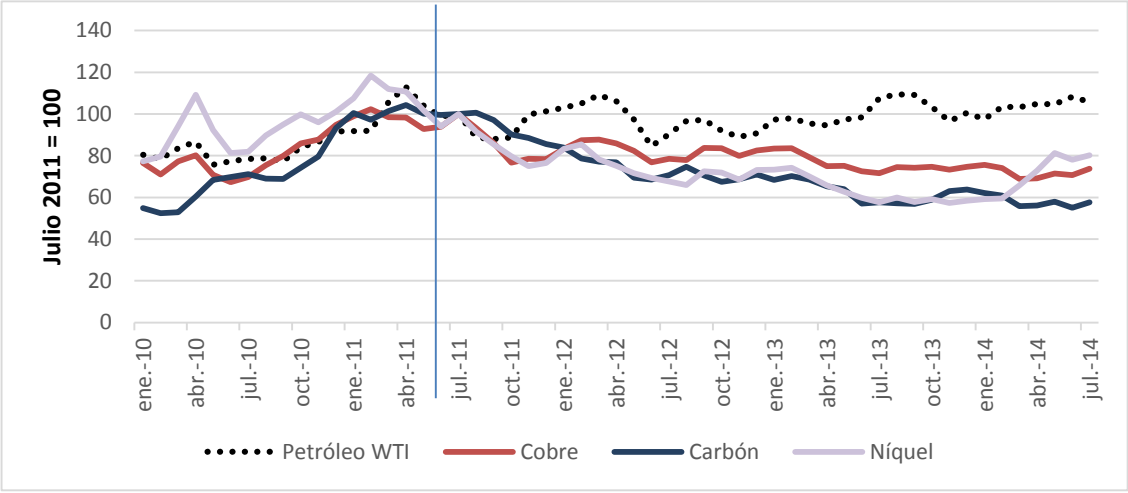


Fuente: Energy Information Administration. Cálculos propios.

[2] Esta industria se ha desarrollado con particular fuerza en Estados Unidos, específicamente en el estado de Dakota del Norte.

Para encontrar la causa de su fuerte crecimiento hay que analizar el impacto que ha tenido el enérgico desarrollo del sector financiero y de instrumentos derivados fundamentados en el petróleo. La proliferación de futuros de petróleo y otros derivados financieros similares ha propiciado la especulación con el petróleo en el mercado de valores; esto ha elevado su valor como un activo de valor seguro, manteniendo alta su demanda y por tanto su cotización. Posiblemente como consecuencia del efecto de los mercados financieros sobre el precio, la cotización del petróleo no se ha movido con la de otros *commodities*, como el cobre, el carbón y el níquel, que sí han sentido la desaceleración de la demanda de países como China e India desde mediados de 2011. El petróleo, por el contrario, se ha mantenido alrededor de los US$ 100 por barril (Gráfico 4).

Gráfico 4. Comparación precio petróleo vs. otros commodities



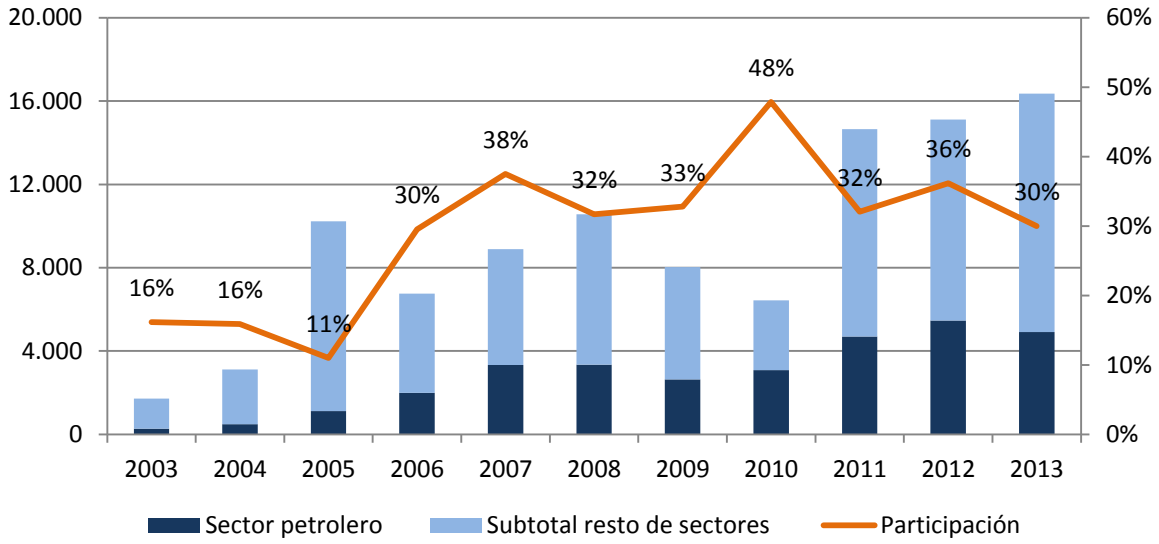
Fuente: Banco Mundial.

1.1.2. Situación en Colombia

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 el Gráfico 5, la participación del sector petrolero en la IED total aumentó en un 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.

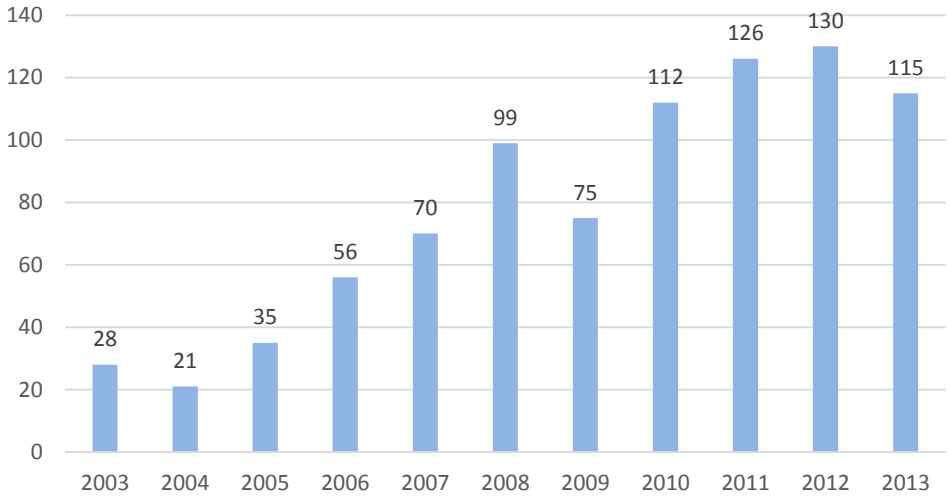
Como consecuencia de lo anterior, se dio un aumento considerable en el número de pozos perforados, el cual pasó de menos de 30 en 2003 y 2004 a más de un centenar por año entre 2010 y la actualidad (ver Gráfico 6). Tan solo en el último cuatrienio se han firmado 140 contratos, de los cuales 122 son de exploración y producción (E&P) y 18 son contratos de evaluación técnica (TEA), sin tener aún los resultados de la Ronda Colombia 2014.

Gráfico 5. Inversión Extranjera Directa: Participación del sector petrolero 2003-2013
(Miles de millones de pesos)



Fuente: Banco de la República. Cálculos propios.

Gráfico 6. Número de pozos perforados 2003-2013



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la exploración – ANH.

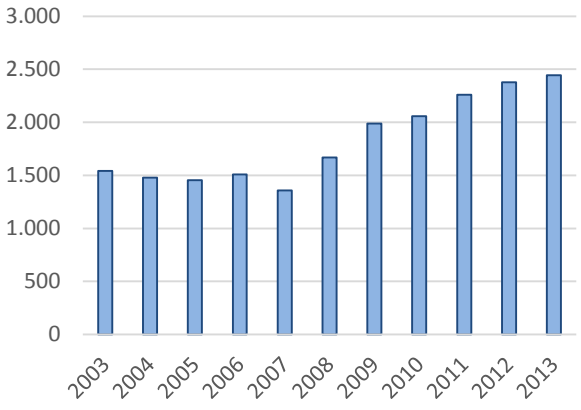
Este mayor nivel de exploración tuvo un efecto directo en las reservas y producción de hidrocarburos. En lo que tiene que ver con reservas, el aumento de la actividad exploradora se vio complementada con las revaluaciones de yacimientos y la adición de nuevas reservas certificadas[3]. Como resultado de lo anterior, el país logró aumentar sus reservas de petróleo en cerca de un 63% al pasar de 1.550 millones de barriles en 2003 a

[3] http://www.minminas.gov.co/

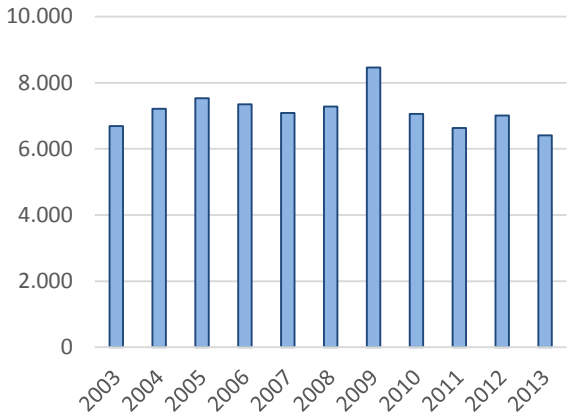
cerca de 2.500 millones de barriles en 2013. Por su parte, en el caso del gas la reservas lograron mantenerse en niveles cercanos a los 7.000 giga pies cúbicos (ver Gráfico 7).

Gráfico 7. Reservas probadas de petróleo y gas 2003-2013

a) Petróleo (millones de barriles)



b) Gas (Giga pies cúbicos)

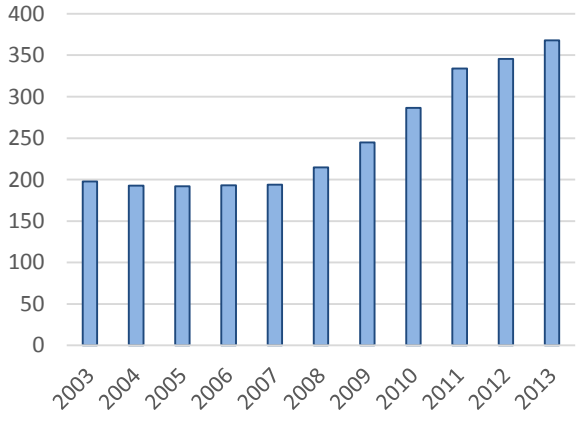


Fuente: ANH.

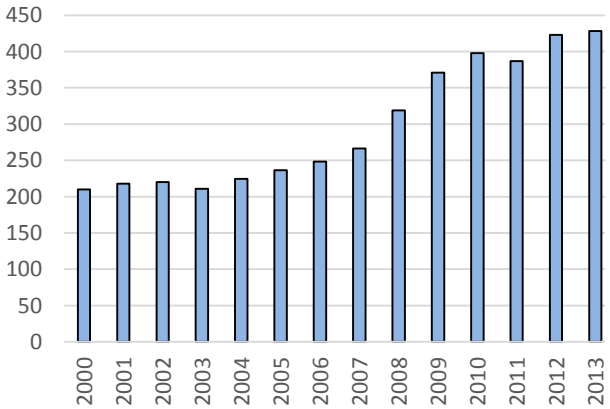
Por su parte la producción de hidrocarburos tuvo un crecimiento importante tanto en petróleo como en gas. Como se puede observar en el panel a) del Gráfico 8, la producción anual de petróleo pasó de 200 millones de barriles en 2003 a más de 350 millones de barriles al año en 2013. De manera similar la producción de gas aumentó de manera considerable al pasar de 200 giga pies cúbicos a cerca de 430 giga pies cúbicos de gas en el mismo período de tiempo (panel b) Gráfico 8).

Gráfico 8. Producción anual de petróleo y gas 2003-2013

a) Petróleo (millones de barriles)



b) Gas (Giga pies cúbicos)

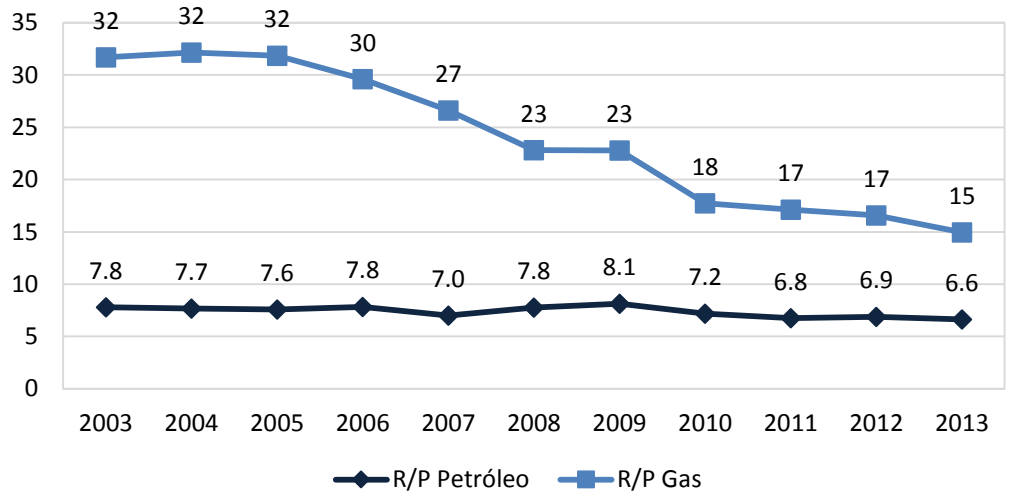


Fuente: ANH.

En relación con este crecimiento de producción, es importante mencionar que en buena parte se debe a la adición de pequeños pozos 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.

Al comparar la evolución de las reservas y de producción, tanto en petróleo como en gas, se evidencia que la relación entre estas ha venido cayendo en los últimos años. Como se puede ver en la Gráfico 9, esta caída ha sido más pronunciada en el caso del gas que en el de petróleo, lo cual evidencia una caída en la autosuficiencia del país en ambos productos.

Gráfico 9. Relación reservas-producción para petróleo y gas 2003-2013

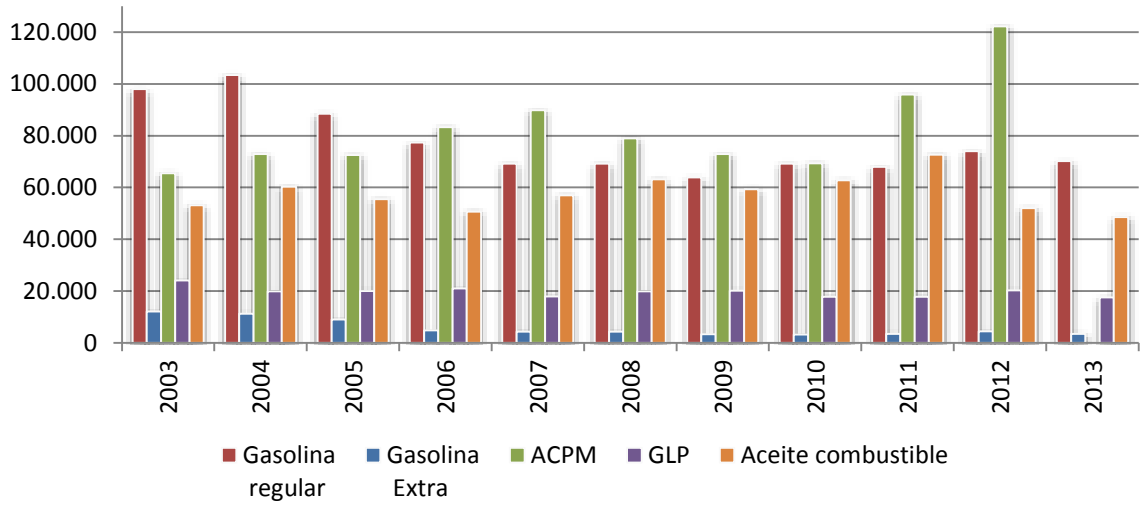


Fuente: ANH

En lo que tiene que ver con la producción de derivados, ésta ha tenido variaciones importantes en los últimos diez años. Los productos que han tenido los mayores niveles de producción, como la gasolina y el diésel, han presentado fluctuaciones importantes en este período de tiempo. Como se puede observar en el Gráfico 10 la producción de gasolina regular disminuyó hasta 2009, año a partir del cual ha venido recuperándose paulatinamente. La gasolina extra tuvo un comportamiento similar, disminuyendo su nivel de producción a lo largo de los últimos años. El ACPM por su parte tuvo su mayor pico de producción en 2012 con un comportamiento oscilante en la última década. Otros productos como el Gas Licuado de Petróleo (GLP) han presentado niveles relativamente constantes, mientras que los aceites combustibles han tenido una producción volátil en la última década.

Gráfico 10. Nivel de producción de derivados 2003-2013

(Barriles al día)



Fuente: UPME

1.2. Contribución macroeconómica del sector de hidrocarburos*

En este capítulo se llevará a cabo un análisis detallado de la importancia del sector de hidrocarburos en la economía colombiana en la última década (2003-2013). El fuerte incremento de la producción del petróleo en este periodo, 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, su gran capacidad de atracción de capitales y su vocación exportadora implican que la balanza externa del país sí depende fuertemente del comportamiento de esta actividad; al mismo tiempo, la fuerte contribución a las cuentas fiscales a través de los impuestos y la transferencia de los dividendos de Ecopetrol han implicado un aumento de la dependencia fiscal de la evolución de este sector.

La presente subsección se divide en tres secciones, excluyendo esta introducción. En la primera parte se analiza de forma detallada la evolución de la participación del petróleo

* Esta sección fue elaborada por David Forero y Adrián Zuur.

en el sector real y en la balanza externa de la economía colombiana. En la segunda sección se trata el impacto del sector en el empleo de Colombia, estimando su participación y caracterizando su intensidad relativa en trabajo calificado. Finalmente, en la tercera y última sección se analiza la contribución del sector petrolero a los ingresos fiscales, y se analiza cómo ha aumentado en la última década la dependencia fiscal de las rentas petroleras.

1.2.1. Importancia macroeconómica del sector petrolero

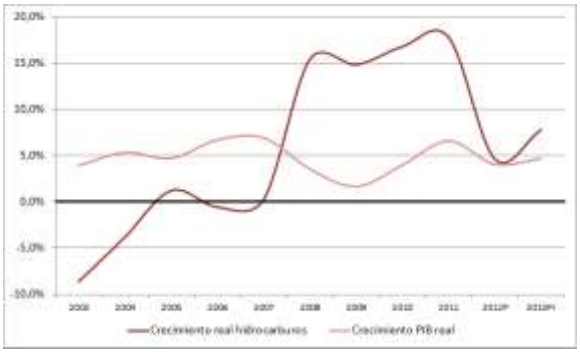
La primera pregunta que surge al estudiar la importancia del sector de hidrocarburos en la economía nacional, es si Colombia se puede considerar como una economía petrolera. En la literatura económica, un país se denomina una economía petrolera si el sector de hidrocarburos contribuye con al menos 8% 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 ido creciendo a lo largo del tiempo. En este apartado se revisarán las principales cifras de esta actividad desde dos ángulos: el sector real y el sector externo, con el objetivo de dimensionar su importancia en el desempeño económico del país y determinar qué tan petrolera es la economía colombiana.

1.2.2. Sector Real

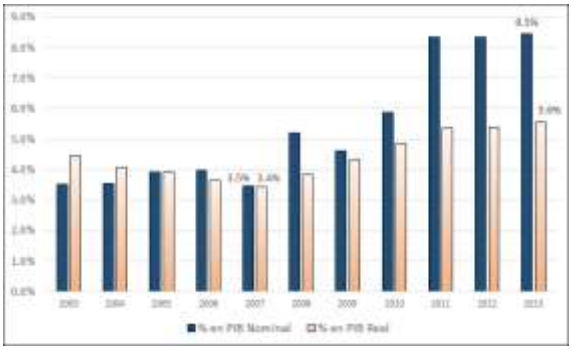
La primera dimensión del análisis real es la importancia de la producción petrolera sobre el total producido en el país. El panel a) del Gráfico 11 compara el crecimiento anual del sector de hidrocarburos con el crecimiento de la economía en general; como se puede observar, los hidrocarburos vienen creciendo más rápidamente que el PIB desde 2008. El sector de hidrocarburos creció en los últimos 10 años a un ritmo de 7,1% anual, comparado con el 4,8% de la economía colombiana, lo que ha llevado a un aumento paulatino de la participación de la actividad petrolera en el producto total de la economía colombiana. En el panel 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 del 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).

Gráfico 11 Crecimiento y participación del sector petrolero en la economía

a) Crecimiento valor agregado de hidrocarburos vs. Crecimiento PIB Real



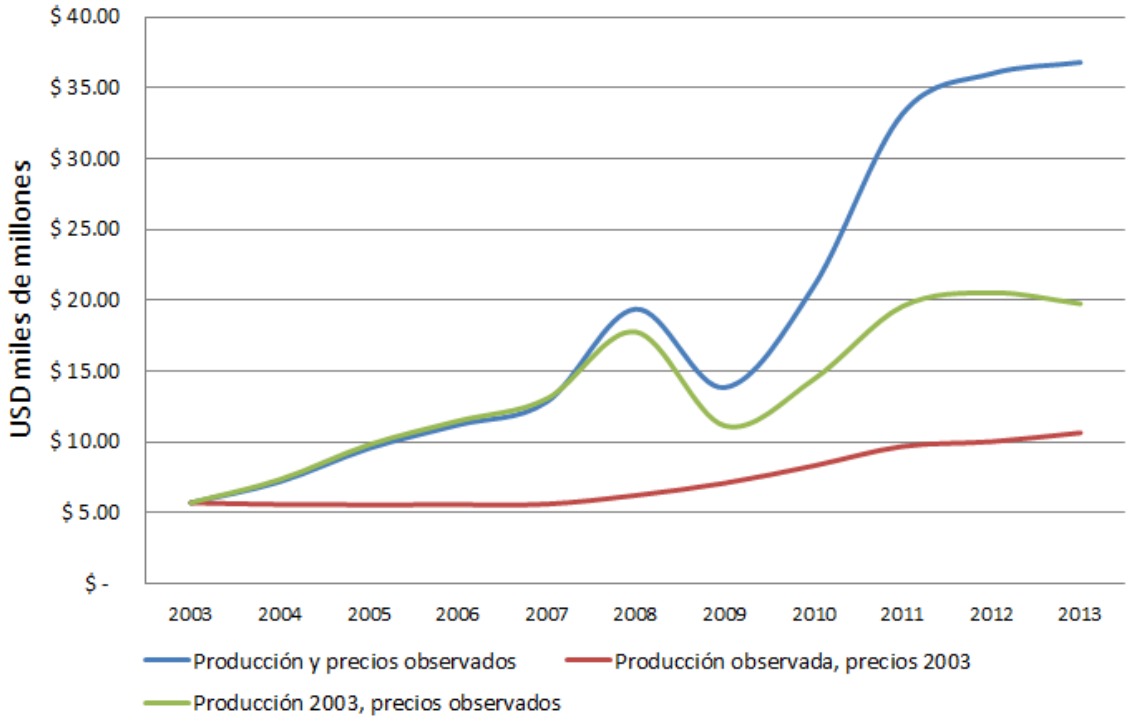
b) Participación del valor agregado de los hidrocarburos en el PIB



Fuente: DANE. Cálculos propios.

Claramente este boom del sector de hidrocarburos puede atribuirse en gran parte al incremento sostenido observado el precio internacional del petróleo, que como se señaló en la sección anterior se triplicó en estos diez años. Para evaluar la participación de este boom de precios sobre el valor total de la producción petrolera en Colombia, resulta útil descomponer del valor producido según los efectos de precio y de cantidad. Como se observa en el Gráfico 12, que muestra la evolución del valor de la producción colombiana de haberse mantenido los precios o la producción de 2003 constantes, entre 2003 y 2007 el aumento del precio internacional fue el factor más importante del crecimiento del sector. El dinamismo de los precios durante este periodo tuvo como consecuencia un aumento de la inversión doméstica y externa en el sector, que sólo se comenzó a reflejar en un aumento de la producción a partir de 2008, y que ha venido creciendo de manera constante en el último lustro.

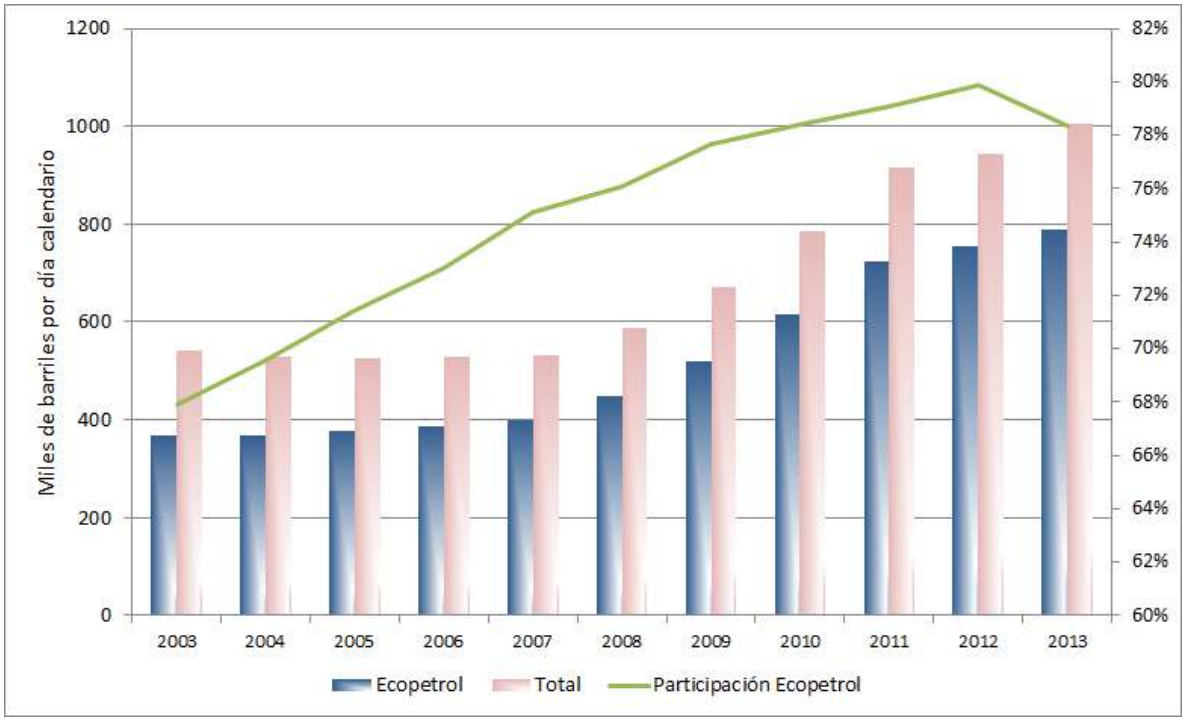
Gráfico 12 Descomposición del valor de la producción petrolera



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. Cálculos propios.

Un aspecto que ha marcado el desempeño del sector de hidrocarburos ha sido la evolución de la regulación relevante en Colombia, especialmente con respecto a Ecopetrol. La creación de la ANH, por medio del Decreto 1760 de 2003, tuvo como objetivo fortalecer la competitividad de Ecopetrol como empresa productiva, al librarla de sus funciones de regulación y administración de los hidrocarburos en Colombia, y generar al mismo tiempo un esquema regulatorio favorable al crecimiento de la actividad de otras empresas. En 2007 Ecopetrol se sometió a un proceso de capitalización vendiendo 10.1% de sus acciones al público, lo cual le generó ingresos importantes para invertir y expandir sus operaciones. De esta manera, las inversiones de Ecopetrol 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). Esto se ha reflejado en el crecimiento sostenido tanto de la producción de Ecopetrol como de su participación dentro del total producido en el país (Gráfico 13).

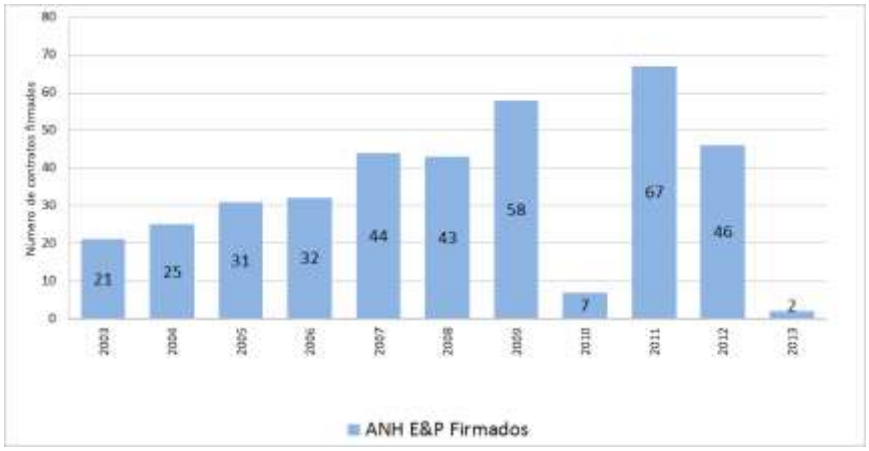
Gráfico 13. Producción de Ecopetrol e importancia en el sector de hidrocarburos



Fuente: Ecopetrol, Asociación Colombiana del Petróleo. Cálculos propios.

La mayor capacidad de inversión de Ecopetrol, junto con un mayor flujo de Inversión Extranjera Directa hacia el sector, se han visto reflejados en la cantidad de contratos vigentes de exploración y producción de petróleo (E&P), firmados con la Asociación Nacional de Hidrocarburos (ANH), que aumentaron de manera sostenida entre 2004 y 2012, desde 21 hasta 361, así como el número de campos petroleros activos, de 196 a 422 (Gráfico 14). La participación internacional de estos contratos en 2011, según el origen de las casas matrices de las empresas contratantes, se concentra en Canadá, cuyas empresas participaron en 21 de los 67 firmados (para efectos de comparación, Colombia solo participó en 20).

Gráfico 14. Contratos de Exploración y Perforación por año



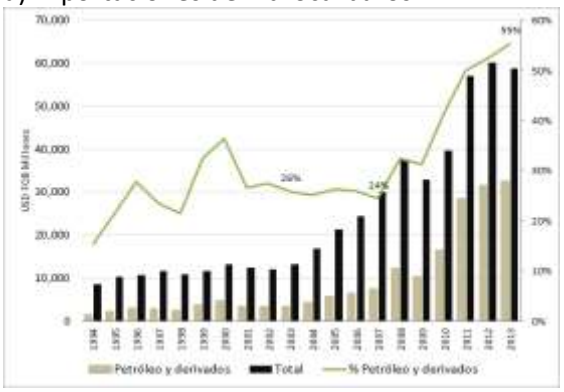
Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

1.2.3. Balanza Externa

El auge en la producción real, como es de esperarse, ha tenido como consecuencia una mayor importancia del sector de hidrocarburos en el comercio internacional del país. El panel a) del Gráfico 15 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, a partir de uno de los umbrales mencionados al principio de la sección (representar 40% de las exportaciones totales), la economía colombiana se puede considerar como petrolera desde 2010. El incremento de las exportaciones a la par de la producción ha sido también una consecuencia del relativo estancamiento de la capacidad de absorción nacional, que ha oscilado alrededor de 295 mil BPDC en los últimos 11 años (panel b).

Gráfico 15. Comportamiento de las exportaciones y la absorción interna

a) Exportaciones de hidrocarburos



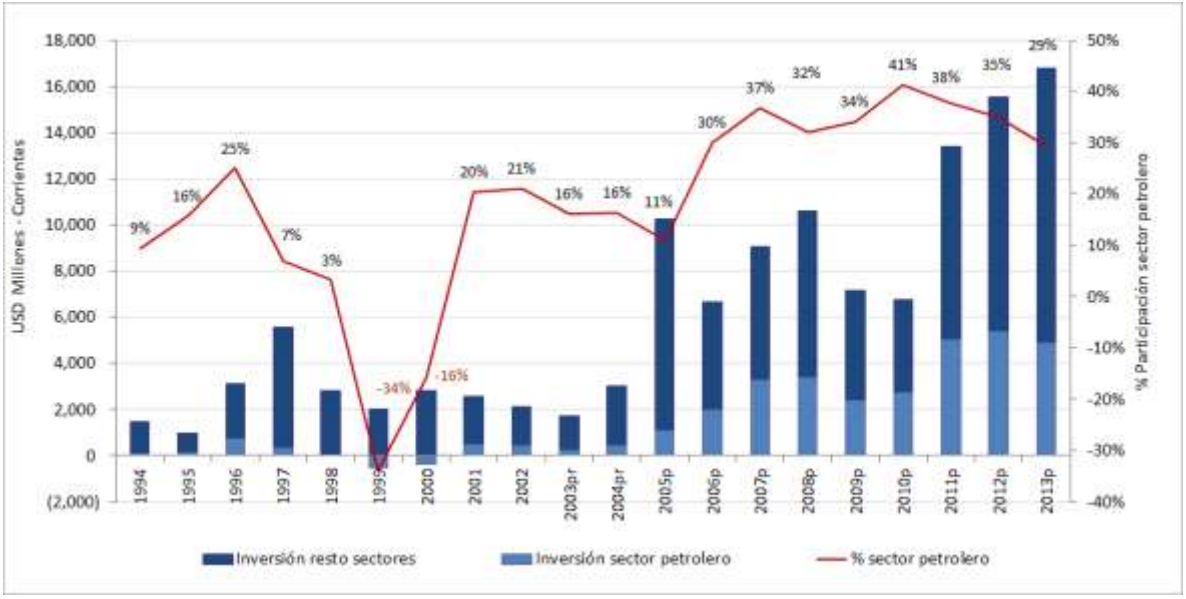
b) Carga a refinerías nacionales



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. Cálculos propios.

Por otra parte, como consecuencia de los altos precios internacionales y una regulación propicia a la inversión, se generó un fuerte impulso a la atracción de inversión extranjera en la producción y exploración de las cuencas colombianas, como se evidencia en el comportamiento de la Inversión Extranjera Directa (IED). Desde 1999, cuando hubo una salida neta de capitales del petróleo, la IED en el sector ha venido creciendo notoriamente (Gráfico 16), y se ha mantenido en alrededor del 35% de la IED total en los últimos años. Aparte de las condiciones favorables en términos de regulación y precios, una tercera causa posible de este comportamiento es la mejora en las condiciones de seguridad en las regiones productoras de petróleo, las cuales se han caracterizado por presentar problemas de orden público a lo largo de la historia. Con respecto a la balanza financiera, López *et al.* (2013) afirman que entre 2006 y 2011 mostró saldos positivos gracias a la actividad de Ecopetrol, pues las empresas privadas exhibieron egresos netos durante la mayor parte del periodo. Los resultados de las empresas privadas se deben, esencialmente, a la repatriación de utilidades a casas matrices en el extranjero.

Gráfico 16. Participación del sector en la Inversión Extranjera Directa

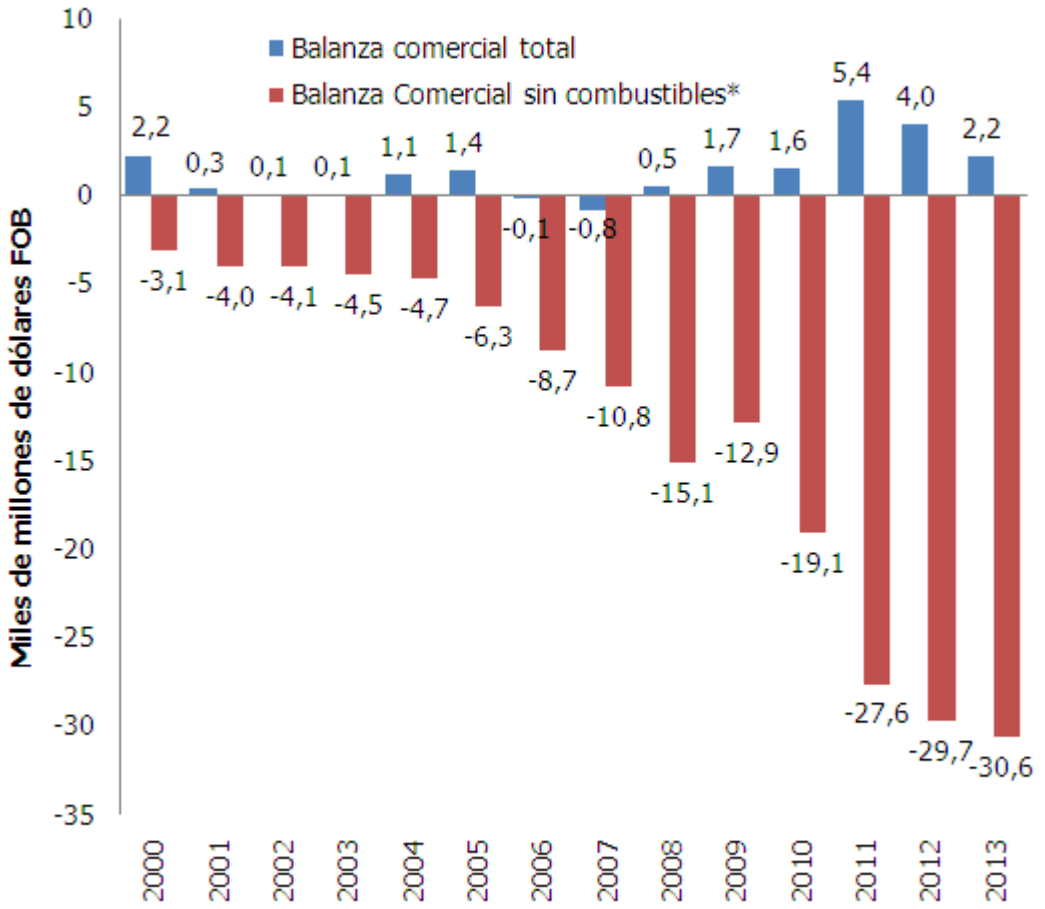


Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo.

Los crecientes flujos de IED en el sector hidrocarburos y el creciente valor 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. Por el lado de la Cuenta Corriente, el

Gráfico 17 muestra cómo la balanza comercial positiva del sector hidrocarburos ha tenido un papel crucial en la reducción del déficit global de la balanza de pagos; de hecho, en ausencia de este sector, el balance comercial en el periodo 2011-2013 de la economía colombiana habría sido inferior al observado en cerca de 30 mil millones de dólares, esto es poco menos de un 8% del PIB.

Gráfico 17. Balanza comercial con y sin combustibles (miles de millones de dólares)



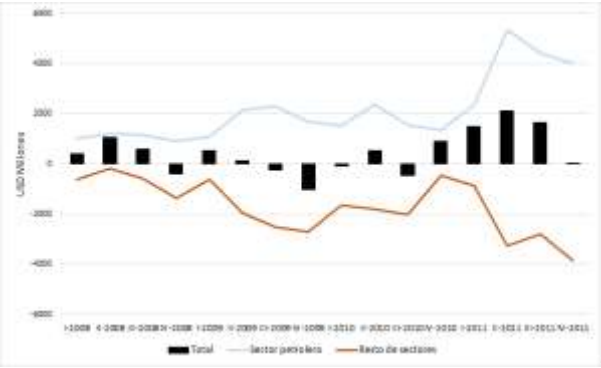
Fuente: Fedesarrollo (2014).

Todo este impacto del sector de hidrocarburos sobre los flujos externos reales y financieros de la economía colombiana terminan por traer consecuencias sobre la tasa de cambio nominal. La oferta y demanda de divisas del sector se ha vuelto un componente cada vez más importante en la oferta y demanda de divisas total de la economía; en particular, la oferta neta del sector es positiva y grande, de manera consistente con la balanza comercial positiva y los importantes flujos de IED. Esta oferta neta ha sido incluso mayor a la demanda neta por divisas del resto de la economía en la mayor parte de la

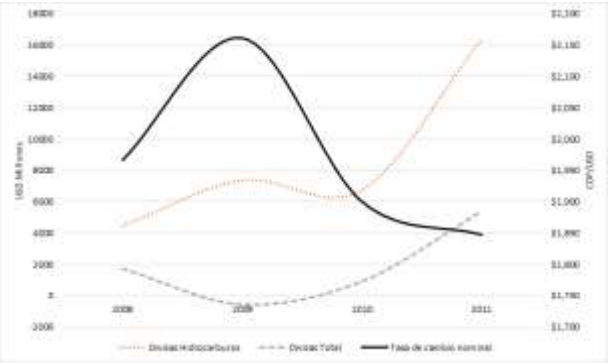
última década, lo que ha generado excesos de oferta de dólares (Gráfico 18, panel a). Esto se ha visto reflejado claramente en la tasa de cambio nominal: las presiones a la apreciación del peso coincidieron de manera cercana con la oferta de divisas generada por el sector de hidrocarburos (panel b). Esta presión al alza en el valor de la moneda nacional es el principal síntoma de la Enfermedad Holandesa en el país, tras el *boom* del sector primario.

Gráfico 18. Impacto de los hidrocarburos en la tasa de cambio

a) Oferta neta de divisas



b) Evolución de la tasa de cambio.

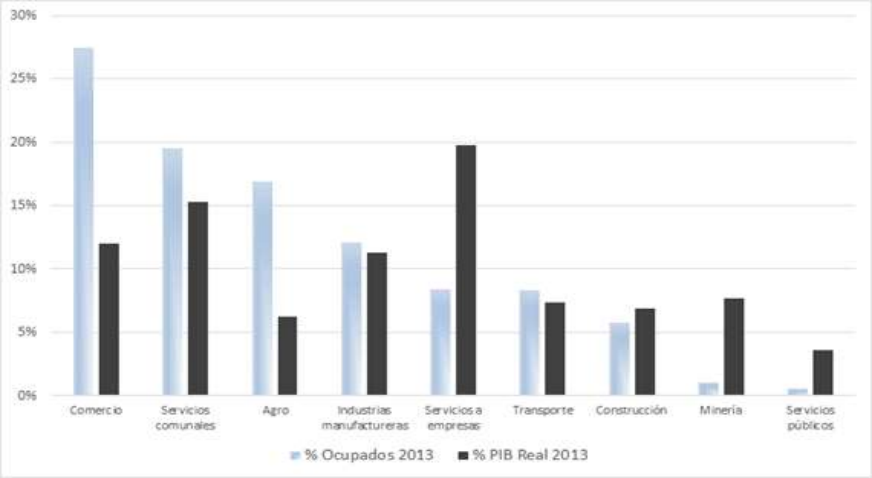


Fuente: López *et al.* (2013).

1.2.4. Participación del petróleo en la generación de 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 refinería 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 teniendo en cuenta su alta participación en la formación bruta de capital y en el Producto Interno Bruto. El Gráfico 19 compara la participación en el empleo total de las grandes ramas de actividad económica junto con su aporte porcentual al PIB nacional. Se puede apreciar que la rama de actividad minera, del cual los hidrocarburos representan aproximadamente 72,6% de la producción, genera un alto valor agregado (7,7% del PIB real de 2013) y una muy baja participación en el empleo (solo 1,26% del total de empleos).

Gráfico 19. Contribución al producto vs. Contribución al empleo

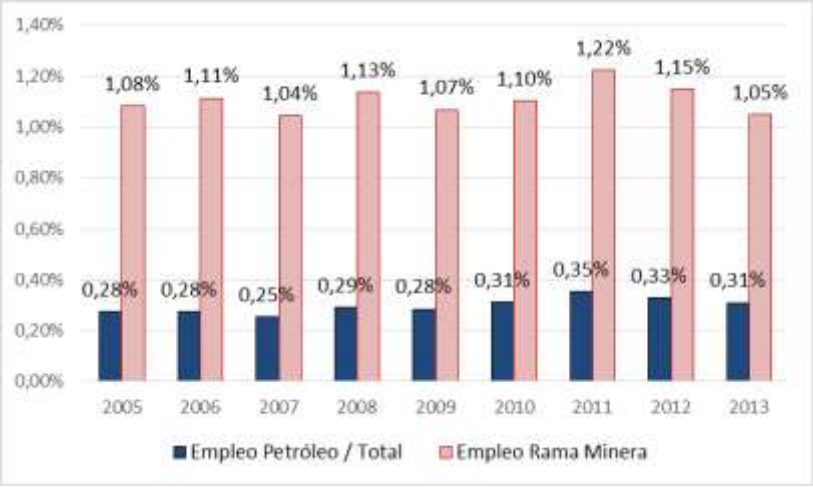


Fuente: DANE. Cálculos propios.

Un primer cálculo de la participación del sector petrolero en la generación de empleo se puede construir a partir de la caracterización del empleo nacional hecha por Argüello (2010) a partir de una Matriz de Contabilidad Social (SAM) de 2005, junto con la evolución del empleo por grandes ramas de la Gran Encuesta Integrada de Hogares (GEIH) del DANE. En primer lugar, se estima a manera de referencia la participación del empleo petrolero sobre el total empleado en el sector minero, a partir de las estadísticas de Argüello para 2005 y de cálculos propios sobre las características de la población ocupada de la Encuesta Continua de Hogares (ECH) de 2005. Con esto, se extrapola para el periodo 2005-2013 usando tanto la evolución del valor agregado del petróleo dentro de la minería como la del empleo del sector minero en el total nacional registrado en la GEIH[4]. Sorprendentemente, la GEIH no reporta un incremento en la participación del empleo del sector minero sobre el total nacional, estancándose en 1,1%, por lo que la contribución estimada del empleo del subsector del petróleo también se estabiliza alrededor de 0,3% del total para el periodo 2005-2013 (Gráfico 20).

[4] Para esta estimación se asume que la relación capital/trabajo evoluciona de igual manera en el sector petrolero y en el resto de actividades mineras.

Gráfico 20. Participación empleo minería y petróleo.



Fuente: DANE, Argüello (2010). Cálculos propios.

Una forma alternativa de calcular la participación de los empleados del sector de hidrocarburos es utilizando la base de datos de Fasecolda, que registra todos los trabajadores afiliados a Administradoras de Riesgos Profesionales (ARP). A pesar de que esta metodología puede generar un sesgo en la estimación, dado que la proporción de trabajadores afiliados a ARP en el sector de hidrocarburos puede ser distinta a la proporción de trabajadores afiliados a ARP en la fuerza laboral nacional, puede ser más útil para observar el incremento de la participación del empleo petrolero a lo largo del tiempo[5]. 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 este 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 ser claro entonces que el sector aporta menos del 1% del empleo total, aunque dicho aporte haya exhibido una tendencia creciente en el periodo 2009-2014 según esta segunda aproximación.

[5] Acá asumimos que no hay razones para esperar que la proporción de empleados afiliados a ARP cambie en el tiempo de manera diferente para el sector de hidrocarburos y para el resto de sectores.

Gráfico 21. Participación del sector en el empleo total (Afiliación a ARP)



Fuente: Fasecolda. Cálculos propios.

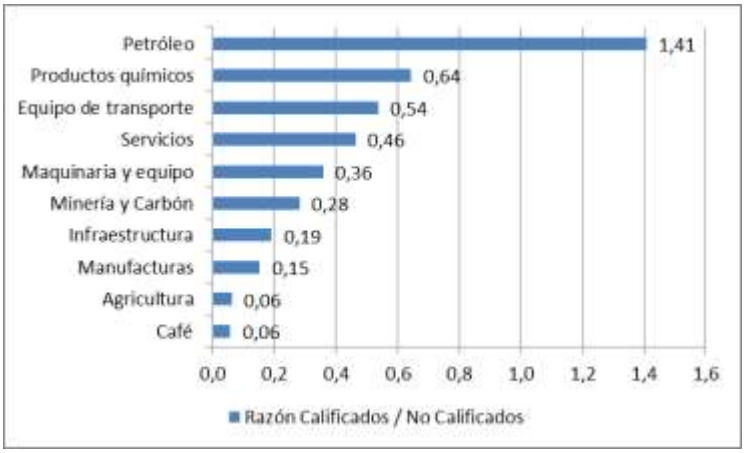
En cuanto a las características del empleo que se ofrece en el sector de hidrocarburos, este puede caracterizarse según cada fase de la cadena de producción de petróleo crudo, gas natural, y sus derivados. En primer lugar, en la rama *upstream* de la industria, que contempla los estudios exploratorios 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, el sector *upstream* contrata operarios de máquinas y empleados que proveen trabajo manual. En el mercado *downstream*, 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 la 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 de profesionales en otras áreas para coordinar los esfuerzos administrativos de las empresas, como ingenieros industriales y economistas.

En consecuencia, gran parte del empleo generado por la actividad petrolera se dirige hacia trabajadores calificados[6]. Para el caso colombiano, con base en las participaciones sectoriales de trabajo calificado y no calificado en zonas rurales y urbanas de 2005, siguiendo a Argüello (2010), y usando la Encuesta Continua de Hogares de 2005, se pueden calcular las relaciones entre trabajo calificado y no calificado para los sectores productivos de la economía colombiana; los resultados se muestran en el Gráfico 22.

[6] El Departamento de Trabajo de EEUU estima que, para 2013, de los 193,000 trabajadores directamente involucrados en la extracción de petróleo en ese país, aproximadamente el 52% lo componen ingenieros, abogados, científicos, especialistas en finanzas, administradores, y otros trabajos calificados.

Como se puede observar, el petróleo es de hecho el único sector de la economía colombiana que contrata *más* trabajadores calificados que no calificados, con una relación de calificados/no calificados que alcanza 1,41, más de dos veces superior al siguiente sector, el de productos químicos, que registra una relación de 0,64.

Gráfico 22. Intensidad de uso de mano de obra calificada



Fuente: Argüello (2010), ECH 2005. Cálculos propios.

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

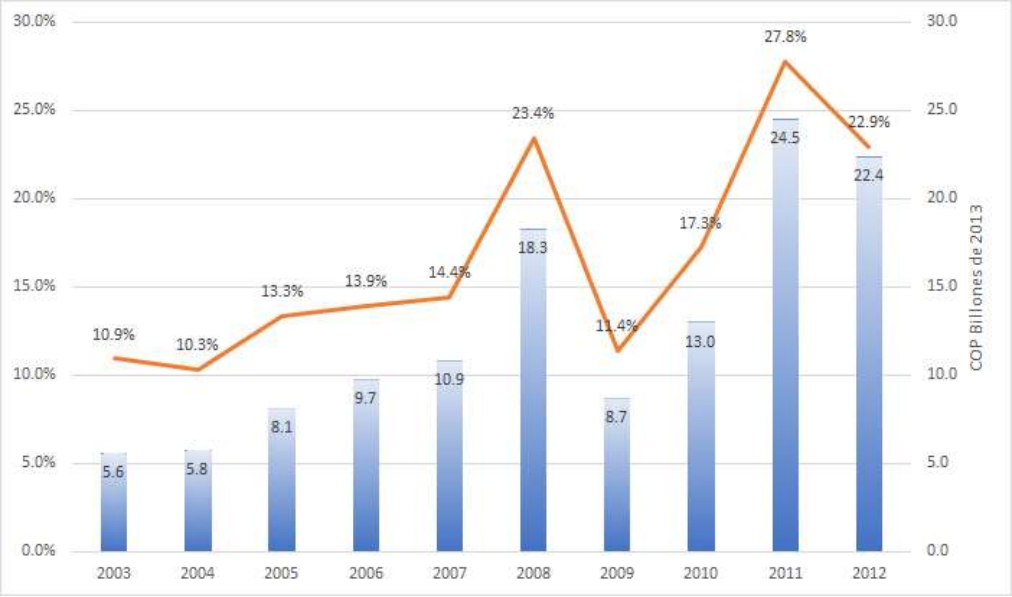
	Participación del sector de hidrocarburos en el empleo total	Participación del sector de hidrocarburos en la remuneración a los asalariados total
2009	0,70%	1,03%
2010	0,88%	1,40%
2011	0,92%	1,74%
2012	0,89%	1,91%

Fuente: Fasecolda, DANE. Cálculos propios.

1.2.5. Dependencia Fiscal del sector petrolero

Se ha mostrado que el sector de hidrocarburos no es un empleador importante en la economía, tampoco es una fuente de encadenamientos productivos sólidos con otros sectores, como se verá en el Capítulo 4. La mayor importancia del sector petrolero en Colombia, aparte de su contribución a la balanza de pagos y la generación de divisas, se puede encontrar en su aporte a las finanzas fiscales. Por medio de los impuestos de renta a empresas petroleras y el envío de dividendos de Ecopetrol, el país ha incrementado su dependencia fiscal del sector petrolero. Aunque el crecimiento de este sector le ha dado más espacio fiscal al gobierno para aumentar el gasto público, al mismo tiempo ha aumentado la dependencia fiscal de las finanzas públicas a su evolución, lo que puede volver más volátiles los ingresos. Esto se puede apreciar en el **Gráfico 23**, que muestra cómo la participación de los ingresos por el sector petrolero en el total de ingresos fiscales se ha incrementado entre 2003 y 2013 de 10,9% a 22,1% (1,3% y 3,2% del PIB, respectivamente).

Gráfico 23. Aportes de hidrocarburos y participación en ingresos corrientes del gobierno



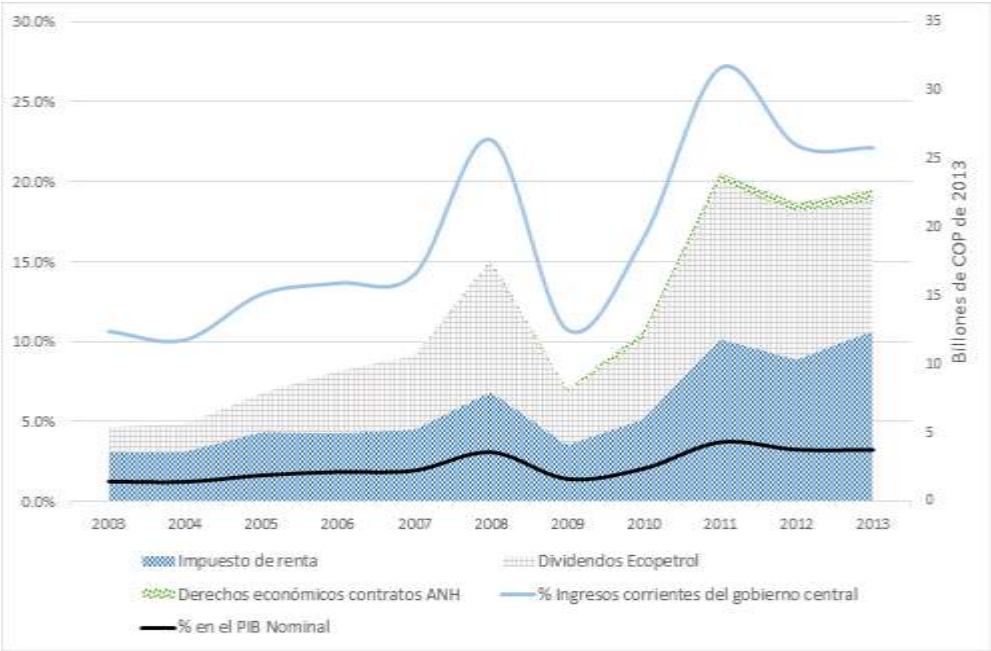
Fuente: DIAN, DANE. Cálculos propios.

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. Ecopetrol, siendo mayoritariamente propiedad estatal, genera dividendos para el gobierno nacional, mientras que las empresas privadas pagan derechos económicos a la ANH por la adjudicación de sus contratos. Además, por tratarse de un recurso natural no renovable, quienes explotan los hidrocarburos deben resarcir 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) 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 Ecopetrol (Gráfico 18). 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, la gran volatilidad de estos recursos, que dependen fuertemente 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 (Gráfico 24).

Gráfico 24. Principales aportes del sector de hidrocarburos al Gobierno Central



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo, DANE. Cálculos propios.

El alto monto del impuesto a la renta a las empresas del sector de hidrocarburos se puede explicar en el hecho de que a la actividad petrolera se le cobran más impuestos que a todos los demás sectores, incluso antes de considerar el pago de las regalías. Para demostrarlo, se puede calcular la tasa efectiva de tributación sectorial, estimada por Steiner y Medellín (2014). Como se observa en el Gráfico 25, la tasa efectiva de tributación de la actividad minera, de 32,1%, es muy superior a la de sectores como el de servicios financieros, al que sólo se le aplica 24,9%.

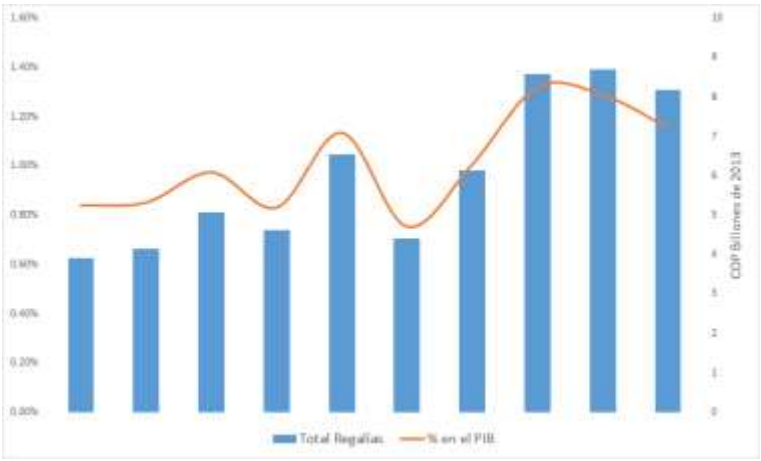
Gráfico 25. Tasa efectiva de tributación de renta a empresas a nivel sectorial



Fuente: Steiner y Medellín, 2014.

El sector de hidrocarburos también hace aportes a la nación a través de las regalías. Estas no se conciben como un impuesto formalmente, sino como una remuneración al Estado por la explotación de los recursos del subsuelo, del cual es propietario. Las regalías, en el marco del nuevo Sistema General de Regalías (SGR), tienen como propósito promover la equidad y el desarrollo regional, y se distribuyen en todos los departamentos a través de varios fondos. Esto contrasta con el sistema anterior a 2012, que concentraba en mayor medida la distribución de las regalías en los territorios productores de recursos no renovables. El Gráfico 26 analiza los montos totales aportados por el sector de hidrocarburos por concepto de regalías. Como se puede ver, estos representan un valor considerable, que se elevó desde 0,8% a 1,2% del PIB entre 2003 y 2013, un monto comparable con el impuesto de renta o los dividendos de Ecopetrol.

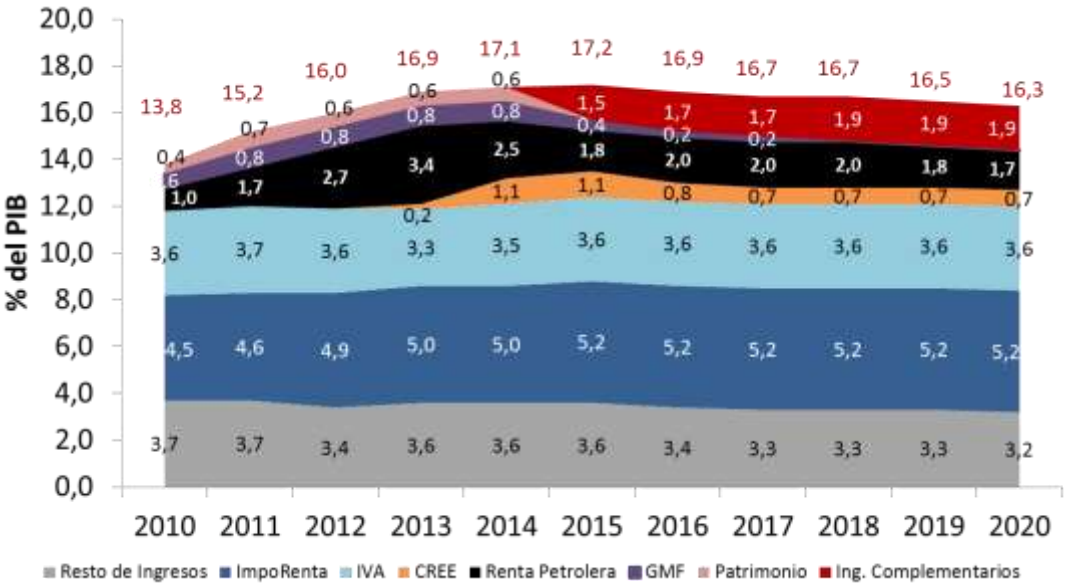
Gráfico 26. Aportes por concepto de regalías



Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo, DANE. Cálculos propios.

El problema del fuerte aumento de la dependencia fiscal del Gobierno Central de las rentas petroleras documentada para la década pasada, es que 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, que se ha mostrado bastante inflexible a la baja. Según cálculos del Ministerio de Hacienda, que se muestran en el Gráfico 27, 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.

Gráfico 27. Proyecciones de los aportes fiscales del petróleo



Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público

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. En la siguiente sección se examinará con más detalle la dimensión regional del impacto de las rentas petroleras, a través de la distribución de regalías entre los municipios y departamentos productores.

1.3. Contribución a nivel de encadenamientos productivos*

Esta sección presenta la estructura de producción del sector de hidrocarburos en la economía nacional entre 2005 y 2012[7] y analiza los encadenamientos con el resto de sectores de la economía y sus respectivos efectos multiplicadores. Para realizar este análisis se utilizan 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.

Como se puede observar, no todas las subcuentas corresponden a los productos objeto de estudio (petróleo crudo, gas y combustibles). Por consiguiente, es necesario realizar una subdivisión de estas cuentas para aislar los efectos a cuantificar en cada uno de los productos. Esta desagregación se realizará posteriormente como parte del desarrollo de este estudio y se encuentra en el capítulo 3, con las contribuciones e impactos desagregados por producto.

* Esta sección fue elaborada por Felipe Castro y Laura Becerra.

[7] Los años de comparación fueron escogidos de acuerdo a la disponibilidad de la información, ya que 2012 es el último dato disponible con información preliminar en cuentas nacionales y 2005 es el año a partir del cual se presenta un cambio metodológico en el cálculo de las mismas, de forma que para trabajar con datos certeramente comparables se escogió dicho año.

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

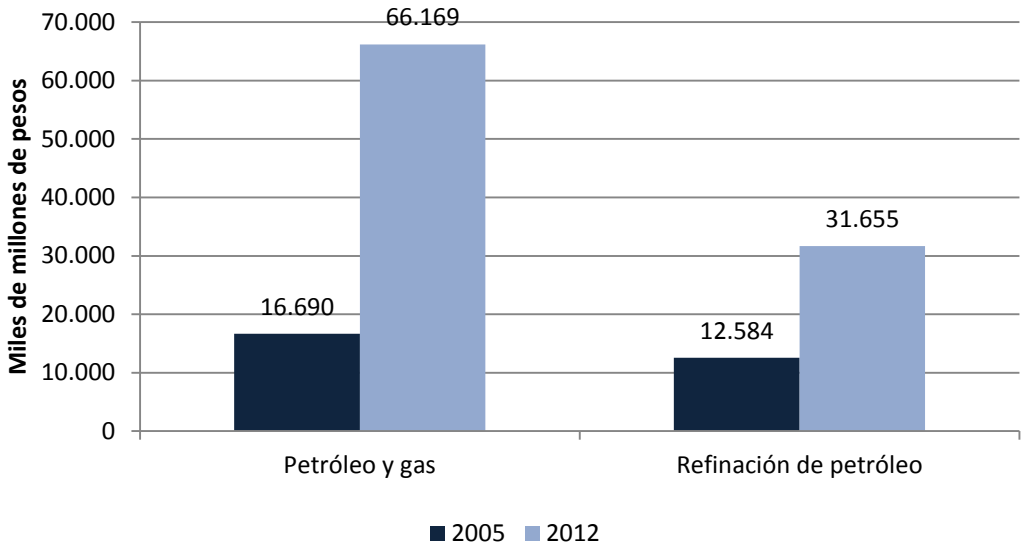
<table>
<tr><td rowspan="6">Composición</td><td>07. Petróleo crudo, gas natural y minerales de uranio y torio</td><td colspan="2">27. Productos de la refinación del petróleo; combustible nuclear</td></tr>
<tr><td>Petróleo crudo</td><td>Coque y semicoque de hulla, de lignito o de turba; carbón de retorta; y alquitranes</td><td>Gases de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos</td></tr>
<tr><td>Gas natural y otros energéticos (uranio y torio)</td><td>Gasolinas y otros combustibles</td><td>Uranio y otros combustibles nucleares</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Servicios relacionados con la extracción del petróleo y el gas natural, excepto los de prospección</td><td>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.</td><td>Vaselina, cera de parafina y otros productos derivados del petróleo y de minerales bituminosos</td></tr>
<tr><td>Queroseno; gasóleos y combustibles para calderas</td><td>Servicios relacionados con la manufactura de coque, la refinación de petróleo y de combustibles</td></tr>
</table>

Fuente: DANE.

1.3.1. Estructura productiva del sector

El valor total de producción de los hidrocarburos en Colombia aumentó de forma considerable entre 2005 y 2012. La producción de petróleo y gas pasó de 16,6 billones a 66,1 billones de pesos, representando una tasa de variación total real del 296,6%. Por su parte, el valor de producción de los refinados tuvo un crecimiento del orden de 151,6%, pasando de 12,2 billones a 31,6 billones en el mismo período de tiempo (ver Gráfico 28).

Gráfico 28. Valor total de la producción 2005-2012 por sector

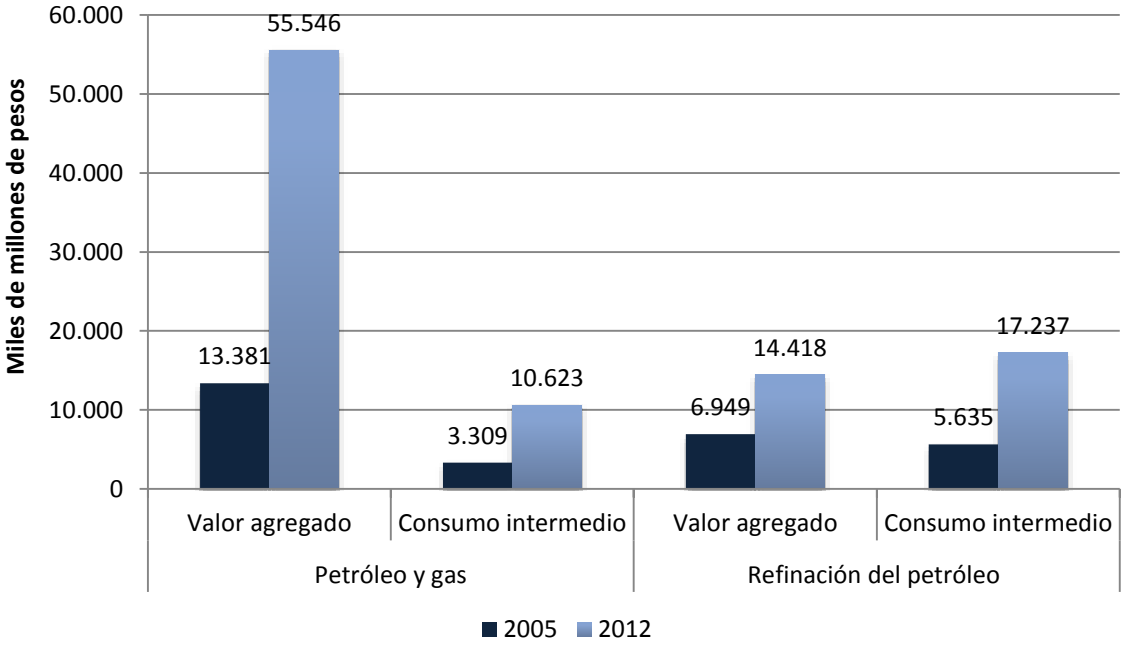


Fuente: DANE. Cálculos propios.

El valor agregado del sector también aumentó de manera considerable de 2005 a 2012, como se observa en el Gráfico 29. Soportado entre otros por las mejoras tecnológicas recientes del sector y la incorporación de nuevos campos de exploración a la producción de hidrocarburos, el valor agregado del sector de petróleo y gas aumentó en un 315% alcanzando los 55,5 billones en 2012, en contraste con los 13,3 que reportaba en 2005. Por su parte, el valor agregado de la refinación de petróleo, en el mismo periodo de tiempo, 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 cuanto al consumo intermedio, este presentó un comportamiento creciente para ambos sectores en el periodo de análisis. Para el sector de petróleo y gas, la tasa de crecimiento real fue de 221,1%, donde pasó de 3,3 billones a 10,6, mientras que para el sector de refinación el crecimiento real fue de 206% con un consumo intermedio de 17,2 billones de pesos para 2012.

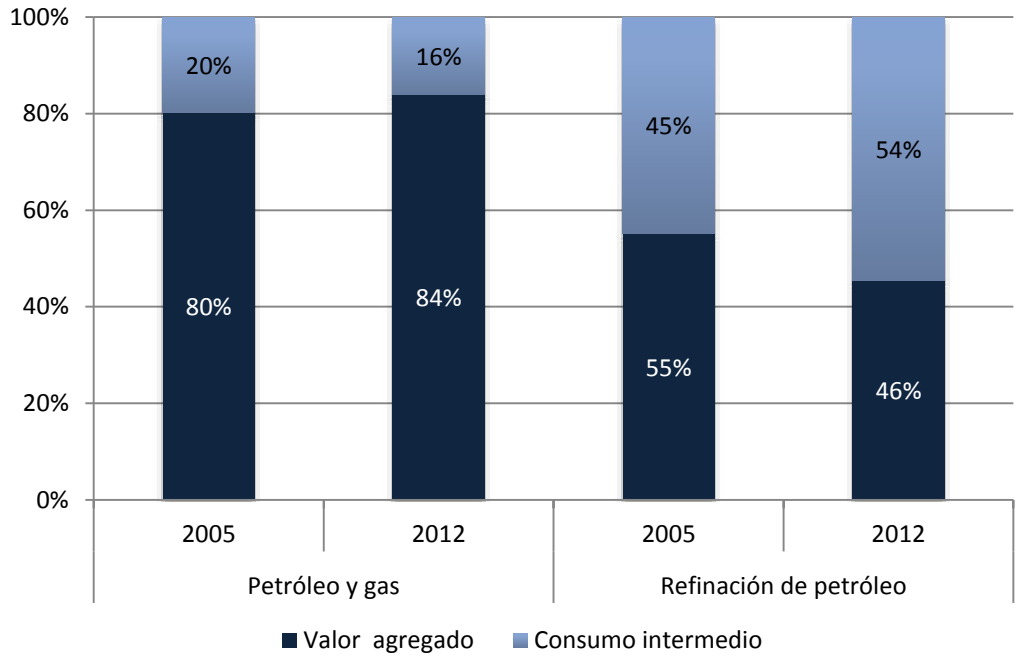
Gráfico 29. Consumo intermedio y el valor agregado 2005-2012 por sector



Fuente: DANE. Cálculos propios.

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 (ver **Gráfico 30**). En el caso del petróleo y gas, aumentó la participación de valor agregado al pasar del 80% al 84% entre 2005 y 2012, mientras que en el sector de refinación el aumento se dio en la participación de consumo intermedio, la cual pasó del 45% al 54% en el mismo período de tiempo. Este comportamiento se puede explicar en parte a partir de 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.

Gráfico 30. Comparación participación del valor agregado y el consumo intermedio en la producción total petróleo y gas y refinación de petróleo 2005-2012



Fuente: DANE, cálculos propios.

1.3.2. Multiplicadores

Además de analizar las características propias del sector de hidrocarburos y cuantificar su dimensión, es importante indagar sobre la contribución e impacto del sector de hidrocarburos en el resto de sectores de la economía nacional. La cuantificación de este efecto se puede realizar a partir del cálculo de los multiplicadores sectoriales correspondientes a las dos cuentas analizadas mediante una aproximación a la Matriz de Insumo-Producto (MIP). La metodología utilizada para analizar las relaciones intersectoriales del sector de hidrocarburos con el resto de sectores de la economía se detalla en el Anexo 1 del presente documento.

El insumo principal de la metodología utilizada es la información de cuentas nacionales del DANE en las matrices de oferta y utilización. A partir de esta información, se calcula la cantidad de insumos que un sector requiere para producir y por ende los requerimientos totales de la economía, para finalmente obtener los multiplicadores industria por industria aquí expuestos.

Los impactos económicos del sector son analizados a través de los multiplicadores para 2005 y 2012, 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[8]. Bajo esta lógica se calculan los multiplicadores propios de consumo intermedio y valor agregado.

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[9].

- ***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.

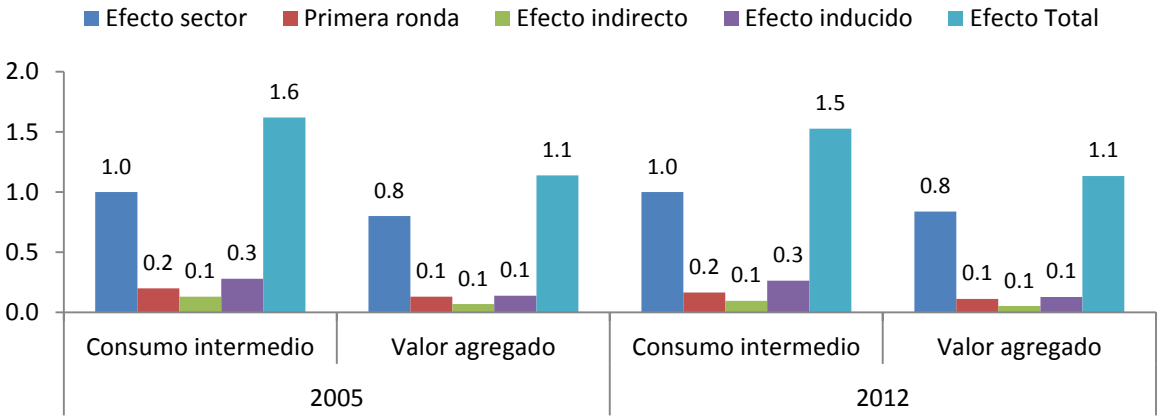
Los efectos multiplicadores de la cuenta de petróleo y gas para 2005 y 2012 se muestran en el **Gráfico 31** que se presenta a continuación. El efecto sector es quien tiene mayor participación en el efecto total para todos los multiplicadores en ambos años, mientras que los efectos indirecto e inducido presentan tamaños considerablemente menores. Lo anterior indica que la mayor parte del efecto multiplicar en este sector se da al interior de su propio sector y de sus proveedores directos.

Los cálculos para 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. Así mismo, los resultados para valor agregado indican que por cada peso generado por el sector de

[8] McLennan, W.
[9] Reina (2014).

petróleo y gas, la economía generó 1,14 y 1,13 pesos de valor agregado para 2005 y 2012 respectivamente.

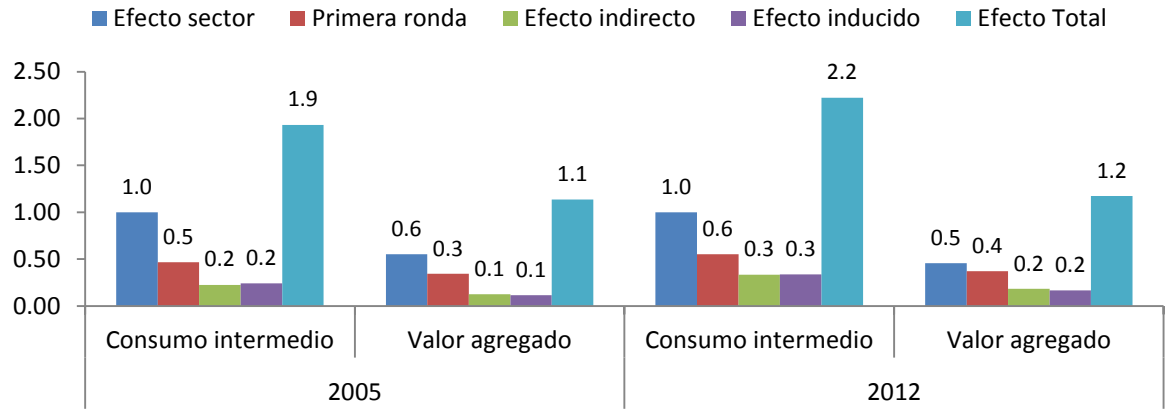
Gráfico 31. Multiplicadores de petróleo y gas 2005, 2012



Fuente: DANE. Cálculos propios.

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 quienes tienen menor participación en el multiplicador total. Como se observa en el **Gráfico 32**, 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 la refinación de petróleo, se generaron 1,02 y 1,17 pesos por este concepto en los respectivos años.

Gráfico 32. Multiplicadores de refinería de petróleo 2005, 2012



Fuente: DANE. Cálculos propios.

Una manera de entender mejor estos resultados es comparar los multiplicadores de los sectores de petróleo y gas, y 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.

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

Fuente: DANE. Cálculos propios.

Como se puede observar, los multiplicadores del sector de hidrocarburos son inferiores al resto de sectores analizados. En todos los casos, los sectores agrícolas, industriales y de servicios tienen un efecto mayor a nivel de multiplicadores tanto de consumo intermedio como de valor agregado. 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, estos son de menor magnitud que los generados por otros sectores de la economía.

En la sección 0, que se presenta más adelante, se retomará el cálculo de los multiplicadores del sector de hidrocarburos en la economía para conocer el efecto del sector en los escenarios de producción planteados.

1.3.3. Encadenamientos del sector

Las relaciones intersectoriales del sector de hidrocarburos dan cuenta de su interacción con el resto de la economía, de manera que pueda estudiarse el impacto que tiene el desarrollo de la actividad del sector sobre el resto de sectores. La idea principal de analizar los encadenamientos productivos del sector es conocer los efectos que genera la demanda por insumos del sector sobre la producción de sus proveedores (encadenamientos hacia atrás).

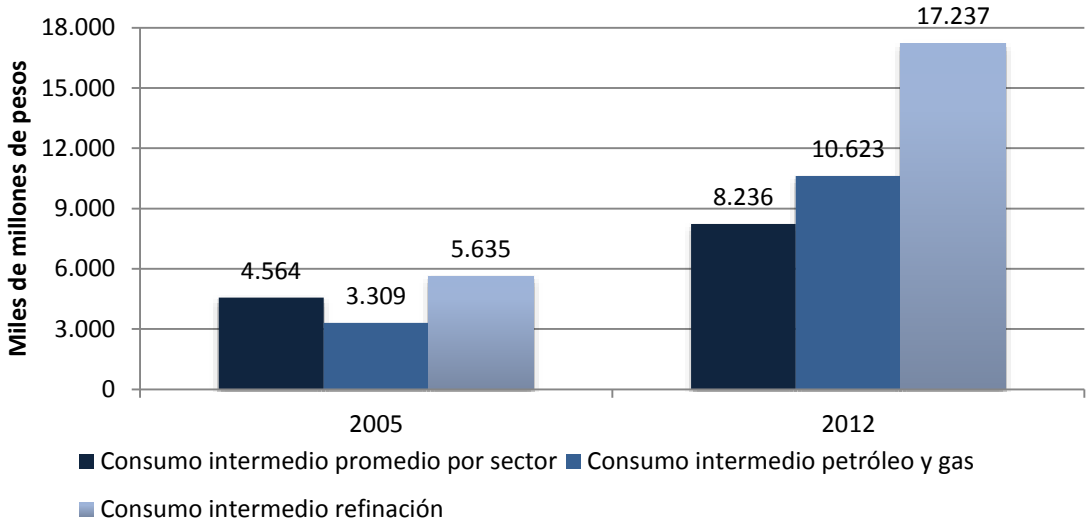
Esta sección analiza los encadenamientos hacía atrás del sector de hidrocarburos, de forma que se pueda determinar cómo el comportamiento sectorial ha afectado el crecimiento económico de otros sectores. Lo anterior no solo mediante una mayor producción del sector mismo, sino también como jalonador de 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 hacía atrás se calculan a partir de las columnas de la matriz de utilización, 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 tenga de bienes y servicios intermedios demandados a otros sectores. Una forma de analizar lo anterior es comparando la magnitud del consumo intermedio de los sectores de petróleo y gas, y de refinación con el resto de sectores de la economía.

Como se puede observar en el Gráfico 33, el sector de refinación tiene magnitudes de consumo intermedio por encima del nivel promedio del resto de sectores de la economía. En otras palabras, 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 y entre 2005 y 2012 superó el nivel promedio de consumo intermedio del resto de sectores de la economía.

Gráfico 33. Consumo intermedio promedio por sector y del sector. 2005, 2012



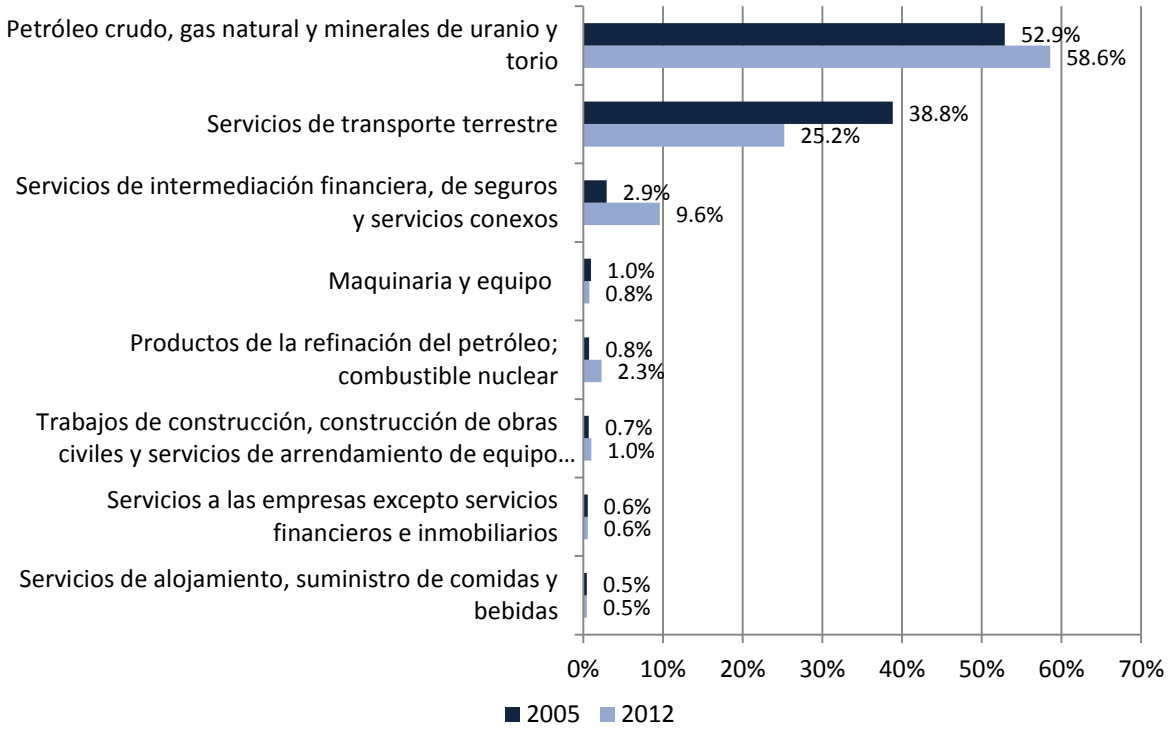
Fuente: DANE. Cálculos propios.

El segundo elemento a considerar es identificar qué sectores se favorecen del consumo intermedio demandado por el sector hidrocarburos. En este sentido se puede observar 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.

Gráfico 34. Encadenamientos hacia atrás petróleo y gas

2005, 2012

(Porcentaje de consumo intermedio)



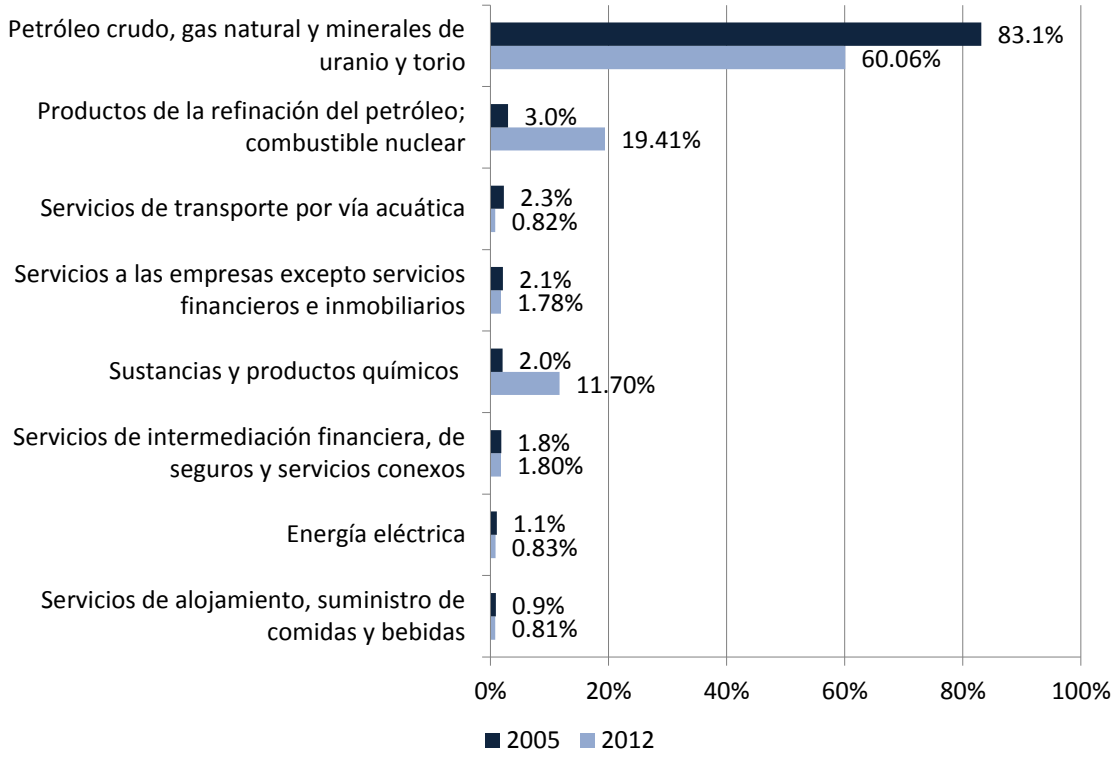
Fuente: DANE. Cálculos propios

El Gráfico 34 también evidencia como los principales encadenamientos no han cambiado de manera significativa para 2012. Los mayores cambios de participación se dieron en los sectores de servicios de transporte terrestre, en un que disminuyó un 13,6%; el sector de servicios de intermediación financiera que aumentó 6,7% al igual que el sector de petróleo y gas, que pasó de 52,9% a 58,6% del consumo intermedio.

En cuanto al sector de refinación, se observa que este sector concentró un porcentaje del 85,2% y del 60,1% de su consumo intermedio en la cuenta de petróleo y gas para 2005 y 2012 respectivamente (ver Gráfico 35). El siguiente encadenamiento más importante lo realiza con el mismo sector, donde la participación aumentó un 17,03% entre los años mencionados. Para el resto de sectores la participación en el consumo intermedio de la refinación de petróleo y gas no cambio considerablemente siendo el mayor cambio el del sector de transporte por vía acuática con una disminución de 1,54%.

Gráfico 35. Encadenamientos hacia atrás, refinación de petróleo
2005, 2012

(Porcentaje de consumo intermedio)



Fuente: DANE, cálculos propios.

Una manera de dimensionar el nivel de encadenamiento de los sectores es analizar el número de sectores que se favorecen de la mayor proporción de consumo intermedio de un determinado sector. En este caso si analizamos la distribución del 60% del consumo intermedio de los sectores de hidrocarburos vemos que estos encadenamientos se concentran en un solo sector (petróleo y gas en ambos casos). Por el contrario, el resto de sectores de la economía están encadenados con más sectores como lo evidencia la Tabla 4. Sectores como el de productos de papel y plástico concentran el 60% de su consumo intermedio en 4, el de carbón mineral en 5 y el de comercio en 5, por solo mencionar algunos ejemplos.

Tabla 4. Número de encadenamientos al 60% del consumo intermedio por sectores. 2005, 2012[10]

Sector	Número de sectores encadenados al 60% CI	
	2005	2012
Productos de café	1	2
Carbón mineral	6	5
Petróleo y gas	1	1
Productos de papel, cartón y sus productos	4	4
Refinación de petróleo	1	1
Comercio	5	5

Fuente: DANE. Cálculos propios.

Así las cosas, se puede afirmar que el sector de hidrocarburos a pesar de tener un impacto de magnitudes considerables en términos de encadenamientos hacia atrás concentra la mayor parte de este impacto al interior de su propio sector. En consecuencia, el aumento de la actividad económica en el sector de hidrocarburos lo beneficia principalmente a él mismo y en una menor proporción al resto de sectores de la economía. Estos efectos multiplicadores jalonan actividad económica en unos pocos sectores y con niveles de magnitud inferiores a los efectos que se generan al interior del mismo sector de hidrocarburos.

1.4. Contribución de las regalías a las finanzas municipales y sus efectos regionales*

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, pero en algunos casos llegaron a representar más del 50% de los ingresos totales de los correspondientes entes territoriales (ETs).

Este tipo de recursos, definidos por la Constitución Política como "una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causada por la explotación de un recurso

[10] Para algunos sectores se aproxima el número de encadenamientos contando los sectores que completan el 60% del consumo intermedio, aunque lo superen, siempre y cuando no exceda el 65%.

* Esta sección fue elaborada por Juan Mauricio Ramírez, Juan Guillermo Bedoya e Iván Zubieta.

natural no renovable" (Art. 360), han sido pensados como un factor determinante para impulsar el desarrollo social y las iniciativas consideradas prioritarias en los planes de desarrollo de los entes territoriales receptores de estos recursos.

Con la creación del Sistema General de Regalías en 2012 se alteró de manera fundamental la distribución y utilización de las regalías, permitiendo el avance hacia un sistema más equitativo, con énfasis en la financiación de proyectos de impacto regional, y con mecanismos de ahorro y desahorro dirigidos a estabilizar los flujos de recursos para la inversión de los entes territoriales.

El objetivo de este capítulo es hacer una cuantificación y análisis de las principales contribuciones del sector de hidrocarburos sobre las finanzas públicas locales y su impacto indirecto sobre las economías regionales. Con este objetivo, este capítulo explora los siguientes aspectos relacionados con las regalías y las finanzas de los entes territoriales:

a) La cuantificación de las contribuciones fiscales y de regalías del sector de hidrocarburos a las economías regionales.

b) El uso de los recursos de regalías y particularmente su contribución a la financiación de gastos de inversión y tipo de inversiones financiadas.

c) El análisis econométrico de los efectos de los ingresos asociados con el sector de hidrocarburos sobre el comportamiento fiscal territorial.

El análisis de la distribución de las 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. En este capítulo se hace una descripción de dichos cambios normativos enfatizando el hecho que 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 estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria, y liberó los usos de las regalías privilegiando los proyectos de impacto regional.

El capítulo consta de seis secciones: En la primera sección se describe la normatividad de la distribución y uso de las regalías en Colombia desde las leyes 141 de 1994 y 756 de 2002, para culminar en la caracterización del actual Sistema General de Regalías establecido por el Acto Legislativo 05 de 2011 y la Ley 1530 de 2012. En la segunda sección se presenta la distribución entre los Entes Territoriales de las regalías asociadas con la explotación y producción de hidrocarburos en el período 2004-2013 y su

contribución a los ingresos totales y corrientes de los departamentos y municipios receptores de regalías directas. En la sección tres se hace una caracterización social y económica de los municipios receptores de regalías directas asociadas a la explotación de hidrocarburos, en comparación con los municipios no receptores de regalías directas. La sección cuatro cuantifica la contribución fiscal de las regalías a los departamentos y municipios productores. La quinta sección describe los usos de las regalías desde el punto de vista del tipo de inversiones que han financiado, y la sexta sección estima econométricamente los efectos de los ingresos por regalías sobre el esfuerzo fiscal propio municipal.

1.4.1. La normatividad de la distribución y uso de las regalías en Colombia

1.4.1.1. Antes de la Ley 1530 de 2012 (Sistema General de Regalías) [11]

La normatividad sobre las regalías en Colombia ha variado a través del tiempo. Para la última década del siglo XX, la regulación sobre estos recursos estaba regida por los Art. 360 y 361 de la Constitución Política de 1991 y la Ley 141 de 1994. En particular, el Art. 360 de la Constitución, definía que "los departamentos y municipios en cuyo territorio se adelanten explotaciones de recursos naturales no renovables, así como los puertos marítimos y fluviales por donde se transporten dichos recursos o productos derivados de los mismos, tendrán derecho a participar en las regalías y compensaciones". De otro lado, el Art. 361 permitiría que las regiones no productoras también fueran beneficiarias de estos recursos, lo cual se reglamentó a través del Fondo Nacional de Regalías (FNR), creado por la Ley 141 de 1994, los cuales se destinaban para la promoción de la minería, la preservación del ambiente y para financiar proyectos regionales de inversión definidos como prioritarios en los planes de desarrollo de los entes territoriales.

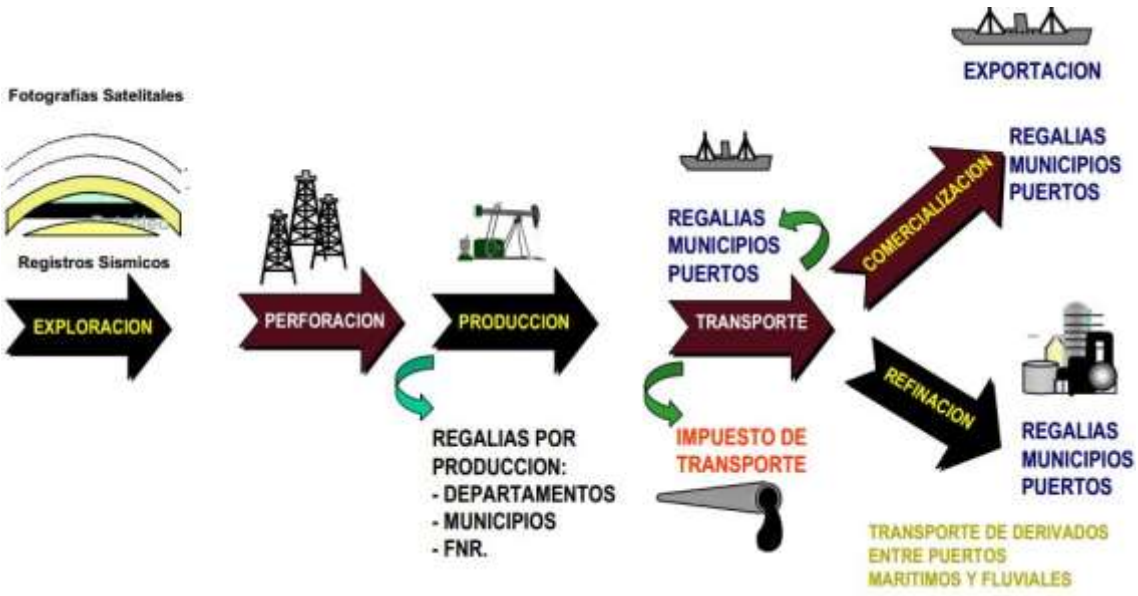
Por su parte, la distribución de regalías entre directas e indirectas se encontraba regulada por la Ley 141 de 1994. Desde el punto de vista de la cadena de hidrocarburos, las regalías se generaban en la fase de producción de hidrocarburos (favoreciendo a los departamentos y municipios productores y al FNR), y en el transporte para comercialización y refinación de hidrocarburos (favoreciendo a los municipios puertos), así como en el transporte de derivados (Gráfico 36).

En cuanto al monto de regalías por explotación de hidrocarburos, la Ley 141 de 1994 establecía que éstas correspondían al menos el 20% de la producción en boca o borde del pozo, independientemente de su producción. Sin embargo, esta tasa fue modificada por la Ley 508 de 1999 donde se establecía que los recursos por concepto de regalías por

[11] Esta sección está basada en ANH (2008).

hidrocarburos estarían condicionados a la producción del pozo, entendida como el promedio mensual de la producción medida en miles de barriles por día (KBPD).

Gráfico 36. Generación de regalías en la cadena de hidrocarburos - Ley 141/1994



Fuente: Tomado de MME (2002).

Los nuevos valores establecieron una tasa de regalías entre 5% y 25%, dependiendo del volumen de la producción en boca del pozo (Tabla 5). Así por ejemplo, si la producción promedio mensual del pozo era inferior al 5 KBPD, éste debía pagar el 5% del valor de su producción como regalías al Estado. Por otro lado, si la producción del pozo excedía los 600 KBPD la tasa de regalías era de 25%. Posteriormente, la Ley 756 de 2002 aumentó el rango de las regalías por hidrocarburos entre 8% y 25%.

Tabla 5. Regalías por Hidrocarburos acorde con Ley 508/1999 y 756/2002

Producción Pozo (KBPD)*	Ley 508/1999**	Ley 756/2002**
Menor a 5	5%	8%
Entre 5 y 125	5 + (Producción Pozo KBPD - 5 KBPD)*(0,125)	8 + (Producción Pozo KBPD - 5 KBPD)*(0,10)
Entre 125 y 400	20%	20%
Entre 400 y 600	20 + (Producción Pzo KBPD - 400 KBPD)*(0,025)	20 + (Producción Pzo KBPD - 400 KBPD)*(0,025)
Mayor a 600	25%	25%

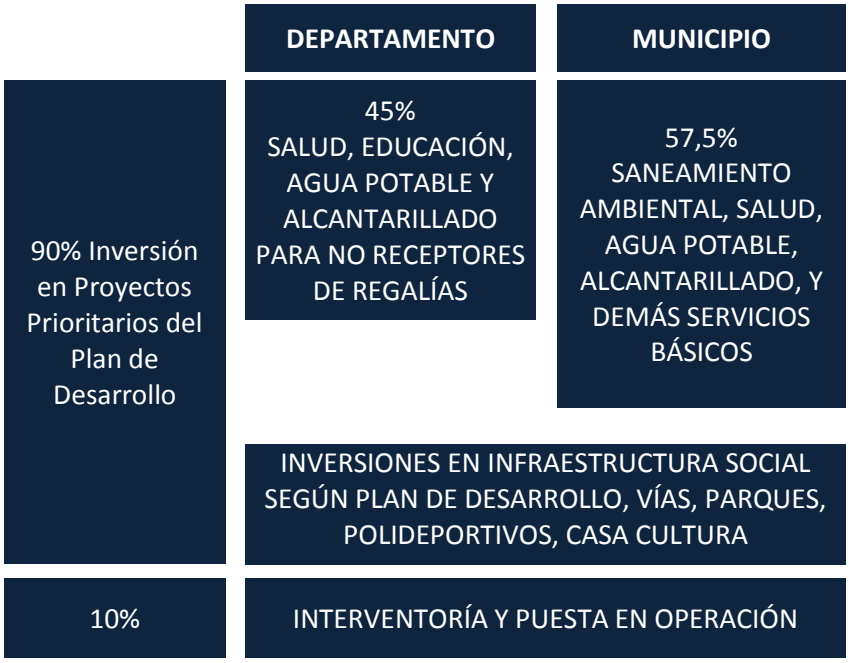
*Producción promedio mensual de un campo o pozo, expresada en miles de barriles por día (KBPD)
**Artículo 16
Fuente: Ley 508/1999 y Ley 756/2002

En cuanto a la distribución de las regalías directas entre los entes territoriales, la Ley 141 de 1994 establecía que el 60% del total de las regalías debía ser girado a los entes territoriales productores como regalías o asignaciones directas (47,5% departamentos y 12,5% municipios)[12], el 32% se dirigía al Fondo Nacional de Regalías (FNR) y el 8% se destinaba a los puertos asociados con la explotación de recursos naturales no renovables. La Ley 756 de 2002 mantuvo esta distribución con algunas modificaciones[13].

La Ley 141 también determinaba los usos específicos de las regalías directas que recibían los entes territoriales. En particular, en el caso de los departamentos, luego de descontar el 10% del total de regalías para interventoría y administración, el 45% de las regalías recibidas debían ser invertidas en salud, educación, agua potable y alcantarillado y el resto de los recursos en inversiones en infraestructura social que hicieran parte del Plan de Desarrollo (Gráfico 37).

[12] Para municipios con una producción mensual promedio de hidrocarburos inferior a 20.000 barriles diarios, las regalías correspondientes eran distribuidas de la siguiente manera: departamento (47,5%), municipio productor (25%), municipios portuarios (8%) y FNR (19,5%).
[13] Las modificaciones establecidas por esta nueva Ley son las siguientes: 1) Si la producción mensual promedio de un municipio era inferior a 10 KBPD, la distribución aplicada era: departamento (52%), municipio productor (32%), municipios portuarios (8%) y FNR (8%). 2) Si la producción mensual promedio de un municipio se encontraba entre los 10 y 20 KBPD, la distribución era: departamentos productores (47,5%), municipios productores (25%), municipios portuarios (8%) y FNR (19,5%). En los otros casos aplicaba lo establecido en la Ley 141 de 1994.

Gráfico 37. Matriz Inversión Regalías Directas Ley 141/1994



Fuente: ANH (2008)

En el caso de los municipios, y descontado el 10% para interventoría y administración, el 57.5% de las regalías debían estar destinadas a salud, educación, saneamiento ambiental y demás servicios públicos básicos, y las regalías restantes a inversiones en infraestructura social que hicieran parte del Plan de Desarrollo.

Posteriormente, La Ley 756 de 2002 modificó esta distribución de los usos de las regalías directas, incrementando, en general, la participación de los recursos para saneamiento básico, agua potable, alcantarillado, y demás servicios básicos (Gráfico 38). En el caso de los departamentos, la Ley mantuvo el porcentaje de 45% de las regalías directas por hidrocarburos destinados a inversiones en salud, educación, agua potable y saneamiento básico de los municipios (restringiendo a 15% el monto máximo de regalías invertidas en un solo municipio), pero destinando un 15% adicional de regalías a estos rubros hasta cumplir con las coberturas mínimas en estas áreas (salud, educación, agua potable y alcantarillado). Los recursos restantes, descontando el 10% para interventoría técnica y gastos de funcionamiento y operación, podían ser invertidos en proyectos de infraestructura y otros priorizados en sus planes de desarrollo.

En el caso de los municipios, la Ley 756 de 2002 aumentó la proporción de recursos (de 57,5% a 75%) para suplir necesidades de saneamiento ambiental, salud, agua potable, alcantarillado y demás servicios básicos. Los recursos restantes podían dedicarse a otros

sectores como infraestructura de transporte, recreación y deporte o cualquier otro que fuese considerado como primordial dentro de sus planes municipales de desarrollo.

Gráfico 38. Matriz Inversión Regalías Directas Ley 756/2002



Fuente: ANH (2008)

1.4.1.2. El Sistema General de Regalías (SGR)

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 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 estos recursos y reducir la volatilidad cambiaria, y liberó los usos de las regalías privilegiando los proyectos de impacto regional.

El Gráfico 39 muestra el esquema de distribución de las regalías en el SGR.

El componente de ahorro está asignado a los aportes al FONPET (Fondo Pensional Territorial, al que se le asigna el 10% de las regalías) y al el Fondo de Ahorro y Estabilización (entre 25% y 30% de las regalías).

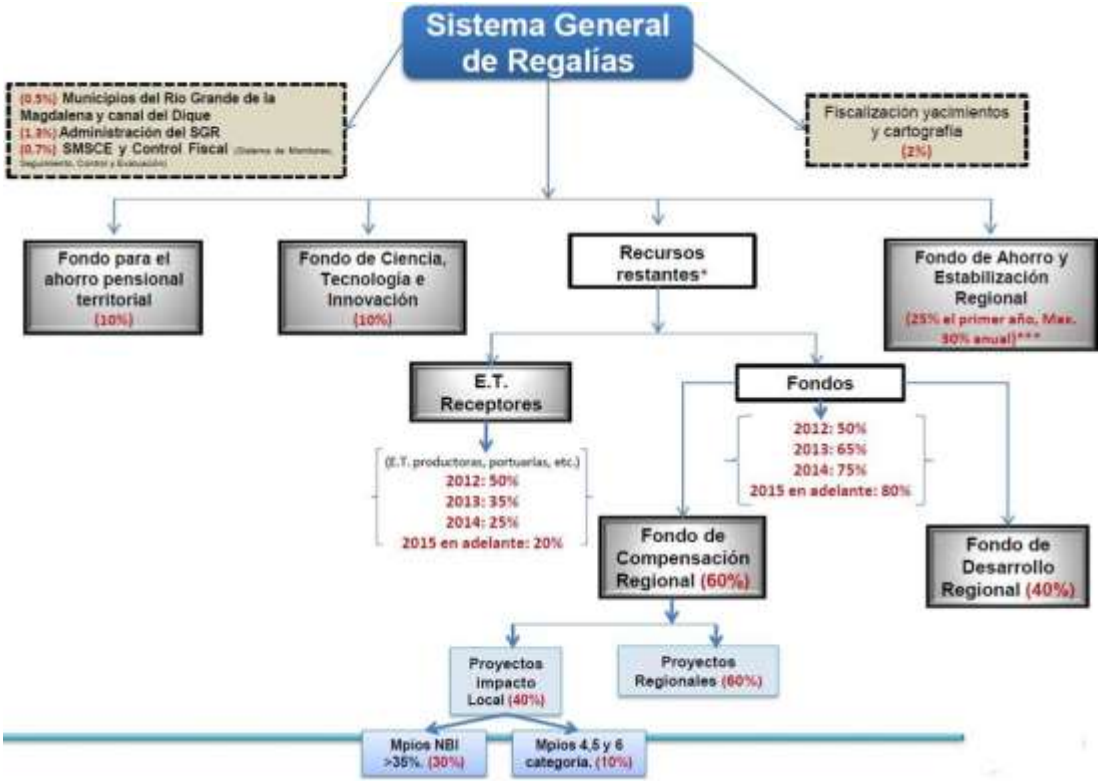
Los recursos disponibles para inversión están entre el 60% y el 70% de las regalías de cada período, luego de descontar los aportes para administración, monitoreo, fiscalización, y asignaciones para los municipios del Río Grande de la Magdalena. Los recursos para inversión se dividen entre asignaciones directas y los fondos de inversión a los cuáles tienen accesos tanto productores como no productores. La participación de estos últimos es creciente en la medida en que decrece la participación de las asignaciones directas desde 50% en 2012 hasta 20% de 2015 en adelante.

Estos fondos de inversión son el Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT, que recibe el 10% de las regalías netas), el Fondo de Desarrollo Regional (FDR), y el Fondo de Compensación Regional (FCR). El FDR y el 60% de los recursos del FCR están dirigidos a la financiación de proyectos de carácter regional. El 40% restante del FCR está destinado a proyectos locales de tal manera que éstos, junto con las asignaciones directas a municipios productores, son los únicos recursos municipalizados del SGR.

Esta es una característica muy importante porque resalta el carácter 'departamentalizante' del SGR, lo cual concuerda con el objetivo central de promover el desarrollo regional a través de la financiación de proyectos de carácter regional (en contraposición a los proyectos puramente locales)[14]. En efecto, mientras que entre 2012 y 2014 los recursos presupuestados para la financiación de proyectos regionales del FDR y del FCR fueron $8,8 billones, los recursos para financiación de proyectos locales totalizaron $2,1 billones, con una asignación promedio anual de $687 millones por municipio.

[14] El carácter regional de un proyecto, para propósitos prácticos es definido en los OCADs y no se debe entender como que un proyecto que involucrar o impactar dos o más departamentos. Un proyecto que beneficie a diferentes municipios dentro de un departamento puede tener un carácter regional. Incluso puede haber proyectos en un municipio (por ejemplo en una ciudad capital o un puerto seco) que podrían proponerse como de impacto regional.

Gráfico 39. Matriz Inversión Regalías Directas Ley 756/2002



Fuente: DNP

El cálculo de la participación de cada departamento en los Fondos del SGR está definido por el Decreto Ley 4923 de 2011, y se basa en fórmulas en función de la de pobreza relativa medida por el Índice de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) del departamento en relación con el promedio nacional y por la participación de la población departamental en la población total del país, en el caso del FDR, y adicionalmente por la tasa de desempleo relativa de cada departamento frente a la tasa de desempleo nacional, en el caso del FCR.

Se debe señalar que el acceso a los fondos departamentales del FCR, sólo lo pueden hacer departamentos con niveles de NBI superiores a 35%, o departamentos que tienen municipios con NBI superiores a 30%[15].

Finalmente, la participación en el Fondo de Ciencia y Tecnología es igual a la participación de cada departamento en el FDR y en el FCR[16].

[15] Sin embargo, si un departamento no clasifica por ninguno de los dos criterios, se le asigna una participación igual a la del departamento con menor asignación.

[16] Este criterio de distribución para el FCyT ha sido ampliamente criticado porque no responde a ninguna concepción de cómo deberían asignarse recursos para ciencia y tecnología teniendo en cuenta las dinámicas

El efecto del SGR sobre la distribución de los recursos ha sido enorme: un cálculo del DNP muestra que el Coeficiente Gini de desigualdad en la distribución de los recursos pasó de 0.92 a 0.39 entre 2011 y 2012.

La estructura de gobierno y de toma de decisiones en el SGR es otra innovación que tiene como eje central a los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCADs), cuyas principales funciones son evaluar, priorizar, y viabilizar los proyectos a ser financiados con los recursos provenientes de las regalías, y designar la entidad responsable de su ejecución. Se crearon seis OCADs regionales[17], 32 OCADs departamentales, y 1085 OCADs municipales[18].

Otro cambio fundamental del nuevo sistema está referido al uso de las regalías. Antes de la reforma las asignaciones directas debían destinarse principalmente a alcanzar las metas de coberturas en servicios sociales, y una vez alcanzadas se liberaban recursos para la financiación de proyectos priorizados incluidos en los planes de desarrollo. En el caso de los recursos del FNR, se financiaban proyectos que atendían los acuerdos sectoriales expedidos por el Consejo Asesor de Regalías.

Con el nuevo sistema, las regalías son de libre inversión, con énfasis, como ya se indicó, en proyectos de impacto regional y se admite también la posibilidad de financiar estudios y diseños[19]. El aspecto crucial para el acceso a los fondos y a los recursos de asignaciones directas, es la formulación de proyectos de inversión que deben ser aprobados por los Órganos Colegiados de Administración y Decisión (OCADs). En este proceso intervienen las Secretarías de Planeación de las ETs que son las encargadas de presentar los proyectos a los OCADs, el DNP o Colciencias que hacen la verificación de requisitos, y sobre esta base el OCAD viabiliza y prioriza los proyectos a ser incluidos en el presupuesto bianual del SGR, y posteriormente aprueba para ejecución, definiendo también la entidad ejecutora del proyecto (Gráfico 40).

---

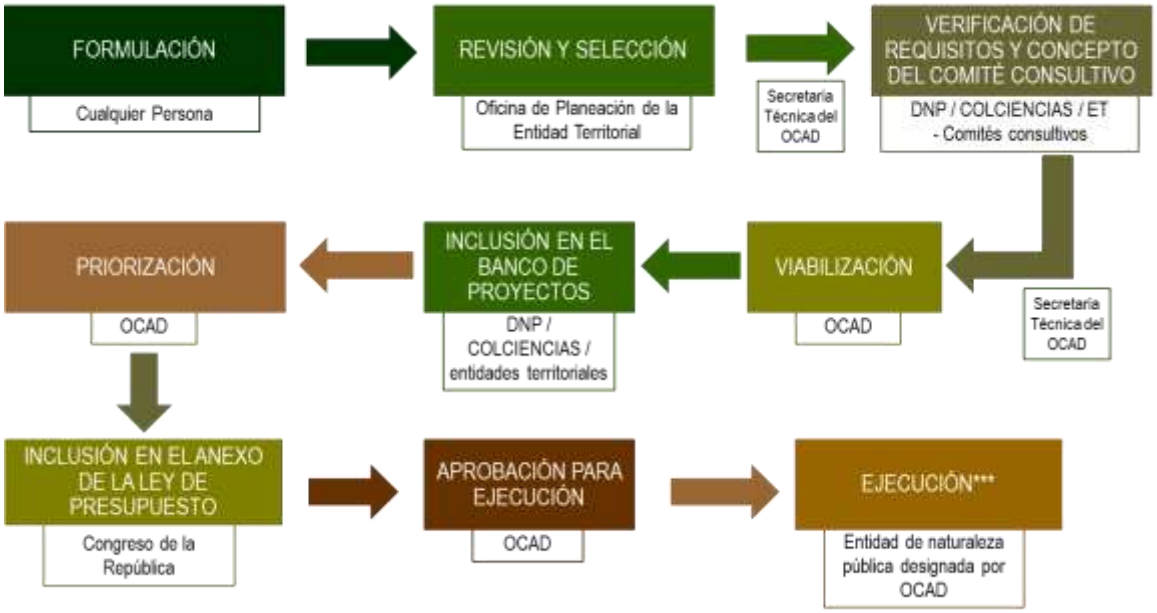
espaciales de la investigación y de la innovación, la existencia de economías de aglomeración y de clusterización asociadas a estas actividades, y sin que esto sea incompatible con el desarrollo de una agenda incluyente de ciencia y tecnología desde el punto de vista de las problemáticas relevantes de las regiones.

[17] Estos son Región Caribe, Región Eje Cafetero, Región Pacífico, Región Centro Oriente, Región Llanos y Región Centro Sur.

[18] En la concepción original de la reforma, se planeaba la conformación de OCADs regionales y departamentales. En el caso de los municipios sólo se conformarían OCADS para los principales receptores de asignaciones directas. La ´municipalización´ que implicó destinar una parte del FCR para proyectos de impacto local y la extensión automática de la institucionalidad de los OCADs a estos casos, distorsionó, en nuestro concepto, la filosofía original de dicha institucionalidad que era crear espacios de coordinación y decisión para la priorización de proyectos de impacto regional y de los proyectos de los principales receptores de asignaciones directas.

[19] No se pueden financiar, sin embargo, gastos permanentes.

Gráfico 40. Flujograma de los proyectos de inversión - SGR



** Podrá variar dependiendo de las competencias que la norma asignó al COLCIENCIAS en FCTI.

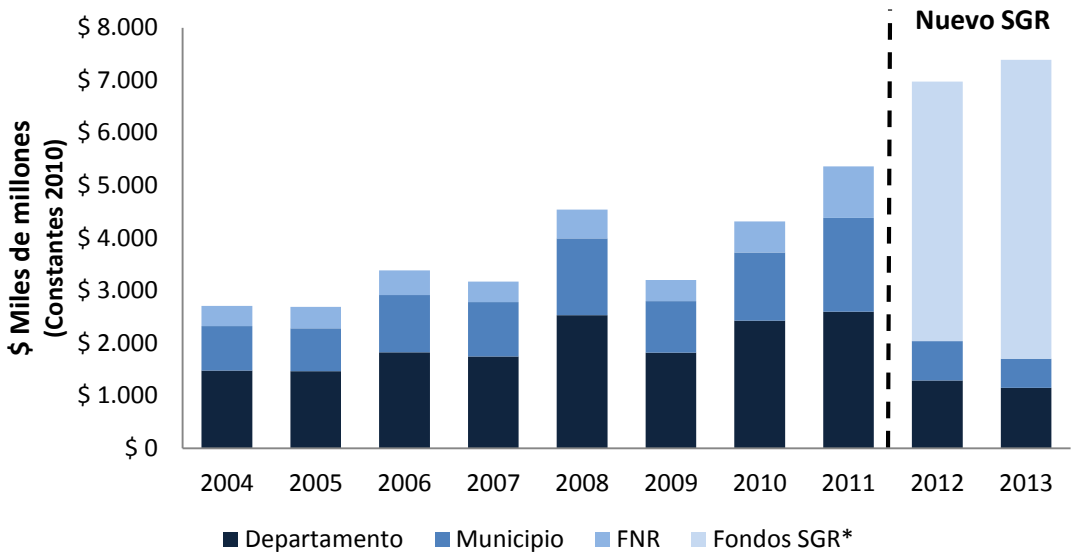
*** Por ejecución se entiende la contratación de los proyectos, y no la realización física de los mismos.

Fuente: DNP

1.4.2. Regalías por Explotación de Hidrocarburos 2004 – 2014

Las regalías por hidrocarburos han tenido una tendencia creciente entre 2004 y 2013, y particularmente desde 2010 (Gráfico 41). Estos recursos pasaron de $2,7 billones (a pesos constantes de 2010) en 2004 a $7,3 billones en 2013. Entre los años 2004 y 2011, el 54% de las regalías por 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- por este concepto durante ese periodo. Los municipios, por su parte, recibieron durante este período 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-.

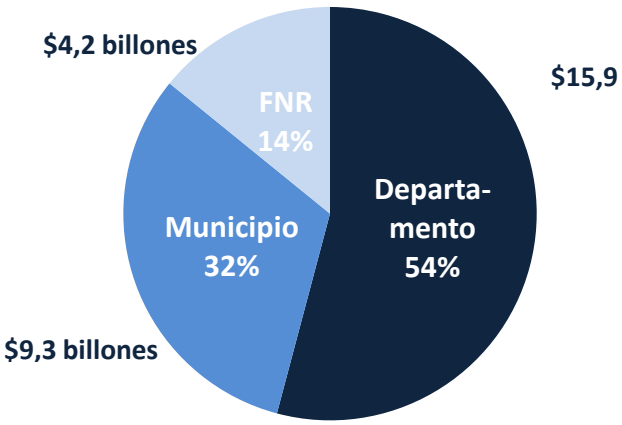
Gráfico 41. Regalías Directas, FNR y SGR 2004 - 2013



Incluye los recursos del FONPET, FAE, Fondo de Compensación Regional (FCR) y Fondo de Desarrollo Regional (FDR) y Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT) del nuevo Sistema General de Regalías. Fuente: ANH

Gráfico 42. Distribución Regalías Totales 2004 – 2011

(Cifras en pesos constantes 2010)



Fuente: ANH

Como ya se indicó, con la creación del nuevo Sistema General de Regalías que entró en operación en 2012, 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.

Como se puede observar en el Gráfico 41, la participación de las regalías directas hacia los departamentos y municipios productores frente al total de las regalías para los años 2012 y 2013 es sustancialmente inferior a la del periodo anterior (2004 – 2011). Entre los años 2012 y 2013, las asignaciones directas por hidrocarburos representaron el 26,1% del total de las regalías, distribuidas en 17% de las asignaciones totales hacia los departamentos productores ($2,4 billones a pesos constantes de 2010, con un promedio anual de $1,2 billones), y 9,1% de las asignaciones directas para los municipios productores ($1,3 billones a pesos constantes 2010, con un promedio anual de $655.522 millones).

La reducción en las asignaciones directas contrasta con el aumento en los recursos para los Fondos del SGR, incluyendo el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE), el FDR, el FCR, el FCyT, así como el FONPET. Entre 2012 y 2013, los recursos que conforman estos fondos representaron 73,9% de las regalías totales durante esos años ($10,6 billones, con un promedio anual de $5,3 billones), lo que no sólo supera los recursos totales del FNR entre 2004 – 2011 ($4,2 billones) sino que iguala a las regalías directas por hidrocarburos recibidas por los municipios productores entre 2004 y 2013.

Se debe tener presente que los departamentos productores también participan de la distribución de los recursos de los Fondos del SGR. Por esta razón, para el cálculo de los cupos departamentales se debe tener en cuenta la participación de cada departamento en los diferentes Fondos. Así por ejemplo, el departamento de Casanare, que recibió asignaciones directas (fundamentalmente provenientes de la explotación de hidrocarburos) por $287.8 mil millones, recibió un total de $451.56 mil millones por regalías, las cuales incluyen $114.7 mil millones de ahorro en el Fondo de Ahorro y Estabilización, $23 mil millones de recursos en el FCR, $16.1 mil millones en el FCyT, y $10 mil millones en el Fonpet. En total, los departamentos principales receptores de asignaciones directas por hidrocarburos (Meta, Casanare y Arauca) recibieron regalías por $1,2 billones, que están 20% por debajo de las regalías que recibieron en 2011 ($1,5 billones) – Tabla 6-.

Entre 2004 y 2011, las regalías directas por hidrocarburos se concentraron especialmente en los departamentos y municipios del Casanare y Meta. En efecto, en ese período 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) – Gráfico 43-. Si se tiene en cuenta únicamente las regalías recibidas por los departamentos

(excluyendo municipios), los montos fueron $3,9 y $3,6 billones, respectivamente, durante este periodo.

Tabla 6. Regalías Directas & SGR para Meta, Casanare y Huila 2004-2014

		Promedio SGR 2012 - 2014						
Departamento	**Regalías Directas 2011**	**Total****	**Asignacio-nes Directas**	**FDR**	**FCR (60%)**	**FCyT**	**FAE**	**Variación SGR vs. 2011**
Meta	983.690	702.879	487.673	14.906	13.342	15.454	171.503	-29%
Casanare	282.836	359.563	223.003	838	26.814	14.518	94.390	27%
Arauca	269.235	166.228	45.489	0	40.361	28.458	51.920	-38%
TOTAL	**1.535.761**	**1.228.670**	**756.165**	**15.744**	**80.518**	**58.429**	**317.814**	**-20%**

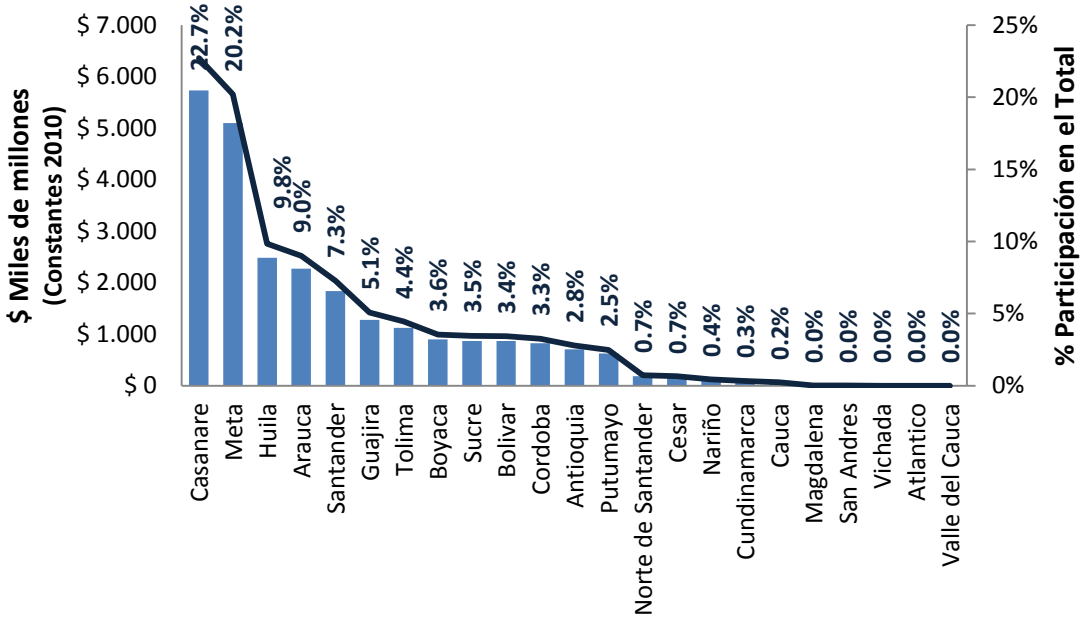
* Cifras en millones de pesos Constantes 2010

** No incluye los recursos destinados al FONPET

Fuente: DNP-SGR

Gráfico 43. Distribución de regalías directas por hidrocarburos de municipios y departamentos según departamento 2004 – 2011

(Cifras en pesos constantes 2010)



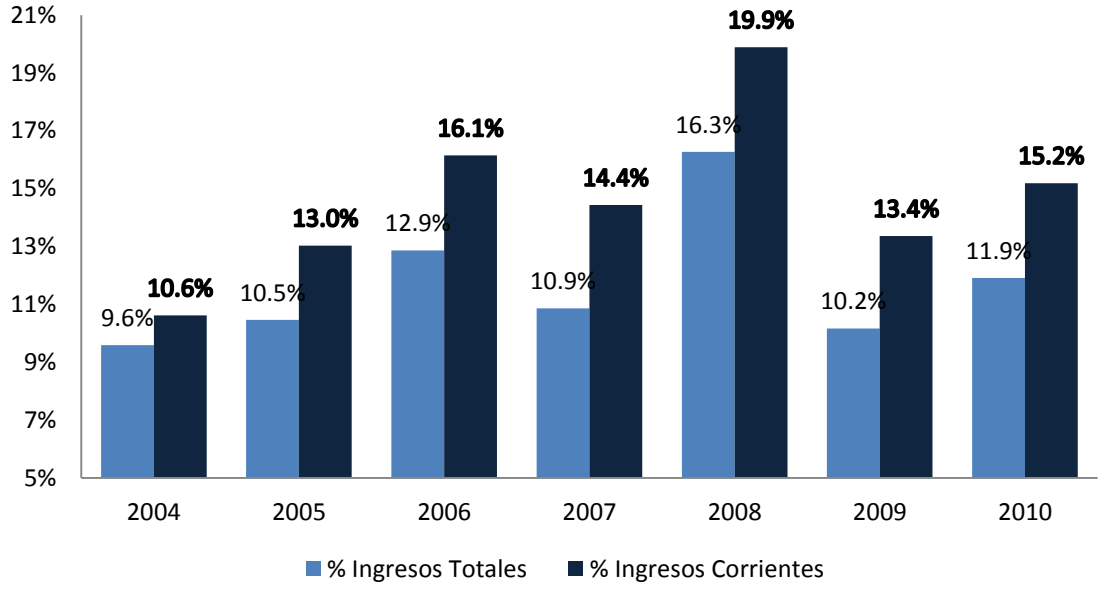
Fuente: ANH

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 este 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).

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 (Gráfico 44). 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 en el país, estos recursos representaron en promedio el 39% y 27%, respectivamente, de sus ingresos totales entre 2004 y 2010.

Gráfico 44. Participación de las Regalías Directas en los Ingresos Totales y Corrientes de los entes territoriales 2004 - 2010

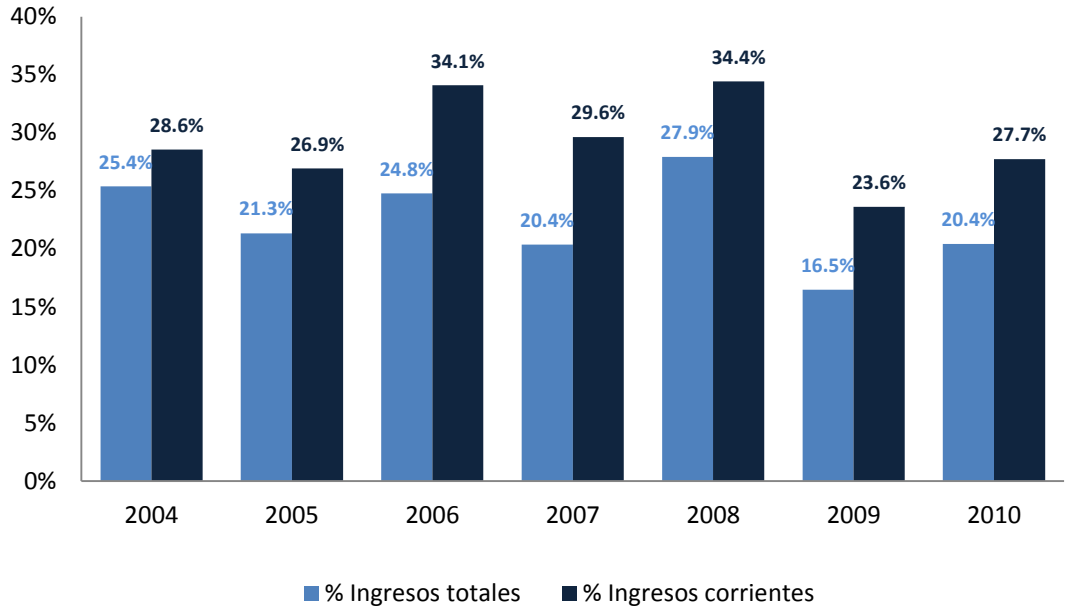


Fuente: ANH & SICEP

En cuanto a los municipios productores, las regalías directas por hidrocarburos representaron en promedio el 67,3% de los ingresos totales de Aipe (Huila), la participación más alta entre los entes territoriales productores, seguidos por los municipios de Tauramena (59,2%) y San Antero (58,8%), pertenecientes a los departamentos de Casanare y Córdoba, respectivamente.

En el caso de los 40 municipios que reciben el 80% de las regalías directas asociadas con hidrocarburos, la participación de éstas en los ingresos es, en promedio, más alta. Como se muestra en el Gráfico 45, entre 2004 y 2010 las regalías por hidrocarburos representaron alrededor del 25% de los ingresos totales de estos municipios, y del 30% de sus ingresos corrientes.

Gráfico 45. Participación de las Regalías Directas en los Ingresos Totales y Corrientes de los principales municipios productores 2004 – 2010*



* Corresponde a los 40 municipios que recibieron el 80% de las regalías directas en el período.
Fuente: ANH & SICEP.

Resulta interesante cuantificar la importancia relativa de las regalías directas según la categoría municipal de los 40 municipios que dan cuenta del 80% del regalías directas durante el período 2004-2013. Como se muestra en la Tabla 7, la importancia de estos recursos como proporción de los ingresos municipales es mayor en el caso de los municipios categoría 5 y 6 (que corresponden a 26 municipios) donde representan el 71% y 60% de los ingresos corrientes municipales. Aun así, los ingresos por regalías también son importantes en municipios más grandes y con mayores ingresos corrientes. Por ejemplo, en el caso de Yopal (categoría 2), las regalías representan el 41% de sus ingresos corrientes, y constituyen el 30% de los ingresos corrientes de los 13 municipios de categoría 3 y 4.

Tabla 7. Participación de las Regalías Directas en los Ingresos Totales y Corrientes de los entes territoriales 2004 - 2010

Categoría Municipal	Regalías directas/Ingresos totales	Regalías directas/Ingresos corrientes
Especial	5.4%	7.3%
1	11.0%	14.5%
2	29.2%	41.5%
3	24.1%	30.0%
4	22.4%	28.5%
5	49.9%	70.9%
6	43.0%	60.2%

Fuente: ANH & SICEP

1.4.3. Características de los principales receptores de regalías por hidrocarburos

La mayoría de los municipios receptores de regalías directas por hidrocarburos son de categoría 6, es decir, tienen menos de 10 mil habitantes y cuentan con relativamente pocos ingresos propios de libre destinación[20] (Tabla 8). Estos son 167 municipios que recibieron el 48,7% de las regalías directas totales que se giraron a los municipios productores entre 2004 y 2013. Conjuntamente con los municipios de categoría 4 (10 municipios) y categoría 5 (5 municipios), dan cuenta del 71.3% de las regalías directas durante el período.

La distribución por categorías municipales de los 40 municipios con mayor participación en las regalías (que dan cuenta del 80% de las regalías directas asociadas con el sector de hidrocarburos) es, sin embargo, menos concentrada en los municipios de categoría 6. En efecto, como se ve en la Tabla 9, estos incluyen un municipio categoría especial (Cartagena), tres municipios categoría 1 (Barrancabermeja, Neiva y Villavicencio), y un municipio categoría 2 (Yopal). Con todo, 32 de estos 40 municipios son categoría 4 a 6, y recibieron el 53.4% del total de las regalías directas asociadas con el sector de hidrocarburos.

[20] La categorización municipal toma valores de 1 a 6 dependiendo del número de habitantes y los ingresos corrientes de libre destinación con los que cuentan los municipios. Existe también la Categoría Especial a la cual pertenecen Barranquilla, Bogotá, Cali y Medellín.

Tabla 8. Distribución de regalías directas de hidrocarburos por categoría de municipios receptores

Categoría	Total Regalías 2004 -2013 ($ Miles de Millones Constantes 2010)	Participación	# Municipios
Especial	$ 480	4,5%	2
1	$ 1.009	9,5%	5
2	$ 392	3,7%	2
3	$ 1.062	10,0%	3
4	$ 1.191	11,2%	10
5	$ 1.320	12,4%	5
6	$ 5.175	48,7%	167
Total	**$ 10.629**	**100,0%**	**194**

Fuente: ANH y FEDEMUNICIPIOS

Tabla 9. Distribución de regalías directas de hidrocarburos para principales municipios receptores por categoría de municipios*

Categoría	Total Regalías 2004 -2013 ($ Miles de Millones Constantes 2010)	Participación	# Municipios
Especial	$ 480	5,6%	1
1	$ 982	11,5%	3
2	$ 369	4,3%	1
3	$ 1.062	12,4%	3
4	$ 1.166	13,6%	6
5	$ 1.319	15,4%	4
6	$ 3.192	37,3%	22
Total	**$ 8.568**	**100,0%**	**40**

*Se incluyen municipios que reciben el 80% de las regalías directas por hidrocarburos.

Fuente: ANH y FEDEMUNICIPIOS

La Tabla 10 contiene diferentes indicadores sociales y económicos de los municipios categorías 4, 5 y 6 que son grandes receptores de regalías asociadas con el sector de hidrocarburos, esto es, que hacen parte del grupo de 40 municipios que recibieron el 80% de estas regalías entre 2004 y 2013. Así mismo, con fines de comparación, se incluyen los mismos indicadores para todos los municipios categorías 4, 5 y 6 del país no incluidos en el grupo de los principales productores.

El panel (b) hace la misma comparación pero frente a los municipios categorías 4, 5 y 6 del país no incluidos en el grupo de los principales productores, exceptuando aquellos municipios que hacen parte del Sistema de Ciudades, es decir, de las aglomeraciones

urbanas[21]. La razón para esta exclusión es que los municipios de categorías 4, 5 y 6 que hacen parte del Sistema de Ciudades comparten una serie de características por sus cercanías a las densidades urbanas que los diferencian de otros municipios de igual categoría pero que no están cerca a dichas densidades (Ramírez *et al.*, 2014).

Tabla 10. Indicadores municipios categorías 4 a 6 principales receptores de regalías vs resto de municipios categorías 4 a 6[22]

(a) Total municipios categorías 4 a 6

Grupos	Población	Regalías per cápita	Densidad poblacional	Índice de ruralidad	PIB per cápita
Resto	23.680,3	111,0	110,7	47,0	9,9
Receptores	60.523,2	9.215,4	79,1	51,8	73,1
Grupos	**PIB per cápita no petrolero**	**Vías (primarias y secundarias)**	**Ataques**	**Empresas formales**	**Ing. propios /Inversión**
Resto	8,6	357,8	6,4	1,3	6,6%
Receptores	**12,4**	**1.268,7**	**19,7**	**2,0**	**3,2%**
Grupos	**SGP / Ingresos**	**Tasa de pobreza**	**Brecha de pobreza**	**Variación IPM 1993-2005**	
Resto	71,1%	71,2%	25.19 p.p	20.87 p.p	
Receptores	36,1%	69,6%	26.68 p.p	22.43 p.p	

(b) Municipios categorías 4 a 6 sin incluir Sistema de Ciudades

Grupos	Población	Regalías per cápita	Densidad poblacional	Índice de ruralidad	PIB per cápita
Resto	15.771,8	123,3	56,1	48,6	9,7
Receptores	60.523,2	9.215,4	79,1	51,8	73,1
Grupos	**PIB per cápita no petrolero**	**Vías (primarias y secundarias)**	**Ataques**	**Empresas formales**	**Ing. propios /Inversión**
Resto	8,5	365,0	6,6	1,2	6,1%
Receptores	12,4	1.268,7	19,7	2,0	3,2%
Grupos	**SGP / Ingresos**	**Tasa de pobreza**	**Brecha de pobreza**	**Variación IPM 1993-2005**	
Resto	71,6%	72,4%	25.65 p.p	19.95 p.p	
Receptores	36,1%	69,6%	26.69 p.p	22.43 p.p	

*En el grupo "Receptores" se incluyen municipios categoría 4,5 y 6 que se encuentran dentro de los grandes receptores de regalías (reciben el 80% de las regalías directas –ver Tabla 9-). En el grupo "Resto" se incluyen otros municipios categoría 4,5 y 6 que no se encuentran entre los grandes receptores de regalías.
Fuente: Cálculos propios

[21] El "Sistema de Ciudades" de Colombia comprende las principales ciudades del país con más de 100.000 habitantes y sus aglomeraciones. Corresponde a 151 municipios, 56 de los cuales tienen más de 100 mil habitantes.
[22] Para una descripción detallada de las variables, ver Anexo 2.

Se puede observar que los municipios productores cuentan, en promedio, con una mayor población que duplica, en promedio, la del resto de los municipios del país, aunque su densidad poblacional no es mayor e incluso es ligeramente menor que la del resto de municipios. En cuanto al nivel de ingresos, el PIB per cápita en 2011 era casi ocho veces más alto para los municipios receptores mayoritarios de regalías que para los otros grupos de comparación. Si se excluye el sector petrolero esta diferencia disminuye dramáticamente al pasar, en promedio, de $73,1 a $12,3 millones para los municipios principales receptores de regalías. No obstante el PIB per cápita no petrolero sigue siendo 50% mayor que el de los otros municipios no productores.

Además de esto, los municipios principales receptores de regalías tienen cuatro veces más vías (primarias y secundarias) por km2 y tienen 2 empresas formales por cada 100 habitantes frente a 1.2 empresas en el resto de municipios.

Al mismo tiempo, la Tabla 10 también evidencia que los municipios mayoritariamente receptores de regalías fueron tres veces más propensos a ataques por parte de grupos armados ilegales entre 1998 y 2005 frente a los demás municipios colombianos. Con referencia a las variables fiscales, la participación de los ingresos propios en la financiación de la inversión de los municipios principales receptores de regalías es la mitad de la correspondiente a los otros municipios, al tiempo que tienen una participación sustancialmente menor de las transferencias (SGP) en sus ingresos totales (37% versus 70% en los no productores), lo que coincide con otros estudios realizados sobre el tema a nivel municipal (Perry y Olivera, 2009).

Finalmente, vale la pena resaltar que a pesar del mayor PIB per cápita (total y sin hidrocarburos), la mayor densidad vial, y la mayor formalización empresarial (en todo caso muy baja en los municipios categoría 4, 5 y 6), la tasa de pobreza multidimensional en los municipios principales receptores de regalías era apenas ligeramente inferior con respecto a los otros municipios (69.6% versus 72% en 2005)[23]. Más aún, la brecha o intensidad de la pobreza (es decir, qué tan pobres son los pobres) es ligeramente mayor en los municipios principales receptores que en el resto. En términos de la reducción de la pobreza multidimensional entre 1993 y 2005, los municipios principales receptores muestran un resultado ligeramente mejor (22.4 puntos porcentuales de reducción versus 20 p.p en el resto de municipios).

[23] El Índice de Pobreza Multidimensional (IPM) evalúa la situación de los hogares en términos de carencias o privaciones en diferentes dimensiones que están asociadas a su bienestar. En el IPM para Colombia un hogar es multidimensionalmente pobre cuando presenta privaciones en una tercera parte o más de las variables que describen cinco dimensiones que son educación, niñez y juventud, trabajo, salud y vivienda y servicios públicos. El IPM fue calculado por el DNP a nivel municipal con base en información del Censo de Población de 2005. Para una descripción del IPM y su metodología de cálculo ver Angulo et. al. (2013).

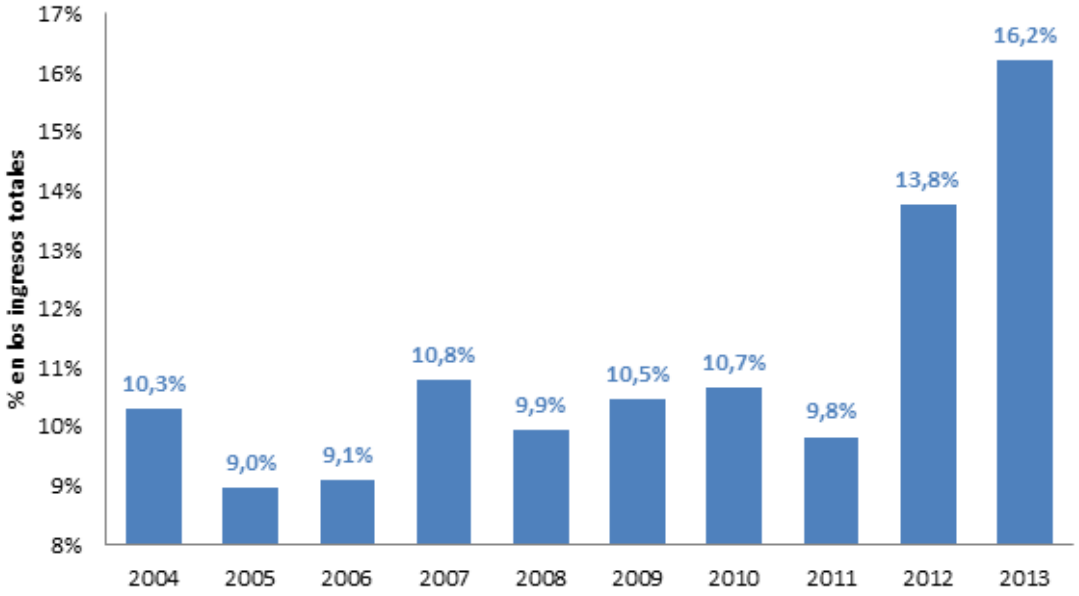
1.4.4. Contribución fiscal de los hidrocarburos

1.4.4.1. Departamentos productores

La participación de los ingresos tributarios en los ingresos totales en los principales departamentos productores (Arauca, Casanare, Huila y Meta) fue, en promedio, 10% entre 2004 y 2011. Cómo lo muestra el Gráfico 46, esta participación subió sustancialmente en 2012 y 2013 llegando al 16% en dicho año.

Gráfico 46: Participación Ingresos tributarios en Ingresos totales

(Departamentos productores* 2004 – 2013)

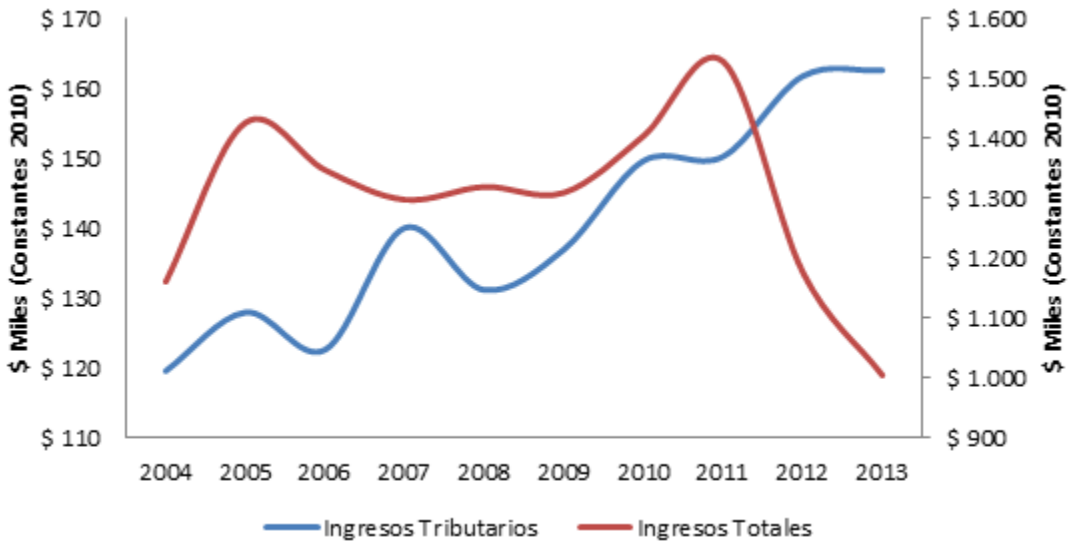


Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

Este aumento de la participación de los ingresos tributarios se explica principalmente por una caída en los ingresos totales de 23% y 14,7% en 2012 y 2013 (Gráfico 47), como consecuencia de la drástica reducción de las regalías directas que recibían estos departamentos, cuando entra en vigencia el nuevo Sistema General de Regalías (SGR).

Gráfico 47: Ingresos totales y tributarios per cápita en departamentos productores

(Miles de pesos de 2010)



Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

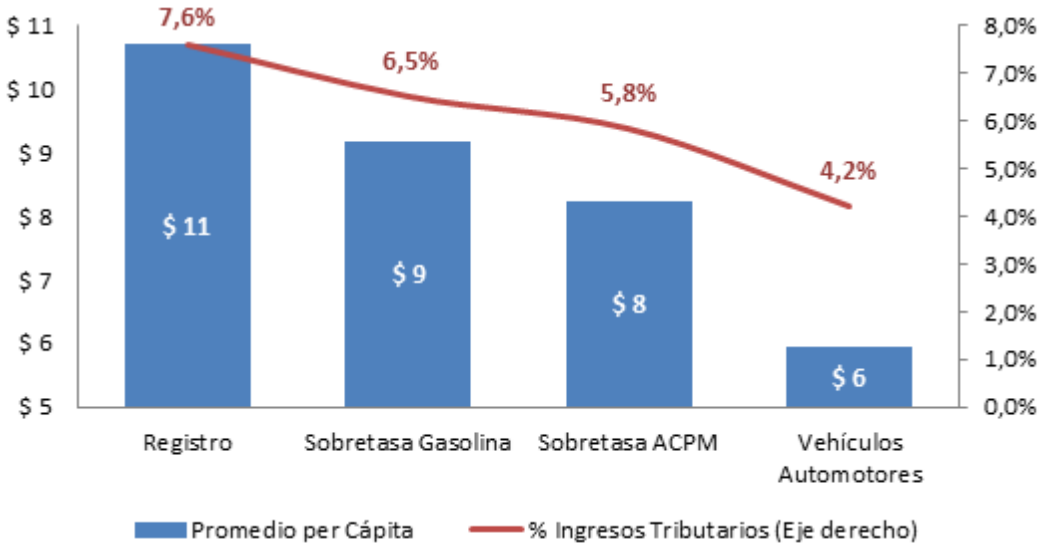
En efecto, en 2012 y 2013 las regalías directas que recibieron estos cuatro departamentos se redujeron en promedio 46% frente a los niveles que tenían en 2011, al pasar de $437 mil millones a $235 mil millones (constantes de 2010). De otro lado, los ingresos tributarios crecieron de manera sostenida entre 2004 y 2011 (4,1% promedio anual), y continuaron creciendo en 2012 y 2013 (7,7% y 0,5% respectivamente).

Los impuestos y tasas asociados con el sector de hidrocarburos (impuestos de registro y de vehículos automotores y sobretasas a la gasolina motor y ACPM) dieron cuenta, en promedio, de una cuarta parte de los ingresos tributarios de los departamentos productores entre 2004 y 2013. El Gráfico 48 muestra la importancia relativa de cada uno de estos rubros y su participación en los ingresos tributarios totales.

El impuesto de registro, que tiene la mayor participación en los ingresos tributarios totales departamentales, tuvo un comportamiento particularmente dinámico durante el período con un crecimiento promedio de 7,6% por año, pasando de $7.410 per cápita en 2004 a $14.749 per cápita en 2013 (a precios constantes de 2010) -Gráfico 49-. Este aumento también se vio reflejado en su participación en los ingresos territoriales departamentales que aumentó de 6,2% en 2005 a 9,1% en 2013.

Gráfico 48: Impuestos de registro, vehículos y Sobretasas a la gasolina y ACPM per cápita en departamentos productores

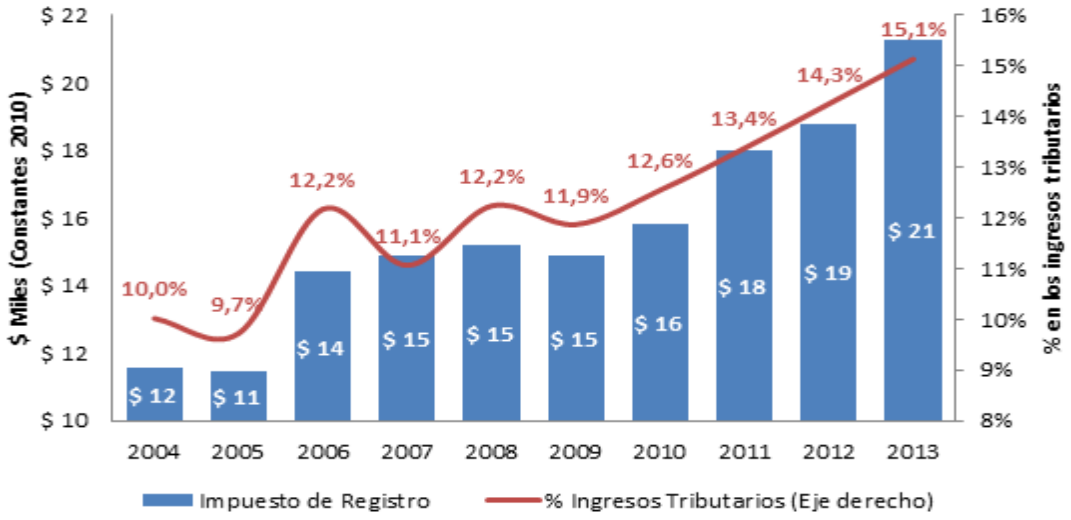
(Promedio anual y participación en ingresos tributarios 2004 – 2013)



Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

Gráfico 49: Impuesto de Registro per cápita en Departamentos Productores

(Promedio anual y participación en ingresos tributarios 2004 – 2013)



Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

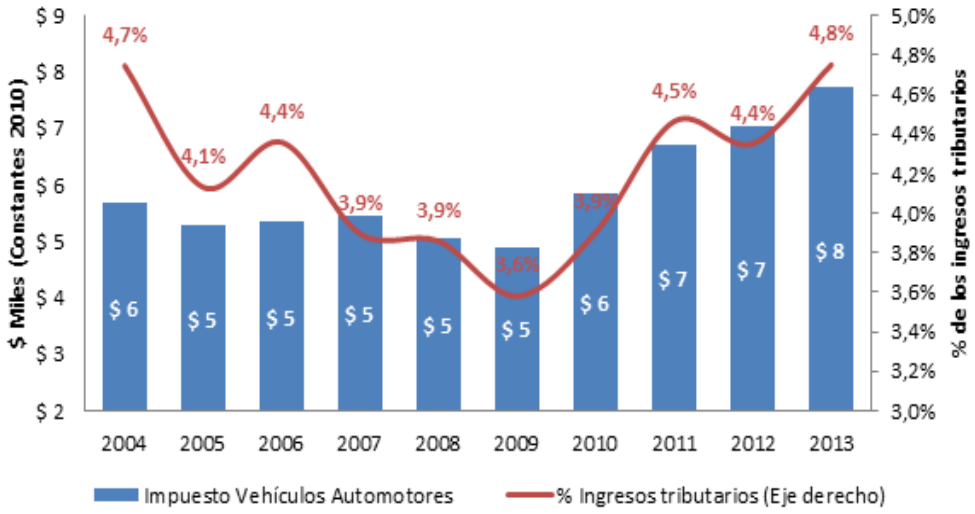
Por su parte, el impuesto a vehículos automotores se mantuvo relativamente constante en los departamentos productores durante este periodo, registrando un crecimiento

promedio anual de 3,4% entre 2004 y 2013, con una participación promedio de 4,2% durante el período (Gráfico 50).

De otro lado, los ingresos por la sobretasa a la gasolina motor mostraron una tendencia decreciente entre 2004 y 2013, con una reducción promedio de 1,94% por año. Debido a esto, la participación de este rubro en los ingresos totales decreció en más de 3 puntos porcentuales (p.p.) pasando de 78,5% en 2004 a 5,3% en 2013 (Gráfico 51).

Gráfico 50: Impuesto a Vehículos Automotores per cápita en departamentos productores

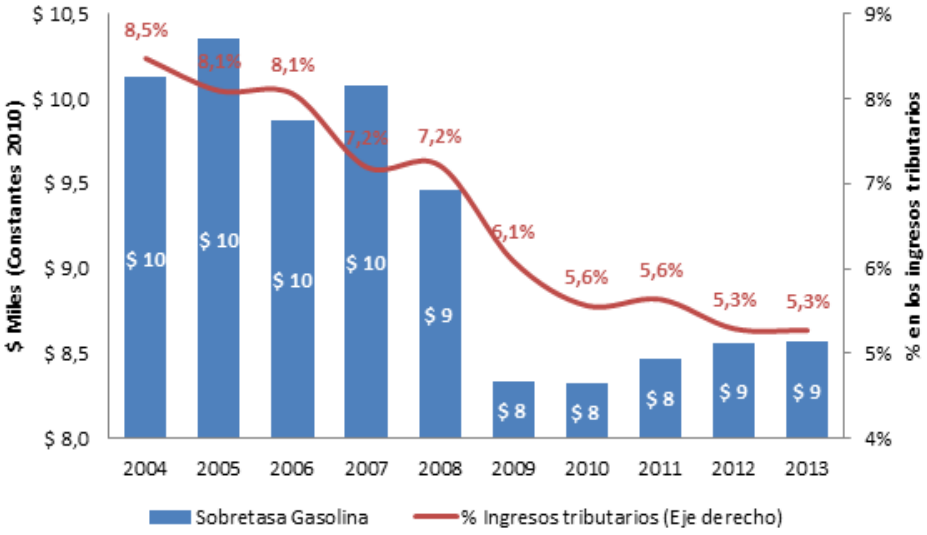
(Promedio anual y participación en ingresos tributarios 2004 – 2013)



Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

Gráfico 51: Sobretasa a la Gasolina per cápita en departamentos productores

(Promedio anual y % ingresos tributarios 2004 – 2013)

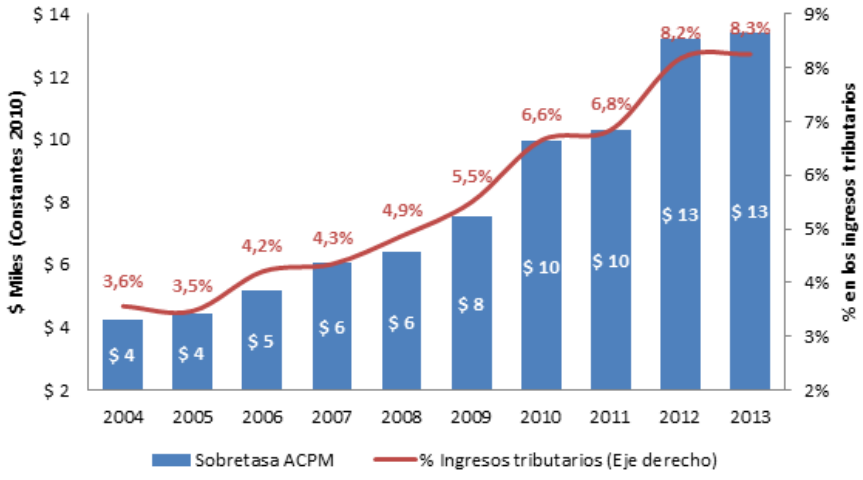


Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

Por último, la sobretasa al ACPM en los departamentos productores ha tenido un crecimiento considerable de 12,8% por año entre 2004 y 2013 (Gráfico 52). De igual manera, su participación dentro de los ingresos tributarios aumentó de 3,6% en 2004 a 8,3% en 2013.

Gráfico 52: Sobretasa al ACPM per cápita en departamentos productores

(Promedio anual y % en ingresos tributarios 2004 – 2013)



Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

1.4.4.2. Municipios productores

Entre 2004 y 2013, la producción nacional de hidrocarburos tuvo lugar en 194 municipios, de los cuales 182 pertenecían a las categorías 4, 5 y 6. Estos corresponden a municipios con menos de 30.000 habitantes e ingresos corrientes de libre destinación inferiores a 30.000 salarios mínimos legales vigentes (SMLV). Esto indica que la producción de hidrocarburos durante ese periodo en Colombia se realizó predominantemente en poblaciones con baja población y probablemente con una capacidad limitada de generar recursos propios para financiar proyectos para su propio desarrollo, a parte de los ingresos fiscales asociados con la actividad petrolera y actividades productivas conexas.

Esta sección analiza el comportamiento de las finanzas públicas de los municipios colombianos productores de hidrocarburos entre 2004 y 2014. Como base de comparación se toman los municipios de categorías 4, 5 y 6 que no son receptores importantes de regalías asociadas con la producción de hidrocarburos o de otro recurso natural, y que no hacen parte del Sistema de Ciudades.

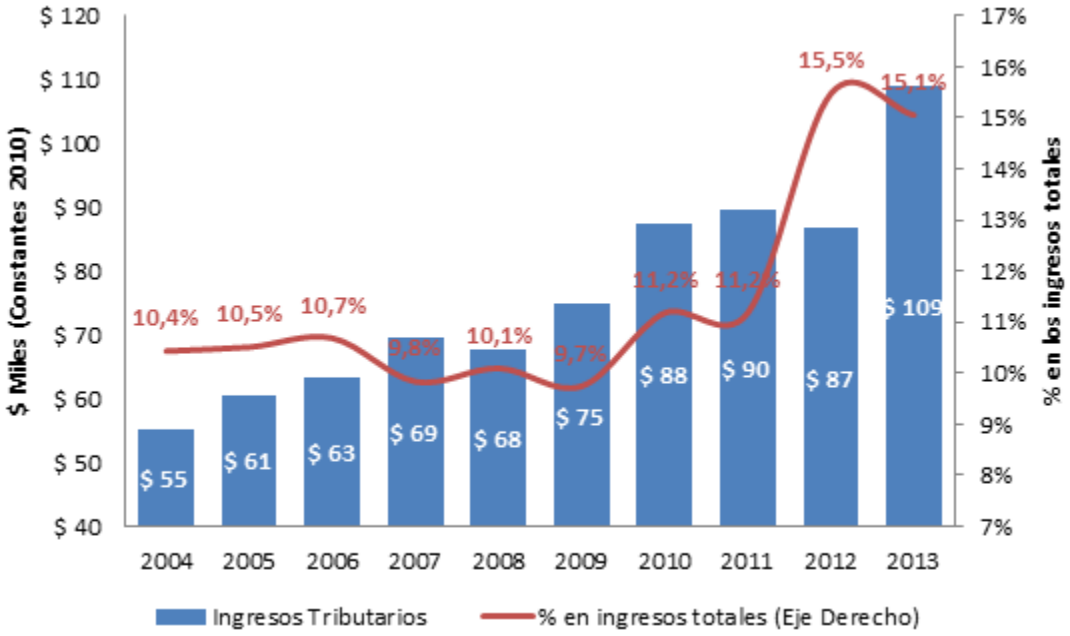
El Gráfico 53 muestra un hecho importante del comportamiento fiscal de los municipios categorías 4, 5 y 6 (tanto productores como no productores) que no hacen parte del Sistema de Ciudades y es que sus ingresos tributarios se duplicaron en términos per cápita entre 2004 y 2013, al pasar de un promedio de $55.198 por habitante, a $108.920 (a pesos constantes de 2010)[24]. Así mismo, la participación de los ingresos tributarios en los ingresos totales aumentó de 10,4% a 15,1% en el mismo período.

Este aumento en la participación de los ingresos tributarios en los ingresos totales tuvo lugar tanto en municipios productores como no productores, pero fue particularmente fuerte en estos últimos y en los dos últimos años del período, con crecimientos en los recaudos tributarios de 16% por año (Gráfico 54). Más aún, aunque la participación de los ingresos tributarios en los ingresos totales de los no productores fue superior a la de los productores entre 2004 y 2010 (11% versus 9,4% respectivamente), a partir de 2011 esta situación se invierte, y los municipios productores presentan una mayor participación de los ingresos tributarios en los ingresos totales.

[24] En este mismo período el PIB per cápita a nivel nacional, en pesos constantes, aumentó 35.8%.

Gráfico 53: Ingresos tributarios per cápita en todos los municipios* 2004 – 2013

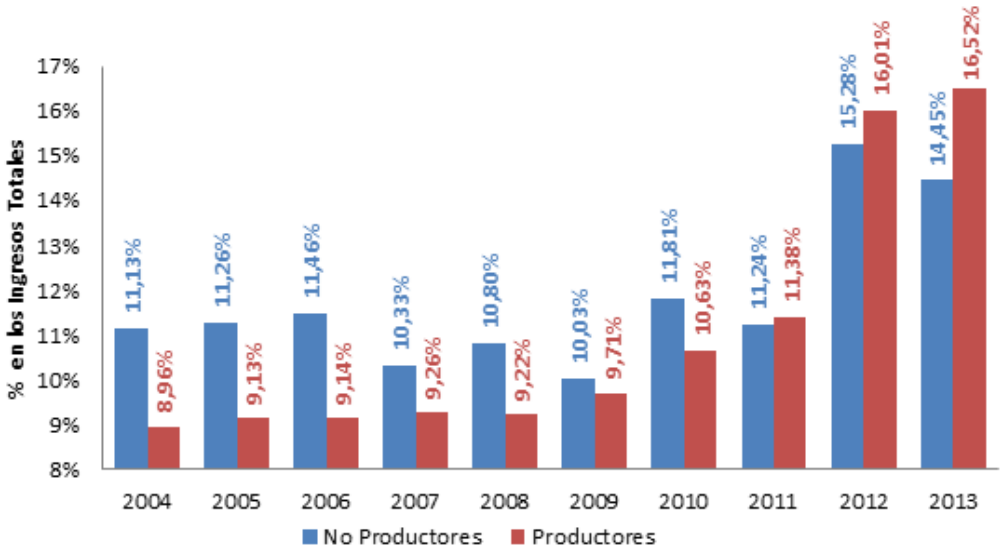
(Promedio anual per cápita y % en los ingresos totales 2004 – 2013)



*Sólo se consideran los municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades.

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

Gráfico 54: Participación ingresos tributarios en ingresos totales en municipios productores y no productores 2004 – 2013*



* * *

Municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades.

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013). Cálculos propios.

Como se observa en la Tabla 11, el impuesto de industria y comercio creció fuertemente en el caso de los productores, aumentando su participación de 21.6% en 2004 a 35.7% en 2013. Este aumento está probablemente relacionado con el auge de la economía petrolera durante el período y sus efectos "spillover" que incentivan la llegada de nuevas empresas formales y la formalización de empresas ya existentes, generando aumento en los recaudos por este concepto. En el caso de los no productores, la participación de este impuesto aumentó mucho menos (de 17.3% a 20.8%).

El mayor aumento de los recaudos durante el período tuvo lugar en el rubro de "otros impuestos". La Tabla 12 desglosa este rubro entre sus principales componentes. Se puede observar que, excepto por la sobre tasa ambiental, que ha mantenido una participación entre 2% y 3% tanto para municipios productores como no productores, los recaudos por estampillas y la contribución cobrada por celebración de contratos han tenido un dinamismo inusitado, de tal manera que su participación en los ingresos tributarios aumentó de 2.1% en 2004 para los productores a 22.9% en 2010, y de 4% a 22.4% en el mismo período para los municipios no productores.

Tabla 11: composición de los ingresos tributarios - Municipios productores y no productores*

Año	Impuesto predial		Industria y comercio		Sobre tasa a la gasolina		Alumbrado		Transporte (oleoductos)		Otros impuestos	
	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.
2004	26.0%	36.8%	21.6%	17.3%	33.0%	31.3%	3.6%	2.5%	10.5%	4.4%	5.2%	7.6%
2005	22.7%	36.1%	23.4%	16.7%	32.3%	31.6%	5.0%	2.6%	7.2%	3.3%	9.4%	9.6%
2006	21.4%	35.4%	24.4%	18.4%	28.8%	28.4%	3.8%	3.2%	4.7%	2.6%	17.0%	12.1%
2007	20.5%	33.1%	25.5%	17.2%	23.8%	26.8%	4.3%	2.9%	3.8%	2.6%	22.1%	17.5%
2008	21.7%	34.4%	26.8%	17.9%	20.9%	25.6%	5.7%	3.1%	4.0%	1.9%	20.9%	17.0%
2009	17.7%	33.9%	30.4%	17.6%	15.9%	22.4%	4.7%	3.6%	4.0%	2.0%	27.3%	20.5%
2010	16.8%	28.8%	31.2%	16.4%	13.4%	17.4%	3.8%	3.1%	4.7%	1.9%	30.1%	32.4%
2011	15.0%	31.6%	29.9%	18.7%	10.6%	17.3%	4.5%	3.6%	4.7%	1.6%	35.2%	27.3%
2012	16.2%	31.5%	36.5%	21.6%	11.6%	15.8%	4.0%	3.9%	4.5%	2.4%	27.2%	24.8%
2013	15.2%	29.5%	35.7%	20.8%	9.4%	14.2%	3.9%	4.3%	4.2%	3.0%	31.6%	28.1%

* Municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013). Cálculos propios.

Finalmente, es interesante observar que los recaudos por impuesto predial perdieron peso dentro del total, principalmente en el caso de los municipios productores al pasar de 26% a 15% entre 2004 y 2013, pero también entre los no productores (de 36.8% a 29.5%).

Tabla 12: Participaciones de otros impuestos en ingresos tributarios (%)

Impuesto	2004		2010	
	Prod.	No prod.	Prod.	No prod.
Sobre tasa ambiental	3.0%	2.0%	1.6%	2.7%
Estampillas	0.7%	4.0%	14.1%	17.6%
Contribución contratos	1.4%	0.0%	8.8%	4.8%
Total	**5%**	**6%**	**25%**	**25%**

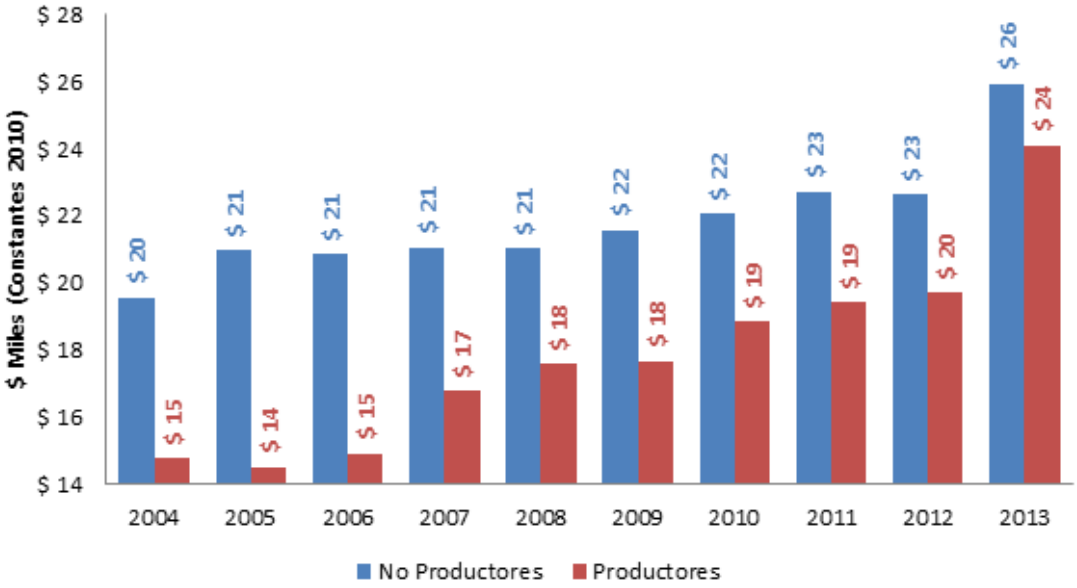
* Municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010). Cálculos propios.

No obstante, los ingresos por predial han tenido un mayor crecimiento en los municipios productores de hidrocarburos, de tal manera que la brecha en los recaudos per cápita entre productores y no productores se ha ido cerrando (Gráfico 55). El incremento en el recaudo por predial en los municipios productores fue particularmente fuerte en 2013, año en el cual el nuevo SGR ya se encuentraba en funcionamiento, lo que podría haberse reflejado en un mayor dinamismo del esfuerzo fiscal propio de los municipios productores a través de un mayor recaudo de esta fuente[25].

Gráfico 55: Impuesto Predial per cápita en municipios productores y no productores*

(Promedio anual 2004 – 2013)



* Municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

[25] En la sección 1.4.6 se analiza el vínculo entre regalías y esfuerzo fiscal propio.

La Tabla 13 resume el dinamismo de los distintos componentes de los ingresos tributarios y recursos propios municipales, junto con sus respectivas variaciones en puntos porcentuales en su participación dentro de los ingresos tributarios totales. En ésta se puede observar que los municipios productores incrementaron 13,9% por año sus ingresos tributarios frente a 6,7% de los municipios no productores y que este dinamismo estuvo basado en los recaudos por industria y comercio y en "otros impuestos". Estos últimos son los que explican, principalmente, el mayor dinamismo de los ingresos tributarios de los municipios no productores. Como se vio, los rubros más importantes en "otros impuestos" son las estampillas y las contribuciones por celebración de contratos.

En conclusión, los ingresos tributarios aumentaron de manera importante entre 2004 y 2013 para todos los municipios del país y particularmente para los municipios productores, y en los dos últimos años también para los departamentos productores. De esta manera, aumentó la participación de los ingresos tributarios de los departamentos y municipios productores de hidrocarburos en sus ingresos totales. Sin embargo, dicho incremento no sólo se debió al aumento de los ingresos tributarios sino también a una disminución considerable de los ingresos totales en los dos últimos años como resultado de la caída de los ingresos por regalías.

Tabla 13: Crecimiento promedio y variación (p.p.) de la participación de los impuestos en los ingresos totales en municipios productores y no productores 2004 – 2013*

Impuesto	% Crecimiento promedio 2004 - 2013		Variación (p.p.) en ingresos tributarios 2004 - 2013	
	No Productor	Productor	No Productor	Productor
Ingresos Tributarios	**5,6%**	**11,4%**	**-**	**-**
Predial	3,1%	5,4%	-7,4	-10,8
Industria & Comercio	7,7%	16,9%	3,5	14,0
Sobretasa Gasolina	-3,2%	-2,6%	-17,1	-23,7
Alumbrado Público	4,4%	10,4%	1,8	0,3
Oleoductos	1,3%	1,2%	-1,4	-6,3
Otros impuestos	3,8%	6.40%	20.5	26.4
Ingresos Totales	**2,8%**	**4,6%**	**-**	**-**

* Municipios de categoría 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades

Fuente: Formatos SICEP (2004 – 2010) y FUT (2011 – 2013)

En el caso de los departamentos productores, el impuesto de registro ha mostrado un comportamiento particularmente dinámico, al igual que la sobretasa al ACPM, mientras que otros ingresos han perdido importancia (sobretasa a la gasolina), o han tenido una participación más o menos constante (impuesto a vehículos automotores).

En el caso de los municipios las fuentes de recaudo más dinámicas han sido los recaudos por estampillas y la contribución cobrada por celebración de contratos, seguidos del impuesto de industria y comercio (ICA), principalmente para los municipios productores. En ambos casos se destaca la perdida de participación del impuesto predial.

Los anteriores resultados sugieren que los mayores recaudos tributarios municipales de los municipios productores han sido el resultado de un incremento de la riqueza y de la base gravable total, y no del "esfuerzo fiscal" propio.

En efecto, aunque el impuesto de ICA y el impuesto de estampillas y sellos son locales, en realidad el municipio prácticamente no los gestiona ni el incremento en su recaudación es fruto de la gestión municipal. El primero está ligado a la base gravable del IVA, hasta el punto que resulta muy difícil para un municipio dejar de captar el incremento en el valor de las ventas (y la dirección de los recaudos del ICA marcha a la par con los del IVA). La gestión municipal es mínima y los grandes contribuyentes (por ejemplo, las compañías petroleras) están acostumbradas a liquidarlo y pagarlo regularmente, con o sin gestión municipal.

Lo mismo ocurre con los ingresos por sellos y estampillas: es de interés de las empresas pagarlo porque de lo contrario sus contratos no son exigibles[26].

La gestión tributaria municipal se mide por excelencia en el impuesto predial, en la valorización y la plusvalía de la tierra. La hipótesis más plausible es que las tierras localizadas en el área de influencia de las explotaciones petroleras y mineras incrementan su precio como resultado de estas actividades: habrá más demanda sobre ellas, mejores vías de acceso, etc. No obstante el incremento en el valor comercial de la tierra, sin una gestión municipal proactiva, el municipio no captará el incremento en el valor de la propiedad inmueble localizada en el municipio. Se requiere de actualización de catastro y avalúos, de facturación y cobros, de notificaciones, de disputas técnico-jurídicas con los contribuyentes, etc. Los resultados que se obtienen en esta sección no muestran, sin embargo, un esfuerzo de gestión municipal respecto de los gravámenes que tocan con la tierra. La Sección 1.4.6 explorará econométricamente la relación entre ingresos por regalías y esfuerzo fiscal propio encontrando, en efecto, una relación negativa entre ambas variables.

[26] Las contribuciones por sellos y estampillas son, claramente, un impuesto obsoleto, que deberían ser reemplazadas dentro de un esquema tributario territorial moderno y consistente con el impulso a la competitividad local.

1.4.5. Usos de las regalías directas en principales entes territoriales productores de hidrocarburos

En esta sección se analiza la inversión financiada con recursos de regalías en los principales entes territoriales productores de hidrocarburos entre los años 2004 y 2013[27], diferenciando en dos periodos: el primero entre 2004 y 2010, en donde la distribución de las regalías se regía por el Ley 756 de 2002 y el segundo a partir de 2012, donde la distribución de regalías se rige por la Ley 1530 de 2012 y el nuevo Sistema General de Regalías (SGR) establecido por el Acto Legislativo 005 de 2011.

En el caso de los departamentos, el análisis se centra en Arauca, Casanare, Huila y Meta, los cuales recibieron más del 60% de las regalías directas por hidrocarburos destinadas a los departamentos durante el periodo 2004 – 2013. En cuanto a los municipios, se tendrá en cuenta el grupo de 32 municipios de categorías 4, 5 y 6 que no pertenecen al Sistema de Ciudades y que recibieron el 80% del total de las regalías directas municipales durante este mismo periodo[28].

Se debe señalar que la información no permite diferenciar el uso de las regalías según el recurso natural al cual están asociadas. Sin embargo, al concentrarse en los principales productores de hidrocarburos se garantiza que la mayor parte de sus regalías provienen de este sector.

1.4.5.1. Uso de las regalías en principales departamentos productores de hidrocarburos

Entre los años 2004 y 2010, los departamentos de Arauca, Casanare, Huila y Meta realizaron un gasto total acumulado de inversión per cápita de $14,4 billones (constantes 2010), de los cuales el 56,8% ($8.2 billones constantes 2010) fueron financiados con regalías directas y sólo el 0,6% fueron financiados con los recursos del Fondo Nacional de Regalías (FNR). Tal como se puede evidenciar en la Tabla 14 (que expresa los montos

[27] Para este análisis no se tendrá en cuenta el comportamiento del gasto de inversión para el año 2011 debido a los grandes cambios que sufrió el formato FUT para este año con respecto a los formatos SICEP de los años anteriores (2004-2010).

[28] Estos municipios son Acacias (Meta), Aguazul (Casanare), Aipe (Huila), Arauquita (Arauca), Cantagallo (Santander), Castilla La Nueva (Meta), Coveñas (Sucre), Manaure (La Guajira), Maní (Casanare), Melgar (Tolima), Orito (Putumayo), Orocue (Casanare), Palermo (Huila), Paz de Ariporo (Casanare), Puerto Boyacá (Boyacá), Puerto Gaitán (Meta), Puerto Nare (Antioquia), Puerto Wilches (Santander), Purificación (Tolima), Riohacha (La Guajira), Sabana de Torres (Santander), San Antero (Córdoba), San Luís de Palenque (Casanare), San Vicente de Chucurí (Santander), Santiago de Tolú (Sucre), Tauramena (Casanare), Trinidad (Casanare), Tumaco (Nariño), Uribia (La Guajira), Villagarzón (Putumayo), Yaguará (Huila) y Yondó (Antioquía).

invertidos en términos per cápita), ambos tipos de recursos (regalías directas y FNR) financiaron principalmente gastos de inversión en los sectores de educación, salud y agua potable y saneamiento básico.

Estos tres sectores concentraron el 66,7% del gasto total de inversión per cápita financiado con regalías directas en estos departamentos mientras esta proporción asciende a 95,2% para el caso de la inversión financiada con el FNR. La estructura del gasto financiado con regalías está acorde con los lineamientos consignados en la Ley 756 de 2002, la cual estipulaba que, para el caso de los departamentos, al menos el 45% de las regalías directas debían destinarse a inversión en estos sectores de salud, educación, agua potable y alcantarillado.

Tabla 14: Gasto de Inversión per cápita financiado con regalías directas y FNR 2004 - 2010 en principales departamentos productores

Sector	Regalías Directas		FNR	
	Gasto per Cápita	(%)	Gasto per Cápita	(%)
Eduación y Alimentación Escolar	$ 3.934.579	19,2%	$ 57.093	24,9%
Educación	$ 3.884.353	18,9%	$ 57.093	24,9%
Alimentación Escolar	$ 50.226	0,2%	$ 0	0,0%
Cultura, recreación y deporte	$ 480.639	2,3%	$ 1.987	0,9%
Deporte y Recreación	$ 327.065	1,6%	$ 1.987	0,9%
Cultura	$ 153.574	0,7%	$ 0	0,0%
Medio ambiente y atención a desastres	$ 289.570	1,4%	$ 856	0,4%
Salud	$ 3.870.090	18,8%	$ 154.353	67,3%
Atención a Grupos Vulnerables	$ 201.410	1,0%	$ 323	0,1%
Justicia y Seguridad	$ 24.192	0,1%	$ 0	0,0%
Centros de Reclusión	$ 6.210	0,0%	$ 0	0,0%
Justicia	$ 17.982	0,1%	$ 0	0,0%
Vivienda y Servicios Públicos	$ 6.898.014	33,6%	$ 6.905	3,0%
Agua Potable y Saneamiento Básico (Sin Incluir Proyectos de VIS)	$ 5.889.494	28,7%	$ 6.905	3,0%
Servicios Públicos Diferentes a Acueductor, Alcantarillado y Aseo	$ 467.709	2,3%	$ 0	0,0%
Vivienda	$ 540.810	2,6%	$ 0	0,0%
Transporte	$ 1.900.816	9,3%	$ 1.023	0,4%
Otros	$ 2.946.082	14,3%	$ 6.841	3,0%
Promoción del Desarrollo	$ 339.160	1,7%	$ 0	0,0%
Equipamiento	$ 101.964	0,5%	$ 0	0,0%
Desarrollo Comunitario	$ 27.779	0,1%	$ 0	0,0%
Fortalecimiento Institucional	$ 179.804	0,9%	$ 0	0,0%
Gastos Específicos de Regalías y Compensaciones	$ 422.429	2,1%	$ 1.327	0,6%
Agropecuario	$ 849.690	4,1%	$ 0	0,0%
Programa de Ajuste Fiscal	$ 0	0,0%	$ 0	0,0%
Otros Sectores	$ 1.025.255	5,0%	$ 5.514	2,4%
Total Inversión	**$ 20.545.392**	**100%**	**$ 229.380**	**100%**

Fuente: SICEP - DNP

Aparte de estos sectores de debe destacar las inversiones en transporte (9.3% del total de regalías directas), y la financiación de proyectos agropecuarios (4.1%) y el apoyo a otros sectores (5%).

Para el periodo 2012 y 2013, cuando entra en vigencia el nuevo Sistema General de Regalías (SGR), esta distribución de la inversión entre sectores de los departamentos productores muestra algunas variaciones significativas. Como se puede apreciar en la Tabla 15, la mayor parte de la inversión de estos departamentos financiada con los recursos del SGR se dirigió a los sectores de transporte (22,9%), vivienda (22,7%), educación (14,2%) y ciencia y tecnología (11.4%). Se disminuyó en cambio, la participación de las regalías dirigidas a sectores como salud (de 18.8% a 5%) y agua potable (de 28.7% a 7.5%).

Tabla 15: Gasto de Inversión per cápita financiado con recursos SGR 2012-2013 en principales departamentos productores

Sectores	Gasto per cápita	(%)
Educación	$ 121.616	14,2%
Cultura, Recreación y Deporte	$ 14.259	1,7%
Cultura	$ 5.967	0,7%
Deporte y Recreación	$ 8.292	1,0%
Ambiente y Gestión del Riesgo	$ 17.228	2,0%
Ambiente y Desarrollo Sostenible	$ 16.281	1,9%
Gestión del Riesgo	$ 947	0,1%
Desarrollo Productivo	$ 64.296	7,5%
Agricultura	$ 49.542	5,8%
Comercio, Industria y Turismo	$ 3.306	0,4%
Comunicaciones	$ 2.983	0,3%
Minas y Energía	$ 7.712	0,9%
Trabajo	$ 753	0,1%
Ciencia y Tecnología	$ 97.346	11,4%
Eje Social	$ 24.849	2,9%
Desarrollo Social	$ 1.297	0,2%
Inclusión Social y Reconciliación	$ 17.560	2,1%
Infancia y Adolescencia	$ 5.992	0,7%
Salud y Protección Social	$ 42.598	5,0%
Infraestructura	$ 195.966	22,9%
Infraestructura Pública	$ 1.269	0,1%
Transporte	$ 194.696	22,8%
Vivienda	$ 193.943	22,7%
Agua Potable y Saneamiento Básico	$ 64.065	7,5%
Vivienda	$ 129.878	15,2%
Otros Sectores	$ 82.940	9,7%
Equipamiento Urbano	$ 3.124	0,4%
Fortalecimiento Institucional	$ 1.239	0,1%
Inflexibilidades	$ 60.005	7,0%
Justicia y del Derecho	$ 18.571	2,2%
Total general	**$ 855.041**	**100%**

Fuente: SUIFP - SGR

A manera ilustrativa, algunos de los proyectos aprobados en Ciencia, Tecnología e Innovación incluyen el "Desarrollo de capacidades científicas y tecnológicas en sensores para el sector defensa y la industria del Meta" ($11 mil millones), el "Desarrollo social a través de la apropiación de la ciencia y la tecnología del departamento del Huila" ($16 mil millones), "Análisis de la vulnerabilidad y desarrollo e implementación de medidas participativas de adaptación del sector agropecuario ante impactos del cambio climático en el departamento del Huila" ($3 mil millones), y programas de apoyo a la formación de capital humano a nivel de doctorado y maestría en varios de estos departamentos.

1.4.5.2. Uso de regalías en principales municipios productores de hidrocarburos

Entre 2004 y 2010, los principales municipios productores de hidrocarburos realizaron un gasto total de inversión acumulado de $375,9 millones per cápita (constantes 2010), donde el 66,5% ($249,9 millones per cápita, constantes 2010) fue financiado con regalías directas mientras sólo un 0,9% ($3,3 millones per cápita, constantes 2010) se financió con recursos provenientes del FNR. Al igual que para el caso de los departamentos, esta inversión financiada con regalías y recursos FNR en los principales municipios productores se dirigió principalmente a los sectores de agua potable y saneamiento básico, educación y salud (Tabla 16).

Tabla 16: Gasto de Inversión per cápita financiado con regalías directas y FNR 2004 - 2010 en principales municipios productores

Sector	Regalías Directas		FNR	
	Gasto per Cápita	(%)	Gasto per Cápita	(%)
Eduación y Alimentación Escolar	$ 69.371.284	27,8%	$ 1.110.983	32,9%
Educación	$ 68.736.699	27,5%	$ 1.110.983	32,9%
Alimentación Escolar	$ 634.585	0,3%	$ 0	0,0%
Cultura, recreación y deporte	$ 5.440.441	2,2%	$ 21.282	0,6%
Deporte y Recreación	$ 3.854.502	1,5%	$ 21.282	0,6%
Cultura	$ 1.585.939	0,6%	$ 0	0,0%
Medio ambiente y atención a desastres	$ 11.750.722	4,7%	$ 202.620	6,0%
Salud	$ 23.692.051	9,5%	$ 773.234	22,9%
Atención a Grupos Vulnerables	$ 3.203.188	1,3%	$ 128.817	3,8%
Justicia y Seguridad	$ 104.692	0,0%	$ 0	0,0%
Centros de Reclusión	$ 6.553	0,0%	$ 0	0,0%
Justicia	$ 98.139	0,0%	$ 0	0,0%
Vivienda y Servicios Públicos	$ 95.914.841	38,4%	$ 899.005	26,6%
Agua Potable y Saneamiento Básico (Sin Incluir Proyectos de VIS)	$ 83.240.899	33,3%	$ 737.930	21,9%
Servicios Públicos Diferentes a Acueductor, Alcantarillado y Aseo	$ 7.430.235	3,0%	$ 22.324	0,7%
Vivienda	$ 5.243.707	2,1%	$ 138.752	4,1%
Transporte	$ 19.892.044	8,0%	$ 72.010	2,1%
Otros	$ 20.577.194	8,2%	$ 168.201	5,0%
Promoción del Desarrollo	$ 1.823.238	0,7%	$ 17.386	0,5%
Equipamiento	$ 3.123.992	1,2%	$ 5.999	0,2%
Desarrollo Comunitario	$ 237.904	0,1%	$ 0	0,0%
Fortalecimiento Institucional	$ 6.296.801	2,5%	$ 109.057	3,2%
Gastos Específicos de Regalías y Compensaciones	$ 3.304.407	1,3%	$ 0	0,0%
Agropecuario	$ 4.267.626	1,7%	$ 35.759	1,1%
Otros Sectores	$ 1.523.227	0,6%	$ 0	0,0%
Total Inversión	**$ 249.946.457**	**100%**	**$ 3.376.151**	**100%**

Fuente: SICEP - DNP

Las participaciones de estos tres sectores son más altas a las reportadas para los principales departamentos productores de hidrocarburos. La razón es que la Ley 756 de

2002 estipulaba que, para el caso de los municipios, al menos el 75% de los recursos de regalías debían destinarse a inversión en estos tres sectores, una proporción mayor al 45% estipulado para los departamentos receptores de regalías.

Tabla 17: Gasto de Inversión per cápita financiado con recursos SGR 2012-2013 en principales departamentos productores

Sectores	Gasto per cápita	(%)
Educación	$ 284.594	11,5%
Cultura, Recreación y Deporte	$ 178.879	7,3%
Cultura	$ 22.894	0,9%
Deporte y Recreación	$ 155.985	6,3%
Ambiente y Gestión del Riesgo	$ 85.235	3,5%
Ambiente y Desarrollo Sostenible	$ 51.714	2,1%
Gestión del Riesgo	$ 33.521	1,4%
Desarrollo Productivo	$ 196.955	8,0%
Agricultura	$ 90.455	3,7%
Comercio, Industria y Turismo	$ 24.174	1,0%
Comunicaciones	$ 16.743	0,7%
Minas y Energía	$ 63.122	2,6%
Trabajo	$ 2.462	0,1%
Ciencia y Tecnología	$ 17.907	0,7%
Eje Social	$ 32.688	1,3%
Desarrollo Social	$ 114	0,0%
Inclusión Social y Reconciliación	$ 25.937	1,1%
Infancia y Adolescencia	$ 6.637	0,3%
Salud y Protección Social	$ 245.714	10,0%
Infraestructura	$ 862.596	35,0%
Infraestructura Pública	$ 28.626	1,2%
Transporte	$ 833.970	33,8%
Vivienda	$ 389.684	15,8%
Agua Potable y Saneamiento Básico	$ 220.684	9,0%
Vivienda	$ 169.000	6,9%
Otros Sectores	$ 170.770	6,9%
Equipamiento Urbano	$ 76.253	3,1%
Fortalecimiento Institucional	$ 14.601	0,6%
Inflexibilidades	$ 75.182	3,0%
Justicia y del Derecho	$ 4.733	0,2%
Total general	**$ 2.465.020**	**100%**

Fuente: SUIFP - SGR

Al entrar en vigencia el nuevo SGR, los principales municipios productores de regalías enfocaron la inversión financiada con estos recursos principalmente hacia el sector de

transporte (34% de las regalías frente a 8% en el régimen anterior) -Tabla 17-. La financiación de proyectos para el desarrollo productivo ha pasado también a tener una participación importante (8%), mientras que se ha reducido la participación de la inversión en educación (de 27.8% a 11.5%) y agua potable (de 33% a 9%).

En resumen, tanto municipios y departamentos que son principales productores de hidrocarburos destinaron sus recursos de regalías entre 2004 y 2010 a financiar prioritariamente inversiones en los sectores de educación, salud y agua potable, tal como lo estipulaba la Ley 756 de 2002. Sin embargo, al entrar en vigencia el nuevo SGR, estos entes territoriales trasladaron recursos de estos sectores para financiar con mayor prioridad inversiones en transporte, vivienda, desarrollo productivo así como proyectos de Ciencia y Tecnología, en el caso de los departamentos.

1.4.6. Efectos fiscales de las regalías directas por hidrocarburos

Con se analizó en la Sección 1.4.4., los recursos provenientes de las regalías han representado una participación importante en los ingresos municipales de los municipios productores. Adicionalmente, se encontró un importante dinamismo de los ingresos tributarios en estos municipios. Sin embargo, en esa sección se concluía que los mayores recaudos tributarios municipales de los municipios productores probablemente habían sido el resultado de un incremento de la riqueza y de la base gravable total, y no del "esfuerzo fiscal" propio.

Esta sección presentará una aproximación cuantitativa a los efectos de las regalías por hidrocarburos sobre el esfuerzo fiscal propio de los municipios[29]. Para tal fin, se presentará una revisión de literatura, posteriormente una breve exposición de la metodología para presentar los resultados y las conclusiones derivadas de estos.

1.4.6.1. Recursos naturales no renovables y esfuerzo fiscal

Desde hace varias décadas, la literatura ha prestado especial atención a los posibles efectos de los recursos naturales no renovables (RR.NN.) sobre la economía. La mayor parte de las aproximaciones a este tema se ha concentrado en estudiar evidencias, a nivel de los países productores, de la llamada "enfermedad holandesa" y sus efectos macroeconómicos (*Bornhorst et al, 2009*).

Dentro de los canales que tradicionalmente se han considerado dentro de esta literatura *Corden (1984)* resalta que los países que poseen grandes explotaciones de recursos

[29] Como se hace explícito en la sección de resultados, se hacen ejercicios paralelos con las regalías totales.

naturales experimentan fuertes apreciaciones de la tasa de cambio real, como consecuencia de dos fenómenos: (i) la revaluación de la tasa de cambio nominal producto de los ingresos asociados tanto con la venta de los recursos explotados como con capitales de inversión que llegan al sector, y (ii) el incremento en los niveles de inflación generado por las expansiones de gasto financiadas con estos recursos. Adicionalmente, se ha explorado el impacto de la potencial volatilidad de los precios relativos de los RR.NN. sobre los ingresos del gobierno y la incertidumbre de los inversionistas (*Micksell, 1997*).

Aunque estas preguntas tradicionales sobre los impactos de los RR.NN han sido exploradas ampliamente en la literatura durante varias décadas, en los últimos años se han investigado otros aspectos que se asocian con los posibles impactos de los RR.NN. sobre el funcionamiento del Estado (*Isham et al, 2003*) y el potencial surgimiento de conflictos (*Collier y Hoeffler, 2005*), entre otros.

Dentro de la nueva agenda de investigación asociada con los RR.NN., se incluye también el posible efecto de los ingresos derivados de su explotación sobre el esfuerzo fiscal de los gobiernos. En otras palabras, muchos analistas consideran que los gobiernos que se encuentran fuertemente financiados por recursos provenientes de la explotación de RR.NN. tienden a generar menos recursos de otras fuentes, en lo que se ha denominado como "pereza fiscal". Bajo esta línea, *Bornhorst et al (2009)* realiza una estimación para 30 países productores de hidrocarburos, encontrando que un aumento del 1% en la participación de los ingresos por hidrocarburos sobre el PIB está asociada con una reducción de 0.20% en la participación de otros ingresos diferentes a hidrocarburos en el PIB. Esto l implica que en el mediano plazo, aquellos gobiernos que se encuentran fuertemente financiados con RR.NN. podrían tener ajustes costosos de sus sistemas tributarios luego de que dichos recursos se agoten.

Regalías y esfuerzo fiscal propio a nivel sub-nacional

Al igual que para el caso de los gobiernos nacionales, estas hipótesis sobre los posibles efectos de los ingresos asociados a la explotación de RR.NN. sobre el esfuerzo fiscal se ha extendido a los gobiernos sub-nacionales, en particular para aquellos países con sistemas de gobierno descentralizado donde los gobiernos locales participan directamente de los ingresos derivados de la explotación y uso de los RR.NN. a través de esquemas de regalías.

Algunos estudios realizados para Brasil y Perú, países con sistemas de regalías similares al que tenía Colombia antes de la implementación del Sistema General de Regalías (SGR) han arrojado resultados mixtos. Por ejemplo, *Rocha y Postali (2009)* exploran si los municipios brasileros que son elegibles para recibir regalías producto de la explotación de hidrocarburos exhiben menor esfuerzo fiscal que los no elegibles. Haciendo uso de

metodologías de datos panel dinámicos, ambos autores encuentran que un aumento de un 1% en la proporción de regalías sobre ingresos totales municipales está asociado con una reducción de 1.34% del esfuerzo fiscal propio, este último definido como el monto de ingresos por impuesto a la propiedad urbana en términos per cápita. Este resultado se mantiene a través de diferentes especificaciones del modelo.

En un trabajo posterior para Brasil, *Carnicelli y Postali (2014)* obtienen un resultado similar de un efecto negativo de las regalías sobre el esfuerzo fiscal propio municipal usando métodos de emparejamiento para definir un contrafactual entre los municipios que son elegibles para recibir regalías por hidrocarburos y los que no lo son.

En dirección contraria, para el caso de Perú, *Aguilar y Montes (2005)* encuentran que las transferencias gubernamentales dentro de las que se incluye el canon petrolero aumentan el esfuerzo fiscal propio, que en este caso se mide por los montos de impuestos municipales y los recaudos directos.

Para el caso colombiano se destacan dos estudios, que analizan la relación entre ingresos por regalías y esfuerzo fiscal propio en contextos de diseños institucionales diferentes. *Perry y Olivera (2009)*, haciendo uso de datos para el año 2002, encuentran que los ingresos por regalías no tienen ningún efecto sobre el esfuerzo fiscal propio, el cual es medido por los ingresos tributarios per cápita a nivel municipal.

Recientemente, *Bonet et. al. (2014)* haciendo uso de un análisis de dosis-respuesta, evalúan los efectos del Sistema General de Regalías (SGR) sobre el desempeño fiscal municipal. Los autores concluyen que aquellos municipios donde los ingresos por regalías representan menos de 20% de los ingresos totales (93% de los municipios), el desempeño fiscal se deteriora debido a una reducción de los recursos propios de los municipios. Este resultado contrasta con aquellos municipios donde las regalías representan más del 20% de los ingresos totales, para los cuales los ingresos propios aumentan.

A continuación se presenta la metodología para estimar los efectos de las regalías por hidrocarburos sobre el esfuerzo fiscal propio de los municipios en el periodo 2004-2011.

1.4.6.2. Metodología

Para estimar el efecto de los regalías directas por hidrocarburos sobre el esfuerzo fiscal propio de los municipios en Colombia, se utilizan dos metodologías que permiten contratar 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 Postali (2009)*.

Datos panel y estimador de efectos fijos

Para esta estimación se utiliza un panel de datos de los municipios colombianos para el periodo 2004-2011. Nuestra variable dependiente es el esfuerzo fiscal propio, el cual, siguiendo a *Rocha y Postali (2009),* se define como los ingresos por impuesto predial per cápita a nivel municipal para cada uno de los municipios incluidos en el panel.

Vale la pena señalar que esta medida de esfuerzo fiscal propio contrasta con la que se utiliza en otras aproximaciones como la de *Perry y Olivera (2009),* donde se consideran todos los ingresos tributarios sobre el producto a nivel municipal[30]. La exclusión de la sobretasa a la gasolina y del impuesto de industria y comercio dentro de los ingresos que configuran el esfuerzo fiscal se fundamenta en que éstos están mucho más asociados con la dinámica económica, la cual en gran medida se encuentra fuera del control de las administraciones municipales. Adicionalmente, la actividad de explotación de hidrocarburos suele venir acompañada con la instalación de actividades económicas conexas en el territorio, las cuales son en su gran mayoría formales y aportan a los ingresos tributarios municipales a través del impuesto de industria y comercio. Por tal motivo, la inclusión de estos impuestos dentro de la medida de esfuerzo fiscal, traería como consecuencia problemas de endogeneidad entre el esfuerzo fiscal propio y la participación de los ingresos de regalías en los ingresos totales a nivel municipal.

La segunda variable de interés (variable independiente), es la participación de las regalías en los ingresos municipales totales para cada uno de los años del panel. Esta variable captura la dependencia fiscal de los municipios con respecto a los ingresos por regalías. La hipótesis a explorar es que una mayor dependencia en los ingresos por regalías está asociada con un menor esfuerzo fiscal propio. Dos motivaciones podrían explicar este menor esfuerzo: la primera es un costo puramente administrativo de llevar a cabo la gestión alrededor de este cobro y la segunda, un costo político al obligar a los electores a cumplir con sus obligaciones tributarias.

Dentro de las variables independientes del modelo se incluyen otras que pueden ser relevantes para explicar el esfuerzo fiscal propio como son la participación de las transferencias sobre los ingresos totales, la población que habita en el municipio, la tasa de urbanización, otros ingresos tributarios per cápita y el número de años sin actualizar el catastro urbano. Adicionalmente, se incluye una variable indicadora que periodo a

[30] Bird y Smart (2001) resaltan la complejidad implícita en el concepto de esfuerzo fiscal, es especial cuando los gobiernos locales poseen una alta flexibilidad para alterar sus ingresos como consecuencia de sus acciones deliberadas. Sin embargo, se espera que la medida seleccionada refleje el comportamiento particular del gobierno local, aislándose al máximo de elementos que se encuentran fuera de su control.

periodo toma el valor de uno para aquellos municipios en los que los ingresos por regalías representan más de 20% de los ingresos municipales totales[31]. Con esta variable se busca evaluar los resultados obtenidos por *Bonet et al (2014).*

Para contrastar la hipótesis que se plantea esta sección, se estimará en primer lugar la ecuación [1]:

$$Ln(\text{Predial_pc})_{it} = \alpha + \beta_1 Ln(1+\text{Regal}/IT)_{it} + \beta_2 Ln(Trans/IT)_{it} + \beta_3 Ln(Otros_pc)_{it} + .. \quad [1]$$
$$\beta_4 Ln(Pob)_{it} + \beta_5 Ln(T.urba)_{it} + \beta_6 A.cat_{it} + \beta_7 Mas_20\% + \lambda_t + v_{it}$$

En esta ecuación el término de error, v_{it} se descompone entre un efecto fijo no observable asociado con cada municipio, u_i, y un error aleatorio ε_{it}, es decir: $v_{it} = u_i + \varepsilon_{it}$. Además de las variables que pueden ser relevantes para explicar el esfuerzo fiscal propio, en la ecuación [1] también se incluyen efectos fijos de tiempo (λ_t), los cuales capturan choques macroeconómicos que son comunes a todos los municipios, como por ejemplo cambios en los precios internacionales del petróleo, los cuales inciden de manera directa sobre el monto de regalías que reciben los municipios.

Para obtener los estimadores de cada uno de los parámetros de interés de la ecuación [1], en especial β_1, se utiliza el estimador "*within"* de efectos fijos[32].

Al utilizar este método de estimación, se asume que el efecto fijo de municipio representado por u_i es invariante en el tiempo y que la heterogeneidad que recoge este efecto no está asignada aleatoriamente entre los municipios de la muestra. Dado lo anterior, es posible que las características invariantes en el tiempo, como la ubicación geográfica elementos culturales u otros, estén asociadas con el esfuerzo fiscal propio del municipio. Por lo tanto, se hace necesario eliminar este efecto para evitar potenciales sesgos provenientes de esta endogenidad.

Para eliminar el efecto fijo u_i, el estimador "*within"* promedia sobre la dimensión temporal en cada una de las unidades de análisis de la muestra (municipios), y luego procede a restar este promedio de cada una de las observaciones para cada una de las unidades de análisis. Finalmente, el modelo transformado se estima por mínimos cuadrados ordinarios.

[31] Las tablas incluidas en los Anexos 3.a y 3.b presentan las definiciones y fuentes para las variables utilizadas en las diferentes estimaciones, así como las medias de todas las variables en el período 2004-2011.

[32] Siguiendo a Rocha y Postali (2009), se realiza una transformación sobre la variable de regalías sumando uno para todos los municipios, con el fin de asegurar que el logaritmo de la misma este definido.

Aunque el modelo representado por la ecuación [1] permite obtener una elasticidad del esfuerzo fiscal propio con respecto a la dependencia en los recursos por regalías, representada por el parámetro β_1, éste ignora la posibilidad de persistencia en algunas de las variables del modelo. En especial, se espera que las variables fiscales a nivel municipal en cierto periodo estén asociadas significativamente con la misma variable en periodos previos. Por tal motivo, se hace necesario considerar de manera explícita la potencial dinámica dentro del modelo, a través de la estimación de un panel dinámico.

Panel dinámico

Con el fin de considerar de manera explícita la potencial dinámica de las variables fiscales a nivel municipal y de obtener estimadores de corto y largo plazo de la elasticidad del esfuerzo fiscal propio con respecto a la dependencia en los ingresos por regalías se plantea un modelo de panel dinámico. El modelo propuesto está representado en la ecuación [2]:

$$\begin{aligned} Ln(\text{Pr}edial_pc)_{it} = {} & \alpha + \lambda_1 Ln(\text{Pr}edial_pc)_{it-1} + \lambda_2 Ln(\text{Pr}edial_pc)_{it-2} + \lambda_3 Ln(\text{Pr}edial_pc)_{it-3} .... \\ & + \theta_1 Ln(1+\text{Re}gal/IT)_{it} + \theta_2 Ln(1+\text{Re}gal/IT)_{it-1} + \theta_3 Ln(Trans/IT)_{it} + .. \\ & \theta_4 Ln(Trans/IT)_{it-1} + \theta_5 Ln(Otros_pc)_{it} + \theta_6 Ln(Pob)_{it} + \theta_7 Ln(T.urba)_{it} + \theta_7 A.cat_{it} \\ & \theta_8 Más_20\% + \lambda_t + v_{it} \end{aligned} \quad [2]$$

A diferencia de la ecuación [1], el modelo propuesto en [2] incluye tres regazos de la variable dependiente en el lado derecho, además de un rezago para la principal variable de interés (participación de los ingresos por regalías en los ingresos totales)[33]. Dada la endogenidad subyacente entre los errores del periodo t, y de la variable dependiente rezagada en el periodo $t-1$, los estimadores obtenidos por efectos fijos de la ecuación [2] serian inconsistentes; por tal motivo, *Arellano y Bond (1991)* proponen un estimador basado en el método generalizado de momentos (GMM), el cual utiliza como instrumentos los rezagos y diferencias de las variables explicativas del modelo. Este método de estimación permite obtener estimadores consistentes de los parámetros de interés, además de estar diseñado para paneles donde la dimensión temporal es corta y el número de individuos es grande, lo que coincide con el panel municipal que se utiliza en este estudio.

Además de la consideración explicita de la potencial dinámica de las variables municipales, la ecuación [2] permite obtener un estimador de la elasticidad del esfuerzo fiscal propio

[33] La elección de los rezagos está asociada con los que son necesarios para que las pruebas de autocorrelación y la prueba de sobre-identificación de Sargan sean satisfactorias para los modelos que se presentan en la siguiente sección.

con respecto a la dependencia fiscal de los recursos de regalías tanto de corto plazo como de largo plazo. Siguiendo a *Farahani et al (2009)*, y dado que las variables de interés se encuentran en logaritmos, las elasticidades de corto plazo (ECP) y de largo plazo (ELP) están representadas por [3] y [4].

$$ECP = \theta_1 \qquad [3]$$

$$ELP = \frac{\theta_1 + \theta_2}{1-(\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3)} \qquad [4]$$

A continuación se presentan los resultados concentrando el análisis en las elasticidades del esfuerzo fiscal propio con respecto a la dependencia fiscal de los recursos de regalías

1.4.6.3. Resultados

Como se señaló en la sección anterior, los resultados obtenidos se presentan en dos partes. En la primera se presentan los resultados del modelo de efectos fijos en el cual se ignora la potencial dinámica de las variables fiscales a nivel municipal. En la segunda, el análisis se concentra en las elasticidades de corto y largo plazo del esfuerzo fiscal propio con respecto a la dependencia fiscal de los recursos de regalías.

La Tabla 18 contiene los resultados para los modelos de efectos fijos. En las columnas (1) y (2) se estima el efecto de las regalías directas asociadas con la producción de hidrocarburos (como proporción de los ingresos municipales totales, *Reg/IT*), mientras que en las columnas (3) Y (4) se estima el efecto de las regalías directas asociadas con la producción de cualquier RR.NN. [34] (Como proporción de los ingresos municipales totales, *Regtotales/IT*). Se introducen ambas especificaciones con el fin de contrastar si los efectos fiscales de la dependencia en los recursos de regalías varían entre los recursos provenientes de la explotación de hidrocarburos (que constituyen la mayor parte de las regalías directas) y los que provienen de otros RR.NN.

En primer lugar, vale la pena señalar que los signos de las variables explicativas diferentes a la variable de interés son los esperados y que, excepto la población municipal y la variable que identifica los municipios con participaciones mayores al 20% de los recursos de regalías en los ingresos totales, todas son estadísticamente significativas al 1%.

[34] A diferencia del caso anterior, aquí se incluyen regalías directas producto de cualquier actividad de extracción de RR.NN.

Además, se observa que no existen diferencias importantes entre los resultados obtenidos para las especificaciones con dependencia en los recursos de regalías por hidrocarburos y los de las regalías totales.

Los resultados de la Tabla 18 muestran que una mayor dependencia de los ingresos provenientes de transferencias del Gobierno Central se encuentra asociada con un menor esfuerzo fiscal municipal. En particular, se estima una elasticidad de -0.33 para la especificaciones (1) y (2) y de -0.4 para (3) y (4). Así mismo, un mayor número de años sin actualizar el catastro urbano a nivel municipal se encuentra negativamente asociado con el esfuerzo fiscal propio. Como era de esperarse, aumentos en la tasa de urbanización presentan una relación positiva con el esfuerzo fiscal propio, con una elasticidad estimada de 0.34 y 0.33 para las columnas (1), (2) y (3), (4) respectivamente. De otro lado, la variable que diferencia entre municipios para los cuáles las regalías representan más del 20% de sus ingresos no resulta significativa.

El resultado más importante para los propósitos de este estudio, es, sin duda, el estimador obtenido con respecto a la participación de las regalías. La elasticidad estimada de alrededor de -1.1 para el caso de las regalías por hidrocarburos, indica que aumentos del 1% en la participación de los ingresos por regalías de hidrocarburos sobre los ingresos totales, reducen en 1.1% el esfuerzo fiscal propio, resultado que es consistente con el de las especificaciones (3) y (4) para las regalías provenientes de cualquier actividad extractiva.

La Tabla 18 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 *Postali y Rocha (2009)* para el caso de Brasil, y está en línea con la evidencia a nivel de países de *Bornhorst et. al. (2009).*

Tabla 18: Resultados modelo efectos fijos (2004-2011)[a]

Logpredialpc	(1)	(2)	Logpredialpc	(3)	(4)
Log(Reg/IT)	**-1.044*** **	**-1.146*** **	**Log(Regtotales/IT)**	**-1.110*** **	**-1.079*** **
	(0.173)	(0.268)		(0.179)	(0.267)
Log(Trans/IT)	-0.326***	-0.326***	Log(Trans/IT)	-0.395***	-0.395***
	(0.038)	(0.038)		(0.040)	(0.040)
Log(Otros_pc)	0.041***	0.041***	Log(Otros_pc)	0.039***	0.039***
	(0.013)	(0.013)		(0.013)	(0.013)
Log(Población)	0.001	0.001	Log(Población)	0.003	0.003
	(0.032)	(0.032)		(0.032)	(0.032)
Log(Tasaurba)	0.340***	0.341***	Log(Tasaurba)	0.333***	0.333***
	(0.059)	(0.059)		(0.059)	(0.059)
Años sin actualizar	-0.014***	-0.014***	Años sin actualizar	-0.013***	-0.013***
	(0.002)	(0.002)		(0.002)	(0.002)
Más de 20%		0.038	Más de 20%_RT		-0.012
		(0.065)			(0.062)
Constante	-5.403	-5.280	Constante	-7.204	-7.213
	(6.720)	(6.724)		(6.618)	(6.625)
Observaciones	8,526	8,526	Observaciones	8,526	8,526
Número de municipios	1,090	1,090	Número de municipios	1,090	1,090
Errores estándar robustos en paréntesis			Errores estándar robustos en paréntesis		
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1			*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1		

a Se incluyen efectos fijos de año.

Como se explicó en la sección anterior, la consideración explicita de la dinámica dentro del modelo es relevante, ya que la existencia de persistencia en las variables fiscales afecta los resultados obtenidos. Además, las especificaciones de panel dinámico permiten obtener elasticidades de corto y largo plazo para la variable de interés.

La Tabla 19 contiene los resultados de la estimación de panel dinámico. El número de rezagos incluidos para la variable dependiente aseguran que las pruebas de autocorrelación hasta de orden 2 y de sobre-identificación (validez de los instrumentos) se cumplen para todas las especificaciones.

Tabla 19: Resultados modelo panel dinámico (2004-2011)[a]

Logpredialpc	(1)	(2)
Logpredialpc(-1)	-0.650***	-0.654***
	(0.206)	(0.206)
Logpredialpc(-2)	-0.343***	-0.345***
	(0.095)	(0.094)
Logpredialpc(-3)	-0.194***	-0.195***
	(0.045)	(0.045)
Log(Reg/IT)	**-0.629*** **	**-0.642** **
	(0.244)	(0.263)
Log(Reg/IT)(-1)	**-0.014**	**-0.013**
	(0.265)	(0.267)
Log(Trans/IT)	-0.065*	-0.066*
	(0.037)	(0.037)
Log(Trans/IT)(-1)	0.020	0.018
	(0.042)	(0.042)
Log(Otros_pc)	-0.007	-0.007
	(0.016)	(0.016)
Log(Población)	0.283	0.280
	(0.496)	(0.497)
Log(Tasaurba)	1.328**	1.325**
	(0.604)	(0.604)
Años sin actualizar	-0.012***	-0.012***
	(0.002)	(0.002)
Más de 20%		0.002
		(0.069)
Constante	-62.776***	-63.020***
	(16.955)	(17.001)
Observaciones	4,096	4,096
Número de municipios	1,056	1,056
AR(1) (estadístico z)	Pr>z= 0.48	Pr>z= 0.47
AR(2) (estadístico z)	Pr>z= 0.62	Pr>z= 0.64
Errores estándar robustos en paréntesis		
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1		

Logpredialpc	(3)	(4)
Logpredialpc(-1)	-0.639***	-0.645***
	(0.199)	(0.199)
Logpredialpc(-2)	-0.339***	-0.342***
	(0.093)	(0.092)
Logpredialpc(-3)	-0.193***	-0.195***
	(0.045)	(0.045)
Log(Regtotales/IT)	**-0.617*** **	**-0.669*** **
	(0.186)	(0.226)
Log(Regtotales/IT)(-1)	**-0.123**	**-0.123**
	(0.203)	(0.205)
Log(Trans/IT)	-0.103***	-0.105***
	(0.038)	(0.037)
Log(Trans/IT)(-1)	0.010	0.008
	(0.044)	(0.044)
Log(Otros_pc)	-0.010	-0.010
	(0.017)	(0.017)
Log(Población)	0.346	0.336
	(0.492)	(0.493)
Log(Tasaurba)	1.380**	1.366**
	(0.600)	(0.600)
Años sin actualizar	-0.011***	-0.011***
	(0.002)	(0.002)
Más de 20%_RT		0.020
		(0.059)
Constante	-62.464***	-62.616***
	(16.912)	(16.928)
Observaciones	4,096	4,096
Número de municipios	1,056	1,056
AR(1) (estadístico z)	Pr>z= 0.69	Pr>z= 0.71
AR(2) (estadístico z)	Pr>z= 0.36	Pr>z= 0.37
Errores estándar robustos en paréntesis		
*** p<0.01, ** p<0.05, * p<0.1		

a Se incluyen efectos fijos de año.

En contraste con los resultados contenidos en la Tabla 18, la significancia de los otros recursos propios per cápita desaparece cuando se considera de manera explícita la dinámica en la variable de esfuerzo fiscal propio. De otro lado, se mantiene la significancia y con los signos esperados de la relación directa entre esfuerzo fiscal propio y tasa de urbanización, e inversa entre esfuerzo fiscal propio y el número de años sin actualizar el predial, así como con la dependencia de los ingresos por transferencias del Gobierno Central.

Al igual que en el caso de la Tabla 18, los resultados obtenidos para las especificaciones que consideran como variable de interés las regalías provenientes del sector hidrocarburos (columnas (1) y (2)) y las regalías totales (columnas (3) y (4)) no muestran grandes diferencias.

La Tabla 20 resume los resultados de las elasticidades que se desprenden de la Tabla 19. Los principales elementos a destacar de estos resultados son los siguientes:

(i) La elasticidad de corto plazo estimada 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.

(ii) 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.

Tabla 20: Elasticidades dependencia en regalías sobre esfuerzo fiscal

Elasticidad (Reg)		Elasticidad (Regtot)	
Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
-0.642***	-0.299**	-0.669***	-0.307**

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.

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, que lee de forma detallada la producción del sector petrolero y la traduce en cambios sobre el nivel de la actividad económica y en los ingresos fiscales. Este modelo recoge las principales cuentas del estado de resultados de Ecopetrol 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). En la presente modelación, que simula el escenario contrafactual 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, lo que ilustraría la pérdida de espacio fiscal que se habría generado.

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 este 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. En las siguientes secciones se analizará el ejercicio de simulación a través del MEGF de la ausencia de la bonanza petrolera de la última década en Colombia. El capítulo está compuesto por cuatro secciones, además de esta introducción: a) los supuestos de simulación; b) el impacto sobre crecimiento económico y la producción nacional; c) la estimación de la tasa de cambio y la recomposición de la economía, y d) el balance fiscal de Ecopetrol y del Gobierno Nacional Central.

* Esta sección fue elaborada por David Forero y Adrián Zuur.

1.5.1 Las Simulaciones de Equilibrio General

Los Modelos de Equilibrio General son, en esencia, sistemas de ecuaciones que describen los equilibrios de oferta y demanda en todos los mercados de una economía, tomando como fuente de información la Matriz de Contabilidad Social (SAM)[35]. 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. Los parámetros del MEGF son calibrados con base en la matriz SAM de 2007 para Colombia, desagregada para dar cabida a las diferencias entre actividades formales e informales en la economía y a Ecopetrol como una empresa diferente al resto de firmas privadas.

Dado que los choques a simular con el MEGF están relacionados con el sector de hidrocarburos, se construyó en programación matemática un módulo anexo cuyo propósito es caracterizar detalladamente el comportamiento de los flujos monetarios de la actividad petrolera hacia el Gobierno Nacional Central. En otras palabras, este módulo resume y simula los principales canales por los que este sector puede afectar el balance fiscal del Gobierno Nacional Central.

El módulo construido separa los ingresos de las empresas del sector por ventas nacionales y al extranjero, y considera los gastos operacionales asociados, para luego estimar los ingresos tributarios que surgen por concepto de impuesto de renta. Adicionalmente, el módulo supone que la demanda interna de petróleo es utilizada para abastecer las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, las cuales aportan la producción de derivados del petróleo. Del mismo modo que el crudo y el gas, los derivados se venden tanto para consumo doméstico como exportaciones, con lo cual puede calcularse un ingreso de las empresas privadas y de Ecopetrol, y el pago que se va al Gobierno Nacional Central por concepto de impuesto de renta de ambas firmas. Finalmente, el módulo contempla el hecho de que Ecopetrol, al ser una empresa con participación mayoritaria del Estado, transfiere un flujo de dividendos al Gobierno Nacional Central proveniente de sus utilidades. Dado lo anterior, el módulo calcula un impacto fiscal total, que consiste en la suma del pago del impuesto a la renta de petróleo de Ecopetrol y privados, el impuesto a la renta de las empresas de gas, y el giro de dividendos de Ecopetrol al Gobierno Nacional

[35] 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).

Central[36]. El impacto fiscal del sector hidrocarburos estimado por el módulo petrolero es luego introducido al presupuesto del Gobierno Nacional Central en el MEGF. El cambio resultante en los ingresos del Gobierno Nacional Central tiene consecuencias sobre la demanda agregada en la economía, sobre el mercado de divisas y la tasa de cambio, y sobre indicadores fiscales como el déficit, el gasto, la inversión pública y el nivel de la deuda, entre otros.

1.5.2 Supuestos de simulación

En este capítulo se simulará el impacto del incremento de la explotación petrolera y el aumento presentado 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"). Si bien este supuesto a primera vista parecería ser pesimista, las expectativas de producción de petróleo de diferentes entidades públicas y privadas en ese entonces apuntaban hacia una reducción gradual en el volumen producido de crudo. Por ejemplo, las proyecciones de producción de petróleo realizadas por la ANH en el año 2004 (ANH, 2004) contemplaban, a partir de las reservas observadas en ese momento, una importante contracción de la extracción de dicho hidrocarburo, de tal forma que ya para 2010 el país pasaría de ser un exportador neto a un importador neto de crudo.

El escenario real observado, como se observó en secciones anteriores, 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 (Gráfico 56).

[36] Como se recordará, el impuesto a la renta y los dividendos de Ecopetrol representaron en la última década más del 95% del total de rentas fiscales generadas por el sector.

Gráfico 56. Precios y producción de petróleo

a) Producción



b. Precios



Fuente: ACP y ANH.

Dado que se quiere evaluar el impacto del auge petrolero y este 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.

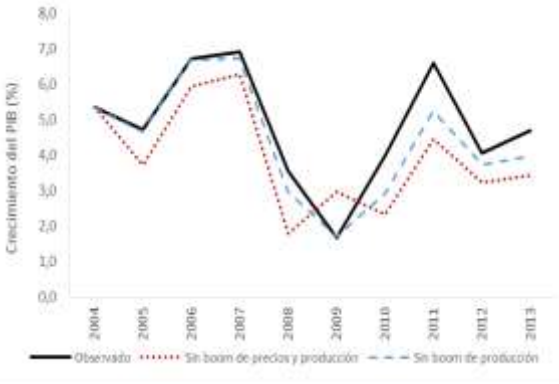
1.5.3. Crecimiento económico y producción nacional

Una de las principales ventajas de realizar evaluaciones de impacto con el Modelo de Equilibrio General es que, a diferencia de aquellos modelos que consideran solo una aproximación parcial, éste tiene en cuenta la respuesta del resto de los sectores de la producción y los agentes de la economía. En otras palabras, la modelación de equilibrio general es capaz de captar el hecho de que la menor producción de crudo no sólo afecta el ritmo de crecimiento del sector de hidrocarburos, sino que también tendría efectos sobre aquellas ramas de la actividad productiva que presentan algún tipo de encadenamiento con este sector, como por ejemplo los proveedores, y se generaría un menor consumo por parte de los trabajadores del sector y menores ingresos de capital; esto es lo que se analiza en el capítulo de encadenamientos en la forma de efectos directos, indirectos e inducidos. Como el Modelo de Equilibrio General toma como base la misma Matriz de Contabilidad Social (SAM) que el ejercicio de encadenamientos, es capaz de incluir el impacto de estos efectos dentro de la simulación.

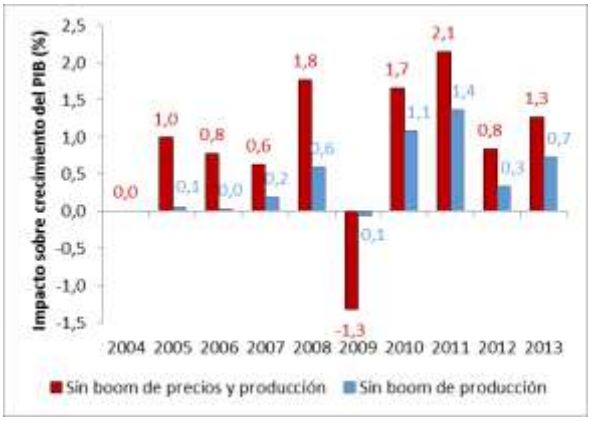
El Gráfico 57 muestra el resultado de la menor producción y precio del petróleo sobre el crecimiento de la economía colombiana. En efecto, el impacto del boom petrolero sobre el PIB puede llegar a ser significativo. Entre 2006 y 2013, la ocurrencia de esta bonanza implicó que el PIB nacional creciera en promedio 0,9 puntos porcentuales más por año, siendo 2010–2013 el periodo donde se presentó el mayor impacto, superior al 1,5% en el promedio anual en estos 4 años (Gráfico 47). Vale la pena resaltar que la diferencia entre el escenario observado y el de 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. En efecto, 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.

Gráfico 57. Impacto bonanza sobre crecimiento económico

a. Senda de crecimiento



b. Diferencias en tasa de crecimiento

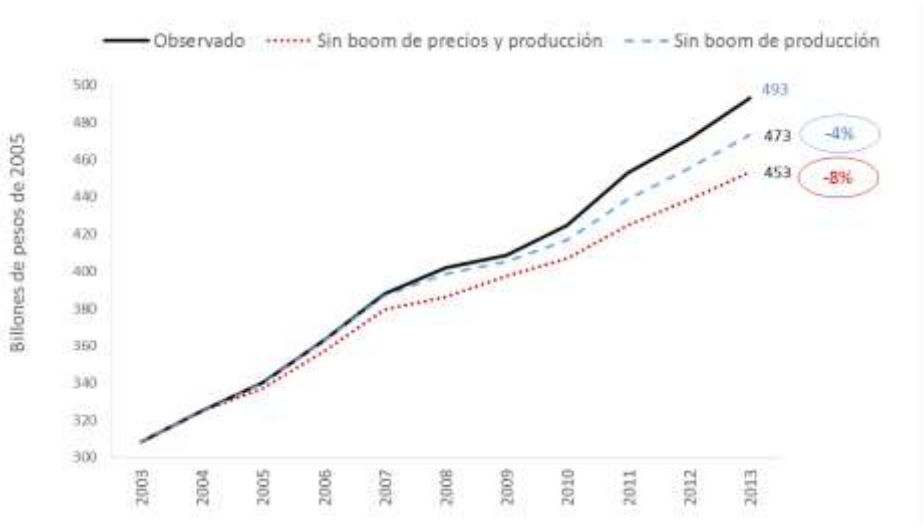


Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

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 $40 billones (pesos de 2005) por debajo del alcanzado en el escenario observado, lo que representa una caída de 8,0% (Gráfico 58). De esta caída, 19 billones corresponden al impacto de la producción, mientras que los 21 billones restantes al efecto precio. En términos de PIB per cápita, dado que no hay razones para considerar que el crecimiento poblacional se modificara

sustancialmente de no haberse presentado el boom petrolero, la reducción habría tenido la misma dimensión que la presentada a nivel agregado.

Gráfico 58. Impacto agregado sobre el Producto Interno Bruto



Diferencia en el agregado con respecto al escenario observado

Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

1.5.4. Tasa de cambio y recomposición de la economía

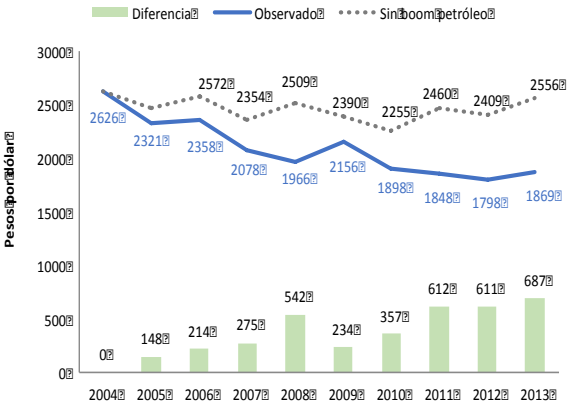
El impacto del boom sobre la tasa de cambio estaría explicado principalmente por la reducción en el valor de las exportaciones, teniendo en cuenta que el petróleo y sus derivados son el principal rubro de exportación de la economía colombiana, con una participación del 41,6% durante el periodo analizado. Asimismo, las operaciones efectuadas con los bienes producidos por el sector representan el 33% de todas las entradas de dólares (incluyendo los movimientos en la cuenta de capital y financiera). Por lo tanto, 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 ingresan 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. El Gráfico 5 muestra la diferencia entre 2004 y 2013 para los dos escenarios, que en promedio alcanza 368 pesos, de los cuales 242 pesos corresponde al efecto precio, mientras que 126 al efecto de la producción. Cabe

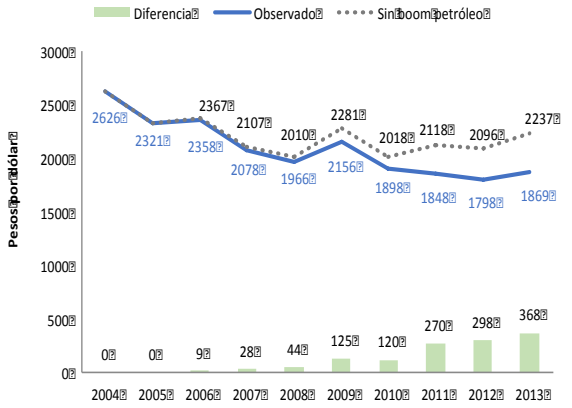
tener en cuenta que el impacto es mucho más fuerte para los últimos tres años, en los que la discrepancia supera los 600 pesos. Es decir, estaríamos presenciando en la actualidad niveles de tasa de cambio superiores a los 2.500 pesos, en el caso en el que no se hubiera materializado este boom petrolero (Gráfico 59).

Gráfico 59. Impacto sobre tasa de cambio.

a. Cambios en precios y producción



b. Cambio solo en producción



Fuente: Banco de la República y Modelo de Equilibrio General Fedesarrollo.

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 tradicionales[37]. Por el contrario, el menor monto de las rentas fiscales reduce la capacidad del gobierno para aumentar el gasto público, que se hace principalmente sobre servicios y otros bienes no transables, lo que reduce el crecimiento de este sector. Como se observa en el Gráfico 50, 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.

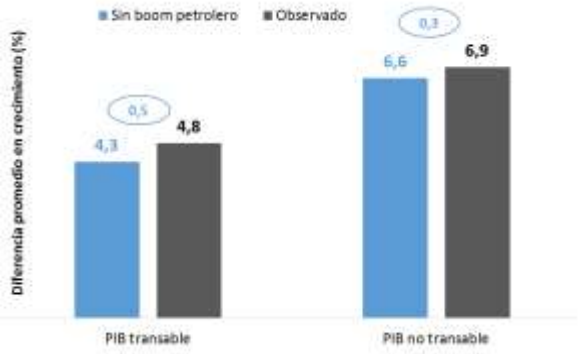
[37] Un potencial efecto que no es captado por el Modelo es el de las externalidades positivas que tendría un mayor crecimiento de los sectores transables como la agricultura y la industria manufacturera. Es el caso por ejemplo de la transferencia de *know-how* de la industria o el crecimiento de la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

Gráfico 60. Crecimiento promedio del PIB transable y no transable 2003 – 2013

a. Cambios en precios y producción



b. Cambio solo en producción



Fuente: DANE y Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

1.5.5. Cuentas fiscales

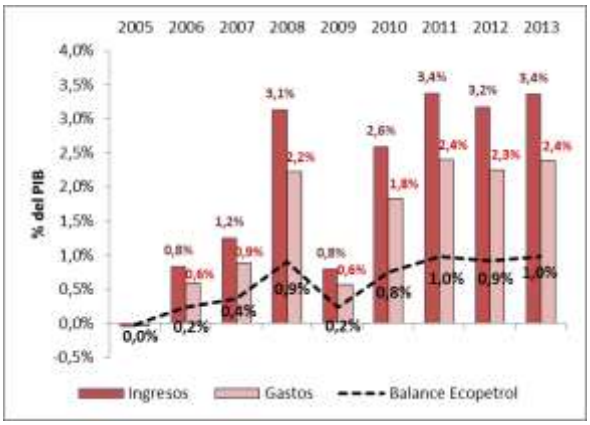
Tal como se detalló anteriormente, de caracterización del sector, en Colombia el balance tanto del Gobierno Nacional Central como del sector descentralizado dependen de manera importante de la producción de crudo, principalmente a través de dos canales. En primer lugar se encuentran los ingresos tributarios,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

En primer lugar, para calcular los ingresos de Ecopetrol, el módulo petrolero del MEGF se basa en los recursos captados por concepto de ventas de crudo y derivados, desagregándolos por ventas al mercado interno y exportaciones. Por lo tanto, entre 2006 y 2013 los ingresos de Ecopetrol 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 de 1,6 puntos del PIB anuales en el mismo periodo, en la forma de menor impuesto de renta de Ecopetrol y giro de regalías, entre otros gastos. Como se puede observar en el **Gráfico 61**, que muestra el impacto anual sobre los ingresos y gastos de Ecopetrol, la mayor producción del escenario

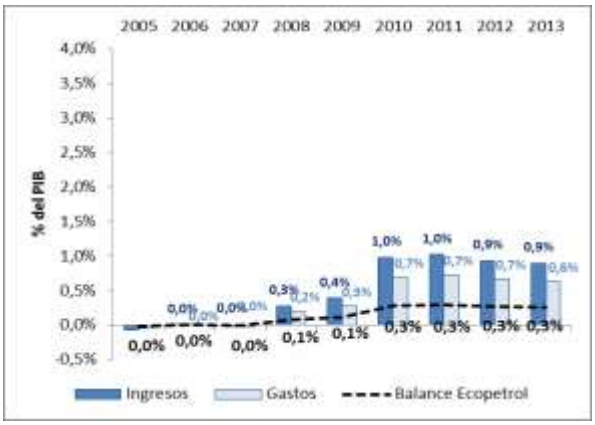
observado mejora el balance de la entidad entre 2006 y 2013 en cerca de 0,7 puntos del PIB anuales, si bien el mayor impacto se observa en el periodo 2010-2013.

Gráfico 61. Impacto escenario contrafactual sobre balance de Ecopetrol

a. Cambios en precios y producción



b. Cambio solo en producción

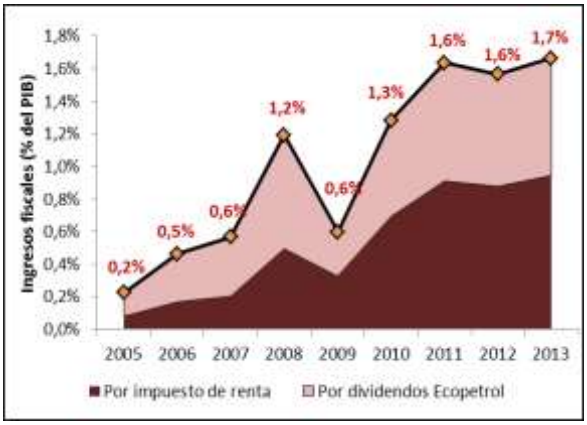


Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

Por último, se calcula el impacto que tuvo el boom petrolero en precios y producción sobre los ingresos fiscales en la última década. La modelación a través de equilibrio general 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 en 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, si bien el comportamiento de ambos en el tiempo difiere (Gráfico 8). Lo que esto quiere decir es 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.

Gráfico 62. Impacto sobre las finanzas públicas

a. Cambios en precios y producción



b. Cambio solo en producción



Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

CAPÍTULO II: ESCENARIOS DE PRECIOS Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS A 20 AÑOS

2.1. Contexto Internacional de Producción, Consumo 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 actividades de exploración y producción de recursos no convencionales, tales como el petróleo de esquistos bituminosos, principalmente en Estados Unidos. Este hecho ha debilitado la posición de Arabia Saudita y los demás países OPEP 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. La adecuada formulación de perspectivas de mediano y largo plazo del mercado mundial es una herramienta adecuada para que el país logre ajustarse a los eventuales cambios en el mercado.

Este capítulo estudia la evolución reciente del mercado mundial de petróleo y presenta la construcción de escenarios internacionales de mercado en un horizonte de 20 años. Lo que resta del capítulo se organiza de la siguiente manera: en la segunda sección se hace una caracterización del mercado mundial de petróleo entre 1990 y 2013, prestando atención a las dimensiones de producción, consumo y precios. La caracterización de cada dimensión evalúa los factores que inciden en su comportamiento, y muestra los cambios ocurridos durante el periodo ya referido.

La tercera sección presenta los posibles escenarios internacionales en un horizonte de 20 años, en tres subsecciones. La primera muestra los cambios recientes en materia de oferta y demanda, y las perspectivas de corto y mediano plazo. La segunda presenta una descripción del modelo usado para construir las proyecciones, y los factores de oferta y demanda que inciden en ellas. Finalmente se presentan los escenarios de precios construidos por Fedesarrollo.

* Esta sección fue elaborada por Mauricio Reina y Sebastián Macías.

2.1.1. Evolución del Mercado Mundial de Petróleo

Los últimos 20 años del mercado de petróleo se caracterizaron por el desarrollo de recursos no convencionales, un fuerte aumento en la demanda, a causa del crecimiento de las economías emergentes, y un incremento inusitado de los precios, rasgos que dominaron el escenario internacional hasta hace unos meses.

En esta sección se presenta una caracterización del mercado mundial de petróleo desde 1990 hasta 2013, prestando atención a las tres principales variables del mercado: la producción, el consumo y los precios. Los principales elementos que explican el comportamiento de estas variables son los costos de las tecnologías asociados al proceso de exploración y producción, el crecimiento económico, la geopolítica y la aparición de sustitutos energéticos, entre otros factores.

Antes de profundizar en esa caracterización, se requiere abordar una consideración metodológica. En los análisis que siguen, se consideran dos clasificaciones de los principales países que intervienen en el mercado mundial: los miembros de la OCDE y los miembros de la OPEP. Estas distinciones son utilizadas por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA) y la Agencia Internacional de Energía de la OCDE (IEA), y su principal utilidad tiene que ver con la caracterización del consumo y la producción de petróleo.

La membresía a la OCDE sirve como proxy del nivel de desarrollo de los países y permite hacer análisis diferenciados desde la perspectiva del consumo. La diferencia en las demandas energéticas de los dos grupos de países (miembros y no miembros de la OCDE) se materializa en las fuentes que usan y en la eficiencia energética que alcanzan.

Los países miembros de la OCDE corresponden a las economías más desarrolladas, tienen perspectivas menos favorables en materia de crecimiento económico y han alcanzado, en gran medida, buenos niveles de eficiencia energética, recurriendo a fuentes energéticas distintas al petróleo (Finley, 2012). Por otro lado, los países que no hacen parte de la OCDE son generalmente no desarrollados y emergentes. Las tasas de crecimiento económico de los países emergentes inciden en incrementos más cuantiosos en sus demandas energéticas y, principalmente, en las de petróleo (Smith, 2009). Además, las crecientes necesidades de transporte de carga y personas, y de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, impulsan la demanda por petróleo (British Petroleum, 2014).

Por otro lado, la membresía a la OPEP permite diferenciar el análisis desde la perspectiva de la producción. La OPEP es el cartel internacional más importante del mundo en materia de producción de petróleo, y no está sujeto a ningún tipo de autoridad de competencia.

Este elemento fortalece su capacidad de ejercer conductas restrictivas de la competencia a través de cuotas, que se traducen en presiones sobre los precios (Korin & Woolsey, 2008) (Kaufmann, Dees, Karadeloglou, & Sanchez, 2004) (Bentzen, 2007). En ese sentido, las porciones de mercado de los países que no hacen parte de la OPEP pueden ayudar a contrarrestar el efecto de las cuotas, permitiendo que el mercado gane algún margen de competencia, dado el carácter descentralizado de las decisiones de los países no miembros. Dicho de otro modo, los agentes del mercado tienen en cuenta el nivel de producción y los inventarios de los países no miembros para formar sus expectativas sobre el comportamiento del mercado.

Lo que sigue de esta sección se organiza así: una primera subsección se ocupa del análisis de la producción, la segunda subsección aborda el consumo, y última evalúa los precios internacionales de referencia.

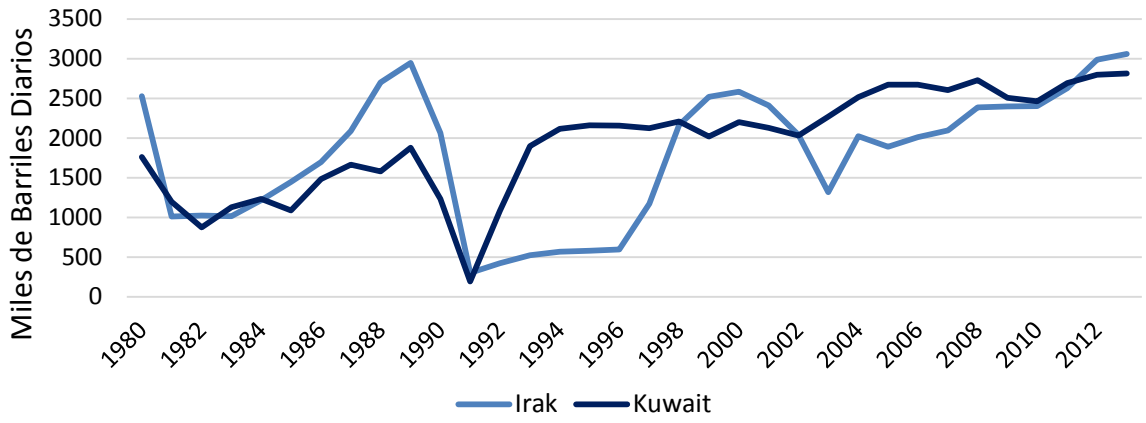
2.1.1.1. Producción

Desde 1990, varios eventos han afectado la estructura de la producción mundial de petróleo. Algunos hechos relevantes son el resurgimiento del sector petrolero estadounidense, a causa del desarrollo de fuentes no convencionales, la fuerte incidencia de las tensiones geopolíticas en Medio Oriente y la escasa inversión en capacidad incremental por parte de los países miembros de la OPEP, entre otros.

En la década de los noventa solo hubo un choque importante en materia de producción. La invasión de Irak a Kuwait, en agosto de 1990, implicó una reducción en la producción de esos países, que en ese momento aportaban el 9% de la oferta mundial de petróleo. Los temores de que el conflicto se extendiera rápidamente a Arabia Saudita llevaron a la intervención de los Estados Unidos, garantizando la provisión del crudo (Aarts & Renner, 1991).

El 53 muestra la producción anual de petróleo de Irak y Kuwait entre 1980 y 2013. El conflicto bélico entre los dos países significó una fuerte reducción en sus niveles de producción entre 1990 y 1991, del orden del 85% para cada uno de ellos. Sin embargo, tras este choque, Kuwait recuperó sus niveles de producción en cuestión de dos años. En contraste, Irak tardaría cerca de 8 años en alcanzar los niveles de producción que tenía antes del conflicto.

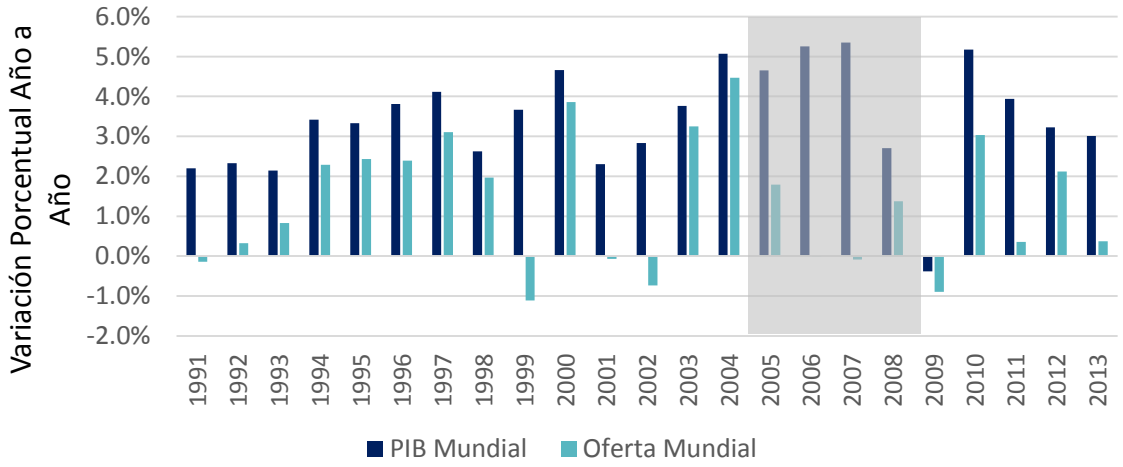
Gráfico 63 Producción Anual de Petróleo de Irak y Kuwait.



Fuente: Energy Information Administration

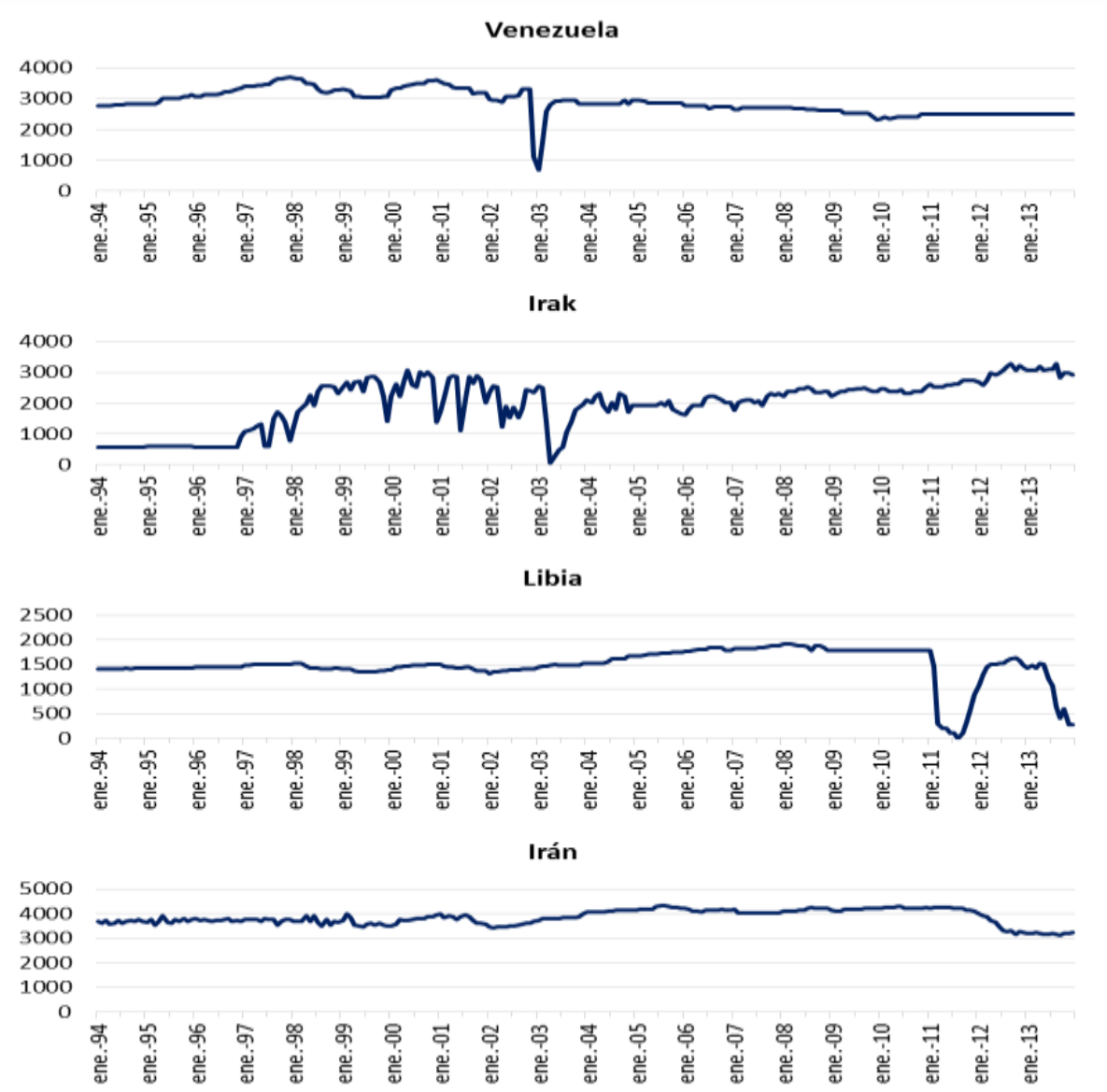
La década de los 2000 estuvo caracterizada por un crecimiento insuficiente en la oferta frente a las buenas cifras de crecimiento de las economías emergentes. De acuerdo con la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, el crecimiento económico observado entre 2005 y 2008 fue considerablemente alto. La oferta mundial de petróleo no logró ajustarse a estos altos niveles de crecimiento económico, generando presiones al alza en los precios. El muestra el comportamiento del crecimiento anual del PIB mundial y de la oferta mundial de petróleo. En la zona sombreada se observa que durante dos años consecutivos, 2006 y 2007, la oferta mundial de petróleo se mantuvo casi inalterada, mientras que el crecimiento mundial del PIB presentó cifras históricamente altas.

Gráfico 64 Crecimiento Anual de PIB Mundial y la Oferta Mundial de Petróleo



Fuente: IMF - Energy Information Administration

Gráfico 65 Oferta de Petróleo Mensual de Venezuela, Irak, Libia e Irán. (Miles de Barriles Diarios)



Fuente: Energy Information Administration

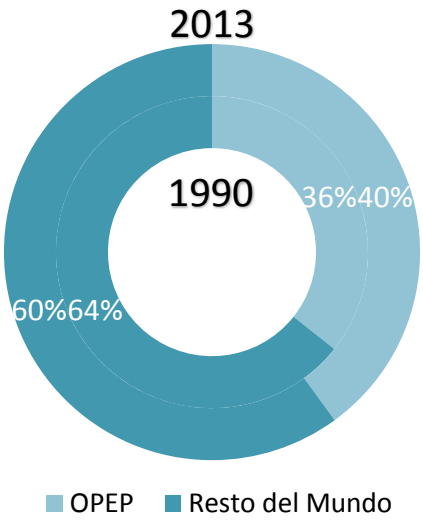
El pobre desempeño de la oferta de petróleo en este periodo resulta importante para entender el agotamiento de la capacidad no utilizada de la OPEP (inferior a los 2.5 millones de barriles diarios en el periodo 2003-2008). De acuerdo con Smith (2009), la principal causa de la caída del 23% en la producción de los países no-OPEP, entre 2004 y 2008, fue el rápido crecimiento del precio de los factores, tales como los oleoductos y las plataformas de perforación. Esta caída tuvo un fuerte efecto en los niveles de capacidad no utilizada de la OPEP, limitando el poder de la organización de responder ante choques de todo tipo. Adicionalmente, los bajos niveles de inversión en campos petroleros

restringieron aún más dicha capacidad y se constituyeron en verdaderos cuellos de botella para la oferta mundial de crudo.

Otro elemento que resulta importante analizar es el papel de los choques asociados a factores geopolíticos. Durante el periodo de análisis se destacan cuatro choques importantes: el Golpe de Estado en Venezuela a finales de 2002, la guerra de Irak en 2003, la guerra civil libia en 2011 y las sanciones pro-desarme nuclear a Irán en 2012.

El muestra el comportamiento de la producción mensual de petróleo para estos 4 países. La caída en la producción venezolana fue de 2.5 millones de barriles diarios entre diciembre de 2002 y febrero de 2003. La iraquí fue de 2.4 millones de barriles diarios entre marzo y abril de 2003. La caída libia fue de 1.8 millones de barriles entre febrero y agosto de 2011. Adicionalmente, los conflictos civiles se agudizaron en 2013, trayendo consigo nuevas afectaciones a los niveles de producción. Finalmente, las exigencias de desarme nuclear formuladas a Irán, por parte de la comunidad internacional, derivaron en sanciones económicas a ese país. Por dicha razón, el nivel de producción cayó en novecientos mil barriles diarios entre octubre de 2011 y septiembre de 2012[38].

Gráfico 66 Producción Mundial de Petróleo por Membresía OPEP (1990-2013)



Fuente: Energy Information Administration

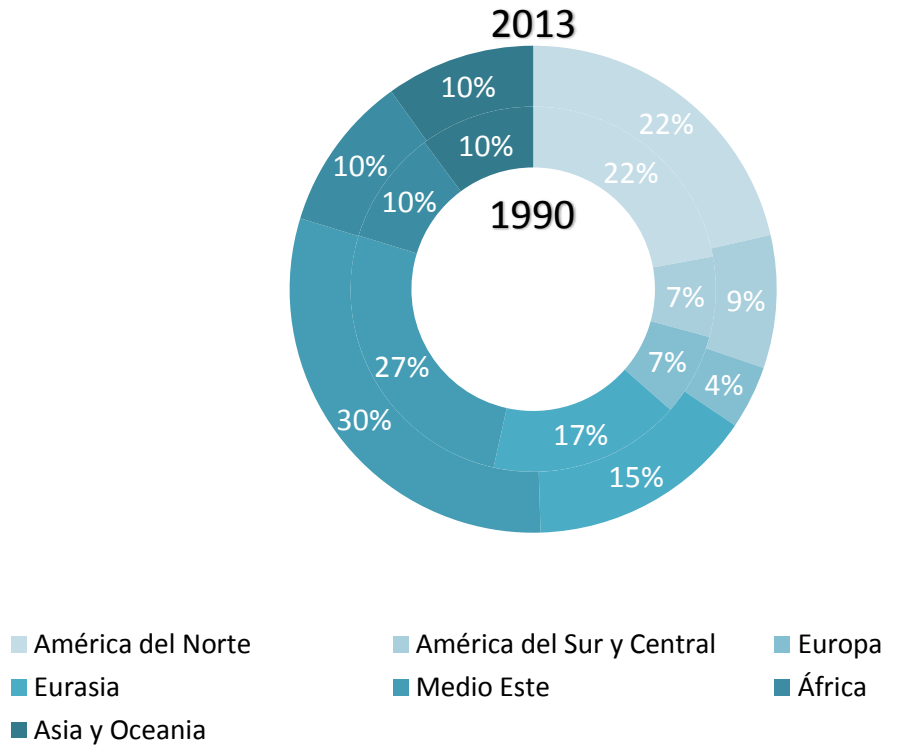
Finalmente, los gráficos 56 y 57 muestran la composición de la producción mundial de petróleo, por membresía OPEP y región, en 1990 y 2013. Con respecto al Gráfico 66, se

[38] Un análisis a mayor profundidad sobre el papel de los choques dentro del mercado mundial de petróleo puede ser consultado en Hamilton (2011).

puede decir que la OPEP ganó un 4 por ciento de participación 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).

El gráfico 57 muestra que 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. El caso de América del Norte responde al reciente desarrollo de recursos no convencionales. De acuerdo con información de la EIA, desde 2008 hubo un repunte en la producción americana de petróleo gracias a estos desarrollos, pasando de 1800 millones de barriles en 2008 a 2750 en 2013. Esta última cifra es 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.

Gráfico 67 Producción Mundial de Petróleo por Región (1990-2013)



Fuente: Energy Information Administration

Del mismo modo, el agotamiento de la capacidad productiva de los países nórdicos y, en general, de los europeos explica la caída en su participación. Los niveles de inversión en

América Latina, si bien son aún bajos frente a otras regiones, logran explicar el crecimiento del 2% en la producción de petróleo. El crecimiento de la participación de Medio Oriente responde, como ya se dijo, a las nuevas inversiones iniciadas desde 2008.

En términos generales, el periodo de análisis comprendido en este estudio 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).

La primera década de este siglo pasará a la historia como la de mayores incrementos en los precios internacionales de petróleo. Las altas cotizaciones incentivaron la inversión en el desarrollo de nuevas tecnologías de recuperación, y en la exploración y producción de recursos no-convencionales, antes considerados como económicamente inviables. Estos desarrollos habrían de determinar la evolución del mercado mundial de petróleo e incidirían en la recomposición de este desde el lado de la oferta.

2.1.1.2. Consumo

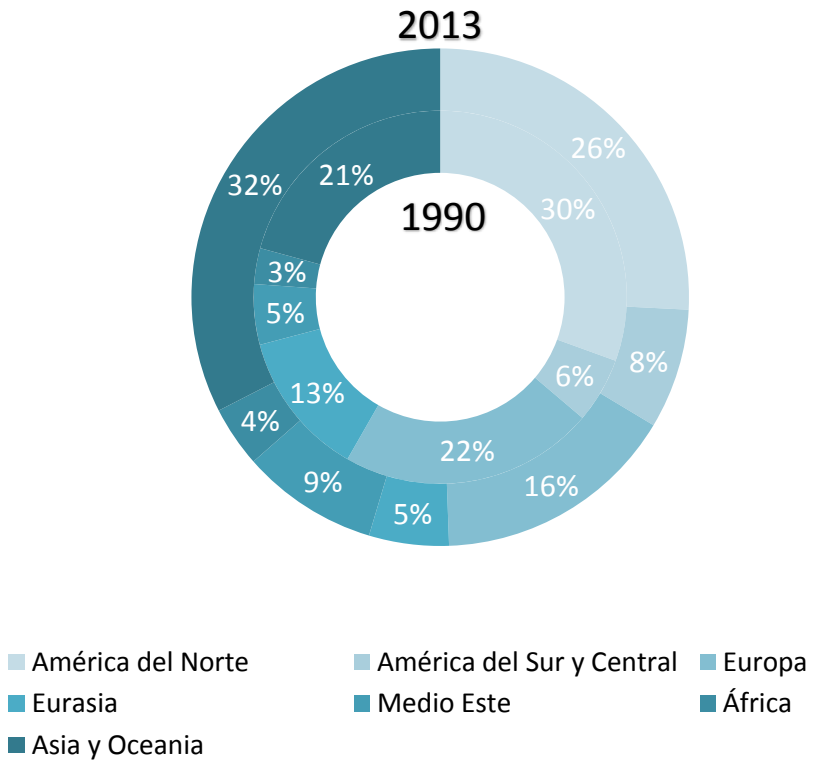
Como se mencionó en la introducción de esta sección, las principales agencias energéticas internacionales realizan sus análisis de demanda teniendo en cuenta dos grupos de países: aquellos que son miembros de la OCDE y los demás. Esta distinción proviene de varios aspectos relacionados con el nivel de desarrollo económico, entre los que sobresalen: el nivel de crecimiento económico, el desarrollo de energías alternativas, el marco institucional energético y distintas necesidades de transporte, entre otros.

En el periodo de estudio que aquí se considera, el crecimiento económico en los países No OCDE jalonó la demanda, inclusive en tiempos de crisis. De otro lado, las economías OCDE observaron tasas de crecimiento en sus demandas energéticas mucho más bajas que las de sus pares (países no OCDE) y un consumo mucho más elástico ante variaciones en los precios.

En lo que resta de esta subsección, se analizará el comportamiento del consumo de petróleo, principalmente en el periodo 2000-2013, debido a que el único choque

importante durante la década de los noventa ocurrió a causa de la crisis financiera asiática. Este choque fue de corta duración gracias a la rápida recuperación de las economías asiáticas, y al buen comportamiento de la economía estadounidense durante los años de 1999 y 2000.

Gráfico 68 Consumo Mundial de Petróleo por Región (1990-2013)



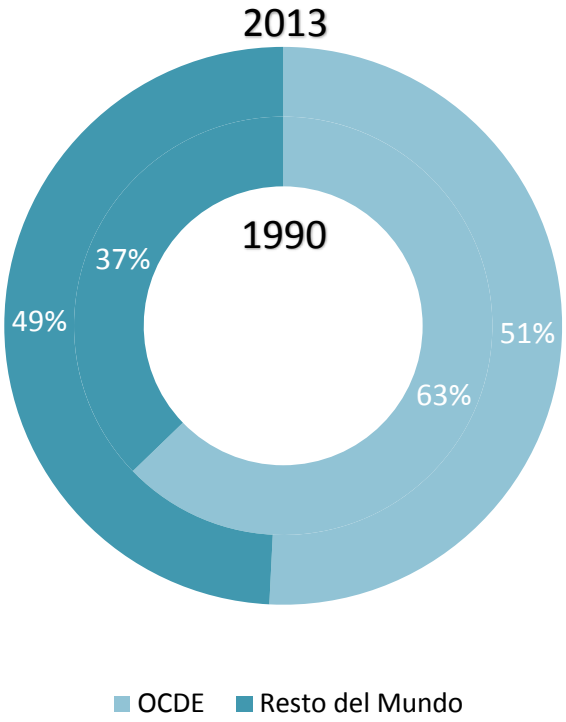
Fuente: Energy Information Administration

El Gráfico 68 muestra la composición del consumo mundial de petróleo por región, en 1990 y 2013. La participación de Asia y Oceanía, África, Medio Este y América del Sur y Central aumentó en el consumo mundial, mientras que la de América del Norte, Europa y Eurasia disminuyó. No sorprende, entonces, que los países OCDE estén ubicados en las regiones que observaron una baja en su participación, y que los países no-OCDE estén ubicados en las regiones que la aumentaron.

El Gráfico 69 muestra la composición del consumo mundial de petróleo, de acuerdo con la membresía a la OCDE, en 1990 y 2013. Éste respalda la apreciación sobre el desempeño de las economías no OCDE. De acuerdo con el Gráfico 69, la participación de estas economías aumentó doce puntos porcentuales, pasando del 37% al 49%. Las diversas agencias energéticas y los demás agentes importantes del sector han reconocido el rol preponderante de estas economías en el buen desempeño del consumo de petróleo en

los últimos años. Las altas tasas de crecimiento registradas en China, India, Brasil y los demás países emergentes indujeron un crecimiento en sus demandas energéticas.

Gráfico 69 Consumo Mundial de Petróleo por Membresía OCDE (1990-2013)

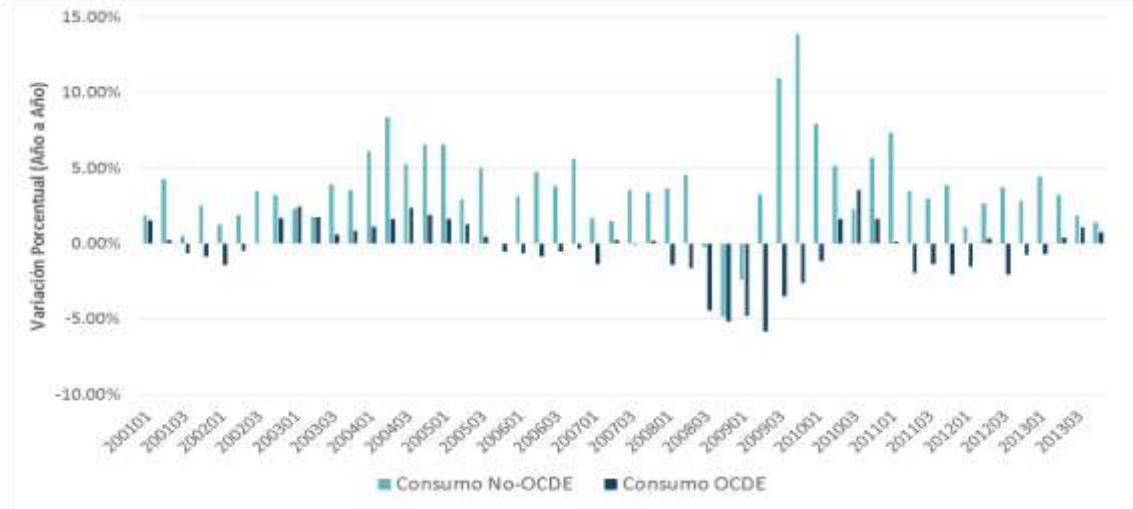


Fuente: Energy Information Administration

Estos incrementos provienen de distintos factores asociados con la estructura económica de estos países. La Administración de Información Energética de Estados Unidos ha identificado cuatro: i. las actividades de transporte comercial y de personas requieren grandes cantidades de petróleo; ii. muchos procesos manufactureros consumen petróleo o gasolina como insumo; iii. el petróleo aún se usa para la generación de energía eléctrica; y iv. el crecimiento poblacional trae consigo incrementos en la demanda de energía. (Energy Information Administration, 2014).

El Gráfico 70 muestra las tasas de crecimiento del consumo de petróleo, de acuerdo con la membresía a la OCDE, entre 2001 y 2013. Durante el periodo de análisis, el consumo de petróleo de las economías OCDE decreció cada trimestre a una tasa promedio anual de 0.37%. Por el contrario, el consumo de las economías no-OCDE creció cada trimestre a una tasa promedio anual de 3.61%. De hecho, el consumo de las economías no-OCDE solo se contrajo en tres trimestres: el tercero y cuarto de 2008, y el primero de 2009. El rol de las economías emergentes es aún más importante si se tiene en cuenta que entre 2003 y 2005 China aportó un tercio del crecimiento del consumo mundial de petróleo.

Gráfico 70 Tasas de Crecimiento de Consumo de Petróleo según Membresía OCDE



Fuente: Energy Information Administration

Durante el periodo de estudio, 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. Por dicha razón, los países OCDE tienen mejores índices de eficiencia energética al recurrir a fuentes de energías alternativas. Esto impacta negativamente el consumo de combustibles fósiles y, en particular, el de petróleo.

Un tercer elemento se refiere a las regulaciones energéticas de estos países. En contraste con los emergentes, los países OCDE concilian posturas en materia de política pública y logran adherirse a códigos de buenas prácticas. En general, estos países han logrado eliminar, paulatinamente, muchos 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.

En cuarto y último lugar, el consumo de vehículos no juega un rol tan marcado en la demanda de energía en los países OCDE frente a las economías emergentes. De acuerdo

con el Fondo Monetario Internacional, la posesión de vehículos empieza a crecer rápidamente cuando los países alcanzan un nivel de ingreso per cápita de $2.500 dólares. El crecimiento acelerado continúa hasta que se alcanza un ingreso per cápita de $10.000 dólares, llegando a niveles de saturación cercanos a los 850 vehículos por cada 1.000 habitantes (International Monetary Fund, 2005). En este contexto, los países OCDE han adoptado estándares de eficiencia energética y de control a las emisiones en los vehículos de uso personal (*e.g. Normativa Europea sobre Emisiones*) que les permite cumplir con compromisos internacionales en materia de emisiones.

2.1.1.3. Precios

La historia reciente del mercado mundial de petróleo ha estado marcada por un incremento inusitado en los precios internacionales de referencia, en particular a partir de 2004. Esta subsección profundiza en el análisis del comportamiento de los precios, considerando los distintos factores que pueden afectarlos. De acuerdo con la EIA, varios factores inciden en la formación de los precios internacionales del petróleo. El Gráfico 71 resume los principales factores agrupados según balance físico, demanda, condiciones de mercado y oferta. (Energy Information Administration, 2014).

Gráfico 71 Factores Determinantes en la Formación de Precios de Petróleo



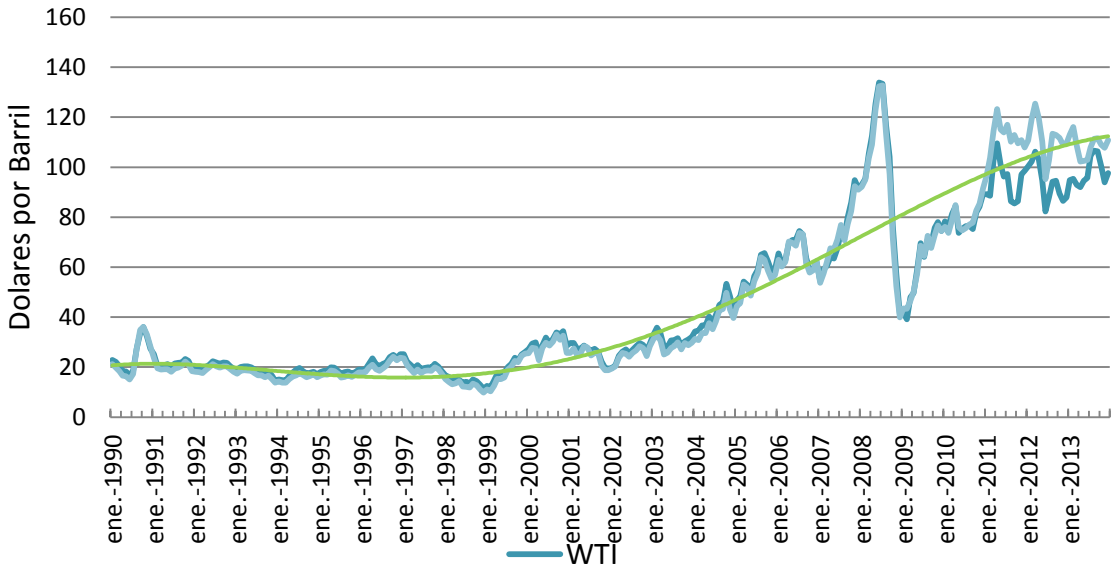
Fuente: Energy Information Administration (2014)

Un elemento común a todo el periodo de análisis ha sido la existencia de las cuotas de estabilización de precios de la OPEP. En general, cuando los países miembros observan movimientos en los precios que no favorecen sus inversiones, toman decisiones sobre las

cuotas de mercado. Las intervenciones de la OPEP con miras a estabilizar los precios internacionales de referencia se realizan a través de dos vías. En primer lugar, los países miembros adoptan reducciones a la capacidad de producción existente. En segundo lugar, adoptan restricciones para la búsqueda y desarrollo de nuevos recursos, limitando el crecimiento de nueva capacidad de producción (Smith, 2009).

En el Gráfico 72 se muestra el comportamiento de los precios internacionales de referencia entre 1990 y 2013. Durante la década de los noventa, los precios internacionales de referencia oscilaron alrededor de los 20 dólares, con fuertes movimientos asociados con fenómenos de todo tipo. La baja en la producción de principio de década coincidió con la tensión geopolítica asociada a la invasión de Iraq a Kuwait, generando una presión al alza en los precios.

Gráfico 72 Precios Internacionales del Petróleo en Dólares Corrientes



Fuente: Energy Information Administration (2014)

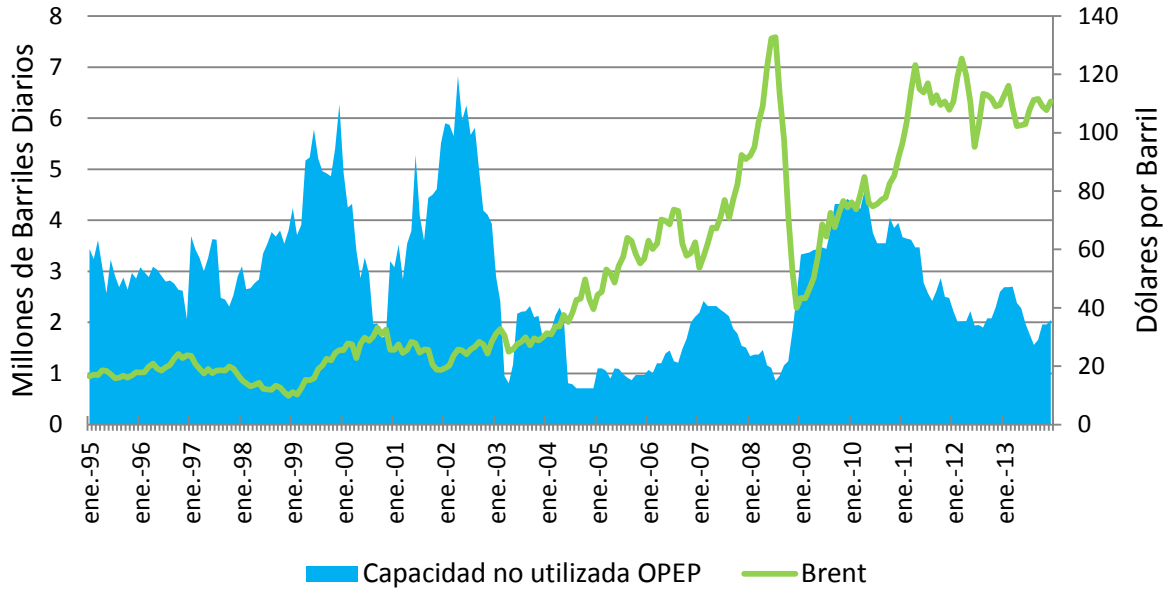
El periodo de 1991 a junio de 1994 estuvo caracterizado por una caída leve en los precios. Desde mediados de 1994 y hasta finales de 1997, el crecimiento de la economía estadounidense, junto al buen comportamiento de las economías asiáticas, permitió una presión al alza que llevó los precios a niveles cercanos a los 30 dólares (Hamilton, 2011). Sumado a lo anterior, la caída de la Unión Soviética significó una importante reducción en la producción rusa de 7.8 millones de barril por día en 1992 a 6.1 en 1998, generando una contracción en la oferta y por ende una presión al alza en los precios. La crisis financiera de final de siglo impactó el nivel de consumo energético de los países asiáticos. Este fenómeno se combinó con el incremento en las cuotas de producción de la OPEP y creó una presión a la baja en los precios.

En la primera década del milenio pueden destacarse 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 no hubo choques de gran trascendencia, y el segundo, que tiene lugar desde 2004, cuando hubo fenómenos inquietantes asociados a los precios. Entre estos, se destaca el fuerte crecimiento de las cotizaciones, el máximo histórico de 145 dólares alcanzado en julio de 2008, 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 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 la IEA, la caída de en la producción Iraquí entre 2002 y 2003 fue, en promedio, de setecientos veintiún mil barriles diarios. Por su lado, la caída de producción venezolana fue, en promedio, del orden de trecientos cuarenta y tres mil barriles diarios.

En el periodo comprendido entre 2003 y 2008, los precios internacionales presentaron un incremento mucho más acelerado que en cualquier otro periodo de análisis. Varios factores se combinaron afectando los niveles de precios.

Gráfico 73 Capacidad no utilizada de la OPEP y Precio Internacional Brent



Fuente: Energy Information Administration (2014)

El primero es el comportamiento de la capacidad no utilizada de la OPEP. Ésta es una variable crítica de ajuste que tiene ese organismo para responder a las variaciones en precios y la oferta mundial. El Gráfico 73 muestra el comportamiento de la capacidad no utilizada de la OPEP y el precio internacional de referencia Brent. El periodo comprendido entre enero de 2003 y enero de 2009 se caracterizó por tener niveles de capacidad no utilizada menores a 2.5 millones de barriles diarios. De acuerdo a la IEA, estos niveles históricamente bajos limitan la capacidad de reacción de la OPEP ante choques en los precios y la oferta de países no-OPEP.

Los bajos niveles de capacidad no utilizada también afectan 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. Esto hace que los países acumulen inventarios para enfrentar dichas interrupciones, disminuyendo la capacidad actual de provisión y generando una presión al alza en los precios (AlYousef, 2012) (Energy Information Administration, 2014).

Un segundo elemento a considerar es el crecimiento económico (como indicador de la demanda de petróleo) en el periodo ya referenciado. Entre 2003 y 2005, el crecimiento de la oferta mundial de petróleo logró satisfacer los crecimientos en las demandas energéticas asociadas al crecimiento sostenido del PIB mundial. Sin embargo, el crecimiento de la oferta global de petróleo fue mucho más lento que el del PIB mundial en el periodo 2005-2008, lo que se tradujo en una fuerte presión sobre los precios del crudo.

Un tercer elemento se relaciona con el estado del clima. En 2005 y 2006, la temporada de huracanes en el golfo de México afectó fuertemente la producción de petróleo y gas natural de los Estados Unidos. Las afectaciones a los campos de extracción, la infraestructura de transporte, las refinerías y los proyectos en construcción en Texas, Luisiana, Alabama y Mississippi, son las principales razones para la reducción de la producción interna estadounidense (Energy Information Administration, 2007).

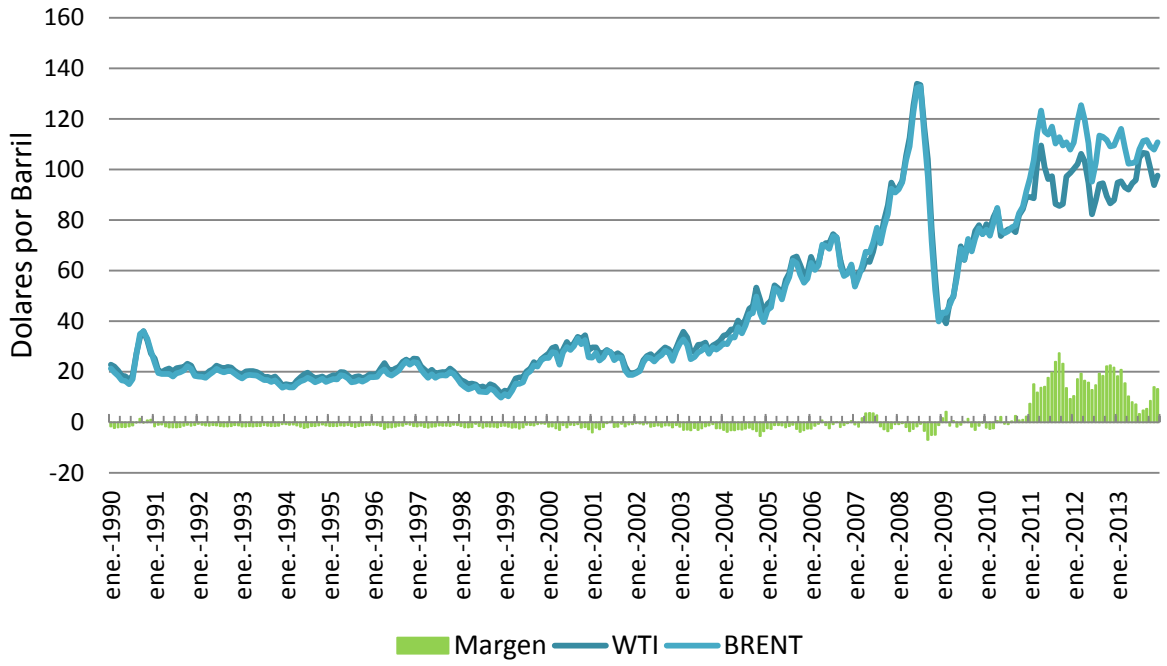
Otros elementos importantes para entender el comportamiento de los precios durante este periodo son los cuellos de botella en el sector de refinación, las tensiones geopolíticas en Nigeria, Irán, Iraq y Venezuela, y las actividades de especulación en los mercados financieros (Energy Information Administration, 2007).

Entre 2009 y 2013, se destacan dos hechos relevantes: la recuperación de los precios internacionales después de la crisis financiera de 2008, y la divergencia entre los precios WTI y Brent. La crisis financiera de 2008 supuso una contracción en el crecimiento económico y, por ende, en las demandas mundiales de petróleo. Esta reducción en la

demanda se tradujo en una caída vertiginosa del precio del petróleo hasta niveles cercanos a los 40 dólares para febrero de 2009. Al darse esta situación, la 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 asiáticas y emergentes impuso otra presión al alza en los precios, que permitiría estabilizarlos alrededor de los 70 dólares por barril en el año 2010. Así mismo, el incremento de la tensión geopolítica en Medio Oriente sobrevino a causa del levantamiento del pueblo libio durante 2011. Dicha tensión afectó las expectativas de los agentes más importantes del mercado. El riesgo de otros levantamientos en la región incentivó la acumulación de inventarios, incrementando el precio de los futuros de petróleo y, por ende, aumentado los precios de ese momento hasta niveles superiores a la barrera psicológica de los 100 dólares.

Gráfico 74 Precios Internacionales y Margen Brent-WTI (Promedio Mensual)



Fuente: Energy Information Administration

En esa misma época, los dos precios internacionales más importantes del crudo divergieron, y han mantenido una brecha promedio de 15 dólares entre 2011 y 2013. El muestra el comportamiento de los precios internacionales de referencia y el margen Brent-WTI. En enero de 2011, el margen entre el Brent y el WTI se ubicó en valores cercanos a los 8 dólares. Desde ese entonces y hasta diciembre de 2013, el margen ascendió a un valor promedio de 15 dólares. De acuerdo con la EIA, el incremento de la

producción de petróleo dulce y ligero en Estados Unidos se combinó con una limitada capacidad de los oleoductos para movilizar 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[39].

A manera de síntesis, en los últimos veinte años se pueden identificar tres grandes etapas en el comportamiento de los precios del petróleo. La década de los 90 estuvo caracterizada por precios estables y con baja oscilación, alrededor de los veinte dólares por barril. Las principales afectaciones a los precios vinieron como resultado de choques asociados a la guerra del Golfo y la crisis financiera asiática.

Desde el 2000 y hasta el 2003, el mercado mundial observó precios promedio alrededor de los 30 dólares por barril. Los principales elementos que afectaron los precios durante este periodo fueron la rápida recuperación de las economías asiáticas, los ataques terroristas del 11 de septiembre y las tensiones geopolíticas de oriente medio.

Desde 2004 comenzó una rápida escalada en los niveles de precios que los llevaría hasta niveles superiores a los 130 dólares en julio de 2008. Los hechos más relevantes asociados a este fenómeno fueron los bajos niveles en la capacidad no utilizada de la OPEP, el crecimiento mucho más acelerado de la demanda mundial frente a la oferta, las afectaciones al sector petrolero estadounidense por cuenta de los huracanes de 2005 y 2006, los problemas políticos en Irak, Irán, Nigeria y Venezuela, y los cuellos de botella en materia del sector de refinación. La crisis financiera internacional de 2008 puso un freno a la escalada de precios del petróleo. En cuestión de meses, la fuerte contracción de la economía mundial produjo una caída vertiginosa en los precios que los llevó a niveles cercanos a los 40 dólares en febrero de 2009. Desde 2009 el mercado experimentó una subida en los precios asociada a las intervenciones de la OPEP, la pronta recuperación de los emergentes y las tensiones en oriente medio que siguieron al levantamiento del pueblo libio, entre otras.

Como se explica con detalle más adelante, desde mediados de 2014, los precios internacionales del petróleo han registrado una caída significativa como resultado de fenómenos de demanda y oferta. Por un lado, las menores proyecciones de crecimiento en la Zona Euro y varias economías emergentes se han traducido en una reducción en la demanda de crudo en el mercado mundial, Por otro lado, el dinamismo de la producción de recursos no convencionales, especialmente por parte de Estados Unidos, ha significado un aumento significativo de la oferta que ha impactado los precios a la baja.

[39] No obstante, con la reciente caída en los precios, observada desde junio de 2014, el margen se ha acortado, promediando los $3.89 dólares.

Adicionalmente, a diferencia de lo sucedido en otras oportunidades, en este caso la OPEP no ha reaccionado recortando la oferta de crudo en el mercado mundial, lo que ha terminado profundizando la caída de los precios.

2.1.2. Escenarios de Mercado Proyectados

En esta sección se presentan las proyecciones hasta 2035 construidas por Fedesarrollo, usando como insumos las realizadas por la EIA, la IEA y la OPEP. La Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA), la Agencia Internacional de Energía (IEA), la OPEP y algunas compañías privadas construyen proyecciones de largo plazo del sector energético, con el objetivo de dar mejor información a los agentes más relevantes del mercado.

La sección está organizada en 3 subsecciones. La primera se ocupa de estudiar el comportamiento del mercado en el corto y mediano plazo, teniendo en cuenta las recientes revisiones en el crecimiento económico y la escasa coordinación reciente de la OPEP. Seguidamente se presenta una descripción del modelo usado para la construcción de los escenarios, los factores de oferta y demanda que inciden en las proyecciones. La tercera y última subsección se ocupa de caracterizar los tres escenarios construidos por Fedesarrollo.

2.1.2.1. Mercado de Hidrocarburos en el Corto y Mediano Plazo

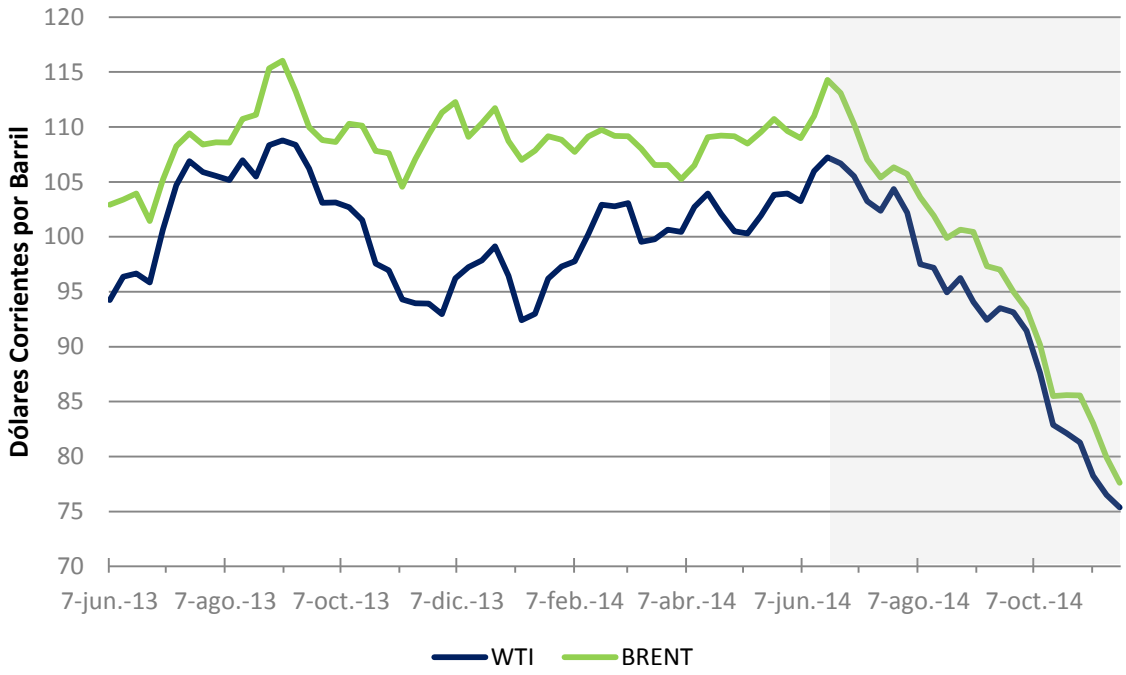
Como ya se mencionó, en los últimos meses, el mercado mundial de petróleo ha experimentado un comportamiento menos favorable que el que había sido proyectado previamente. Durante los tres primeros trimestres del 2014, el FMI revisó a la baja sus cifras esperadas de crecimiento económico, afectando las previsiones de demanda de hidrocarburos en el corto y mediano plazo. De acuerdo con este organismo, la previsión de crecimiento económico mundial para 2014 fue de 3.7% en su informe de enero de 2014, de 3.6% en el de abril, 3.4% en el de julio y 3.3% en el de octubre. Así mismo, el rápido crecimiento de la oferta de líquidos en países No-OPEP, como Estados Unidos y Canadá, ha reducido la demanda de crudo OPEP[40], debilitando la posición de este grupo de países en el mercado mundial de petróleo y afectando la capacidad de coordinación de la organización.

Como resultado de la combinación de estos fenómenos de oferta y demanda, los precios internacionales de referencia han mostrado una caída importante durante el tercer trimestre de 2014. El Gráfico 75 muestra los precios internacionales de crudo y el margen

[40] *Call on OPEC.*

WTI – Brent, en promedios semanales, desde la primera semana de junio de 2013 hasta la tercera semana de noviembre de 2014. De acuerdo con este gráfico, desde la tercera semana de junio de 2014 y hasta el final del periodo de observación, los dos precios internacionales de referencia cayeron, en promedio, un 30.89%. El precio Brent cayó de $114.29 dólares por barril a $77.62 que en términos porcentuales significa un descenso del 32.09% y el precio WTI cayó de $107.23 dólares por barril a $75.38, que en términos porcentuales significa una caída del 29.70%.

Gráfico 75 Precios Internacionales y Margen Brent-WTI (Promedio Semanal)



Fuente: Energy Information Administration

Otro elemento importante de análisis es la posición actual de Estados Unidos en el mercado mundial de crudo. Los desarrollos de no-convencionales que se han dado en este país durante la última década le han permitido experimentar un resurgir energético. Los niveles de crudo importado como porcentaje del consumo interno han disminuido en los últimos ocho años. De acuerdo con la EIA, en 2004 el crudo importado representaba el 60.33% del consumo interno de los Estados Unidos. Esta cifra se redujo drásticamente al 33.02% en 2012, fortaleciendo el argumento de una eventual suficiencia energética en ese país y generando consecuentes presiones a la baja sobre los precios.

Finalmente, el comportamiento de los países emergentes juega un rol fundamental en las proyecciones. Las economías emergentes tienen perspectivas de crecimiento más favorables que las de sus pares desarrolladas. Sin embargo, los datos observados de

crecimiento y las previsiones en el corto y mediano plazo han resultado mucho menos favorables que lo que se esperaba. El enfriamiento de estas economías es un elemento que debe tenerse en cuenta en los análisis que siguen más adelante, pues podrían traducirse en cambios en los niveles de precios observados, a través de menores presiones de demanda. De hecho, las tasas de crecimiento en el consumo de crudo de estos países han venido cayendo desde la crisis de 2008, pasando de tasas del 6% en 2009 a unas inferiores al 3% durante el 2013.

2.1.2.2. Modelación de los Escenarios

Como ya se mencionó, las distintas agencias de energía del mundo, así como compañías privadas del sector hidrocarburos, construyen escenarios de precios y abastecimientos en horizontes de largo plazo. En este estudio se construyen tres escenarios de abastecimiento y precios[41] con base en estas proyecciones. Los escenarios propuestos depuran los distintos escenarios propuestos por estas agencias, manteniendo tres escenarios propios que son consistentes en términos de desarrollos de mercado y de acciones de política y regulación energética.

La principal fuente para la elaboración de los escenarios es el International Energy Outlook 2014 de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, debido al gran nivel de detalle de esos ejercicios. Las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, contenidas en el World Energy Outlook 2013, se tienen en cuenta como complemento a las de la EIA, considerando que las primeras responden a escenarios de adopción e implementación de políticas y regulaciones energéticas.

Adicionalmente, se tienen en cuenta los cambios en el mercado que se han dado en los últimos meses, para depurar los escenarios propuestos. En ese sentido, las afectaciones a los precios registradas desde mediados de 2014, desde la oferta y la demanda, permiten ver que es poco probable que los precios alcancen los niveles propuestos en el escenario alto de la EIA.

Así las cosas, los escenarios definidos en este estudio son tres (Ver Gráfico 79). El escenario de referencia (o base) arroja que los precios oscilarán entre los $75 y $100 dólares por barril en el periodo estudiado. El escenario de precios bajos arroja una cota inferior sobre los $70 dólares. El tercer y último escenario es el de precios altos. Este escenario asume una senda de precios que converge a los $127 dólares por barril en 2035. Todos los precios de las proyecciones corresponden al indicador de referencia WTI en dólares de 2012.

[41] Los pronósticos construidos se realizan en dólares constantes de 2012.

En esta subsección se presenta una descripción del modelo utilizado por la EIA para la elaboración de sus proyecciones y los factores de oferta y demanda que inciden sobre las sendas proyectadas por dicha entidad.

2.1.2.3. Descripción del Modelo

La EIA utiliza una herramienta de análisis de política y de pronóstico energético conocida como *World Energy Projection System Plus* (WEPS+). Dados unos supuestos sobre el estado de varias economías, los mercados y las políticas energéticas mundiales, esta herramienta permite proyectar la oferta, demanda y precios de energía hasta 2040. Los principales supuestos que se incorporan en el WEPS+ se producen a través de las proyecciones económicas de un modelo contratado externamente con *Oxford Economics*[42].

El Módulo de Actividad Global (GAM) se compone de dos modelos estructurales: El modelo económico global (GEM) y el modelo industrial global (GIM). Las proyecciones económicas del GAM son incorporadas en el modelo WEPS+ como los principales supuestos que ayudan a determinar la demanda y oferta energética a través de procesos iterativos que permiten encontrar un nivel de precios que iguale la oferta y la demanda de energía. Adicionalmente, el GAM ofrece distintas proyecciones económicas que caracterizan la incertidumbre sobre el crecimiento económico y que al usarse en el WEPS+ encuentran distintas soluciones de oferta, demanda y precios.

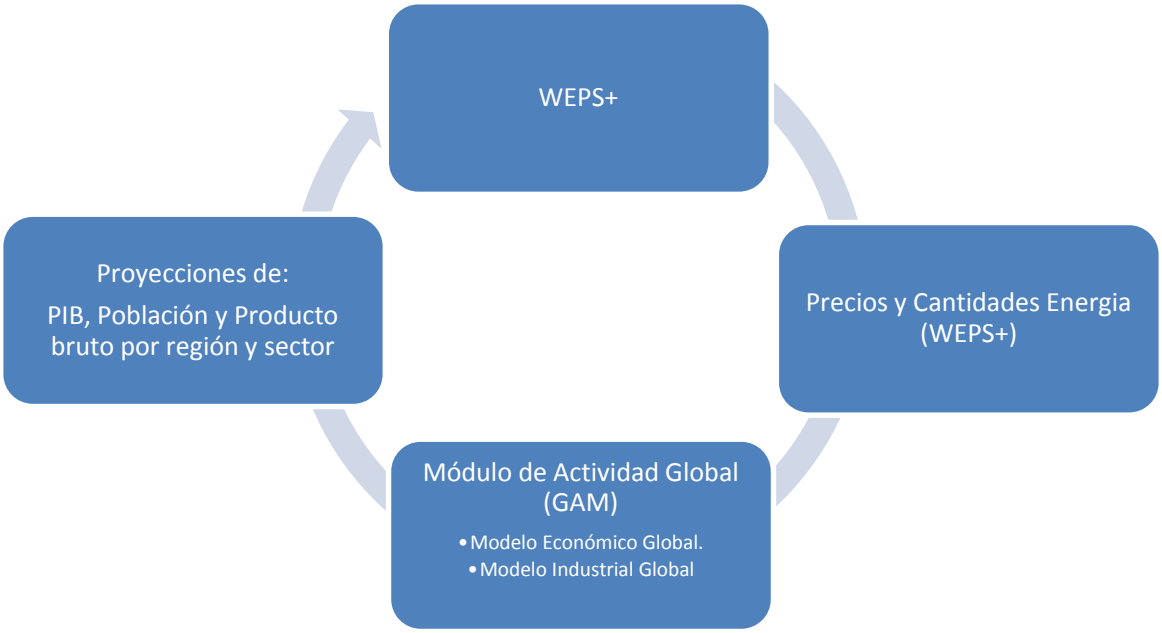
En términos generales, la relación del módulo GAM y el modelo WEPS es de carácter secuencial e iterativo. En primer lugar, se extraen los precios y cantidades de energía de los módulos de oferta y demanda del modelo WEPS+. Seguidamente, se usan en ambos modelos del módulo GAM. El modelo GEM usa los precios y las cantidades de energía para caracterizar una senda de crecimiento y una demanda final de bienes y servicios. El modelo GIM los usa para asegurar que la oferta de la industria sea consistente con las demandas finales del modelo GEM.

La solución a ambos modelos (GEM y GIM) permite caracterizar el PIB por paridad de poder adquisitivo, el PIB por tasa de cambio de mercado, la población por región y el producto bruto por región y sector. Estas proyecciones se incorporan dentro del modelo WEPS+ para formar unos precios y cantidades de energía que se usan una vez más en el módulo GAM. Este proceso se realiza cuantas veces sea necesario, hasta alcanzar el

[42] Oxford Economics es una compañía privada que ofrece pronósticos globales y análisis cuantitativos, sobre más de 100 países, 22 regiones y 3000 ciudades, para la toma de decisiones a nivel corporativo y de gobierno.

número de observaciones proyectadas necesarias. El Gráfico 76 ilustra dicho funcionamiento.

Gráfico 76 Diagrama de Flujo Herramienta WEPS+



Fuente: Energy Information Administration

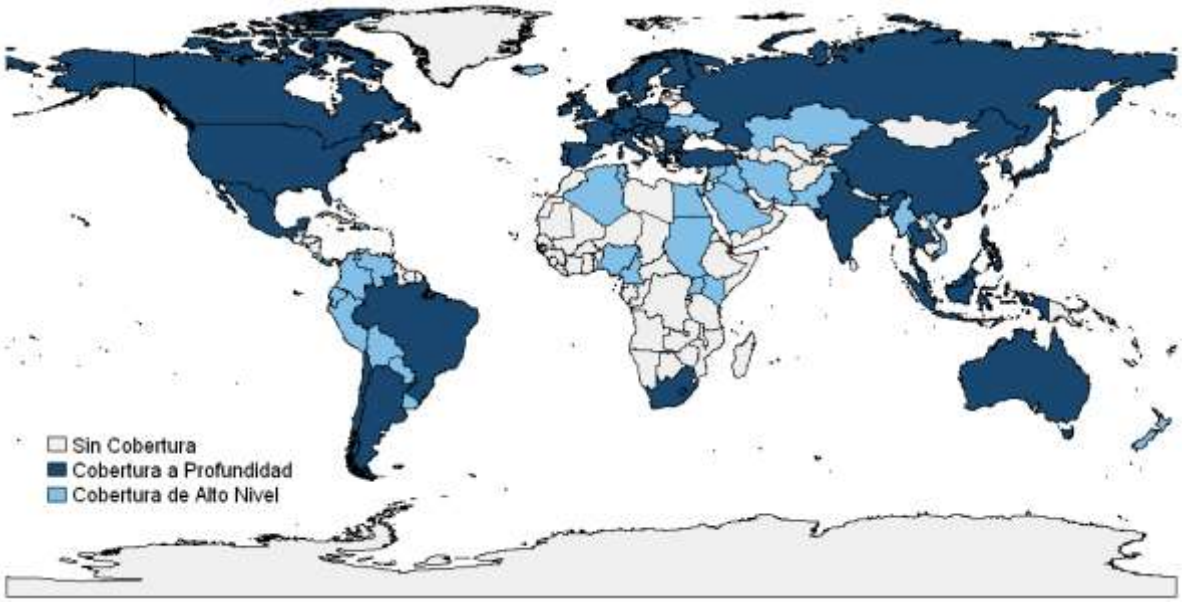
Como ya se dijo, el módulo de actividad global (GAM) está compuesto por dos modelos estructurales. El modelo económico global (GEM) es un modelo internacional macro-econométrico. Éste asume que las estructuras económicas de cada país y región siguen las definiciones de la teoría económica estándar. El crecimiento poblacional y la productividad determinan la actividad económica en el largo plazo, y las fluctuaciones en el corto plazo son consecuencia de los ciclos de negocios.

Así mismo, la política monetaria afecta el nivel de precios en el largo plazo y el nivel de producto en el corto plazo. El consumo en cada país o región depende del ingreso, la riqueza, las tasas de interés y la inflación. La inversión varía de acuerdo con el retorno después de impuestos ajustado por el riesgo. Las exportaciones son una función de la demanda mundial y la tasa de cambio real, y las importaciones están determinadas por la demanda doméstica y el grado de competitividad.

El modelo GEM tiene una cobertura de 77 países discriminados así: 44 países con cobertura a profundidad y 33 países con cobertura a alto nivel. La primera categoría de países presenta un mayor nivel de desagregación y un sector financiero mucho más detallado. En general, todos los países tienen pronóstico para PIB, precios a consumidores, tasas de cambio y cuenta corriente. Los países y regiones están relacionados a través del

comercio, los precios, las tasas de cambio y las tasas de interés. El Gráfico 77 muestra un mapa de los países que tienen cobertura en el modelo GEM.

Gráfico 77 Modelo Económico Global (GEM) según Nivel de Cobertura de Análisis



Fuente: Energy Information Administration – Construcción de Fedesarrollo

El modelo industrial global (GIM) tiene una estructura *Top-Down*[43] con pronósticos sectoriales determinados por la demanda agregada nacional y de tres bloques regionales: las Américas, Asia Pacífico y Europa, y África y Medio Oriente. Las demandas sectoriales son determinadas usando relaciones insumo-producto a nivel regional. Estas relaciones muestran el porcentaje del producto de cada industria que está impulsado por: el consumo privado, la inversión, el gasto del gobierno y la demanda intermedia.

Los ocho principales sectores manufactureros son: metales básicos, químicos, aeroespacial, bienes intermedios, ingeniería y bienes metálicos, electrónica y computadores, vehículos de motor y bienes de consumo. Adicionalmente se incluyen otros sectores productivos como agricultura, extracción, utilidades, construcción y servicios.

[43] De acuerdo con De Grauwe (2009) este es un modelo en el que uno o más agentes entienden completamente el sistema. Estos agentes son capaces de representar todo el sistema en un plano que se puede almacenar en su mente. En función de su posición en el sistema pueden utilizar este plano para tomar el mando, o pueden utilizarlo para optimizar su propio bienestar privado.

En términos generales, los dos modelos estructurales del módulo de actividad global tienen las entradas y salidas que se relacionan en la Tabla 21.

Tabla 21 Tabla de Entradas y Salidas de los Modelos del Módulo de Actividad Global

Entradas	Modelo	Salidas
Población nacional por cohorte de edad, productividad total de los factores, tasas de impuestos y gastos nominales, oferta de dinero, y cantidades y precios de energía.	Modelo Económico Global (GEM)	Demandas finales (consumo, inversión, compras del gobierno, exportaciones, importaciones), inflación, tasas de cambio y de interés, ingresos, empleo y balanza de pagos.
Demandas finales, precios y medidas de productividad del modelo GEM.	Modelo Industrial Global (GIM)	Valor de la producción real para los sectores industriales y de servicios.

Fuente: Energy Information Administration

2.1.2.4. Escenarios de la Administración de Información Energética (EIA)

En esta sección se presentan los escenarios más recientes desarrollados por la EIA. Como ya se mencionó, este es uno de los insumos utilizados por Fedesarrollo para la construcción de los escenarios usados en este trabajo.

Para la elaboración de sus escenarios, la EIA hace una serie de supuestos sobre el estado de la economía, el crecimiento poblacional y las políticas energéticas. Sin embargo, existen ciertos factores críticos comunes a todos los escenarios planteados. Estos están agrupados según su origen: oferta o demanda. En términos generales, los factores guardan una estrecha relación con el nivel de precios del petróleo. Así por ejemplo, las decisiones de inversión en capacidad de producción incremental por parte de los países miembros de la OPEP se postergan si se presentan precios bajos. Del mismo modo, un escenario con estos precios no genera incentivos suficientes para las inversiones en tecnologías de producción asociadas a recursos no convencionales, porque estos no permiten cubrir los altos costos de producción.

Las distintas sendas de crecimiento económico (entre 3,3% y 3,8%) afectan la demanda mundial de petróleo y, por ende, su nivel de precios. En un entorno con altos precios de petróleo, hay mayor preocupación por la seguridad energética y un mayor deseo de fomentar el uso de energías alternativas. Así mismo, con altos precios del petróleo se

pueden garantizar desarrollos de extracción y producción en zonas no OPEP, con lo que se forma una mayor presión competitiva sobre el mercado. Estos y otros factores críticos están condensados en la Tabla 22.

Tabla 22 Factores de Oferta y Demanda Asociadas a las Proyecciones de la EIA

Factores	
Demanda	Crecimiento del PIB Mundial entre 3.3% y 3.8% según el escenario.
	Demanda Energética de Países OCDE
	Preocupaciones de seguridad energética, el impacto de las emisiones y los precios del petróleo fomentan el uso de energías renovables.
	Adopción de controles de emisiones más severos y promoción del uso de vehículos económicos en consumo de combustible.
Oferta	Decisiones de inversión de la OPEP en capacidad de producción incremental.
	Oferta de crudo proveniente de Rusia y Kazajistán.
	Aprovisionamiento de recursos no convencionales en EE.UU, Canadá y China.
	Oferta de otros líquidos
	Potenciales crecimientos en México, Argentina, Brasil y otros países no OPEP.
	Tensiones geopolíticas en el Norte de África y Medio Oriente agregan incertidumbre a las proyecciones de mediano y largo plazo.

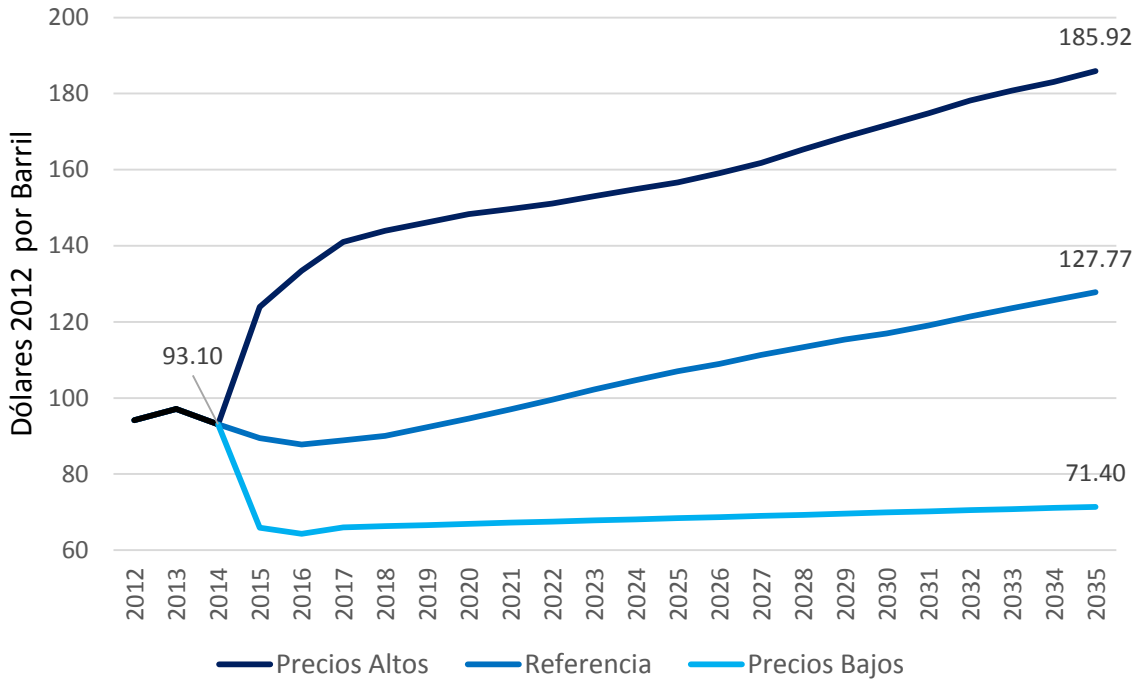
Fuente: Energy Information Administration

En el International Energy Outlook – 2014, la EIA plantea tres escenarios mundiales del mercado de hidrocarburos de 2014 a 2040. Para facilitar la comparación con las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía, se acota el periodo de pronóstico a 2035. Cada uno de estos escenarios corresponde a una senda de precios que afecta los factores asociados a la oferta y demanda de hidrocarburos presentados en la tabla 2. Los tres escenarios son: i. Escenario de referencia; ii. Escenario de altos precios; y iii. Escenario de bajos precios. El primer escenario asume una tasa promedio de crecimiento anual del producto mundial del 3.5% en el periodo analizado y una estructura de costos de producción que permite el desarrollo de recursos no convencionales. Este escenario permite que la demanda alcance los 113.1 millones de barriles diarios en 2035.

El segundo escenario asume una tasa promedio de crecimiento anual del producto mundial del 3.8% y una estructura de costos mucho más alta que en el escenario de referencia. Este escenario permite que la demanda alcance los 113.8 millones de barriles diarios en 2035. El tercer escenario asume una tasa promedio de crecimiento anual del

producto mundial del 3.3% y una estructura de costos mucho más baja que en el escenario de referencia. Este escenario permite que la demanda alcance los 116.1 millones de barriles diarios en 2035. El Gráfico 68 muestra el comportamiento del indicador de referencia WTI bajo los tres escenarios considerados por la EIA.

Gráfico 78 Precio WTI en los Distintos Escenarios de la EIA (2012-2035)



Fuente: Energy Information Administration (2014)

Como ya se dijo, los escenarios de la EIA junto a las previsiones de otros organismos son utilizados como insumos para la construcción de los escenarios de Fedesarrollo. En términos generales, el escenario de precios altos es descartado por la baja probabilidad de alcanzar los niveles previstos en la senda de precios ya presentada y porque a corto plazo no se prevén niveles de precios por encima de los $120 dólares. Los escenarios de referencia y de precios bajos se conservan, teniendo en cuenta que se ajustan a las previsiones de mediano y largo plazo que tiene Fedesarrollo, y concuerdan con la mayoría de proyecciones de otros agentes del mercado. De esta forma, la sección 1.3 se ocupa de describir los escenarios definitivos de este estudio.

2.1.3. Escenarios Internacionales de mercado de Fedesarrollo

En vista de los cambios en las proyecciones de corto y mediano plazo, así como del reciente comportamiento en los precios internacional de referencia, las previsiones adoptadas por Fedesarrollo no tienen en cuenta el escenario de precios altos previsto por la EIA. En particular, Fedesarrollo considera que el escenario más favorable (precios altos) que mejor se ajusta a los cambios recientes en las condiciones de mercado es uno muy cercano al que la EIA propone como escenario de referencia. En lo que respecta al escenario menos favorable (precios bajos), Fedesarrollo adopta algunos elementos del escenario de precios bajos de la EIA para su construcción.

El escenario de referencia construido por Fedesarrollo es el promedio de los escenarios de precios altos y precios bajos ya mencionados, y se ajusta a las previsiones de mediano plazo de otros actores del mercado.

Así las cosas, los tres escenarios que considera Fedesarrollo son los siguientes: i. Escenario de precios altos; ii. Escenario de precios bajos; y iii. Escenario de referencia. Lo que resta de esta subsección se ocupa de la caracterización de dichos escenarios. Al final del capítulo se puede encontrar una tabla que sintetiza las principales características de los escenarios que aquí se discuten.

2.1.3.1. Escenario de Precios Altos de Fedesarrollo

En el escenario de precios altos, los precios mundiales de petróleo caen hasta $87.77 dólares por barril en 2016. Después de ese año, los precios presentan una tendencia al alza que los lleva hasta $127.77 por barril en 2035. La producción y de petróleo y otros líquidos sube de 90.6 millones de barriles diarios en 2013 a 113.1 millones de barriles diarios en 2035. La participación de la OPEP en la oferta mundial de petróleo pasa del 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 elemento que explica el dinamismo en la demanda de petróleo en el periodo de proyección. Entre 2013 y 2035, se espera que el PIB mundial crezca a una tasa anual del 3.5%, con las economías OCDE creciendo al 2.1% y las no-OCDE al 4.5%.

El consumo de petróleo en las economías OCDE se reduce en el tiempo a causa de los altos precios del mismo. La búsqueda de fuentes de energía alternativas y el fomento a la eficiencia energética están principalmente explicados por el nivel de precios. Dentro del grupo de países, los Estados Unidos es el mayor demandante de petróleo. El uso de

combustibles líquidos se reduce por las ganancias de eficiencia energética asociadas al menor uso de energía en los vehículos de carga ligera. Se espera que este fenómeno se traslade a Canadá y México, dado que los mercados de vehículos están interconectados. (Energy Information Administration, 2014)

Así mismo, los países OCDE de Europa disminuyen su consumo de petróleo como resultado de los altos precios y de las regulaciones en pro del ahorro en el consumo de combustibles. De acuerdo con la EIA, esta reducción en el consumo no solo se debe a la eficiencia energética en los vehículos de carga ligera. Los impuestos a los combustibles, la adecuada provisión de transporte público y tener poblaciones que decrecen o crecen muy lentamente, también explican este hecho. La disminución en el consumo de estos países es de 900.000 barriles diarios de petróleo entre 2010 y 2035.

También se espera que el consumo en los países asiáticos de la OCDE caiga en el periodo de proyección, a causa de las mismas ganancias de eficiencia energética. En el corto plazo, sin embargo, el consumo de la región se incrementa como resultado de las crecientes demandas energéticas en Japón. Después de la afectación a los reactores nucleares en Fukushima, el país nipón adoptó una política de abandono de energía nuclear que tendrá que suplir, al menos en el corto plazo, con el uso de petróleo. La caída en el consumo de estos países es del orden de 800.000 barriles diarios entre 2013 y 2035. (Energy Information Administration, 2014)

Por otro lado, se espera que las economías no-OCDE jalonen el crecimiento en el consumo a lo largo del periodo proyectado. Entre los países no-OCDE, China, India y los países del Medio Oriente aportan los mayores crecimientos en el consumo de petróleo. Para 2035, las proyecciones apuntan a que China habrá sobrepasado a Estados Unidos como principal consumidor de petróleo. Hoy en día, sin embargo, se tiene una expectativa menos ambiciosa sobre India, a causa de menores tasas de crecimiento económico a las esperadas y que son explicadas, principalmente, por un sector industrial de lento crecimiento. Sin embargo, se espera que India aumente su consumo en 5.5 millones de barriles diarios entre 2013 y 2035.

En África y Medio Oriente, el crecimiento en el consumo se ve principalmente explicado por la constante expansión del sector industrial y de transportes. Se espera que el crecimiento del PIB en los países africanos sea, en promedio, del 4.8% anual entre 2010 y 2040. Así mismo, las buenas expectativas sobre el ambiente de inversión y la estabilidad política en la región ayudan a sustentar el buen comportamiento de las proyecciones, donde el consumo crece en un total de 1 millón de barriles diarios entre 2013 y 2035.

Finalmente, los países no-OCDE de América del Sur y Central no presentan una proyección tan ambiciosa. La divergencia en las tasas de crecimiento de los países de la región es la principal explicación de este hecho. Mientras Brasil, Perú, Chile y Colombia tienen buenas perspectivas a futuro, Venezuela y Argentina, principalmente, están inmersos en problemas de política económica que han afectado fuertemente sus perspectivas. Sin embargo, el crecimiento esperado de la demanda de petróleo es de 1.3 millones de barriles diarios entre 2013 y2035.

Por el lado de la oferta, este escenario asume que la OPEP mantendrá una política cohesiva que limite el crecimiento de la misma. Se asume que habrá importantes inversiones en capacidad de producción incremental en los países miembros de esa organización, así como estabilidad geopolítica en sus regiones. Arabia Saudita, Irán e Irak tienen conjuntamente la mayor parte de las reservas mundiales de petróleo, que son, a su vez, las de más barata producción.

La EIA prevé que las restricciones *Above-ground*[44] en Irán e Irak se mantendrán, limitando el crecimiento de la oferta de petróleo. De hecho, Irak revisó su meta de producción a 2017, reduciéndola de 12 MMBD a 9MMBD. Del mismo modo, se espera que las sanciones económicas a Irán se mantengan en el mediano plazo, agregando incertidumbre a la posibilidad de que este país retorne a las tasas de producción de los años 70.

En el caso de África, se distinguen dos bloques de países. El primero es el de los países del occidente africano, donde se tienen buenas perspectivas de desarrollo en proyectos costa afuera. El segundo bloque lo componen los países del norte de África, como Libia y Argelia, donde se proyecta que las presiones políticas y sociales se mantengan, limitando su capacidad de producción. En el primer bloque de países se prevé un incremento de un 1MMBD entre 2013 y 2035, mientras que en el segundo se proyecta un mantenimiento de la producción alrededor de los 3 MMBD.

En el caso de los países suramericanos miembros de la OPEP, se destaca la dificultad de Venezuela para adaptar su entorno regulatorio en pro de mejoras en sus niveles de producción. Aunque hay abundantes reservas probadas de petróleo pesado en el cinturón de la Orinoquía venezolana, se requieren niveles de inversión elevados que son difíciles de atraer sin cambios políticos internos. Las estimaciones de la EIA apuntan a que la oferta de petróleo de estos países va a crecer a una tasa anual del 0.9% en el periodo estudiado, 3 décimas por debajo de la tasa de crecimiento de toda la organización.

[44] Restricciones debidas a factores no-geológicos, tales como conflictos sociales, acciones terroristas, políticas gubernamentales, falta de acceso a tecnología, recortes de trabajo y materiales, clima, etc.

En el caso de los países no-OPEP, los altos precios del petróleo fomentan las inversiones en regiones antes consideradas no-rentables, fortaleciendo la posición de este grupo de países. Los altos precios impulsan las inversiones en nueva capacidad productiva y el uso de tecnologías avanzadas, como la recuperación mejorada, la perforación horizontal, y la fracturación hidráulica, para mejorar las tasas de recobro de los campos existentes.

La EIA reconoce que el crecimiento en la oferta no-OPEP provendrá principalmente de Canadá, Brasil, EE.UU, Kazajistán y Rusia. Del mismo modo, se enfatiza el papel que podría jugar México gracias a los recientes cambios regulatorios en el sector. Canadá presenta un importante incremento en producción de petróleo (2.4 MMBD entre 2013 y 2035) a causa de los incrementos en la producción de recursos no convencionales. En Brasil, los proyectos costa-afuera han permitido el descubrimiento de grandes reservas, que si se materializan podrían convertirse en una importante fuente de recursos. Para materializar dichas reservas se requieren cambios institucionales que faciliten la inversión privada y el uso de tecnologías avanzadas. La EIA prevé que entre 2013 y 2018 la producción brasilera va a incrementarse en cerca de 3MMBD. (Energy Information Administration, 2014)

En el caso de EE.UU, las proyecciones reflejan el crecimiento continuo en la producción de recursos no convencionales en sus principales cuencas. La producción estadounidense de petróleo aumentó en cerca de 5MMBD entre 2008 y 2014.Las proyecciones muestran un pico en la producción hacia el año 2021 (14MMBD), desde donde se espera que caiga hasta los 12.8 MMBD en 2035. Estas previsiones incorporan la incertidumbre asociada al pico en la producción de recursos no convencionales. No hay aún consenso sobre si será posible incrementar la tasa de recobro en estos yacimientos.

En el caso de Kazajistán, las expectativas se mantienen positivas frente al rol que podría jugar este país en el mercado de petróleo. Sin embargo, los recientes anuncios de recortes en la producción han afectado las expectativas de desempeños de los proyectos petroleros en esta región. Aun cuando hay buenos niveles de inversión extranjera, las dificultades de extracción en el Mar Caspio imponen una fuerte restricción a las expectativas de crecimiento para este país.

La EIA prevé que ante un escenario con estos precios, Rusia mantendrá una posición importante en la provisión mundial de petróleo. El creciente interés en proyectos de exploración y producción en el este de Siberia, el ártico ruso y el Mar Caspio, podría traducirse en mayores niveles de producción en este país. Las previsiones tienen en cuenta los altos niveles de inversión requeridos para alcanzar los 12MMBD en 2035. Sin embargo, las tensiones políticas por la anexión de Crimea han opacado las proyecciones de medio plazo. Los países occidentales han iniciado un plan de sanciones que pretende

limitar el acceso de Rusia a las tecnologías necesarias para materializar los proyectos en las regiones ya mencionadas, afectando el pronóstico de crecimiento en la producción.

En último lugar, la EIA identifica la gran potencialidad de los biocombustibles, el gas natural líquido, el queroseno, y todos los demás productos que no se catalogan como petróleo. Se espera que entre 2013 y 2035, la oferta de estos productos incremente de 13.6MMBD a 18.8MMBD. Los altos precios del petróleo y las políticas de fortalecimiento de biocombustibles adoptadas por algunos países han fortalecido las inversiones en estos sectores, favoreciendo su perspectiva de largo plazo.

2.1.3.2. Escenario de Precios Bajos de Fedesarrollo

El escenario de precios bajos adoptado por Fedesarrollo se construye utilizando como insumo el de precios bajos de la EIA. Este escenario prevé cambios en el crecimiento económico, la fuente de la oferta de hidrocarburos y un debilitamiento de la demanda en los países no-OCDE.

En primer lugar, este escenario asume un crecimiento económico mucho más lento en los países no-OCDE que el de precios altos, pasando del 4.6% en el escenario de precios altos a una tasa del 4.2%. El impacto del bajo crecimiento económico en estos países logra ser compensado por los bajos precios del petróleo, permitiendo que el consumo del petróleo difiera en tan solo 1MMBD con respecto del escenario de precios altos.

En lo que se refiere a las economías OCDE, se asume una tasa de crecimiento de la economía igual a la del escenario de referencia, es decir del orden del 2.1%. Este supuesto impacta directamente el nivel de consumo de combustibles fósiles. Se espera que con precios de petróleo más bajos se posterguen muchas de las decisiones encaminadas hacia una mayor eficiencia energética, así como el uso de energías alternativas en los vehículos de carga ligera.

De hecho, en 2035 el consumo de petróleo en este escenario es 8,25% mayor que en el escenario de precios altos. En efecto, a lo largo del periodo observado se ve que el consumo de petróleo en las economías OCDE crece a una tasa anual del 0,2%, mientras que en el escenario de precios altos, este decrece a una tasa anual del 0,1%. Sin embargo, los escenarios construidos por la Agencia Internacional de Energía muestran que los precios bajos pueden ser también resultado de un desplazamiento de la demanda hacia otras fuentes energéticas. En ese sentido, los precios bajos pueden ser causa o resultado de incrementos o disminuciones en la demanda.

Por el lado de la oferta, los bajos precios del petróleo desalientan las inversiones en el desarrollo de recursos no-convencionales, fortaleciendo la posición de los países OPEP dentro de la oferta mundial de petróleo. En comparación con el escenario de precios altos, la OPEP logra consolidar una participación del 51% en la oferta mundial de petróleo hacia 2035. La participación en el escenario de precios altos es del 43%. El fortalecimiento de la posición de la OPEP también se explica por el hecho de que la producción de estos países es rentable aun con precios bajos y es menos sensible a los cambios en cotizaciones. Por el contrario, la producción en los países no-OPEP responde fuertemente a los cambios en los precios. En estos países, el proceso de recuperación del crudo requiere mayores inversiones y, por ende, esta se desalienta con precios bajos, gracias a los bajos retornos de la inversión.

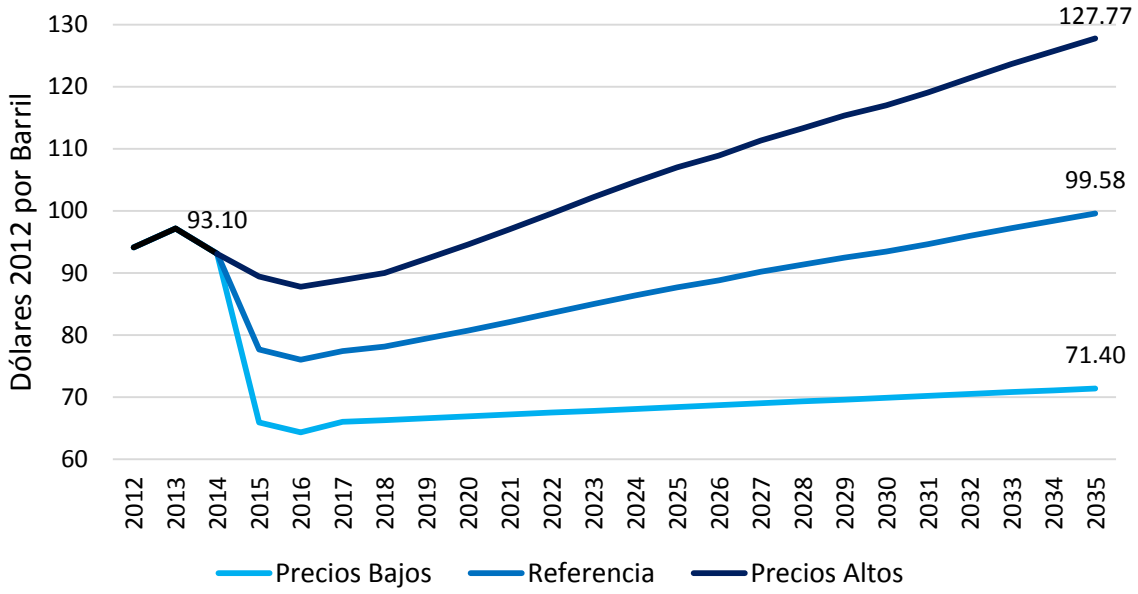
En términos generales, el escenario de precios bajos limita, en gran medida, las potencialidades de desarrollo de los recursos no-convencionales y la transición hacia el uso de energías alternativas. Las actividades de exploración y producción de estos recursos en países como Canadá, Estados Unidos y Rusia, entre otros, puede limitarse a causa de que los precios bajos no permiten cubrir los gastos de desarrollo de estas actividades. En respuesta a la restricción que enfrentan los productores no-OPEP, la OPEP debe incrementar su participación en el mercado mundial. Se espera que la participación de la OPEP incremente en un 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.

2.1.3.3. Escenario de Referencia de Fedesarrollo

El Gráfico 79 muestra los tres escenarios que se asumen en este estudio. Los escenarios extremos, es decir el de precios bajos y el de precios altos, ya han sido tratados en la anterior subsección. En esta subsección se presenta el escenario de referencia construido para este estudio.

El escenario de referencia que aquí se muestra es el promedio de los dos escenarios alternativos que ya se presentaron (precios altos y precios bajos). Este escenario incorpora las revisiones a la baja en el crecimiento económico y el estado actual de la oferta de hidrocarburos. Como ya se dijo, en sus últimos informes, el FMI ha revisado a la baja las perspectivas de crecimiento económico de la economía mundial para el 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.

Gráfico 79 Escenarios de Fedesarrollo de Precios Internacionales de Petróleo WTI. 2012-2035



Fuente: Energy Information Administration. Cálculos de Fedesarrollo.

Por el lado de la oferta, los análisis más recientes en esta materia muestran un fortalecimiento de la oferta no-OPEP, principalmente en Estados Unidos, que amenaza el papel de Arabia Saudita dentro del mercado mundial de petróleo. De otra parte, las tensiones geopolíticas se han reducido ostensiblemente, limitándose su efecto sobre la oferta mundial de hidrocarburos. La recuperación en la capacidad de producción libia, la estabilidad en la oferta rusa y el inicio de proyectos de exploración y producción de recursos no convencionales en regiones distintas a Estados Unidos permite prever un escenario de corto plazo con exceso de oferta de hidrocarburos que impone presiones a la baja en los niveles de precios.

En adición a lo anterior, muchos pronósticos revelan un abaratamiento en la producción estadounidense de petróleo. En un reciente informe (Oil: The New Oil Order, 2014), el Grupo de Investigaciones de Commodities de Goldman Sachs incorporó los cambios recientes en el mercado, previendo precios WTI del orden de $75 dólares en el primer trimestre de 2015 y de $70 dólares en el segundo. Una de las razones para el aumento sostenido de la oferta que aduce el banco de inversión es el proceso de abaratamiento de costos. En dicho informe, el grupo de investigaciones sostiene *"(…) Tenemos mayor confianza en la escala y la sostenibilidad de la producción de no convencionales en Estados Unidos. Esto implica que la curva global de costos se ha desplazado hacia abajo y que la deflación en los costos es sostenible."*

Teniendo en cuenta lo anterior, se prevé que los precios de mercado capturen una eventual recuperación de sus fundamentales en el mediano plazo. Goldman Sachs pronostica que el proceso de ajuste de precios por encima de los 80 dólares se dará en el 2016. El escenario de referencia aquí construido prevé este ajuste hacia 2020. Las diferencias en las fechas de ajuste responden a que el escenario de referencia se construye con base en los pronósticos de la EIA y la IEA. En el corto plazo, estas entidades tienen una postura menos optimista frente al nivel de crecimiento económico, el empleo y las tasas de interés. Esta posición incide negativamente sobre los niveles de pronóstico de la demanda, manteniendo los precios bajos por mayor tiempo.

En opinión de la mayoría de agentes del mercado, el fortalecimiento del papel del petróleo de fuentes no convencionales dentro de la oferta mundial de hidrocarburos está limitado por su costo de producción. De acuerdo con varias de estas opiniones, el boom de los recursos no-convencionales solo puede sostenerse con precios por encima de los $80 dólares. No obstante, en la opinión del Grupo de Investigación de Commodities de Citigroup, el desarrollo de estos recursos es económicamente viable hasta con precios de $70 dólares.

El Citigroup estima que en el caso estadounidense la afectación del 25% de la producción se daría con precios WTI de $70 dólares. La afectación total de la producción sólo se daría si el precio WTI llega a niveles WTI de $40 dólares. En ese sentido, esa entidad financiera ha reconocido la viabilidad de una decisión de la OPEP con miras a frenar la caída en los precios, a través de recortes en la producción una vez se alcancen los $70 dólares (Even $70 oil won't slow down U.S. shale growth: Strategist, 2014).

En la misma dirección, la organización *Again Capital*, que trabaja en temas de consultoría de mercados energéticos y de commodities, ha sugerido que una eventual decisión de recorte por parte de la OPEP sería muy probable si el precio WTI cae por debajo de los $75 dólares. Esa organización sostiene que el liderazgo en el mercado de hidrocarburos ha empezado a migrar desde Arabia Saudita hacia Estados Unidos y Canadá, debilitando la capacidad de reacción de la OPEP (OPEC may be forced to act on oil prices, 2014). Este argumento también es sostenido por Goldman Sachs - Commodities Research (2014), quienes muestran que la reciente caída en los precios responde a un cambio en la función de reacción de la OPEP y de sus países miembros. Conforme a lo anterior, en la reunión 166 de ese organismo, realizada el 27 de noviembre de 2014, se decidió mantener la producción en los niveles de 2011, es decir 30 millones de barriles diarios. Esto terminó imponiendo fuertes presiones a la baja sobre los precios de mercado. La próxima reunión de esa organización se realizará el 5 de junio de 2015.

Con lo anterior en mente, las previsiones de precios planteadas dentro del escenario de referencia son consistentes con el entorno de mercado y con los análisis que se han mencionado hasta ahora. Los factores de oferta y demanda que se han identificado logran explicar los precios inferiores a los $80 dólares en el periodo 2014-2020. En primer lugar, la recomposición de la oferta desde países OPEP hacia países no-OPEP, y principalmente Estados Unidos, limita el poder de fijación de precios de esa organización. En ese sentido, estamos ante una transición hacia un mercado mucho más competitivo que el que ha existido hasta ahora.

En segundo lugar, la estabilidad en las fuentes de oferta de hidrocarburos, junto a una demanda debilitada por las bajas cifras de crecimiento económico, impone una presión a la baja en los precios. Aun cuando la recuperación de algunas refinerías alrededor del mundo podría fortalecer la demanda de hidrocarburos en cerca de 3 millones de barriles diarios, la contracción de la zona Euro y las perspectivas menos favorables en algunos emergentes podrían socavar estas oportunidades de recuperación.

En lo que se refiere a las previsiones para el periodo 2020-2035, varios elementos son relevantes. Entre otros, sobresale la reconfiguración de la demanda global de petróleo desde países OCDE hacia países no-OCDE, las presiones fiscales sobre algunos productores de petróleo y el mantenimiento de una política cohesiva dentro de la OPEP.

Por el lado de la demanda, la reducción en la participación de las economías OCDE dentro del consumo mundial de petróleo responde, principalmente, a dos elementos. En primer lugar, a la adopción de fuentes energéticas alternativas en países OCDE y en segundo lugar, al mayor crecimiento en la demanda de los emergentes. En las proyecciones para 2035, las cifras de consumo de petróleo y otros líquidos muestran que la participación de la OCDE es del 42.8%, en comparación con el 42% del escenario de precios altos y del 43.7% del de precios bajos. Este proceso, sin embargo, es muy positivo si se tiene en cuenta que en 2014 dicha participación es del 49,5%.

Con respecto al primer elemento, las distintas agencias energéticas reconocen que los precios bajos del petróleo limitan los deseos de cooperación internacional en torno a políticas energéticas medioambientalmente responsables. La transición hacia energías alternativas resulta mucho más lenta gracias a que los precios bajos fomentan la compra de vehículos ligeros de mayor tamaño y menor eficiencia energética, y la generación eléctrica a través de combustibles fósiles.

Con respecto al segundo efecto, dentro del crecimiento de la demanda de los emergentes, los pronósticos asumen que las economías no-OCDE tienen tasas de crecimiento económico muy similares entre los distintos escenarios. No obstante, China e India son los

países cuyas tasas de crecimiento económico más difieren entre los distintos escenarios. En el escenario de referencia se asume una tasa de crecimiento anual del producto chino del orden del 5%, en comparación con el 5,4% del escenario de precios altos y del 4,6% del escenario de precios bajos. Así mismo, las cifras de crecimiento para la economía india en los tres casos ya referidos son, en su orden, 5,15%, 5,4% y 4,9%. Estas diferencias en los niveles de crecimiento económico impactan las demandas sectoriales de petróleo al interior de estas economías.

En China en 2035, el consumo de petróleo entre el escenario de precios altos y el de referencia se reduce en un 5,2%, pasando de consumir 18,8 millones de barriles diarios a 17,8 millones, donde el sector transporte es el que más aporta a esta reducción. Este sector disminuye su demanda energética en un 7,7%, pasando de consumir 12,03 millones de barriles diarios a 11,10 millones. El sector industrial disminuye su consumo en una menor proporción, mientras que los sectores residencial, comercial y de generación eléctrica los mantienen prácticamente inalterados.

En el caso Indio, para 2035, el consumo de petróleo se reduce en un 2,8%, pasando de consumir 6,1 millones de barriles diarios a 5,9 millones, donde el sector transporte es el que más aporta a esta reducción. Este sector disminuye su demanda energética en un 4%, pasando de consumir 3 millones de barriles diarios a 2.9 millones. El sector Industrial también observa una reducción en su consumo, pasando de 2,53 millones de barriles diarios a 2,45 millones. Los sectores residencial, comercial y de generación eléctrica mantienen inalterados sus consumos energéticos.

De otro lado, la caída en los precios del petróleo genera presiones fiscales diferenciadas sobre los países productores. De acuerdo con Citigroup, la caída en los precios internacionales de petróleo afecta drásticamente a los países más pequeños dentro de la OPEP. De acuerdo con los cálculos de esa entidad, la mayor presión fiscal la enfrenta Libia con $185 dólares, seguido por Venezuela con $161 dólares, Irán con $130 dólares e Irak con $114 dólares. (CNBC, 2014)

En contraste, países como Arabia Saudita, Kuwait y Qatar tienen precios de equilibrio fiscal menores a los 80 dólares, que les permiten una mayor holgura para reaccionar frente a los cambios en los precios. Estas diferencias en los precios de equilibrio desalientan la toma de decisiones conjuntas dentro del organismo y endurecen las relaciones entre los países miembros. En ese sentido, el escenario de referencia afecta drásticamente las perspectivas fiscales de países pequeños dentro de esa organización debido a su poco poder negociación y a sus altos niveles de gasto público.

Un último elemento importante para analizar es el efecto del precio de equilibrio sobre la reconfiguración de la oferta de hidrocarburos. De acuerdo con datos del Citigroup, divulgados por Liam Denning en *The Wall Street Journal,* Rusia tiene un precio de equilibrio de $105 dólares mientras que en Estados Unidos este es inferior a los $80 dólares (Denning, 2014). Estas diferencias sugieren que los proyectos de no-convencionales en Estados Unidos son más susceptibles de desarrollarse, si se tiene en cuenta que una menor presión fiscal reposa sobre los productores. En contraste, el alto gasto público del gobierno ruso impone una fuerte restricción al desarrollo de estos recursos, limitando en el largo plazo el papel de Rusia dentro de la oferta mundial de petróleo.

A manera de conclusión, el escenario de referencia de Fedesarrollo propone una senda de precios que abarca dos etapas. Entre 2014 y 2020, el mercado observa precios WTI inferiores a los $80 dólares, como resultado de los cambios recientes en el mercado de petróleo. Desde 2020 y hasta 2035, los precios se ubican entre los $80 y los $100 dólares, haciendo más lenta la disminución de la participación de las economías OCDE dentro de la demanda mundial de petróleo y otros líquidos, y afectando drásticamente a los productores con precios de equilibrio por encima de los de mercado. En este último conjunto de países, resaltan Venezuela, Libia y Rusia como los que enfrentarán mayores retos fiscales en el largo plazo.

De cualquier manera, este escenario de referencia debe ser analizado en conjunto con los escenarios de los precios altos y los precios bajos ya presentados, tomando en cuenta la gran incertidumbre en que se mueve el mercado petrolero mundial en la actualidad.

Tabla 23. Principales Características de los Escenarios de Precios de Fedesarrollo

Factor	Escenario de Precios Bajos		Escenario de Referencia		Escenario de Precios Altos	
Tasa de Crecimiento Económico	3.3%		3.4%		3.5%	
Economías OCDE	2.1%		2.1%		2.1%	
Economías Emergentes	4.2%		4.4%		4.6%	
Tasa de Crecimiento Poblacional	0.9%		0.9%		0.9%	
Precios						
WTI (Dólares 2012)	Mínimo: $64.33	Máximo: $71.40	Mínimo: $76.05	Máximo: $99.58	Mínimo: $87.77	Máximo: $127.77
Brent (Dólares 2012)	Mínimo: $68.80	Máximo: $73.40	Mínimo: $80.42	Máximo: $101.58	Mínimo: $91.84	Máximo: $129.77
Producción (En MMBD)	93.1 (2015)	115.2 (2035)	92.8 (2015)	113.1 (2035)	92.5 (2015)	110.9 (2035)
Crecimiento promedio anual	1.06%		0.77%		0.49%	
Participación de Oferta OPEP	39.2% (2015)	48.3% (2035)	39.1% (2015)	45.3% (2035)	39% (2015)	43.3% (2035)
Consumo (En MMBD)	92.8 (2015)	114.9 (2035)	92.7 (2015)	112.9 (2035)	92.5 (2015)	110.9 (2035)
Crecimiento promedio anual	1.12%		1.03%		0.94%	
Participación de Demanda OCDE	49.8% (2015)	43.7% (2035)	49.8% (2015)	42.9% (2035)	49.8% (2015)	42% (2035)
Desarrollo de No Convencionales	El desarrollo de recursos no convencionales es menos favorable que en el escenario de referencia porque los precios no garantizan buenos retornos de las inversiones en E&P de estos recursos.		El escenario de referencia permite el desarrollo de recursos no convencionales principalmente en Estados Unidos y Canadá. Sin embargo, estos proyectos no logran viabilidad en otras regiones donde los costos de E&P son más altos.		Este escenario permite el mayor desarrollo de recursos no convencionales, incluso en áreas distintas a Estados Unidos y Canadá. Los altos precios dan viabilidad a muchas actividades de E&P de estos recursos, antes considerados inviables.	
Adopción de Sustitutos Energéticos	Los bajos precios del petróleo postergan muchas decisiones de adopción de sustitutos energéticos. Los países OCDE ralentizan su transición hacia energías alternativas, mientras que las economías emergentes limitan al máximo su adopción.		La senda de precios del escenario de referencia garantiza que la sustitución energética se focalice principalmente en las economías de la OCDE. Los países emergentes mantienen sus demandas energéticas, siempre que el costo de adopción de sustitutos energéticos es alto en comparación al de mantener las demandas de		La adopción de políticas de sustitución energética es mucho más fuerte en los países OCDE. Los altos precios del petróleo permiten que la sustitución energética empiece a ser una prioridad para países los emergentes de más altos ingresos.	

		hidrocarburos.	
Adopción de Regulaciones Energéticas	La adopción de esquemas impositivos a las emisiones y el abandono de los subsidios al uso de combustibles fósiles lleva más tiempo en realizarse. Los bajos precios incentivan la demanda de este tipo de combustibles, limitando las discusiones al componente medioambiental.	La adopción de regulaciones energéticas sigue el curso actual, teniendo en cuenta que la senda de precios es congruente con una adopción modesta de esquemas impositivos a las emisiones. En ese sentido, se prevé que en este escenario el riesgo de incremento en la temperatura global se mantenga.	Los altos precios del petróleo se combinan con las preocupaciones medioambientales, fomentando una agenda de política y regulación energética mucho más ambiciosa. En ese sentido, tanto los países OCDE como los emergentes adoptan esquemas impositivos a las emisiones y se da un abandono paulatino de los subsidios al uso de combustibles fósiles.
Actores Fortalecidos	Países OPEP, principalmente Arabia Saudita, Kuwait y Qatar.	Países no OPEP, principalmente Estados Unidos y Canadá	Países no OPEP

2.2. Escenarios de abastecimiento de petróleo y gas*

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. Estas decisiones son altamente influenciables por las perspectivas de precios, el *government take*, los factores de entorno y el potencial de los campos en los cuales se desarrolla la actividad, entre otros. Dependiendo de estos factores, las compañías toman decisiones de inversión en el corto plazo que pueden afectar los niveles de abastecimiento interno a futuro.

El punto de partida para la construcción de los escenarios de abastecimiento de petróleo y gas 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. Este último punto resulta de la información recolectada a partir de entrevistas sostenidas en el marco de este estudio con entidades, gremios y empresas estratégicas del sector.

A partir de estos insumos, Fedesarrollo propone tres escenarios de abastecimiento de petróleo y gas para los próximos veinte años (2014-2034): un 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.

En las secciones a continuación se presenta un análisis de los determinantes de la oferta de petróleo y gas, además de los escenarios y el detalle de la metodología utilizada para su construcción.

2.2.1 Determinantes de la oferta de petróleo

Son varios los factores críticos que afectan las reservas y producción del sector de hidrocarburos. Entre estos se encuentran los nuevos hallazgos de hidrocarburos convencionales costa adentro y costa afuera, el potencial de crudos pesados, el potencial de no convencionales, el factor de recobro de hidrocarburos, los precios internacionales, la política de hidrocarburos (*government take*), los factores medioambientales y socioculturales y las condiciones de seguridad de la infraestructura petrolera. A

* Esta sección fue elaborada por Felipe Castro y Laura Becerra.

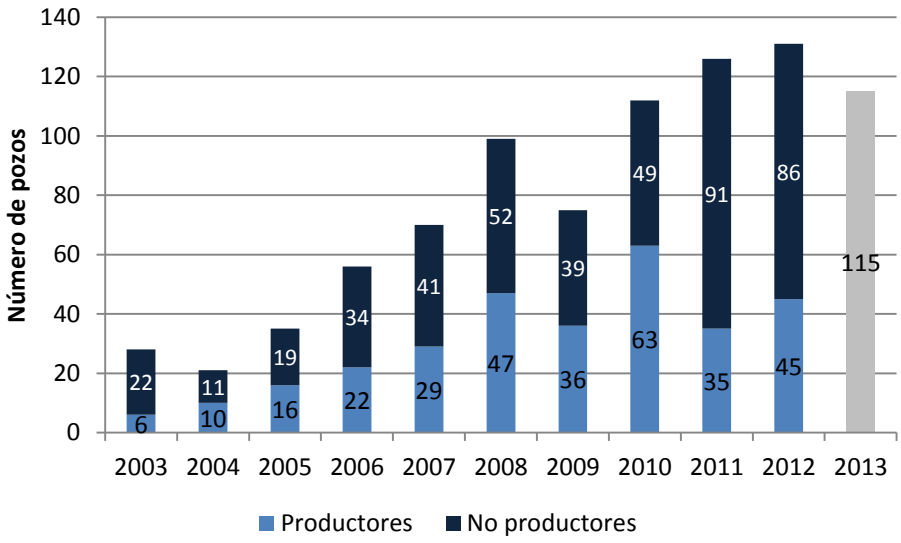
continuación se analiza en detalle cada uno de estos, así como sus implicaciones y perspectivas a futuro.

2.2.1.1. Exploración y explotación de convencionales

Uno de los elementos más preocupantes para el sector es la falta de hallazgos importantes de hidrocarburos convencionales. Esto se relaciona en buena medida con la actividad exploratoria y la tasa de éxito del país en los últimos años.

El país ha mostrado un aumento de la actividad exploratoria particularmente en la última década. El número de pozos exploratorios perforados en los últimos diez años ha aumentado de manera significa a niveles históricos (Gráfico 70). Sin embargo, a pesar de este crecimiento parece haberse estancado en los últimos dos años al no poder superar la barrera de los 130 pozos exploratorios por año. Además, las metas para este año no se van a cumplir y a pesar de que el sector esperaba llegar al menos a los 130 pozos exploratorios perforados, probablemente solo se logre alcanzar 115.

Gráfico 80 Pozos productores y no productores Colombia 2003-2013*



Fuente: ANH

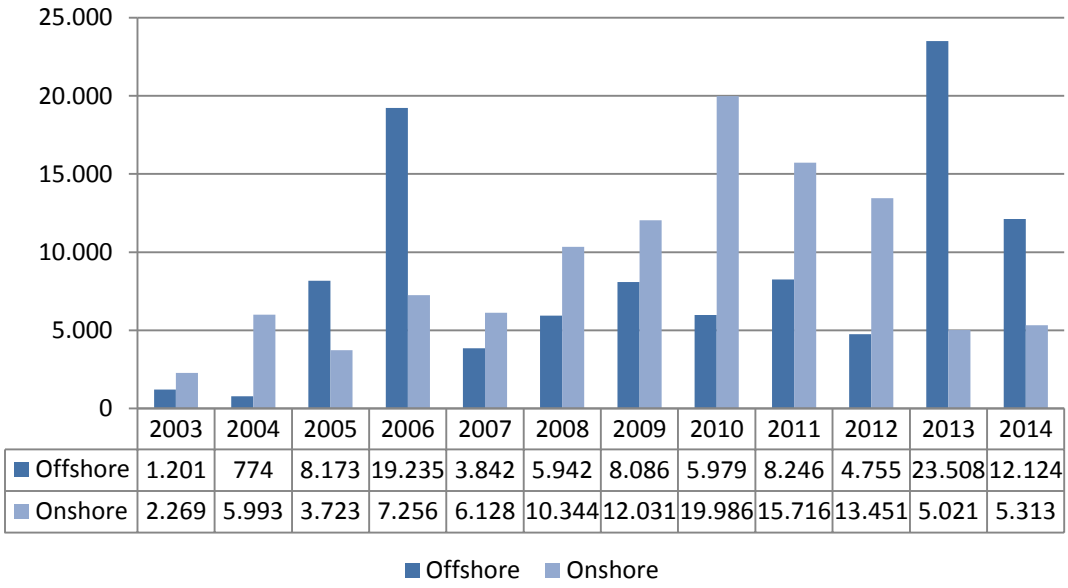
*Los pozos de 2013 son todos los explorados para ese año. A diciembre de ese año, solo 32 pozos reportaron descubrimientos, los 83 restantes se declararon secos o seguían en pruebas

A este estancamiento de la actividad exploratoria se le suma una tasa de éxito exploratorio en decadencia. Los pobres resultados obtenidos en los procesos de exploración de enero a mayo del presente año, indican que el número de pozos

declarados secos aumentó en referencia al mismo periodo del 2013, en un 68,7%; así, la tasa de éxito reportada en el país pasó de 38,4% en los cinco primeros meses de 2013, a 6,8% en el mismo tiempo para 2014 (ANH, 2014).

Otro indicador relevante de analizar es el comportamiento de la actividad sísmica. Como se puede observar en el **Gráfico 81**, esta actividad ha disminuido de manera importante en los últimos años, particularmente en lo que tiene que ver con la exploración costa adentro. Mientras que en 2010 las actividades sísmicas alcanzaron un nivel máximo de casi 20 mil kilómetros cuadrados en 2013 esta actividad supero ligeramente los 5 mil kilómetros cuadrados, lo que representa una caída de casi el 75%. Esta situación puede ser crítica si se tiene en cuenta que la sísmica es el punto de partida de todo el proceso de exploración y producción, por lo cual su disminución podría implicar a mediano plazo una caída en la producción ante la ausencia de nuevos hallazgos.

Gráfico 81 Kilómetros cuadrados de sísmica adquiridos 2003-2014*



	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Offshore	1.201	774	8.173	19.235	3.842	5.942	8.086	5.979	8.246	4.755	23.508	12.124
Onshore	2.269	5.993	3.723	7.256	6.128	10.344	12.031	19.986	15.716	13.451	5.021	5.313

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

*Datos a junio de 2014

Los resultados de la Ronda Colombia 2014 parecen indicar que esta situación no va a cambiar radicalmente en el mediano plazo, particularmente para el caso de los hidrocarburos convencionales. Como se puede ver en la Tabla 24, solo 20 de las 58 áreas ofertadas para la exploración de hidrocarburos convencionales costa adentro fueron asignadas a empresas interesadas. De estos 20, 11 son yacimientos descubiertos no desarrollados, mientras que los otros 9 corresponde a bloques no explorados.

Tabla 24. Resultados Ronda Colombia 2014

	Bloques ofrecidos	Bloques que recibieron oferta	Tasa de colocación
Convencionales Continentales	58	20	34%
Convencionales Costa Afuera	19	5	26%
No convencionales	18	1	6%
Total	95	26	27%

Fuente: ANH

Si se compara este resultado con la Ronda Colombia 2012 se evidencia que hay una disminución del interés de las compañías del sector por explorar petróleo en territorio colombiano. Tanto en términos relativos como absolutos los resultados fueron inferiores para los diferentes bloques ofertados en la Ronda Colombia 2014. La disminución en el caso de los bloques continentales con expectativas de crudo convencional fue la más acentuada. Mientras que en 2012 se recibieron ofertas por el 46% de los bloques ofertados con esta proyección, en la Ronda Colombia de 2014 este porcentaje cayó al 34%. Así mismo, en términos del número de bloques asignados estos pasaron de 33 a sólo 20 para el caso de hidrocarburos convencionales.

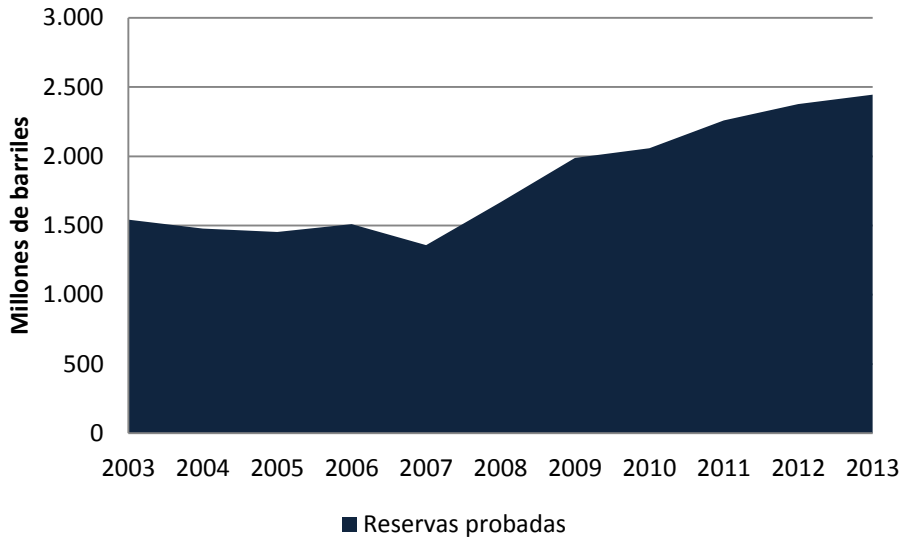
A pesar de la situación actual y las perspectivas a corto plazo, existe evidencia de que el país aún tiene un potencial importante en materia de hidrocarburos convencionales en el largo plazo. De las 23 cuencas sedimentarias colombianas, tan solo el 22% de la superficie ha sido explorada exhaustivamente, por el potencial hidrocarburífero proyectado para dicha área; no obstante, en el 78% del territorio restante, la explotación ha sido muy escasa, indicando un gran potencial exploratorio (UPME, 2013).

Uno de los factores que puede explicar esta situación es que la inversión de las compañías en los últimos años apunta a yacimientos que provean una recuperación del capital en el corto plazo. Por esta razón entre 2004 a 2010 la inversión se centró en los Llanos Orientales y el Magdalena Medio, zonas donde la probabilidad de éxito es mayor, por sus mayores volúmenes de exploración. Sin embargo, se proyecta que un gran potencial de hidrocarburos para el país puede encontrarse en áreas como el Amazonas (los cálculos prospectivos señalan que los recursos pueden ser de 2340 millones de barriles de petróleo), donde la exploración es más complicada requiere mayores montos de inversión (ANH, 2014).

2.2.1.2. Potencial de crudos pesados

El crecimiento de las reservas probadas de petróleo entre 2007 y 2013 se debió en buena parte al aprovechamiento del potencial existente en crudos pesados. Actualmente la relación reservas/producción estima que el país tiene reservas para 6,6 años de autosuficiencia energética en lo que a petróleo se refiere. El 2013 cerró con un total de reservas correspondiente a 2.445[45] millones de barriles (Gráfico 82); este dato de 2013, es el mayor registro de reservas de los últimos 15 años. A pesar de lo anterior, el agotamiento de los hallazgos y los recursos de "extracción simple" son evidentes, ante lo cual los crudos pesados se han convertido en una fuente importante de reservas.

Gráfico 82. Reservas probadas 2003-2013



Fuente: ANH

Según estimaciones de la ANH, los crudos pesados representan alrededor del 45% de las reservas probadas existentes. A pesar de que este porcentaje se ha mantenido relativamente constante en los últimos años, podría crecer más si se tiene en cuenta que la mayor parte de las reservas mundiales corresponden a este tipo de crudo y que además este se concentra en la Faja Petrolífera del Orinoco.

En Colombia las principales áreas de explotación de este hidrocarburo se encuentran en los Llanos Orientales y en otras zonas como el Valle Medio del Magdalena, Putumayo, Yari- Caguan. En el caso de nuevos yacimientos el mayor potencial lo tienen los Llanos Orientales. Como se puede observar en la Tabla 25, más del 75% del potencial de crudos

[45] Tomado de ANH

pesados se ubica en esta cuenca mientras que el restante 25% se distribuye en el resto de zonas.

A pesar de que estas zonas concentran buena parte de la producción de crudo en la actualidad todavía tienen un potencial de crecimiento, no solo a partir de nuevos yacimientos sino también en los denominados yacimientos descubiertos no desarrollados. Los resultados de la Ronda Colombia 2014 evidencian el potencial de estos yacimientos con la adjudicación de 8 bloques en la zona de los Llanos Orientales y 1 en la Cuenca Caguán - Putumayo, con lo cual se espera que en el corto plazo se logre un aumento de la producción a partir de este tipo de crudo.

Tabla 25. Potencial de recursos de crudos pesados por áreas de exploración

Cuenca/Recurso **Millones de barriles**	Crudos pesados		
	P10	P50	P90
Amaga	-	-	-
Caguán-Putumayo	21.500	5.794	1.628
Catatumbo	104	29,3	8,2
Cauca Patia	-	-	-
Cesar Rancheria	-	-	-
Choco	3.454	1.145	313
Choco Marino	-	-	-
Cordillera Oriental	5.467	3.052	1.369
Cuenca Colombia	-	-	-
Guajira	-	-	-
Guajira Marino	-	-	-
Llanos Orientales	**319.455**	**46.735**	**6.806**
Los Cayos	-	-	-
Pacífico Colombiano	-	-	-
Sinu-San Jacinto	-	-	-
Sinu Marino	-	-	-
Tumaco	1.397	382,7	63,5
Tumaco Marino	-	-	-
Urabá	-	-	-
Valle inferior del Magdalena	2.288	629,5	104,3
Valle medio del Magdalena	22.459	10.216	3.526
Valle superior del Magdalena	16.318	4.444	582
Vaupes-Amazonas	7.363	2.011,30	334,7
TOTAL	**399.807**	**74.439**	**14.735**

Fuente: ANH y Universidad Nacional (2012)

2.2.1.3. Exploración y explotación costa afuera

El potencial de exploración y explotación costa afuera es tal vez la mayor esperanza que tiene el sector de mantener su autosuficiencia energética mediante la incorporación de nuevas reservas. Este territorio con una exploración incipiente en el país representa el mayor potencial y ha despertado el interés de grandes compañías a nivel mundial las cuales están iniciando su actividad exploratoria para determinar el potencial real de estos bloques aún sin descubrir[46].

Prueba de esto es la actividad sísmica que está próxima a iniciarse en el mar caribe y que representa según estadísticas del sector la mayor exploración sísmica de la historia del país. Una sola empresa tiene previsto realizar cerca de 30 mil kilómetros cuadrados de sísmica 3D el próximo año lo cual implicaría superar los registros históricos que tiene el país hasta ahora (ver Gráfico 19).

A pesar de las buenas perspectivas, las potencialidades de exploración y explotación de hidrocarburos convencionales costa afuera está aún por comprobarse. Si bien hay estudios de prospectiva que indican que los volúmenes podrían superar los 10 mil millones de barriles equivalentes en reservas offshore, aún no hay descubrimientos que permitan confirmar este potencial. Sólo en los próximos años se podrá determinar el nivel de éxito de las actividades exploratorios cuando se tengan los primeros resultados de las compañías que está trabajando en diferentes zonas del mar caribe.

Un elemento a favor de la exploración costa afuera son las ventajas que esta actividad tiene frente a las actividades continentales. Por ejemplo, este tipo de bloques son menos propensos a ataques por parte de grupos ilícitos, y no tienen las dificultades de entorno que están presentes en la exploración costa adentro. Lo anterior representa una gran ventaja en relación con las actividades costa adentro las cuales como se explicará en detalle más adelante se han visto afectadas considerablemente por estos dos factores.

Otra ventaja que tiene la actividad costa afuera se relaciona con los incentivos que el gobierno nacional ha esbozado para atraer inversión en este tipo de actividades. Entre las medidas implementadas se incluye el establecimiento de zonas francas exclusivas para los servicios de la industria costa afuera[47], además de un descuento en regalías del orden de 20% en gas, con respecto a las regalías que rigen la producción petrolera costa adentro.

[46] En la Ronda Colombia 2014, 5 de los 19 bloques costa afuera recibieron oferta, mientras que en la Ronda de 2012 de los 13 ofertados 11 recibieron oferta.
[47] Tomado de la ANH.

Si bien todo esto redunda en buenas perspectivas para la exploración y explotación de hidrocarburos costa afuera, estos efectos en términos de incorporación de nuevas reservas y aumento de producción solo se verán reflejados en el largo plazo. En estos yacimientos los tiempos exploratorios pueden tomar de 3 a 8 años, por lo cual no se esperaría un aumento de producción por este concepto antes de 10 años como mínimo.

2.2.1.4. Exploración y explotación de no convencionales

La exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia es otra de las grandes apuestas del sector para aumentar las reservas existentes en el mediano y largo plazo. Teniendo en cuenta la caída en los niveles de producción de los hidrocarburos convencionales, este tipo hidrocarburos se convierte en un elemento estratégico para que el país logre mantener la autosuficiencia energética en el mediano plazo.

Con el fin de incentivar esta actividad, el gobierno a través del Ministerio de Minas y Energía expidió entre 2013 y 2014 el reglamento que define las actividades técnicas y ambientales correspondientes a la exploración y explotación de este tipo de hidrocarburos. De esta manera, se busca incentivar la inversión en los recursos no convencionales del país, y permitir a los agentes con bloques adjudicados iniciar los procesos de licenciamiento ambiental.

Entre los incentivos previstos para el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales se incluyen diferentes medidas. En lo que tiene que ver con el government take, se han propuesto reducciones del 40% sobre las regalías establecidas para yacimientos convencionales, mientras que en los aspectos contractuales, se observan aumentos en los tiempos: los contratos de exploración se aumentaron a 9 años mientras que los de producción incrementaron a 30. Finalmente, ante la obligación de pagar contraprestaciones por precios altos, para los hidrocarburos no convencionales, se aumentó el piso de precios de 43,37 a 87,48 dólares (ANH, 2014).

En los últimos tres años se asignaron 6 bloques para la exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. La Ronda Colombia 2012 adjudicó 5 bloques de no convencionales a Shell, Ecopetrol, Exxson Mobil y Nexen Petroleum; mientras que en 2014 solo se adjudicó el bloque Valle Medio del Magdalena a la compañía Parex Resources Colombia, el único de 18 bloques ofrecidos que recibió ofertas.

De las adjudicaciones de 2012, Ecopetrol ya tiene un descubrimiento de petróleo esquisto y la viabilidad comercial para el mismo. Lo anterior podría incentivar la inversión en este tipo de recursos, que ya fueron declarados comercialmente viables y rentables por la ANH,

aspecto primordial para la inversión y que toma especial importancia si se resalta la importancia estratégica de este tipo de hidrocarburos para el país.

El mayor potencial en la producción de no convencionales se encuentra en gas y menor medida en petróleo. Sin embargo, no hay un consenso en torno al tamaño de estas reservas ya que es una actividad nueva con un alto grado de incertidumbre. Las estimaciones más optimistas hablan de 55 Tera pies cúbicos en gas y 3.000 millones de barriles de petróleo, mientras que las más conservadoras rondan los 31.7 Tera pies cúbicos en gas[48] y los 1.000 millones de barriles de petróleo.

2.2.1.5. Factor de recobro y técnicas de recuperación mejorada (EOR)

El factor de recobro y los métodos para aumentarlo están tomando cada vez más importancia en el sector de hidrocarburos a nivel mundial, ya que permiten incrementar en el corto plazo la producción y los volúmenes de reservas existentes. Los procesos de recuperación mejorada, son métodos aplicados a los yacimientos en producción para incrementar el crudo extraíble, aumentando la energía del pozo. En Colombia, la aplicación de estas técnicas ha sido reducida, aunque el potencial que señalan las pruebas piloto indica que el recobro mejoraría considerablemente.

Actualmente el país cuenta con un factor de recobro del 23%[49]. Este puede considerarse de nivel medio bajo si se tiene en cuenta que los valores mundiales de factor de recobro oscilan entre 15% y 50%, (aunque algunas tecnologías han permitido llegar a niveles del 60%)[50], por lo cual el espacio de mejora para los yacimientos en Colombia es todavía considerable.

Ante esta realidad, los proyectos de recuperación mejorada se visualizan como una solución a los posibles problemas de autosuficiencia energética que pueda enfrentar el país, pues aumentos porcentuales del factor, simbolizan la adición de millones de reservas[51]. En la práctica, es más factible aumentar las reservas y la producción con los campos actuales, bajo el desarrollo de técnicas de recuperación mejorada.

Con el ánimo de mejorar sus niveles de recobro, logrando una mayor extracción de crudo, Ecopetrol empezó en 2009 la evaluación de diferentes métodos de recuperación mejorada, EOR por sus siglas en inglés. Así mismo, en el país se han dado 23 proyectos de

[48] Dato tomado de www.acp.com.co
[49] http://www.ecopetrol.com.co/especiales/revistae-4/48.html recuperado el 23 de octubre de 2014
[50] Ibid.
[51] Ibid.

recuperación secundaria, entre los cuales resaltó el piloto de la tecnología STAR de Pacific Rubiales, mientras que la investigación sobre la terciaría es todavía incipiente.

Las perspectivas para este concepto son en general positivas entre los actores relevantes del sector, quienes tienen grandes esperanzas puestas en la aplicación de estas técnicas en los campos de producción existentes en el país, con el fin de aumentar los niveles de reservas.

2.2.1.6. Precios internacionales

El precio es un elemento clave para el sector de hidrocarburos ya que determina la viabilidad económica de adelantar o no actividades de exploración y explotación. Debido al tamaño de las inversiones necesarias en el sector, y el horizonte temporal en el cual se desarrollan, las decisiones de inversión se ven fuertemente influenciadas por las perspectivas de precios. Esta influencia es particularmente fuerte en las decisiones de inversión correspondientes a tecnologías de recobro mejorado, hidrocarburos no convencionales y exploración costa afuera, debido a su alto nivel de riesgo e incertidumbre.

Las perspectivas de precios internacionales toman mayor relevancia en un país como Colombia, donde el costo país es alto y existen varios riesgos asociados al desarrollo de la actividad petrolera. En este caso, además de la incertidumbre propia de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, se le suman los problemas de seguridad, de accesibilidad a las zonas, los conflictos sociales y de licenciamiento ambiental entre otros. Teniendo en cuenta estos elementos las decisiones de inversión del sector de hidrocarburos en el país se pueden ver afectadas fuertemente por el comportamiento de los precios internacionales.

De acuerdo a lo manifestado por varios actores del sector aseguran, algunas de las inversiones previstas para el desarrollo del sector dejan de ser rentables cuando el barril de petróleo tiene un precio menor a 70 dólares por barril. En caso de que este escenario se dé, es posible que se posterguen algunas decisiones de inversión en actividades relacionados con hidrocarburos no convencionales y la exploración y explotación costa afuera, lo cual afectaría los niveles de producción en el mediano y largo plazo.

Por otro lado, ante precios más bajos se pueden poner en riesgo los planes de aumento de producción de petróleo en el corto plazo a partir de la implementación de las tecnologías de recobro mejorado. Sin embargo en este caso la presión sería menor teniendo en cuenta la urgencia del país de mantener sus niveles de producción y autosuficiencia más allá de una caída mayor en el precio internacional.

Las proyecciones de precios realizadas por Fedesarrollo y descritas en el capítulo anterior sugieren que en un escenario de precios bajos el valor de referencia podría estar por debajo de los 70 dólares. En consecuencia, si este escenario se da es posible que el desarrollo de los no convencionales y de la exploración y explotación costa afuera se vea seriamente afectada En cuanto a los efectos en la implementación de tecnologías de recobro mejorado, se estima que los efectos sean menores ya que en ninguna de las proyecciones se tiene previsto llegar a niveles inferiores a los 60 dólares por barril.

2.2.1.7. Government take

El crecimiento del sector de hidrocarburos en el país trae consigo un aumento en los ingresos de la nación debido a que el Estado es dueño del subsuelo explotado; por tanto, le corresponde un porcentaje de la producción por este concepto. Esto es lo que se conoce como *government take*, y puede variar dependiendo de la participación que se defina y el medio a través del cual se recaude (regalías, impuestos, participación de la producción, etc) (López, Montes, Garavito, & Collazos, La economía petrolera en Colombia , 2012).

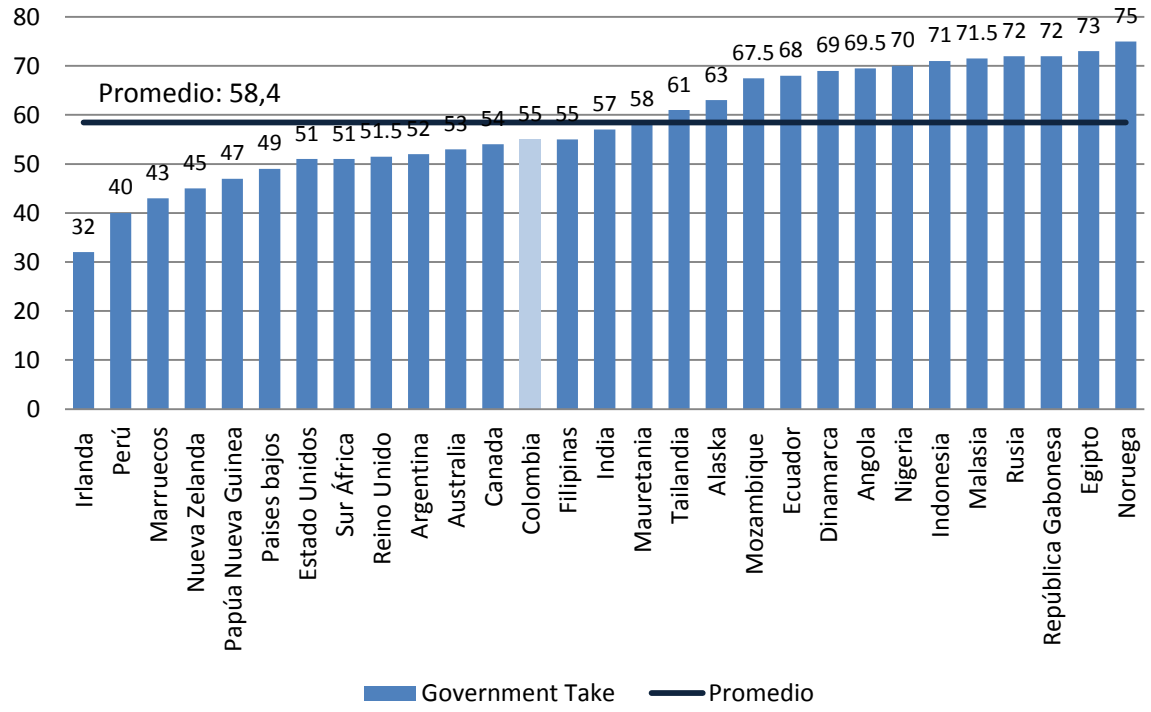
Un elemento clave a la hora de definir el *government take* es el equilibrio que debe existir frente a las ganancias que obtienen los agentes privados y el porcentaje que toma el gobierno sin afectar la competitividad del sector. Ante esta dualidad, el gobierno debe ser prudente a la hora de evaluar los niveles de *government take* para no desincentivar la inversión en el sector. También debe considerar diferentes aspectos tales como las condiciones del yacimiento, los precios internacionales del petróleo, la calidad del crudo y el tamaño del área contratada (López, Montes, Garavito, & Collazos, La economía petrolera en Colombia , 2012).

De acuerdo a estimaciones de Ecopetrol, el *government take* en Colombia bajo el esquema de concesión actual para la exploración y explotación de hidrocarburos está entre el 40% y 64% para los nuevos proyectos. Adicional a esto tendría que sumarse lo que el gobierno percibe al ser dueño mayoritario de Ecopetrol. En los casos en los cuales se trata de pozos de Ecopetrol se estima que el *government take* podría llegar a niveles cercanos al 95% con los ingresos que recibe vía dividendos (Ecopetrol, 2011).

Si se compara con los niveles internacionales, el *government take* de Colombia se encuentra en un rango medio. Como se puede observar en el Gráfico 83, el país se encuentra cerca al promedio, mientras que otros países como Perú o Irlanda tienen niveles muy inferiores. Lo anterior sugiere que el país aún tiene un margen de maniobra,

ya sea para disminuir el *government take* e incentivar aún más el sector como para aumentarlo en un determinado caso.

Gráfico 83. *Government take* para petróleo en distintos regímenes fiscales



Fuente: OECD Economic Surveys: Indonesia 2012

A futuro, la perspectiva del sector es que se mantenga el *government take* o que incluso se disminuye para incentivar la exploración y explotación costa afuera y de hidrocarburos no convencionales. Teniendo en cuenta la coyuntura por la que atraviesa el sector actualmente es poco probable que se piense en un aumento focalizado en el sector de hidrocarburos ya que podría afectar aún más la inversión y disminuir las perspectivas de crecimiento del sector a mediano y largo plazo.

2.2.1.8. Licenciamiento ambiental

El proceso de licenciamiento ambiental busca que las empresas interesadas en realizar proyectos que puedan representar una amenaza al medio ambiente, pasen por un proceso de evaluación que analice sus posibles impactos de tal manera que se garantice la calidad de vida de las personas y el adecuado manejo del ambiente. Como resultado de esta evaluación se desprenden una serie de medidas que deben implementarse para

prevenir, mitigar, corregir, compensar, manejar y controlar los impactos generados al ambiente por los proyectos a ejecutarse (FNA, 2011).

En el caso de los proyectos de hidrocarburos el tema de licenciamiento ambiental es crítico debido al tipo de actividad que se desarrolla, las zonas en donde se adelanta y los recursos que utiliza. Por esta razón el procedimiento de licenciamiento para este tipo de actividad es de los más estrictos con el fin de salvaguardar la riqueza ambiental del país asegurando que los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos se manejen dentro de un marco que se ajuste a las restricciones ecológicas y de recursos (Rodríguez, 2011).

La autoridad competente para el otorgamiento de licencias ambientales en el país es la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), creada mediante el decreto 3573 de 2011. Su objetivo primordial es verificar que los proyectos presentados cumplan con la reglamentación ambiental vigente, de forma que se garantice el desarrollo sostenible del país. Así mismo, la ANLA debe encargarse de procesos de seguimiento, implementación de estrategias, certificación de mecanismos de participación ciudadana, entre otros[52].

Sin embargo, en la actualidad las licencias ambientales son consideradas como uno de los obstáculos más relevantes para el desarrollo del sector. Con la entrada en funcionamiento de la ANLA en 2012, los procesos de licenciamiento aumentaron su tiempo de espera considerablemente. Estos retrasos impactan negativamente la producción y hacen menos atractiva la inversión en el sector debido a los sobrecostos que se generan.

De acuerdo a cifras provistas por la ACP, el tiempo promedio para el trámite de licencias ambientales ha aumentado considerablemente en los últimos años. Como se puede ver en la Tabla 26, en los últimos dos años los tiempos para adelantar este procedimiento se ha triplicado en comparación con los procedimientos que se surtían hace una década. Esta situación ha generado efectos negativos, impactando las decisiones de inversión en el sector y disminuyendo los niveles de producción actuales, así como la incorporación de nuevas reservas.

[52] www.anla.gov.co

Tabla 26. Tiempo promedio para la expedición de licencias ambientales

Año	Meses que toma el licenciamiento ambiental
2005	5,4
2009	6,5
2011	9,7
2013	16,7
2014	14

Fuente: ACP

Con el fin de agilizar el proceso de licenciamiento sin afectar su calidad, el gobierno ha puesto en marcha un plan de choque para solucionar los problemas existentes. Este plan pretende mejorar la eficiencia de la ANLA y permitir reducir los tiempos de licenciamiento, mediante inversiones en personal capacitado. Lo ideal, es que los resultados del plan logren empezar a sentirse en diciembre de este año, sin embargo es posible que las mejoras tomen más tiempo del pronosticado por el Ministerio de Ambiente y que sus efectos totales se sientan a partir de 2015.

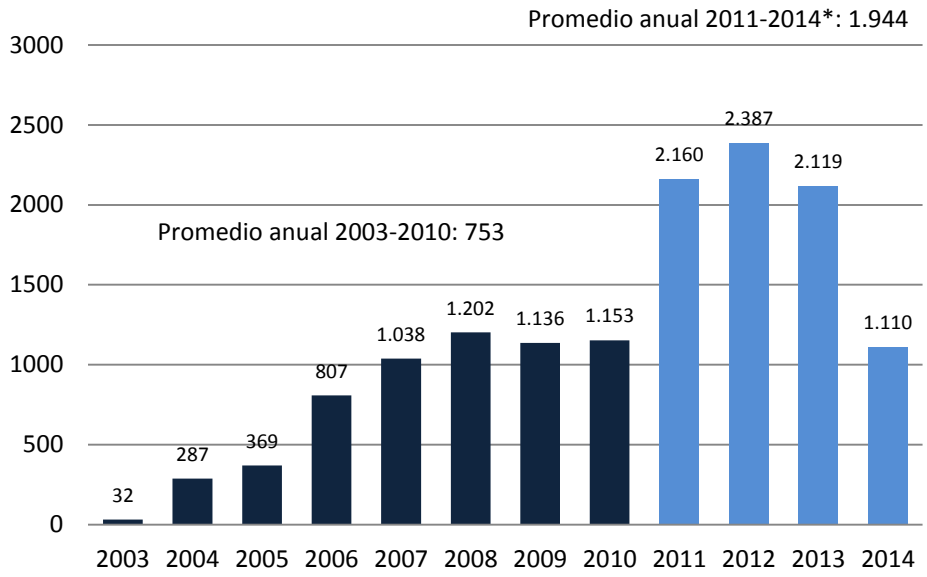
A pesar de los problemas de licenciamiento ambiental para la exploración y explotación de hidrocarburos, la mayoría de actores del sector tienen buenas perspectivas en relación con este procedimiento. Se espera que las reformas adoptadas por la ANLA principalmente, mejoren la eficiencia del proceso. Así mismo, las propias empresas manifiestan que hoy en día existe mayor claridad frente al trámite lo cual contribuye a que toda la documentación y requerimientos exigidos se puedan cumplir oportunamente.

2.2.1.9. Entorno sociocultural

Las relaciones entre las compañías petroleras y las comunidades habitantes de las zonas donde se llevan a cabo operaciones de exploración y explotación, son un foco de conflictividad permanente que limita el desarrollo del sector. Esta conflictividad se debe en parte a la falta de información de las comunidades sobre los procesos e impactos del proceder petrolero en su entorno, y en otra medida a la falta de comprensión de la complejidad social de las zonas explotadas por parte de las compañías.

La participación de las comunidades en los proyectos que afectan su entorno se realiza a través de procesos de consulta previa, entendidos como el derecho fundamental de las etnias, a decidir sobre proyectos a realizarse en su territorio y que afecten de algún modo su ambiente. En general, este proceso ha funcionado bien, pues según el Ministerio del Interior las certificaciones de consulta previa han aumentado considerablemente desde 2003, con especial énfasis en el periodo 2011-2014. Así, el promedio anual de certificaciones expedidas entre 2003 y 2010, aumentó un 158% para el periodo 2011-2014, pasando de 753 a 1.944 certificaciones, como lo evidencia el Gráfico 84 (Ministerio del Interior, 2014).

Gráfico 84. Certificaciones de consulta previa expedidas 2003-2014*



Fuente: Ministerio del Interior

*Corte a Junio

Sin embargo, el tema de entorno sociocultural va más allá de los procesos de consultas previas. En las zonas de exploración y explotación de hidrocarburos se generan movimientos sociales que persiguen demandas específicas a las compañías petroleras para permitir su actividad. Entre los requerimientos más comunes se encuentra la contratación de mano de obra local y la construcción de proyectos de infraestructura, de forma que se traduzcan en desarrollo los mayores ingresos que se generen en la zona.

El manejo de este tipo de situaciones es crítico para el sector ya que implica acciones de hecho por parte de la comunidad que suspenden o limitan las actividades en los yacimientos. Solo este año se han presentado 280 bloqueos a corte de octubre, según datos de la ACP, lo que representa en promedio un bloqueo diario durante 2014.

Si bien es cierto que los conflictos de entorno sociocultural no son el único problema que afronta el sector, hoy en día es considerado uno de los que mayor impacto tiene. Cálculos del Ministerio de Minas y Energía aseguran que se pierde mayor volumen de producción por este concepto que por atentando terroristas, lo cual ha tenido un efecto negativo sobre la inversión. El Ministerio atribuyó a este problema la reducción en la actividad sísmica, que se redujo en un 15% entre enero-mayo de 2013 y 2014.

En general, las perspectivas de los actores en este concepto no son positivas, y en la mayoría de los casos no se espera una solución a corto plazo. Dada esta situación, es necesario mejorar los canales de comunicación entre los actores locales y las compañías productoras. Así mismo, es necesario que el gobierno entre a mediar para que los procesos de consulta previa sean transparentes y exitosos e instituya una metodología para que disminuir la conflictividad social, a través del establecimiento de mecanismos para el dialogo con las comunidades.

2.2.1.10. Seguridad

Los problemas de seguridad, que incluyen atentados a oleoductos o camiones transportadores, taponamiento de vías, entre otros actos vandálicos perpetuados por integrantes de grupos al margen de la ley, son junto a las licencias ambientales y los temas de entorno, los cuellos de botella más importantes que han limitado el crecimiento del sector en los últimos años.

La repercusiones que dejan como resultado los ataques perpetuados al sector, se trasfieren a distintas esferas del desarrollo del mismo. Por un lado, tienen impactos económicos, al disminuir la producción diaria de crudo y simbolizar nuevos costos no estimados para el arreglo de infraestructura, que, por ejemplo, para Ecopetrol representó 67 mil millones de pesos en 2013, según declaraciones en la asamblea de accionistas de marzo del presente año. De otra parte, la población civil se ve igualmente afectada por los diferentes atentados y eso incrementa los conflictos con las comunidades. Finalmente, es observable el daño ambiental que traen consigo, pues los derrames de crudo afectan la fauna y flora, y los daños de los oleoductos obligan a transportar el crudo a través de camiones, lo que aumenta el impacto ambiental negativo de la actividad y la inconformidad de las comunidades.

Los ataques a oleoductos aumentaron un 48% de 2012 a 2013, y para agosto del presente año, según la ACP, se ha presentado 97 ataques a la infraestructura petrolera. Si bien es cierto que los ataques contra la infraestructura petrolera han disminuido en el presente

año con respecto a 2013, la continuidad de los mismos afecta la competitividad del país y desincentiva la inversión, agravando aún más el ya preocupante panorama del sector.

Las perspectivas del sector en materia de seguridad son buenas, debido en gran parte al aumento en el pie de fuerza para proteger la infraestructura del sector y al avance en los diálogos de paz de La Habana. Así mismo, la disminución de atentados en el presente año propone un nuevo escenario de acción para los proyectos petroleros, con menos costos improvistos de funcionamiento y por este aspecto, un aumento de los márgenes de ganancia.

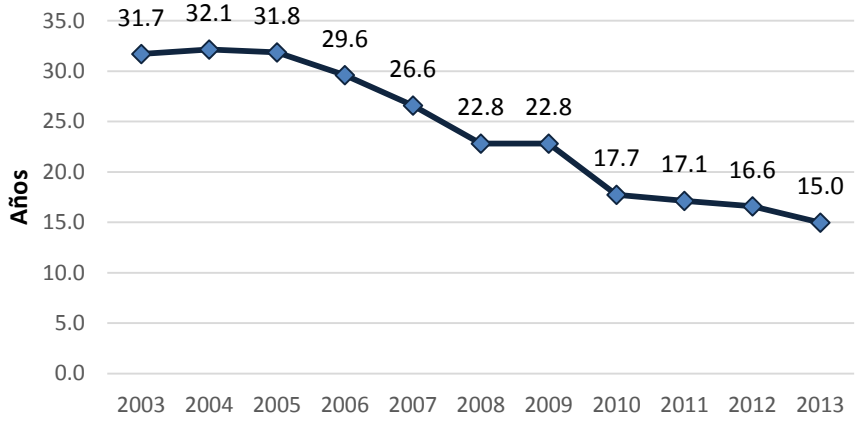
2.2.2. Determinantes de la oferta de gas en Colombia

La producción de gas se ve afectada en mayor medida por otros determinantes distintos a los del petróleo. Si bien la producción de gas también se ve afectada por elementos como los problemas de orden público y las demoras en las licencias ambientales, descritos en la sección anterior, la dinámica del mercado gasífero colombiano es diferente y por ende, tiene unos determinantes específicos que se describen en la presente sección.

2.2.2.1 Reservas existentes

Por el lado de la oferta, el escenario de gas en Colombia tiene una autosuficiencia energética mayor a la del petróleo, con una relación reservas producción de 15 años a 2013 (Gráfico 85). A pesar de esto, existe una preocupación generalizada por la disminución de dicha relación, debido en gran parte a la ausencia de nuevos hallazgos relevantes de gas, la disminución de las reservas presentada en 2013, y el aumento de la demanda interna de gas natural.

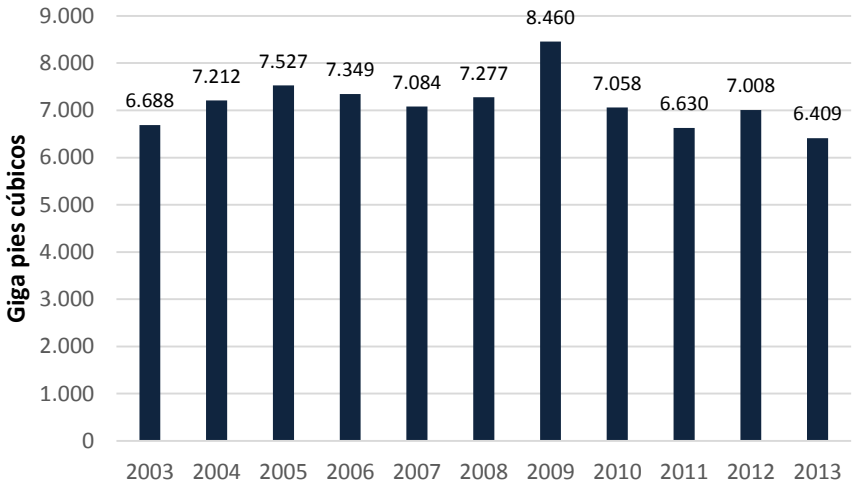
Gráfico 85. Relación reservas producción gas



Fuente: ANH

El comportamiento de las reservas existentes de gas en el país, que muestra el Gráfico 86, se ha mantenido relativamente constante alrededor de los 7.100 giga pies cúbicos. Sin embargo, de 2010 en adelante las reservas han empezado a mostrar una tendencia decreciente después de alcanzar su pico en 2009. En el 2013 esta tendencia se hace más evidente registraron los niveles más bajos de reservas de gas en los últimos 10 años y se espera que para 2014 esta tendencia continúe acentuándose.

Gráfico 86. Reservas de gas 2003-2013



Fuente: ANH

El comportamiento de las reservas de 2003 a 2013, coincide con la percepción de varios de los entrevistados entorno a la falta de nuevos hallazgos de gas y al agotamiento de los campos existentes. Esta situación es preocupante si se tiene en cuenta la tendencia creciente de la demanda interna de gas la cual será discutida en detalle más adelante.

2.2.2.2. Nuevos hallazgos

La sostenibilidad de la autosuficiencia en materia de gas natural requiere de nuevos descubrimientos que le permitan al país responder a la demanda creciente de este hidrocarburo. En este sentido la explotación de recursos no convencionales y campos *offshore* se contemplan como la mejor oportunidad para aumentar las reservas existentes.

En el caso de gas no convencional el país tiene buenas perspectivas. A pesar de la incertidumbre que existe en torno al potencial real de este hidrocarburo, existe un consenso en torno a las cuencas donde se encontraría la mayoría de los recursos no convencionales del país. Es tos son Valle Medio del Magdalena (Formación la Luna), Llano y Catatumbo (Promigas , 2012).

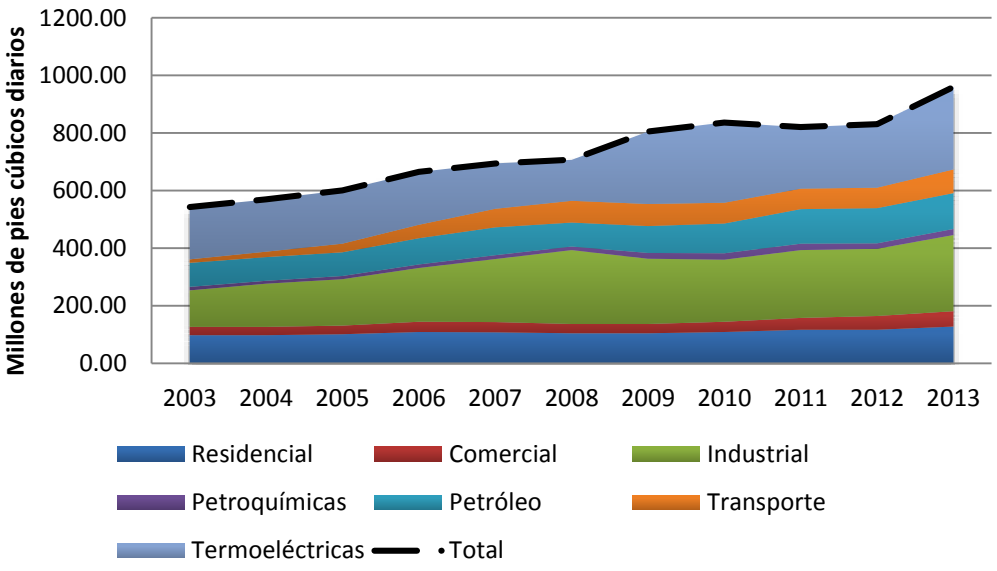
En términos del tamaño de los yacimientos no convencionales las proyecciones varían considerablemente. Por ejemplo, mientras la EIA estima que estas ascienden a 10,5 veces las reservas existentes (55 Tera Pies Cúbicos) la ANH estima su potencial en algo más de 31.7 Tera Pies Cúbicos.

Por su parte, las exploraciones costa afuera en términos de gas también tienen buenas perspectivas. Empresas como *Equión Energía* ya han realizado hallazgos de gas en campos costa afuera, proveniente de exploraciones del pozo Mapale 1 en 2012[53]. A pesar de que los resultados con este bloque no fueron los esperados, se mantienen las expectativas sobre los posibles descubrimientos costa afuera del país, producto de grandes inversiones realizadas en las Rondas Colombia anteriores por empresas como Anadarko y Ecopetrol.

2.2.2.3. Demanda interna

Un elemento clave que afecta la oferta de gas en el país es el comportamiento de la demanda interna. Como se puede ver en el Gráfico 87 esta demanda ha ido en aumento en la última década impulsada principalmente por la demanda de las termoeléctricas para la producción de energía, el uso industrial, la extracción y refinación de petróleo y el gas vehicular. En total, la demanda ha crecido 77% en los últimos diez años y se espera que siga con una tendencia creciente a mediano plazo.

Gráfico 87. Demanda interna de gas natural en Colombia



Fuente: UPME

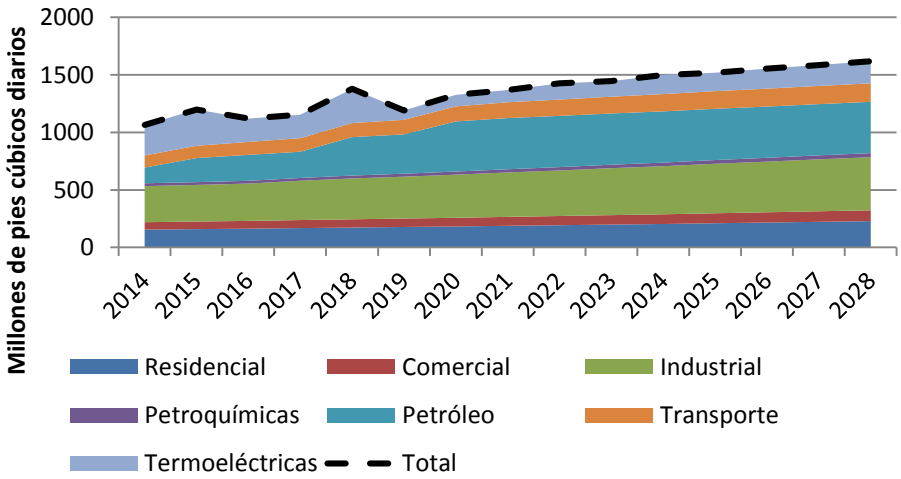
[53] http://www.equion-energia.com/

La distribución de la demanda es particularmente importante si se analiza a la luz de los procesos de generación eléctrica del país. La principal fuente para dicho propósito en el país está centrada en las plantas hidroeléctricas, dado el potencial hídrico colombiano. Sin embargo, este método de producción es altamente dependiente de fenómenos naturales y se ve gravemente afectado por las sequías, de forma que cuando se presenta el conocido "fenómeno del niño", que disminuye su potencial de acción. Así, la demanda de gas natural incrementan en cuantía considerable, por la entrada en funcionamiento de termoeléctricas que entran a apoyar el suministro de energía eléctrica, a partir de gas natural (UPME-Subdirección de demanda, 2014).

Lo anterior ha causado situaciones tensas, ante la volatilidad de la demanda y la poca flexibilidad del sector para suplir las nuevas demandas; los choques han causado aumentos de demanda que pueden tener serias implicaciones de política, al proponer una disyuntiva entre la seguridad eléctrica del país y el suministro de gas a la industria.

Las proyecciones de demanda de gas natural en el país indican que los niveles demandados en el país seguirán incrementando. Según las proyecciones, realizadas por la UPME, de 2014 a 2028 todos los sectores demandantes incrementarán su consumo, siendo el sector de petroquímica el que lo aumenta en mayor cantidad con un crecimiento de 5,8%. El Gráfico 88, que evidencia los incrementos en los niveles de demanda de gas natural en el país, para un escenario medio de proyección, muestra como los pronósticos indican un aumento en la participación del sector petrolero con respecto a la composición que había presentado la demanda hasta el 2013; los niveles presentados sugieren a 2018 como un año importante para la demanda, donde los niveles aumentan principalmente por las demandas del sector petrolero y las termoeléctricas.

Gráfico 88. Proyecciones de demanda de gas natural en Colombia



Fuente: UPME

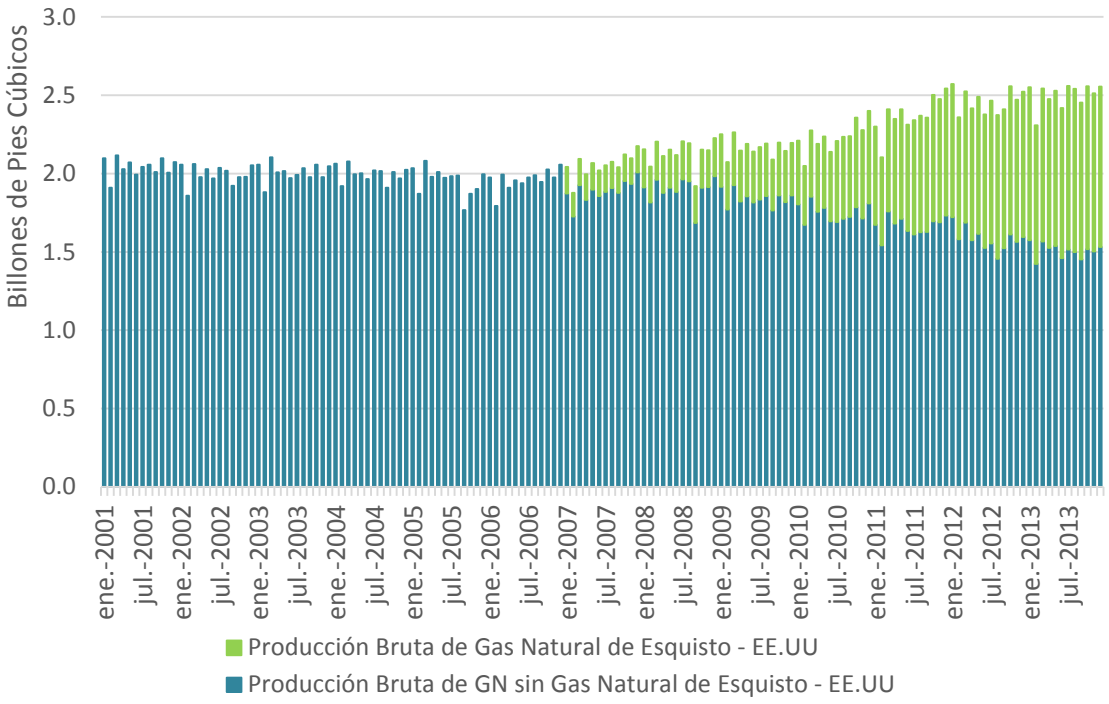
La incertidumbre sobre la oferta pronosticable de gas natural en el país, sustenta la decisión de Colombia de recurrir al mercado internacional y empezar a importar Gas Natural Licuado (GNL) en los próximos años. De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (2014), Colombia será el próximo importador de gas natural licuado gracias al desarrollo de la primera terminal de regasificación en el país.

Para enfrentar riesgos como los ocasionados por el Fenómeno del Niño, se promovió la construcción de la primera terminal de regasificación de gas natural licuado en el país, proyecto que entrará en funcionamiento durante el 2015. La terminal de regasificación estará localizada en Cartagena (cuya proximidad con la planta de licuefacción de Trinidad y Tobago podría disminuir los costos de transporte (UPME, 2014)) y tendrá una capacidad de 700.000 millones de metros cúbicos al año, capacidad que si bien es cierto, es menor a la de otros proyectos de regasificación en el continente, es igualmente importante para el abastecimiento de Colombia en los próximos años.

2.2.2.4. Contexto internacional

En la última década, la industria de gas natural en Estados Unidos ha experimentado una revolución en sus técnicas de exploración y producción que ha resultado en el incremento de la producción de gas natural y en una perspectiva de largo plazo en la oferta mucho más favorable. De acuerdo con datos de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés), en enero de 2007 ingresaron cerca de 170,000 millones adicionales de pies cúbicos de gas natural provenientes de fuentes de esquisto. Desde ese entonces y hasta diciembre de 2013, el crecimiento mensual promedio de este recurso ha sido del 2.52%. A diciembre de 2013, dichos recursos representaron el 40.1% de la producción bruta de gas natural en Estados Unidos, lo que equivale a 1.024 billones de pies cúbicos. El comportamiento de la producción bruta de gas natural en Estados Unidos por fuente de recursos está ilustrado en el Gráfico 89.

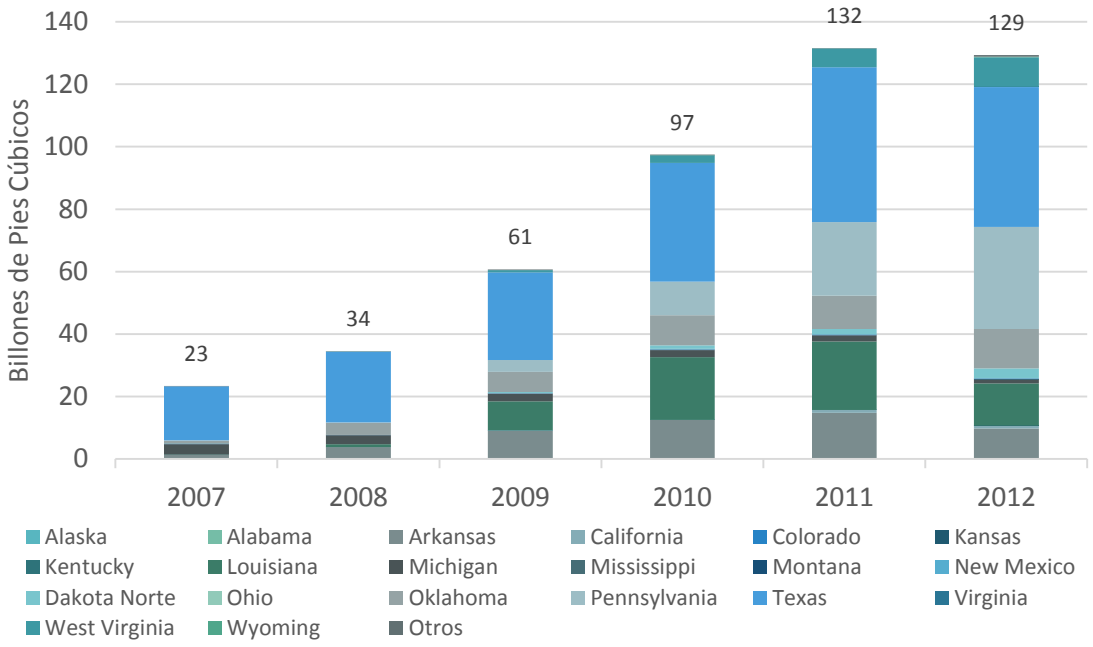
Gráfico 89 Producción Bruta de Gas Natural en Estados Unidos por Fuente de Recursos



Fuente: Energy Information Administration (2014)

De acuerdo con Conning, una compañía global de administración de activos de aseguramiento, los altos precios del gas natural y el progreso tecnológico en E&P evidenciado durante la década del 2000 explica el avance en la revolución de los recursos no convencionales. De acuerdo con esta compañía, la incorporación de tecnologías de fraccionamiento hidráulico y perforación horizontal ha permitido un incremento excepcional en las reservas probadas de gas de esquisto en Estados Unidos (Conning Asset Management, 2012). Según datos de la EIA, a diciembre de 2007, las reservas probadas de gas natural de esquisto eran de aproximadamente 23 billones de pies cúbicos. Para diciembre de 2012, estas habían crecido hasta cerca de los 129 billones de pies cúbicos, lo que significa un incremento del 455.25% en 6 años. Este incremento provino principalmente de los estados de Texas, Dakota del Norte y Luisiana. El Gráfico 90 muestra las reservas anuales probadas de Gas Natural de Esquisto de Estados Unidos según el Estado de origen, desde 2007 hasta 2012.

Gráfico 90 Reservas Anuales Probadas de Estados Unidos por Estado



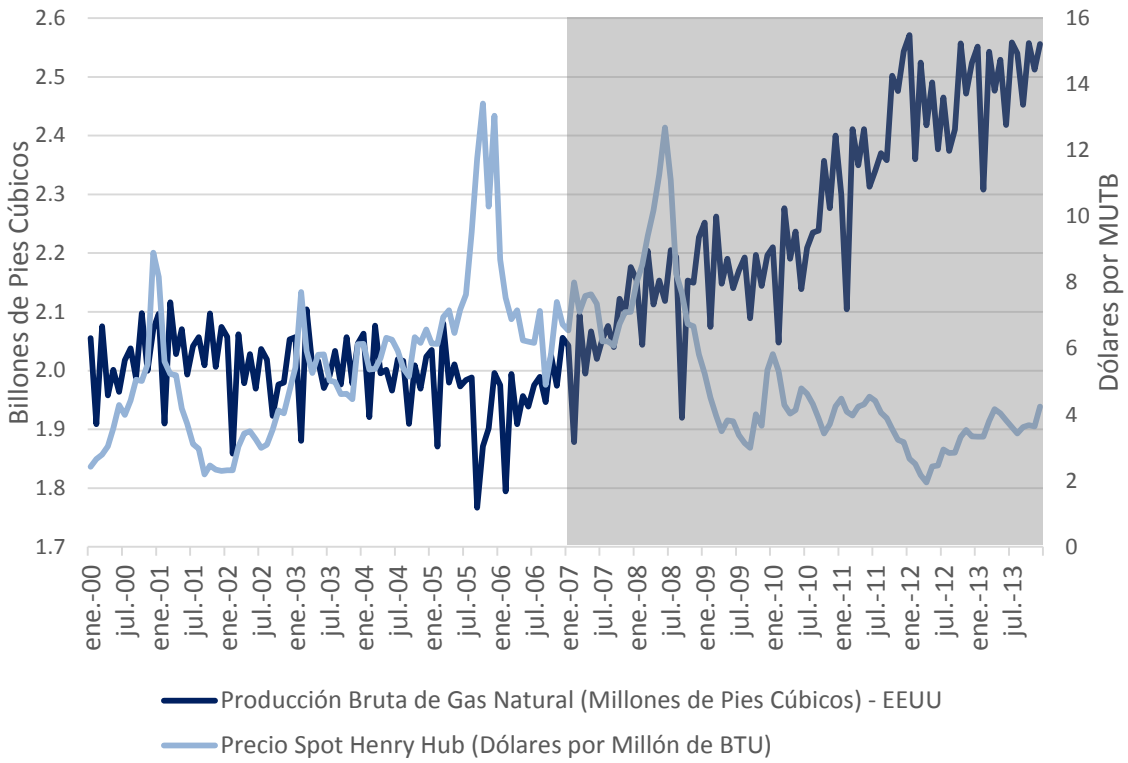
Fuente: Energy Information Administration (2014)

Los precios de referencia han reaccionado a la creciente oferta de gas natural de esquisto. El precio Henry Hub[54] es el principal indicador de referencia para el mercado de Estados Unidos. Desde que se empezaron a agregar los recursos de fuentes no convencionales, se ha logrado llegar a producir hasta cuatrocientos mil millones de pies cúbicos adicionales a la media de 2 billones de pies cúbicos de la primera mitad de la década de los 2000. Este incremento sostenido en la oferta ha tenido un impacto significativo en los niveles de precios y en el desempeño de otros sectores económicos.

En primer lugar, desde enero de 2000 y hasta la crisis financiera de 2008, el precio Henry Hub registró una media de $6.01 dólares por millón de unidades térmicas británicas, con un máximo de $13.05 dólares en diciembre de 2005. Después de la crisis financiera y hasta diciembre de 2013, la media del precio ha sido de $3.94 dólares por millón de unidades térmicas británicas, con un mínimo de $1.95 dólares en abril de 2012. En el Gráfico 91, la región sombreada corresponde al tiempo en el que el mercado de gas natural ha contado con fuentes de esquisto. Como se puede ver allí, desde la entrada de estos recursos (enero de 2007) el precio ha mostrado una tendencia a la baja, ubicándose alrededor de los $4 dólares.

[54] Henry Hub es una ubicación en Luisiana donde se fijan los precios de los contratos *spot* y de futuros de gas natural que son transados en la bolsa NYMEX (New York Mercantile Exchange por su siglas en inglés). Estos precios están denominados en dólares por millón de unidades térmicas británicas y son los principales indicadores de referencia para el mercado de gas natural.

Gráfico 91 Producción de Gas Natural y Precio Henry Hub (Enero 2000 – Diciembre 2013)



Fuente: Energy Information Administration (2014)

Estos cambios estructurales del mercado han hecho pensar que el precio Henry Hub ha perdido relevancia como un indicador de referencia. De acuerdo con Disavino & Krishnan (2014), los volumenes transados en el mercado Henry Hub han caido cerca del 70% en los últimos cinco años, pasando de 825,000 MUTB en 2009 a 240,000 MUTB en 2014. Por otro lado, el Dominion South Hub, en Pensilvania, ha aumentado los volúmenes de transacción, pasando de 290,000 MUTB en 2009 a cerca de 400,000 MUTB en 2014. En la opinión de los autores, los cambios responden principalmente a la revolución del gas natural de esquisto que ha permitido una reconfiguración del mercado, haciendo que la producción localizada en el golfo de México haya perdido un 16% sobre el total de la producción de gas estadounidense en tan solo una decada, y que otras regiones fortalezcan su participación en el mercado nacional.

2.2.2.5. Apertura de mercados internacionales

Con un nuevo orden geopolítico en el mercado internacional del gas la expansión de Colombia en el mercado internacional de gas no es tarea fácil. Sin embargo, para incentivar la producción de grandes pozos gasíferos y la exploración para llegar a ellos, los actores afirman que es importante asegurar que dicha producción tenga salida comercial,

tanto en el mercado interno, como en el internacional. Lo anterior, teniendo en cuenta que las exportaciones de gas solo son permitidas cuando el índice de abastecimiento nacional es superior a 8 años.

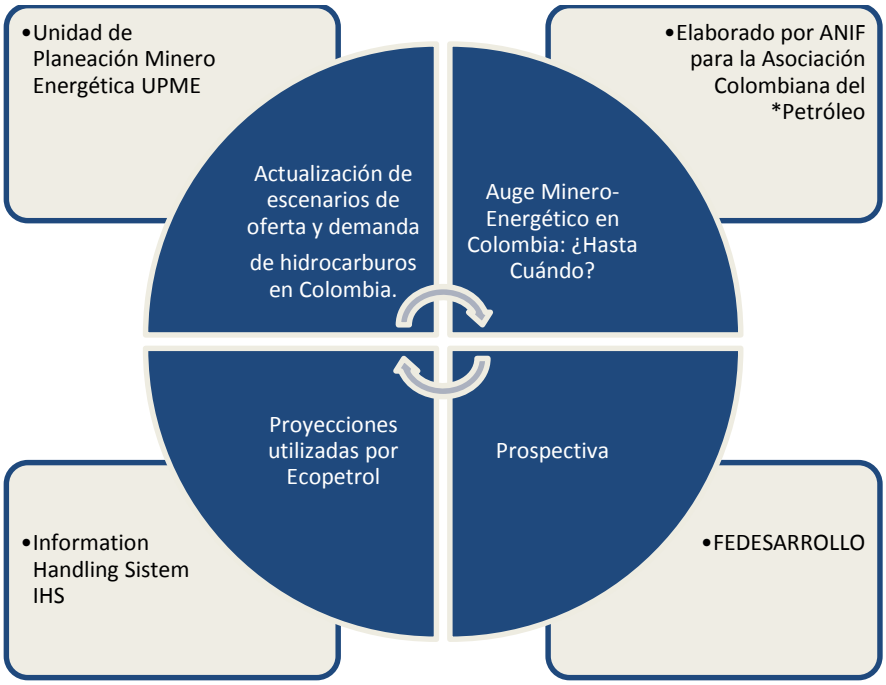
Actualmente el índice de abastecimiento supera los 15 años, por lo cual la exportación de gas natural es viable en términos normativos, y de hecho existen exportaciones de este producto hacia Venezuela; sin embargo, es clave estimular la oferta del país mediante la apertura de nuevos mercados, que aseguren a los productores de gas la salida y comercialización del producto.

Si bien es cierto que el mercado internacional de gas tiene gran dinamismo y actores principales marcados contra los que es difícil competir, como lo son Rusia y ahora Estados Unidos gracias a sus descubrimientos de *shale gas*, es necesario continuar la búsqueda de un lugar para el país en el mercado internacional. Lo anterior puede verse motivado ante mejoraras de infraestructura para el transporte de gas, que permitan intercambios comerciales con países como Panamá o Ecuador como posibles mercados del gas colombiano.

2.2.3. Metodología y trabajo de campo para la construcción de escenarios

La metodología para la construcción de los escenarios de abastecimiento tomó como punto de partida estudios existentes. La **Figura 1** muestra los cuatros estudios que fueron tomados como referencia, así como los autores respectivos. A partir de estos estudios, se consultó a un grupo de actores claves del sector con el fin de que le asignaran una probabilidad de ocurrencia a cada estudio. De esta manera, se calculó el valor esperado del escenario base inicial tomando en cuenta la opinión de actores estratégicos para el sector.

Figura 1. Estudios utilizados para la generación de los escenarios base (petróleo y gas)*



*Los estudios aplicados al análisis del sector del gas solo corresponden a los realizados por ANIF y UPME. Para el sector de petróleo se utilizaron los 4 propuestos

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, se realizaron ajustes al escenario calculado teniendo en cuenta valores observados y esperados, particularmente de reservas y niveles de producción, según lo que manifestaron los diferentes actores entrevistados. La Figura 2 presenta los actores consultados[55] y que fueron seleccionados y contactados por su importancia estratégica en el desarrollo de las actividades del sector y/o por la importancia que han tenido en años recientes en el desempeño del mismo. Así, entre el grupo de los entrevistados se encuentran gremios y empresas que desarrollan actividades en el sector de hidrocarburos como entidades del gobierno nacional que formulan y ejecutan la política del sector o se encargan de adelantar actividades regulatorias que afectan directamente la exploración y explotación de hidrocarburos en el país.

[55] Al momento de elaboración de este informe aún se encuentran pendientes algunas entrevistas, estas son: CREG, Equion, Independence, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ecopetrol (Vicepresidencia de Estrategia y Crecimiento y Gerencia de Gas).

Figura 2. Actores entrevistados



Fuente: Elaboración propia

Además de recolectar la información necesaria para la construcción de los escenarios, el trabajo de campo permitió conocer la percepción de los entrevistados sobre la sensibilidad de las variables críticas del sector y su impacto en el desempeño del mismo.

Para un mejor entendimiento de los resultados, y siguiendo el modelo de desagregación de la producción aplicado en el estudio UPME, 2014, la producción de petróleo y gas obtenida en el escenario base se encuentra dividida en 5 apartados, a saber: Reservas existentes, reservas descubiertas no desarrolladas, recuperación mejorada (EOR), *yet to find* (YTF), e hidrocarburos no convencionales. Por su parte, la producción de gas está desagregada en: Reservas existentes, reservas descubiertas no desarrolladas, YTF e hidrocarburos no convencionales

El cálculo del valor en niveles de cada desagregación para los escenarios iniciales se realizó guardando las proporciones obtenidas en el estudio UPME para cada componente del perfil de producción. De esta forma, se obtuvo la producción desagregada en los rubros de explotación. Posterior a esta desagregación se realizaron ajustes teniendo en cuenta la percepción de los entrevistados en relación con las cantidades y perfiles de producción en el corto, mediano y largo plazo.

Ante los supuestos planteados para el escenario, y sus respectivos valores para cada desagregación de la oferta, la opinión de los actores críticos jugó un papel primordial en el

cálculo del escenario base definitivo. Dichas opiniones permitieron realizar los ajustes necesarios a las proyecciones para conseguir que los datos estimados fueran consistentes con las perspectivas del sector, arrojando un pronóstico más preciso y con un alto grado de aceptación. Así, los aportes provenientes de los actores relevantes permitieron ajustar niveles esperados, reconocer tendencias de aumento o disminución, identificar puntos máximos y mínimos, y conocer años de inicio de explotación, para ciertos componentes de la oferta, entre otros.

Con base en el análisis de los factores críticos, se calcularon las desviaciones del escenario base correspondientes a los escenarios de escasez y abundancia, teniendo en cuenta la importancia en la producción y la sensibilidad de cambio declarada por los actores. De esta manera tanto el escenario de escasez como el de abundancia incorporan una serie de supuestos sobre los cuales se sustentan las desviaciones observadas y que serán explicadas en mayor detalle más adelante.

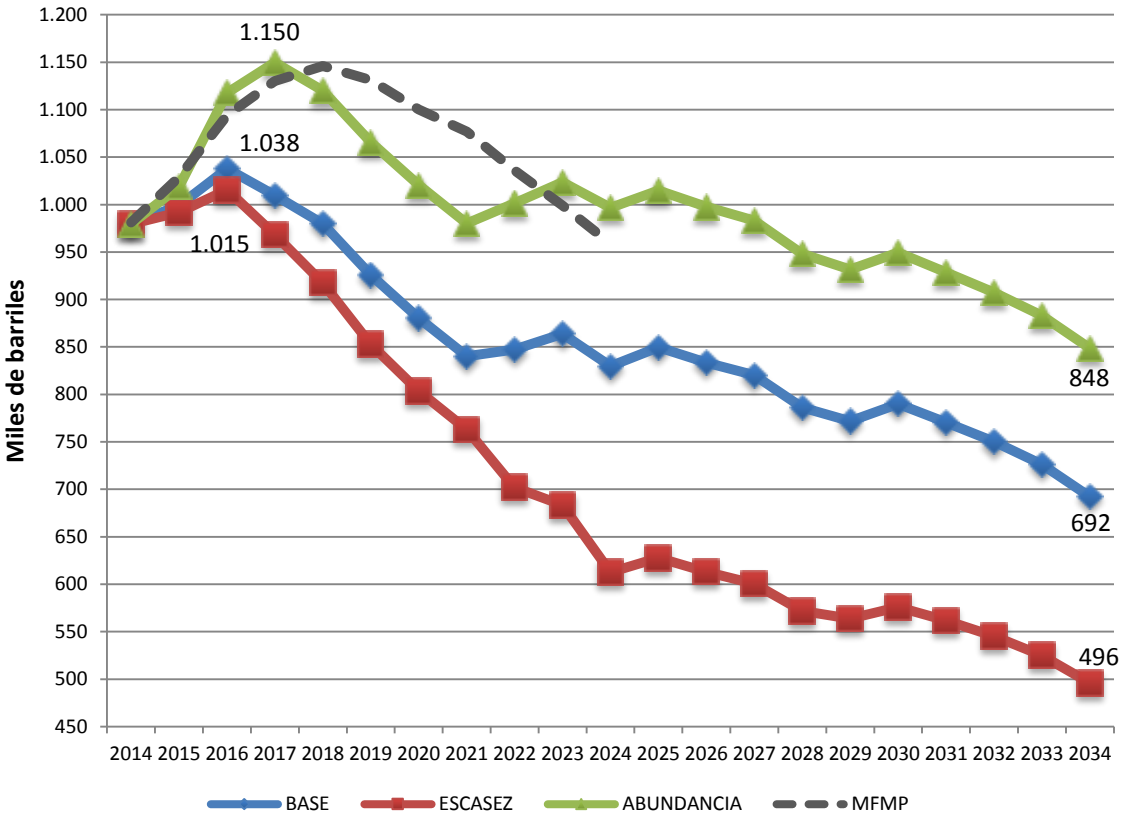
Como se puede ver, la formación de los escenarios que se exponen a continuación fue un proceso dinámico, donde las percepciones de los diferentes actores frente a los resultados obtenidos jugaron un rol primordial. En este sentido, los escenarios pueden cambiar un poco teniendo en cuenta las entrevistas que están pendientes de realizar, particularmente en el caso de gas. Se espera que una vez se concluyan todas las entrevistas se lleguen a unos escenarios definitivos a partir de los cuales estimar los impactos que estos tendrían a futuro.

2.2.4. Escenarios de abastecimiento de petróleo

Los escenarios base, de escasez y abundancia propuestos por Fedesarrollo se muestran en el Gráfico 92. Como se puede observar, los tres escenarios 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.

Si se comparan estos escenarios con las proyecciones del Marco Fiscal de Mediano Plazo 2014 (MFMP) se observa que la tendencia es similar guardando en el corto plazo, pero la producción cae más rápidamente y de manera más acentuada en los escenarios propuestos por Fedesarrollo. 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. Esta situación podría implicar de entrada una sobre estimación por parte del gobierno en las proyecciones utilizadas para calcular las condiciones fiscales a mediano plazo.

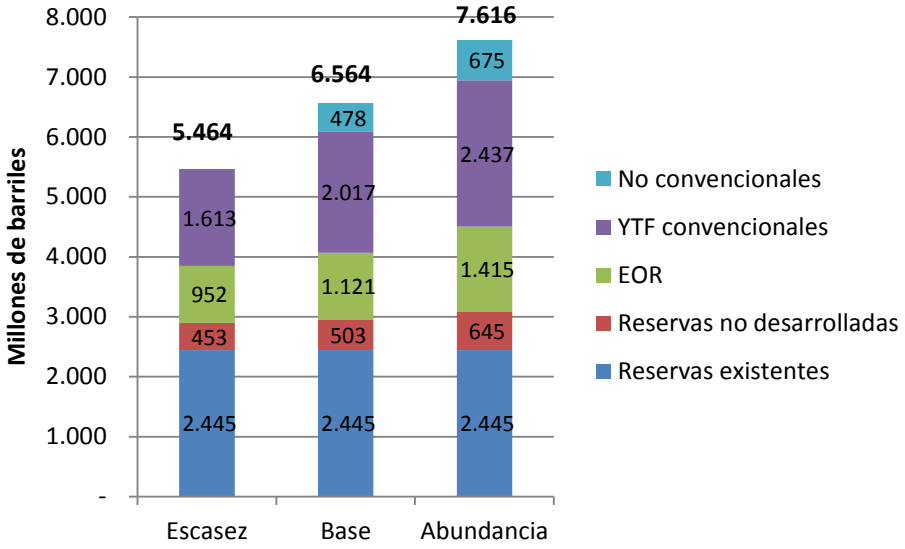
Gráfico 92. Escenarios de producción de petróleo Colombia 2014-20134



Fuente: Elaboración propia a partir de estudios anteriores y entrevistas

En términos de incorporación de nuevas reservas, los escenarios propuestos por Fedesarrollo entre 2014 y 2034 oscilan entre 5.464 y 7.616 millones de barriles de petróleo (ver Gráfico 93). 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.

Gráfico 93. Incorporación de reservas de crudo por escenario 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

A continuación se detalla cada escenario y se enuncian los supuestos detrás de su construcción.

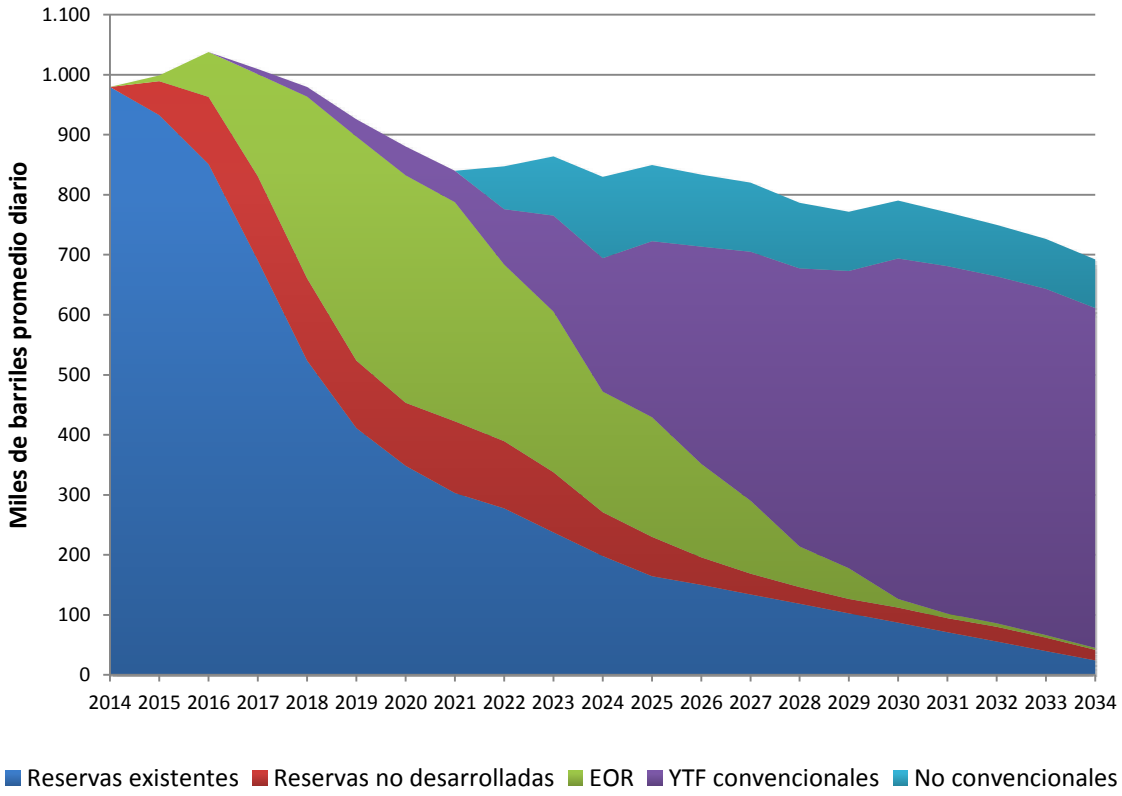
2.2.4.1. Escenario base

El escenario base propuesto por Fedesarrollo es entendido como el escenario de mayor probabilidad de ocurrencia que conserva ciertas características del comportamiento reciente del sector. En la construcción del escenario de referencia se asume que se conservan relativamente intactas las condiciones actuales de producción. Así, no se proyectan mayores mejoras en los cuellos de botella referentes a licencias ambientales, problemas de entorno o de seguridad; tampoco se plantean nuevos descubrimientos de cuantía considerable, ni incrementos significativos del factor de recobro.

La senda de precios de referencia no incentiva de forma activa la exploración de crudos pesados, ni de los yacimientos costa afuera o de no convencionales, por lo que su aporte a la producción se empieza a ver en 2024 y 2022 respectivamente.

El Gráfico 94 muestra el resultado del escenario base propuesto por Fedesarrollo. En este, se observa como en el corto plazo la producción petrolera depende fuertemente de las reservas existentes y las no desarrolladas, mientras que a mediano plazo las técnicas de recuperación mejorada entran a jugar un rol importante y, finalmente a largo plazo la mayor participación en la producción recae en los yacimientos no convencionales y el YTF de petróleo convencional.

Gráfico 94. Escenario base de producción de petróleo 2014-2034



Fuente: Elaboración propia a partir de estudios anteriores y entrevistas

El monto de las reservas existentes se incorporó a partir del dato de reservas declaradas a diciembre de 2013 por las empresas petroleras a la ANH, estimado en 2.445 millones de barriles de petróleo. Para este rubro se supone que las reservas se agotan para el horizonte temporal del presente estudio.

Con niveles de precios que oscilan entre 76 y 98 dólares el barril, las reservas no desarrolladas, compuestas por los componentes de reservas probables y posibles, suponen una adición de 503 millones de barriles de petróleo a la producción del periodo de análisis. Por su parte, las técnicas de recobro mejorado permiten una adición de 1.121 millones de barriles de crudo y el componente de YTF aporta a la producción de los años de análisis, 2.017 millones de barriles, suponiendo que los niveles de exploración ascienden y se mantienen en un promedio de 160 exploratorios perforados por año. Este valor resulta algo optimista si se tiene en cuenta el estancamiento de los niveles actuales alrededor de los 130 pozos exploratorios por año.

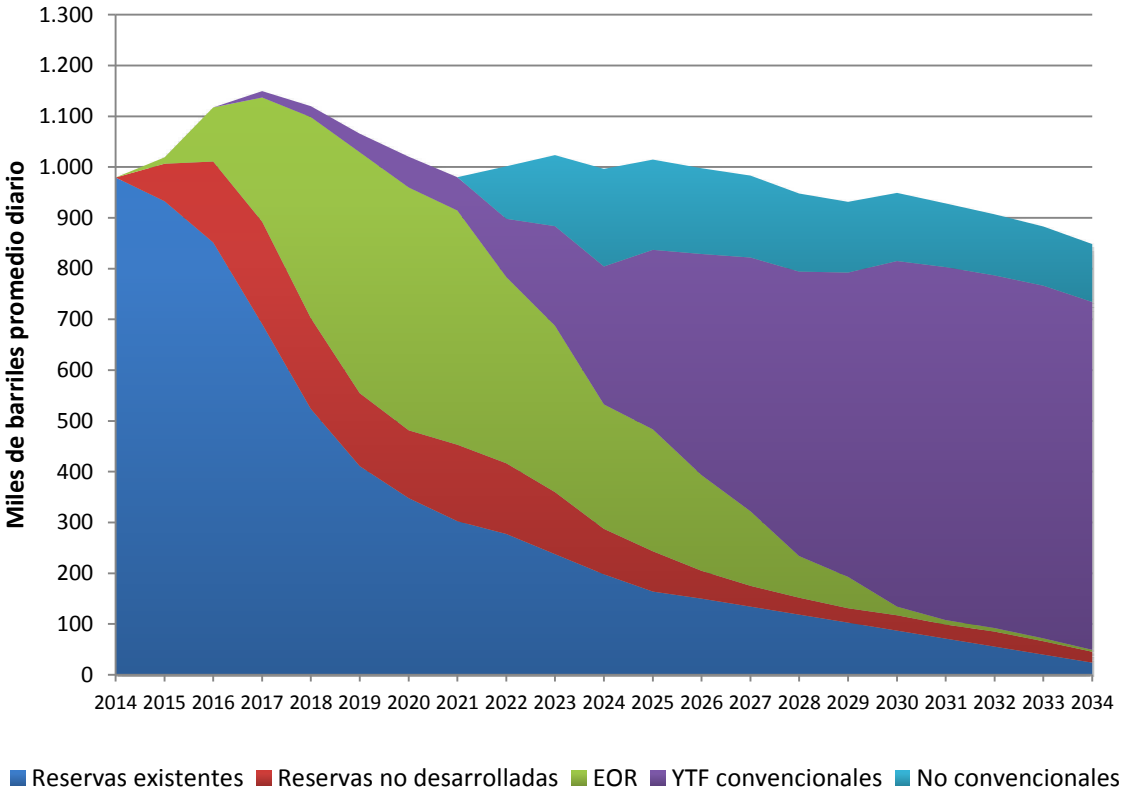
Finalmente, el escenario base supone que los no convencionales aportan 478 millones de barriles y hacen su aparición en el año 2022, lo cual asume que grandes actividades de exploración para los mismos deben iniciar en el corto plazo, dado el tiempo de duración de la fase exploratoria para este tipo de yacimientos, se encuentra entre 6 y 7 años.

2.2.4.2. Escenario de abundancia

El escenario de abundancia expone condiciones ideales de producción que convertirían al país en uno de los centros de atención de la inversión extranjera. Incorpora precios altos que incentivan la inversión en el sector, mejoras considerables en cuestiones de seguridad y relaciones con las comunidades, así como procesos de licenciamiento ambiental más eficientes. Además, el escenario de abundancia incorpora mayores niveles de explotación de crudos pesados, hidrocarburos offshore y yacimientos no convencionales, incentivados por los mayores precios; bajo la misma lógica, las inversiones necesarias para la aplicación de técnicas de recuperación mejoradas son más rentables, por lo que la incidencia del EOR en este escenario, es mayor.

A partir de estos supuestos, la producción petrolera superaría el millón de barriles diarios durante la próxima década, de 2015 a 2025, como se observa en el Gráfico 95.El pico de producción se alcanzaría en 2017 (1.150.000 barriles diarios) y posteriormente caería progresivamente hasta caer por debajo del millón de barriles en 2025 y ubicarse en los 848 mil barriles diarios en 2034.

Gráfico 95. Escenario de abundancia de producción de petróleo 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

Las ganancias por mejores condiciones de seguridad y procesos de licenciamiento ambiental más eficientes se calculan usando la información provista por la ANH y la ACP. Así, estimaciones correspondientes a la ANH indican que las pérdidas ocasionadas por los problemas de seguridad se refieren a 30 mil barriles diarios de petróleo, mientras que la ACP informó que por concepto de licencias ambientales la producción disminuye en aproximadamente 120 mil barriles de crudo diarios. Los efectos completos sobre la producción de estas mejoras, se evidencian a partir de 2015 y 2017 respectivamente.

También se supone que la explotación de las reservas no desarrolladas aumenta para adicionar en total 633 millones de barriles de petróleo; los mayores niveles de precios incentivan la inversión en las tecnologías de recobro mejorado, las cuales incrementan su aporte a la producción a 1.415 millones de barriles[56].

[56] El cálculo de la elasticidad precio-oferta para las técnicas de recobro mejorado se basó en los cálculos de Ferguson et al, 2009.

Así mismo, el entorno favorable incentiva la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, aumentando su aporte en la producción de 2014 a 2024, en 196 millones de barriles, principalmente por mejoras en precios, en la regulación ambiental y por la ausencia de oposición a este tipo de explotación.

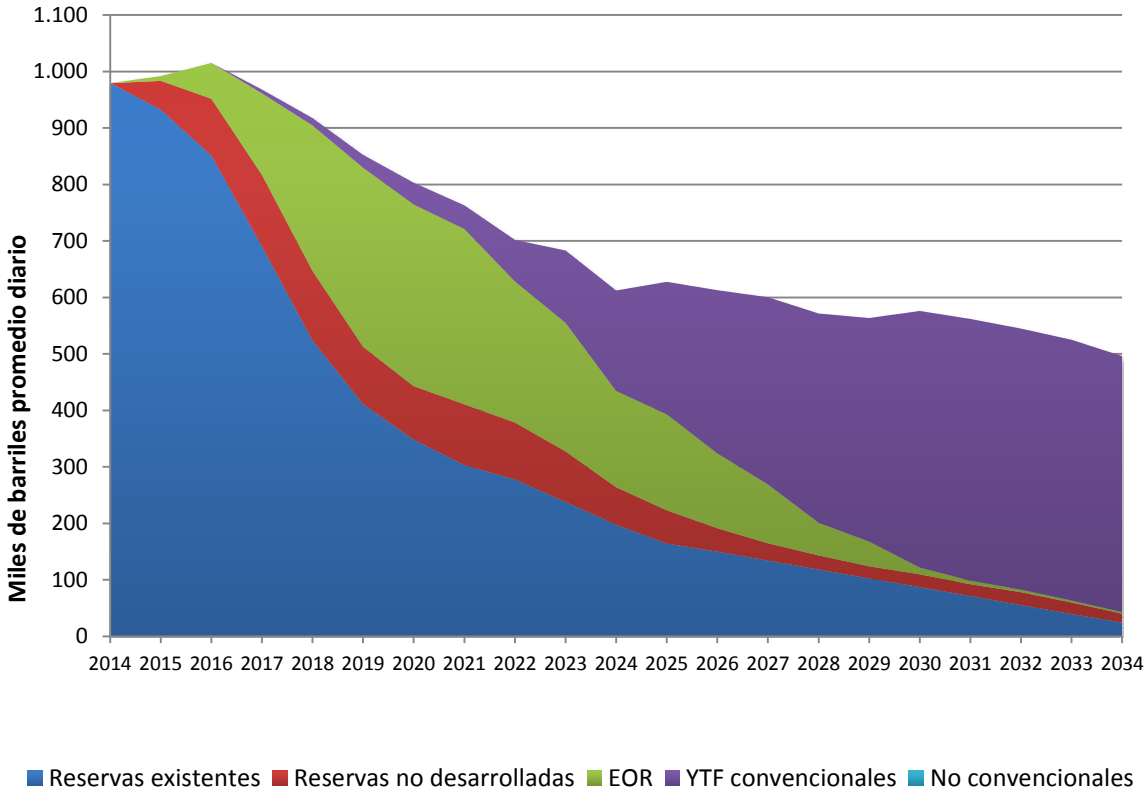
La inversión en mayor actividad exploratoria de hidrocarburos convencionales también aumenta por lo cual el YTF se incrementa de 2.016 millones de barriles en el escenario base, a 2.437 millones de barriles en el escenario de abundancia. Para lograr este incremento se estima que el promedio de pozos exploratorios debería estar alrededor de los 195 pozos por año.

2.2.4.3. Escenario de escasez

El escenario de escasez implica pérdidas importantes de producción por cuenta de los principales cuellos de botella que enfrenta el sector. Supone que se mantiene los conflictos socioculturales, los retrasos en la expedición de licencias ambientales, así como los ataques a la infraestructura petrolera. Adicionalmente, supone un nivel de precios del petróleo bajos que desincentivan la inversión necesaria en el sector para incorporar nuevas reservas a un ritmo que permita mantener la autosuficiencia energética.

Como se puede ver en el Gráfico 96, el escenario de escasez tan solo supera el millón de barriles promedio diarios en 2016. Posteriormente cae la producción debido a la baja incorporación de nuevas reservas hasta alcanzar niveles de inferiores a los 500 mil barriles diarios en 2034.

Gráfico 96. Escenario de escasez producción de petróleo 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

Este escenario supone una disminución en las reservas no desarrolladas, incorporando solo 453 millones de reservas, frente a los 503 millones del escenario base. Al aumentar la incertidumbre sobre los retornos de la inversión debido a los bajos precios, se acentúan las pérdidas; así, los efectos en el escenario escasez son mayores para los proyectos de recuperación mejorada, la explotación del componente YTF, los cuales se ven afectados principalmente por la caída de los precios. En el caso de la recuperación mejorada, el aporte en este escenario es de 952 mil barriles, una reducción de 168 mil en comparación con el escenario base.

Los supuestos del escenario permiten entrever que no se darán los incentivos suficientes para asegurar las inversiones necesarias en los yacimientos no convencionales. La oposición a su exploración y explotación, los bajos precios y problemas de regulación ambiental, dificultan la producción en este tipo de yacimientos, de forma que en este escenario este tipo yacimientos no alcanzan la etapa de producción.

Finalmente, la incertidumbre unida con los bajos precios y los problemas de seguridad y regulación ambiental, comprometen el desarrollo de actividades exploratorias que impactarían el YTF, que bajo este escenario aporta 1.613 millones de barriles (403 barriles menos frente a el escenario base). Este nivel implicaría en promedio, 130 pozos exploratorios año, lo cual implicaría mantener los niveles actuales.

2.2.5. Escenarios de abastecimiento gas natural

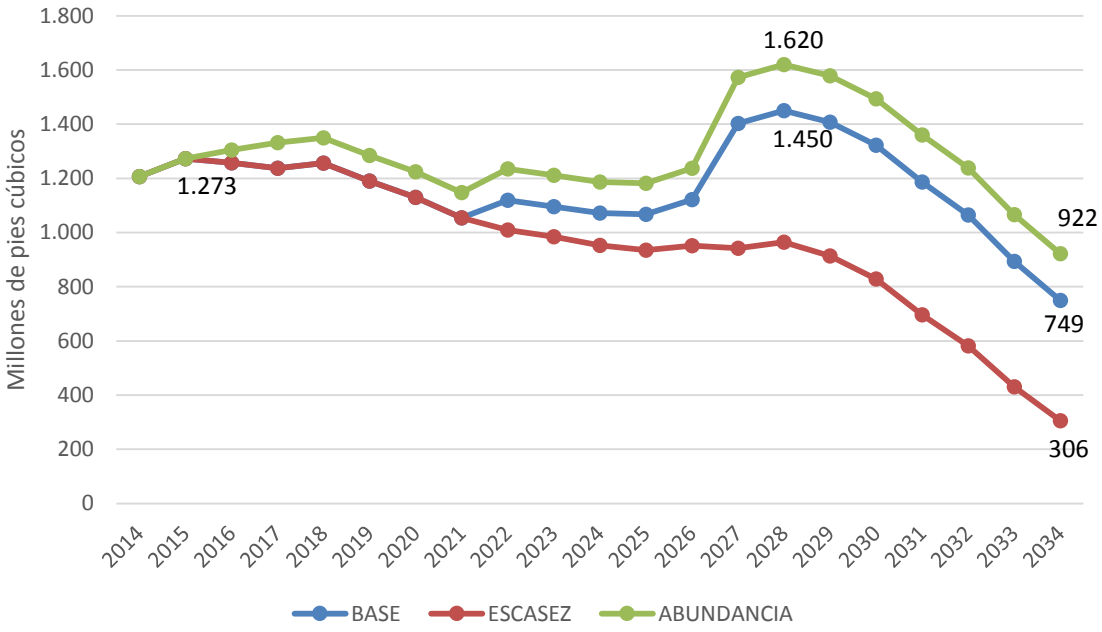
El resultado para el escenario base, se consiguió a través del análisis de los estudios propuestos y la realización de ajustes conforme el comportamiento reciente del sector.

De la información del trabajo de campo, que permitió conocer 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 adicionen a la producción en 2024. Con estos datos se ajustó el resultado del valor esperado para el cálculo del escenario base, para 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 la del escenario base. Así mismo, 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 el Gráfico 97.

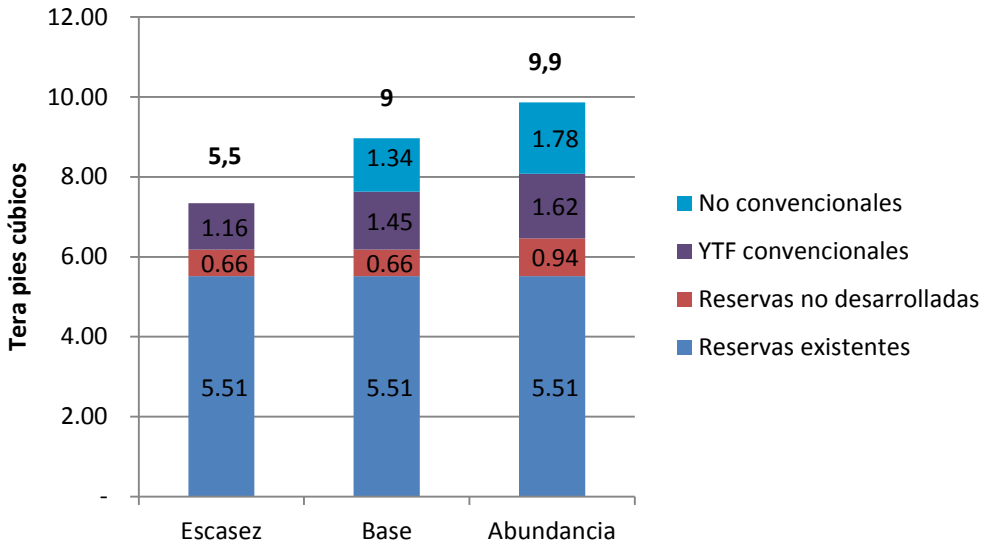
Gráfico 97. Escenarios de abastecimiento de gas 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

En términos del total de reservas de gas, los escenarios propuestos para el periodo 2014 y 2034, oscilan entre 5,5 y 9,9 Tera Pies Cúbicos (TPC) de gas natural (Gráfico 98). 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.

Gráfico 98. Incorporación de reservas de gas natural por escenario 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

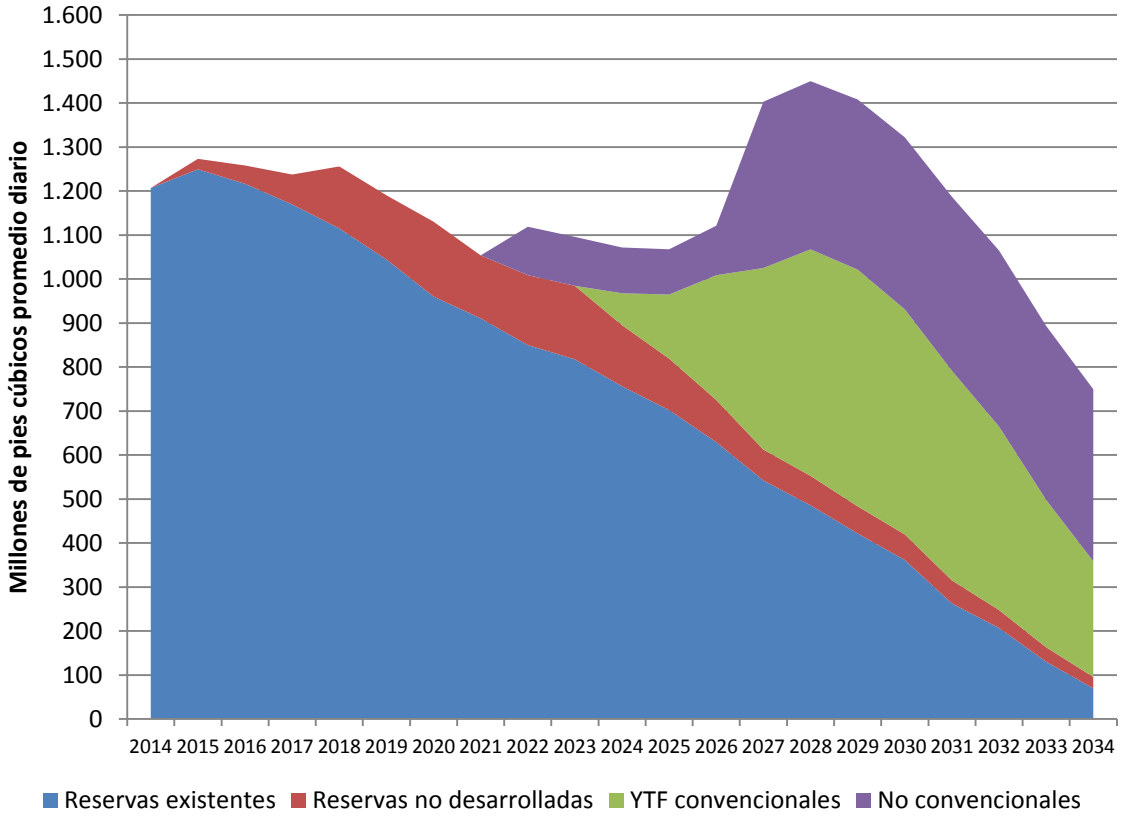
A continuación se presentan los escenarios por separado así como su desagregación por componentes, la cual involucra además un análisis de la autosuficiencia energética en lo que a gas se refiere, gracias a las proyecciones de demanda de gas natural realizadas por la UPME (UPME, 2014).

2.2.5.1. Escenario base

Al igual que en los escenarios de petróleo los supuestos del escenario base plantean los mayores niveles de probabilidad de ocurrencia, conservando las principales características de la producción de gas natural hoy en día. Así mismo, en este este caso tampoco se proyectan mayores cambios en las condiciones de licenciamiento ambiental, seguridad, manejo de las comunidades, infraestructura o actividad exploratoria.

El Gráfico 89 muestra el escenario estimado por Fedesarrollo para el caso de gas. En este caso, la producción en el corto plazo recae principalmente en la explotación de las reservas existentes y no desarrolladas, mientras que en el largo plazo son los no convencionales y el componente YTF quienes sustentan la producción.

Gráfico 99. Escenario base de producción de gas natural. Colombia 2014-2034



Fuente: Elaboración propia a partir de estudios anteriores y entrevistas

El volumen de las reservas existentes se incorporó a partir del dato de reservas declaradas a diciembre de 2013 por las empresas productoras a la ANH (5,5 TPC). Por su parte, la incorporación de reservas no desarrolladas a la producción, estima un volumen de 0,66 TPC.

El tiempo de exploración y explotación de los yacimientos costa afuera y de no convencionales, hacen que su aporte a la producción se empieza a ver reflejado en 2024 y 2022 respectivamente. Se estima que el componente YTF en sus 10 años de análisis aporta a la producción 1,45 TPC y los no convencionales un total de 1,34 TPC en sus 12 años de producción.

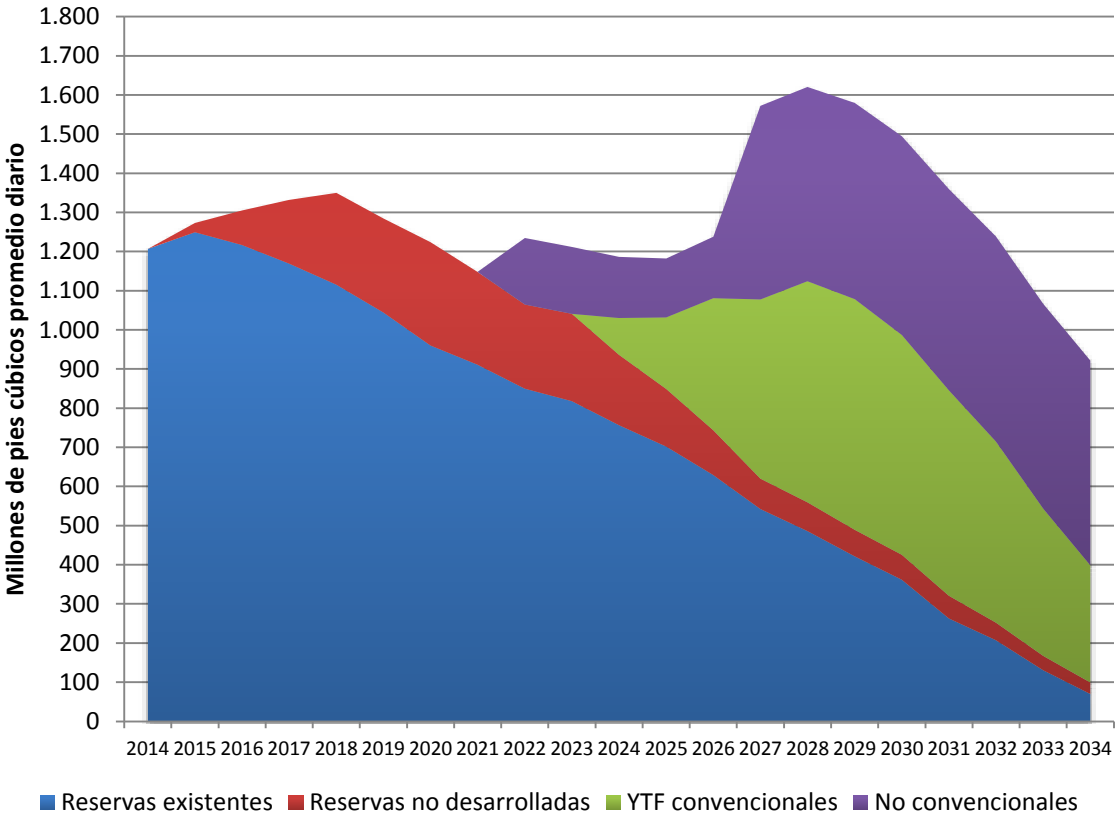
2.2.5.2. Escenario de abundancia

Las mejores condiciones de producción que plantea el escenario de abundancia dan como resultado mayores niveles de oferta nacional para los años analizados. Las mejores condiciones de seguridad y comunicación con las comunidades, procesos más ágiles y

eficientes de licenciamiento ambiental y una infraestructura que promueve la explotación de gas natural ante la facilidad de evacuación de la producción, hacen del escenario de abundancia el escenario ideal donde se incentiva la oferta, y los aportes de offshore y no convencionales resultan especialmente significativos.

Gracias a las condiciones aquí planteadas, en todos los años analizados, a excepción del 2034, la producción de gas natural supera los mil millones de pies cúbicos por día, e incluso en el mismo 2034, la producción no es tan lejana a ese nivel, como lo es en el escenario base (922 millones de pies cúbicos en el primer caso, versus 749 millones de pies cúbicos en el segundo).

Gráfico 100. Escenario de abundancia de producción de gas natural. Colombia 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

Las mejores condiciones que incentivan la producción incrementan los niveles de oferta, por la solución de diversos cuellos de botella. Los cálculos se realizaron con base en información recolectada a través de las entrevistas realizadas, y dan cuenta de 94 millones de pies cúbicos día de más ante la solución de los distintos cuellos de botella, y cuyos efectos se reflejan plenamente en la producción desde el año 2017.

Las condiciones positivas en este escenario permiten que la incorporación a la producción de reservas no desarrolladas aumente a 0,94 TPC. Así mismo, se presentan incrementos en los componentes de no convencionales y YTF (con aporte totales de 1,78 TPC y 1,62 TPC respectivamente).

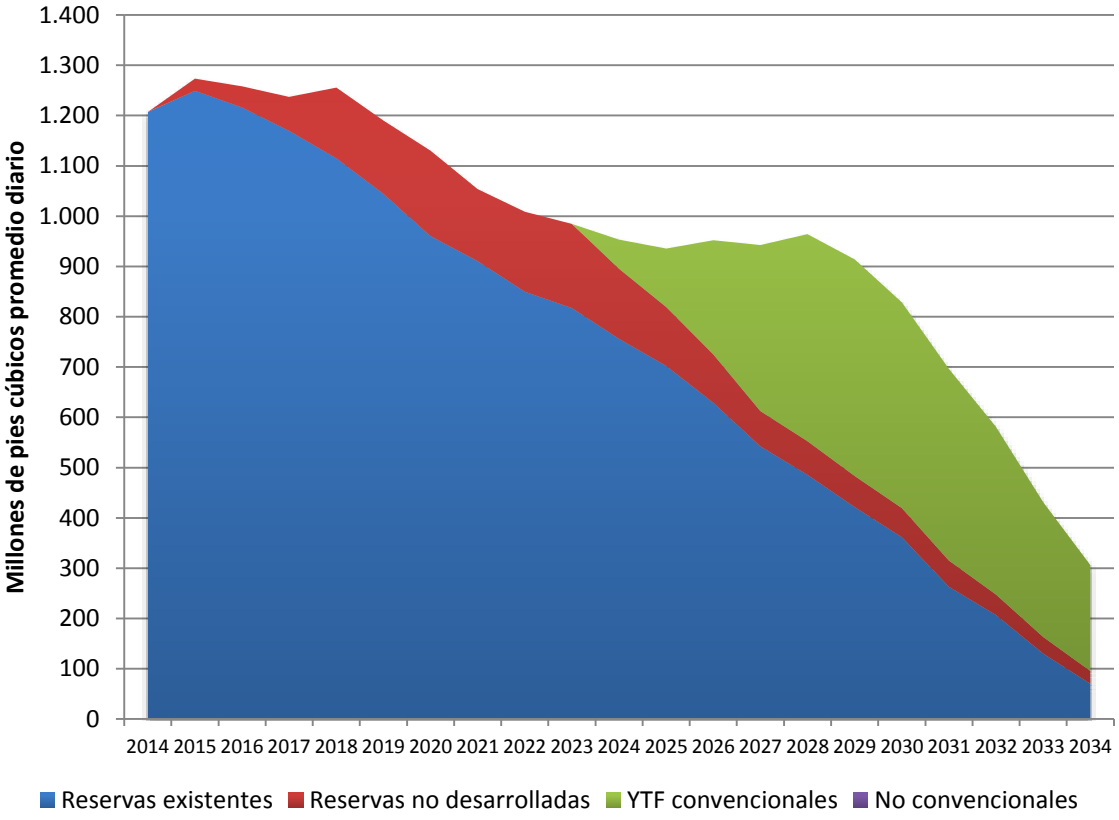
2.2.5.3. Escenario de escasez

La producción de gas en el escenario de escasez plantea pérdidas importantes de producción ante los impedimentos que limitan el desarrollo del sector. Afectada por los bajos precios del petróleo, además de los problemas ya recalcados, la inversión del sector disminuye y con ello los niveles de producción. Esta caída en la inversión impacta directamente la actividad exploratoria con lo cual se genera un efecto negativo a mediano y largo plazo sobre la exploración de gas natural.

ilustra los niveles de producción que se alcanzan en este escenario, evidenciando los menores niveles. La falta de estímulos adecuados para la inversión, por los bajos niveles internacionales de precios del petróleo que impactan negativamente la actividad exploratoria en el país, aspecto acentuado por los problemas de regulación ambiental, de seguridad y de manejo de comunidades con los que cuenta el país, los no convencionales no desarrollan en el periodo propuesto.

La caída en la inversión del sector, da como resultado una disminución de los recursos provenientes de explotación YTF que pasa de 1,45 TPC en el escenario base a 1,16 en el de escasez, y el ya mencionado no desarrollo de los yacimientos no convencionales.

Gráfico 101. Escenario de escasez producción de petróleo. Colombia 2014-2034

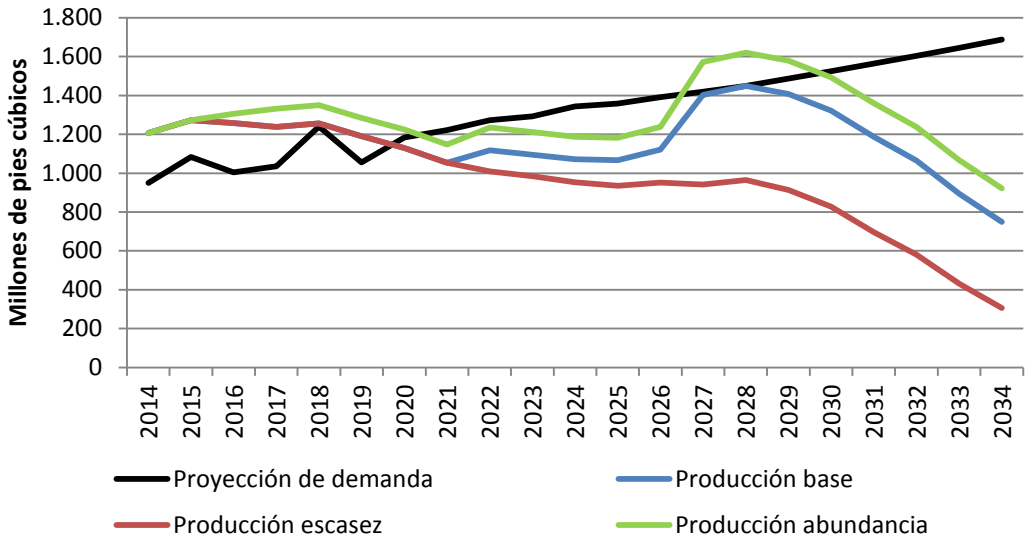


Fuente: Elaboración propia

2.2.5.4 Proyecciones de demanda y escenarios de importación de gas

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 interno provenientes del sector residencial, comercial, industrial, de transporte, petroquímico, petrolero y de las termoeléctricas, en todos los escenarios planteados, como lo muestra el Gráfico 102.

Gráfico 102. Cruce de proyecciones demanda y escenarios de producción de gas natural 2014-2034

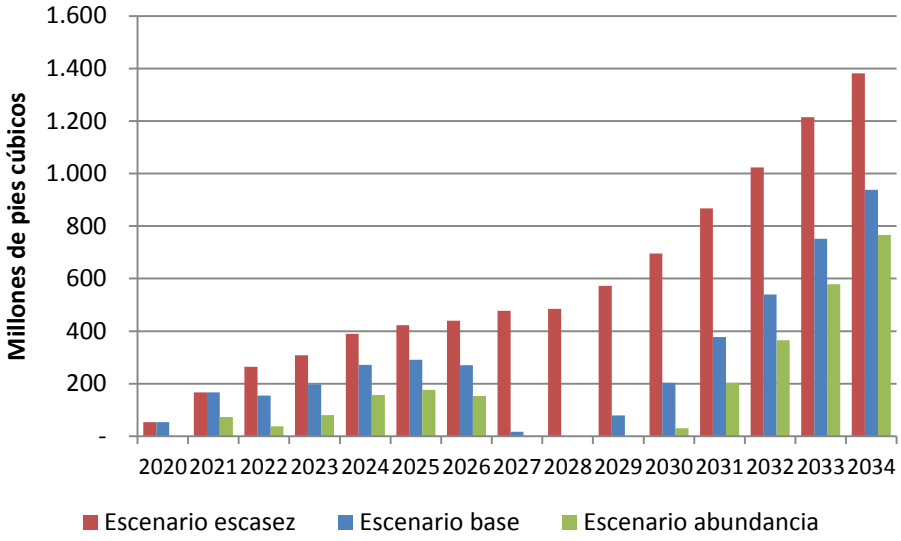


Fuente: Elaboración propia con base en datos UPME

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.

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 de analizado. Los volúmenes totales importados en este escenario suman 3,2 TPC de gas natural, siendo la mayor necesidad de importación de los tres escenarios (Gráfico 103).

Gráfico 103. Importaciones de gas natural por escenario 2020-2034

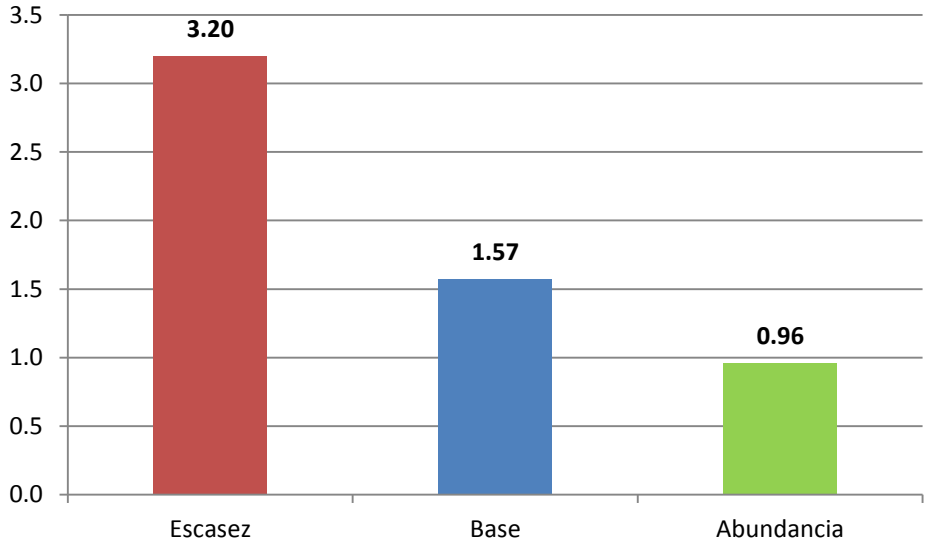


Fuente: Elaboración propia con base en datos UPME

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.

Finalmente, y 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 (Gráfico 104).

Gráfico 104. Importaciones totales por escenario, 2014-2034



Fuente: Elaboración propia con base en datos UPME

CAPÍTULO III: IMPACTOS DEL SECTOR EN LOS PRÓXIMOS 20 AÑOS

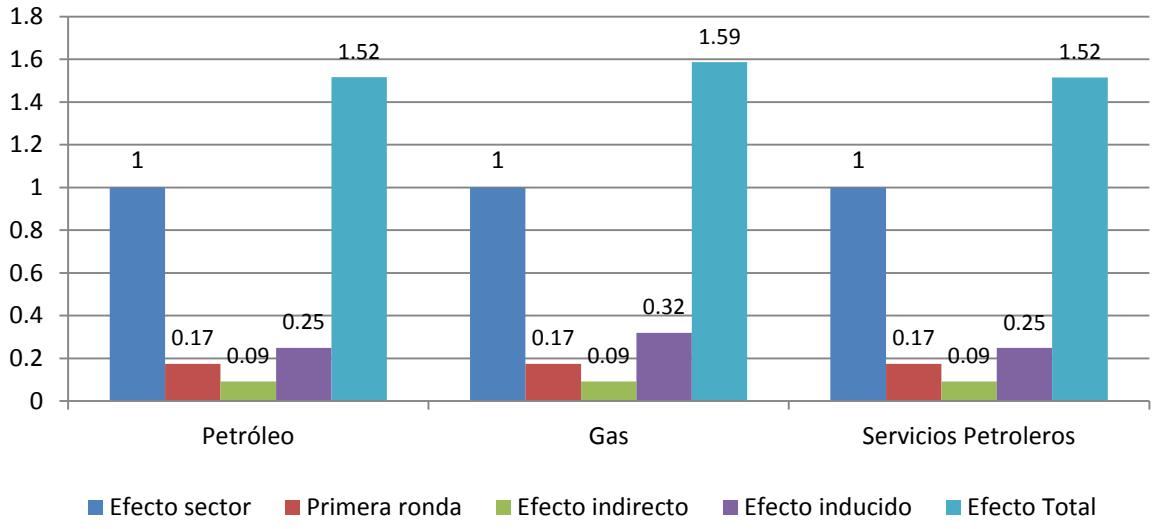
3.1. Contribución económica del sector a través de encadenamientos productivos*

Es esta sección se retoma el cálculo de multiplicadores del sector, ahora abiertos por subcuentas. Con esta información, 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.

3.1.1. 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 generó 1,52 pesos por el mismo concepto, mientras que por gas natural y servicios petroleros se generan 1,59 y 1,52 respectivamente.

Gráfico 105. Multiplicadores de petróleo y gas desagregados por sub componentes



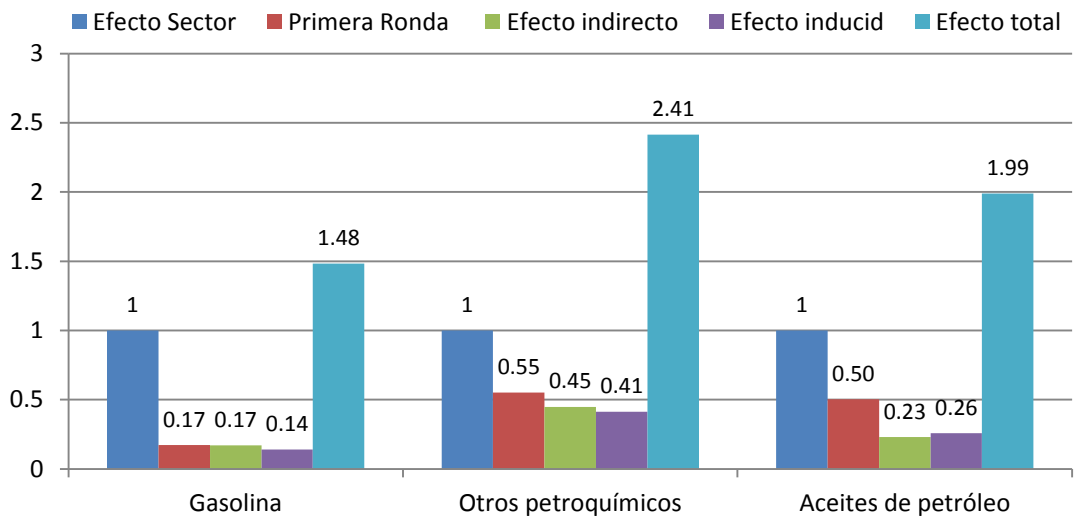
Fuente: Cálculos propios a partir de información de Arguello (2013).

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

* Esta sección fue elaborada por Felipe Castro y Laura Becerra.

siendo quienes tienen menor participación en el multiplicador total. Como se observa en el Gráfico 106, por cada peso de consumo intermedio del subsector de gasolina se generan 1,48 pesos, refinerías 1,99 y en lo correspondiente al resto de la cuenta 27, se agregan 2,41 pesos por ese mismo concepto.

Gráfico 106. Multiplicadores de refinería de petróleo desagregados



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. La Tabla 27 muestra los multiplicadores totales de consumo intermedio, para tres cuentas adicionales pertenecientes al sector agrícola, industrial y minero.

Como se puede observar, 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, estos son de menor magnitud que los generados por otros sectores de la economía.

Tabla 27. 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: Argüello (2013). Cálculos propios.

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

Con el fin de cuantificar este efecto se toma 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 relacionados 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 28).

Tabla 28. 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	1,70	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	4,60	5,16	39,87

Fuente: Cálculos propios a partir de información de Cuentas Nacionales y Argüello (2013)

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

Para conocer los impactos de consumo intermedio que tendrá el sector de petróleo y gas, desagregado en cada uno de sus componentes, aparte de las proyecciones de producción y precios contenidas en este informe, se empleó información correspondiente a proyecciones de tasa de cambio, producto del Modelo de Equilibrio General Computable (MEGC). Adicionalmente, para realizar la valoración de los diferentes escenarios de producción se tomó como precio de referencia el precio Brent menos 8 dólares, mientras que los precios del gas se mantuvieron constantes en sus valores 2013-2014[57].

Para aplicar los multiplicadores calculados para 2010[58], se calcula el valor presente neto del valor de producción proyectado. Además, se calcula la relación entre la diferencia entre el valor de la producción de cada año para cada escenario y el efecto total de consumo intermedio de cada subsector.

$$X_j(\%) = \frac{Valor\ de\ producción\ año_i - Valor\ producción\ año\ 2014}{Valor\ de\ producción\ año\ 2014}$$

Con i= 2014, 2015, 2016, … , 2034.

Y j=Petróleo, Gas, Servicios petroleros y Gasolina.

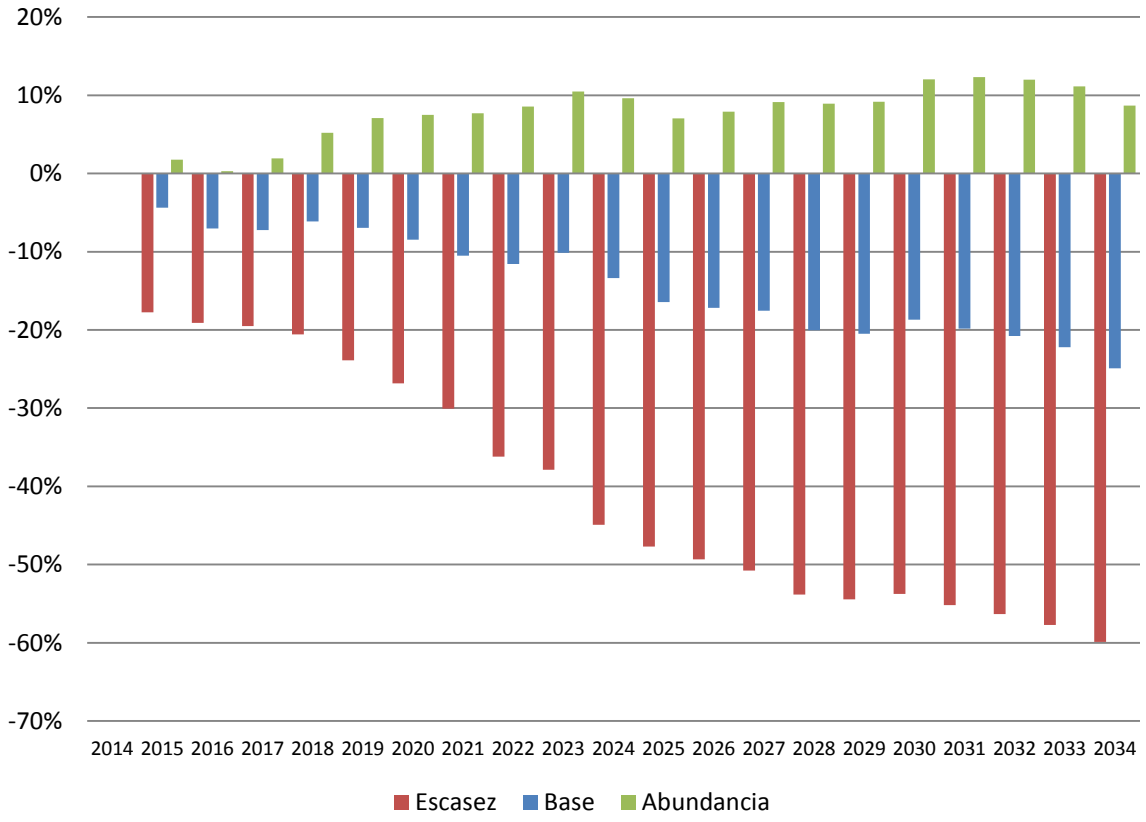
y X_j= Ganancia o pérdida de consumo intermedio generado por la subcuenta j

El resultado que muestra el Gráfico 107, corresponde a la generación o pérdida de consumo intermedio de la producción de petróleo crudo en los tres escenarios propuestos. Estos resultados muestran como los escenarios 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 en este concepto.

[57] Información obtenida de Ecopetrol, para campo Guajira

[58] Calculados para este año en Argüello (2013), manteniendo la estructura productiva de 2012 para la cuenta 07.

Gráfico 107. Ganancias y pérdidas de consumo intermedio de petróleo 2014-2034

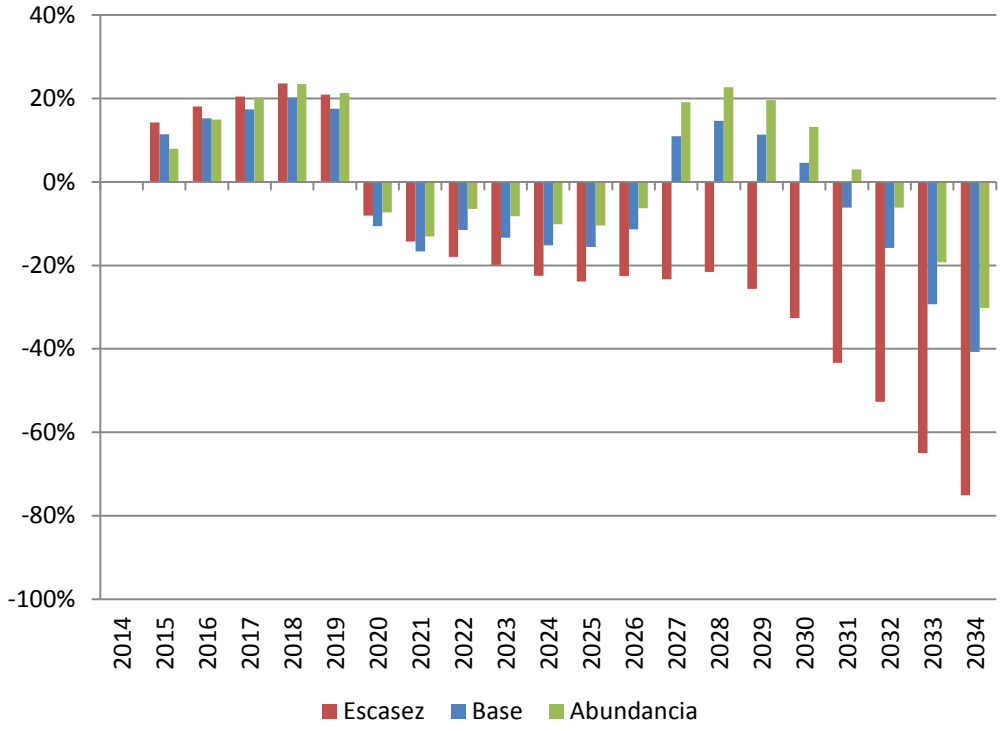


Fuente: Elaboración propia

En el caso del gas, los efectos presentan una tendencia diferente a los de petróleo. En el escenario de escasez se genera una pérdida de consumo intermedio importante debido a los fuertes recortes de producción descritos anteriormente. Así lo evidencia el Gráfico 108, donde el coeficiente X_j llega a ser del orden del 75,1%, indicando que se pierde esa cuantía de consumo intermedio generado en la economía, ante la fuerte caída en la producción.

Los escenarios base y abundancia varían al unísono 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 tiene pérdidas de consumo intermedio generado que son cercanas al 40% del efecto multiplicador total.

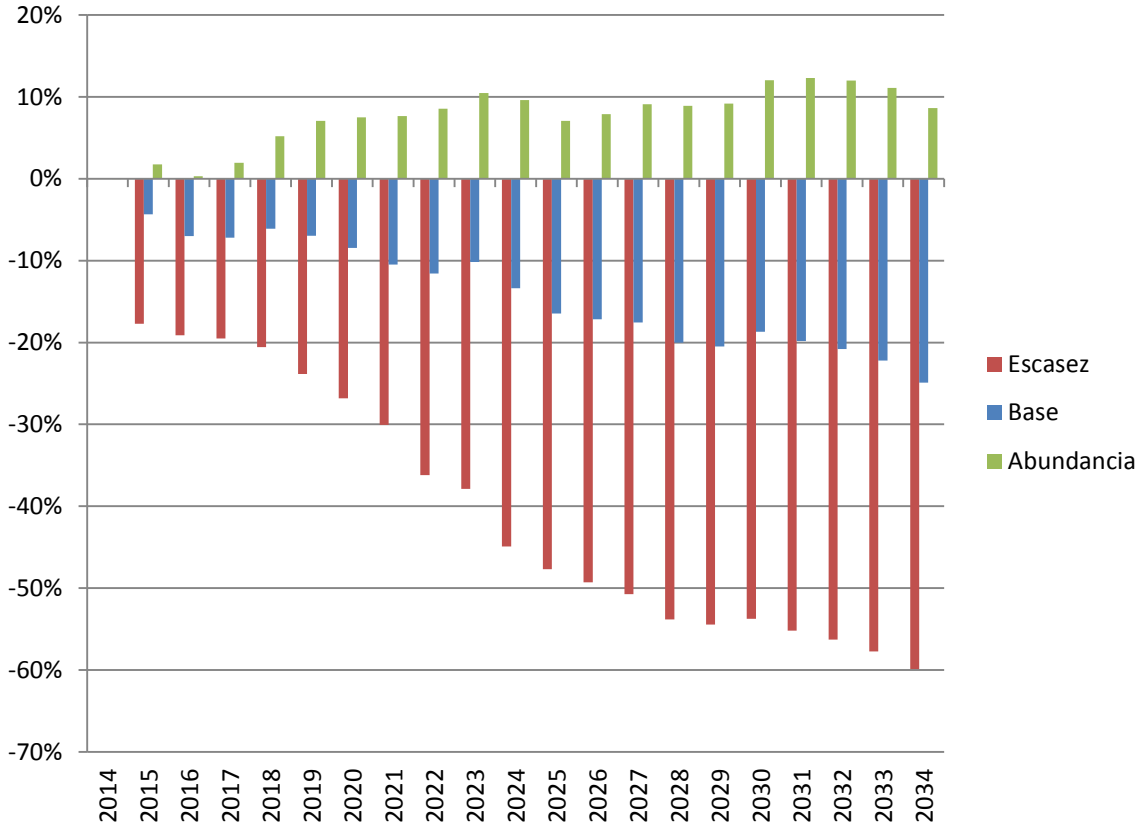
Gráfico 108. Ganancias y pérdidas de consumo intermedio de gas 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

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 del 60% del consumo intermedio generado con respecto al efecto multiplicador total al final del periodo analizado y en general pérdidas promedio del 38,4% en los 20 años propuestos. Para el escenario base, a pesar de que en todos los años se producen pérdidas, los efectos no son tan negativos y el promedio ronda pérdidas del orden del 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.

Gráfico 109. Ganancias y pérdidas de consumo intermedio de servicios petroleros 2014-2034



Fuente: Elaboración propia

3.2 Simulación de equilibrio general*

Este capítulo presenta una simulación de la economía colombiana con los escenarios de precios y producción de petróleo y gas en el período 2012-2035. Para esto, se utiliza el Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo (MEGF), que consiste en una representación matemática de la economía colombiana, y un módulo anexo de programación que caracteriza de forma detallada las cuentas fiscales provenientes de la actividad petrolera. Las sendas de precios y producción estimadas en los capítulos anteriores son introducidas en la modelación para proyectar el panorama futuro del petróleo y sus efectos sobre las variables macroeconómicas y fiscales. Se aspira a que estos cálculos provean insumos con fundamento técnico para la discusión sobre los retos de política que plantea el futuro de la actividad petrolera en Colombia.

* Esta sección fue elaborada por David Forero y Adrián Zuur.

Como se ha visto, el sector petrolero tiene un impacto considerable sobre ciertas variables de la economía colombiana, en particular por los canales fiscal y externo. En la última década el sector de hidrocarburos ha generado un impacto positivo de gran magnitud sobre las finanzas fiscales, llegando a aportar alrededor del 20% de los ingresos corrientes del Gobierno Nacional Central en años recientes, lo que representa aproximadamente 3% del PIB. Adicionalmente, los ingresos petroleros provenientes de exportaciones han generado una gran oferta de divisas, lo cual ha contribuido a financiar las importaciones del país y propiciado la apreciación del peso colombiano. En contraste, su contribución a la producción y el empleo agregados son mucho menores. Teniendo en cuenta esto, el análisis de escenarios futuros de producción y precios toma una relevancia especial, en cuanto el panorama del sector de hidrocarburos puede generar un impacto notorio sobre la balanza fiscal y externa de la economía colombiana, afectando su estabilidad macroeconómica y las perspectivas de financiamiento del gobierno. Las simulaciones con el Modelo de Equilibrio General están encaminadas a cuantificar estos impactos.

Lo que resta de este capítulo está dividido en cuatro secciones. En la primera se retoma la descripción del Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo presentada en el capítulo 1 y se describe la forma como se usa para construir escenarios alternativos entre 2014 y 2034, dependiendo de lo que suceda con el sector petrolero. La segunda sección expone los resultados fiscales que se obtienen del módulo petrolero, lo que incluye el impacto sobre el balance de Ecopetrol y los ingresos del Gobierno Nacional Central en términos de impuesto de renta y de dividendos girados por Ecopetrol. A partir de ahí se describen los resultados macroeconómicos arrojados por el Modelo de Equilibrio General a partir de los cálculos fiscales. En la tercera parte se evalúa el impacto de los escenarios analizados en términos de crecimiento y nivel del PIB, y en la cuarta parte se describen las sendas de tasas de cambio de cada escenario. Finalmente, la última sección contiene un análisis sobre la recomposición sectorial que se genera en la economía colombiana en cada escenario, tanto en términos de producción como de empleo.

3.2.1 Las simulaciones de Equilibrio General

Como se explicó en el capítulo 1 (sección 1.5), los Modelos de Equilibrio General son sistemas de ecuaciones que describen los equilibrios de oferta y demanda en todos los mercados de una economía, tomando como fuente de información la Matriz de

Contabilidad Social (SAM)[59]. 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.

Un aspecto importante dentro de una simulación de equilibrio general es la postura fiscal del gobierno, la cual conforma el "cierre macroeconómico" del MEGF. Para que sus gastos e inversiones sean financiados el gobierno puede optar por dos opciones. La primera consiste en ajustar los gastos, ya sea de funcionamiento o de inversión, a las fluctuaciones de los ingresos, de manera que no se afecte la senda de déficit fiscal. La segunda opción es 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 supone que el gobierno cumple 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 realiza 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. Este supuesto no es necesariamente realista pero facilita enormemente el análisis de los escenarios al evitar la discusión sobre vías alternativas para el aumento del recaudo tributario, algo que no es materia del presente informe.

Con lo anterior en mente, se simulan cuatro escenarios con el MEGF: (1) un "Escenario Medio", que asume las sendas intermedias de precios y producción de petróleo y gas encontradas en los capítulos anteriores[60]; (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. Estos escenarios asumen, entonces, que el comportamiento del precio internacional del petróleo y del gas tiene un impacto directo sobre los niveles de producción nacional. De esta forma, 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

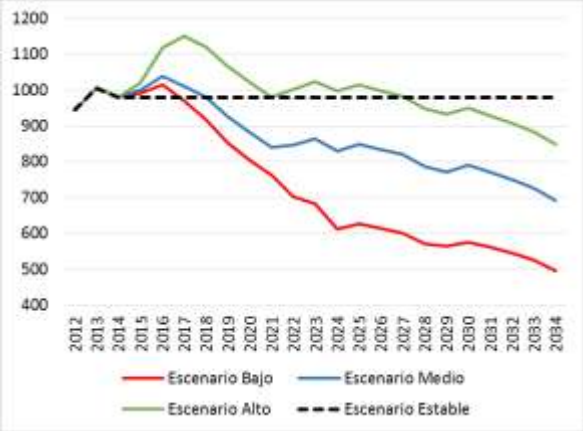
[59] La Matriz de Contabilidad Social consiste en una foto de todas las transacciones hechas en una economía en un año dado, y es básicamente una matriz insumo-producto aumentada con los sectores institucionales (hogares, firmas, gobierno y el resto del mundo, entre otros).

[60] El pronóstico de las series de precios en gas en Colombia es difícil debido a cambios recientes en la normatividad relevante. Por lo tanto, en el modelamiento se asume que los precios del gas siguen una dinámica similar al precio internacional del petróleo, en los tres escenarios considerados.

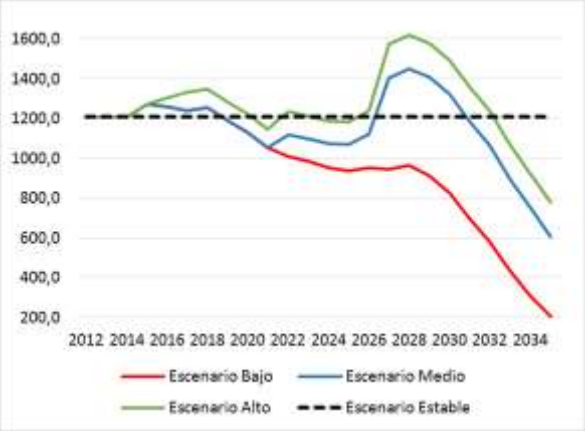
off-shore. Finalmente, se lleva a cabo un ejercicio teórico con un escenario adicional, llamado "Escenario Estable", en el que se compara el Escenario Medio con un caso hipotético en donde se mantienen constantes hacia el futuro el precio y la producción observados en 2014. Esto permite comparar la situación actual con el escenario esperado más probable, y resaltar el tamaño de la caída futura de la renta petrolera. En el Gráfico 110 se muestran los escenarios de precios y producción para los cuatro escenarios considerados.

Gráfico 110. Escenarios de precios y producción para los escenarios de simulación.

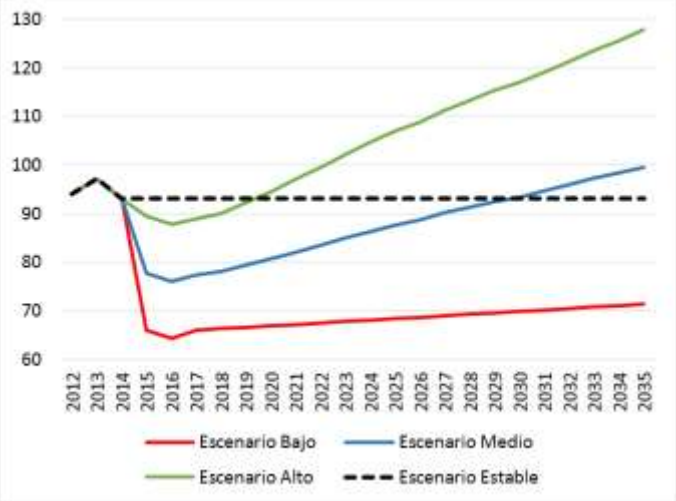
a) Producción de petróleo (KBD).



b) Producción de gas (MPCD).



c) Precio internacional del petróleo (USD/Barril).



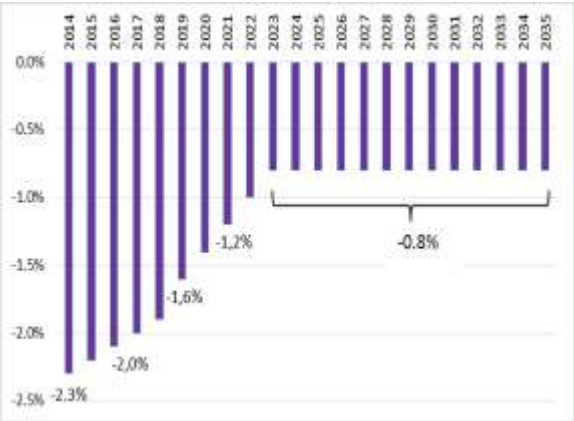
Fuente: Fedesarrollo.

3.2.2 Balance Fiscal

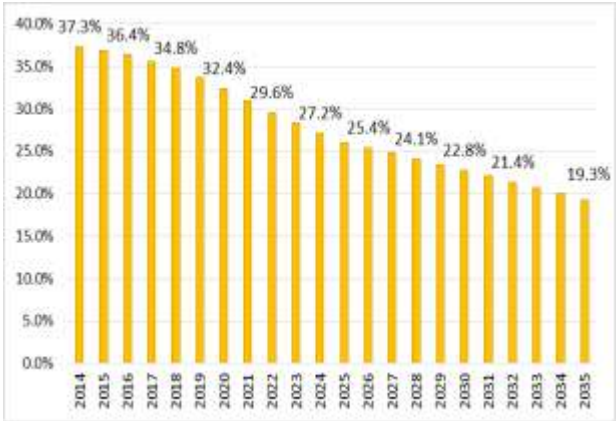
El primer paso para llevar a cabo la simulación de Equilibrio General es introducir las sendas de déficit y deuda fiscal como porcentaje del PIB establecidas en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014, que siguen lo definido por la Regla Fiscal. Estas variables son introducidas de forma exógena al modelo y no son modificadas a través de los escenarios estudiados[61]. De esta forma, el déficit fiscal se va reduciendo paulatinamente, de 2,3% del PIB en 2014 a 0,8% del PIB en el largo plazo, lo que implica balances primarios positivos y por ende una reducción de la deuda pública, de 37% del PIB en 2014 a 25% en 2025 (Gráfico 111).

Gráfico 111. Sendas de déficit fiscal y deuda pública del GNC.

a) Déficit Fiscal como porcentaje del PIB.



b) Deuda pública bruta como porcentaje del PIB.



Fuente: Marco Fiscal de Mediano Plazo, 2014.

El segundo paso es construir el balance operativo de Ecopetrol, que es fundamental para el ejercicio, dado que esta empresa tiene la mayor contribución a las rentas petroleras del Estado, ya sea a través de los impuestos que paga o por los dividendos que transfiere al Estado en su calidad de socio mayoritario. Para estos cálculos, se supone que Ecopetrol produce 45% del gas en Colombia, en línea con observaciones recientes, y que asume los gastos e impuestos del gas en esta misma proporción.

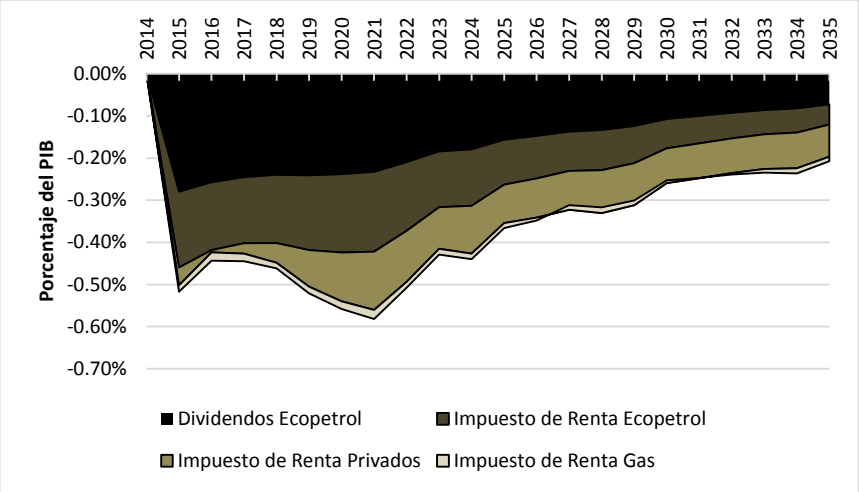
El Gráfico 112 permite ilustrar el impacto que tendría el comportamiento futuro de los precios internacionales y cantidades producidas de hidrocarburos sobre las finanzas públicas al comparar nuestro escenario base (y más probable) con un escenario teórico

[61] Este supuesto asume que las sendas de precios implementadas en cada escenario corresponden con la trayectoria estructural a tener en cuenta en la Regla Fiscal, y no se consideran como desviaciones del ciclo petrolero.

donde las cantidades y los precios de 2014 se mantienen inalterados durante el periodo de estudio. Como se observa, la situación de las rentas fiscales experimenta una desmejora significativa en 2015, que se va ampliando hasta el 2021, año en el que alcanza su máximo, de 0,58% del PIB. Posteriormente la diferencia se va reduciendo, conforme el precio del petróleo del Escenario Medio se recupera a niveles cercanos a los US$90 por barril. Estos resultados suponen retos de consideración en términos de política pública, dado que esta fuerte caída de los ingresos con respecto a lo observado en la actualidad implica que el gobierno tenga que, o bien reducir el gasto o bien aumentar los ingresos tributarios para compensarlo. Los resultados de esta simulación sugieren que en la próxima década implicaría retos importantes para garantizar la solvencia del gobierno y financiar grandes proyectos de política pública si se mantuviesen los parámetros tributarios actuales.

Gráfico 112. Comparación entre Escenario Medio y Escenario Estable

Ingresos al GNC. Escenario Estable – Escenario Medio

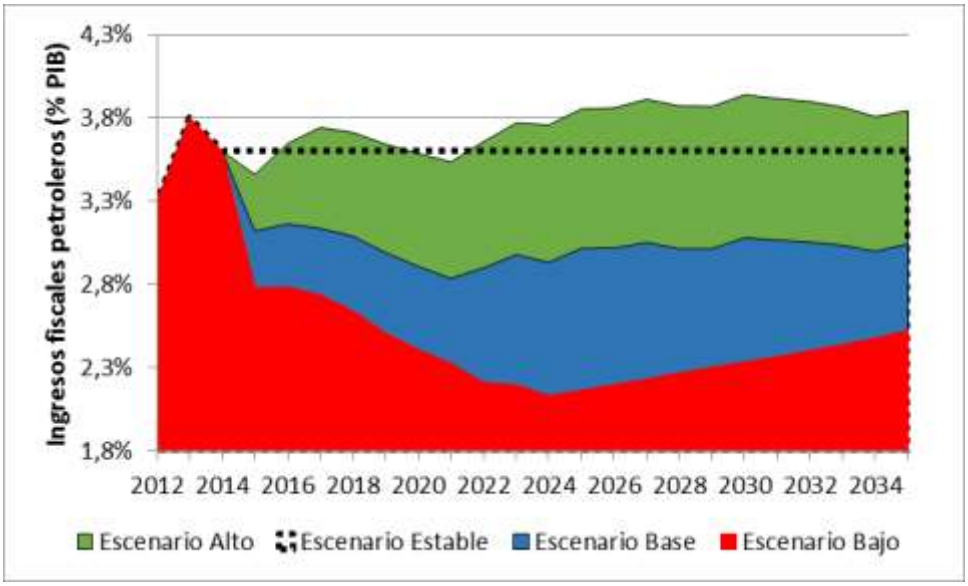


Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

A manera de resumen de la estimación del impacto del sector petrolero sobre las cuentas fiscales en los escenarios alternativos que hemos construido, el Gráfico 113 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 el bajo los ingresos petroleros como porcentaje del PIB experimentan una fuerte reducción, de cerca de 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 en 0,2% con respecto a los ingresos actuales. Este gráfico 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.

Gráfico 113. Monto de las Rentas Petroleras en cada escenario.

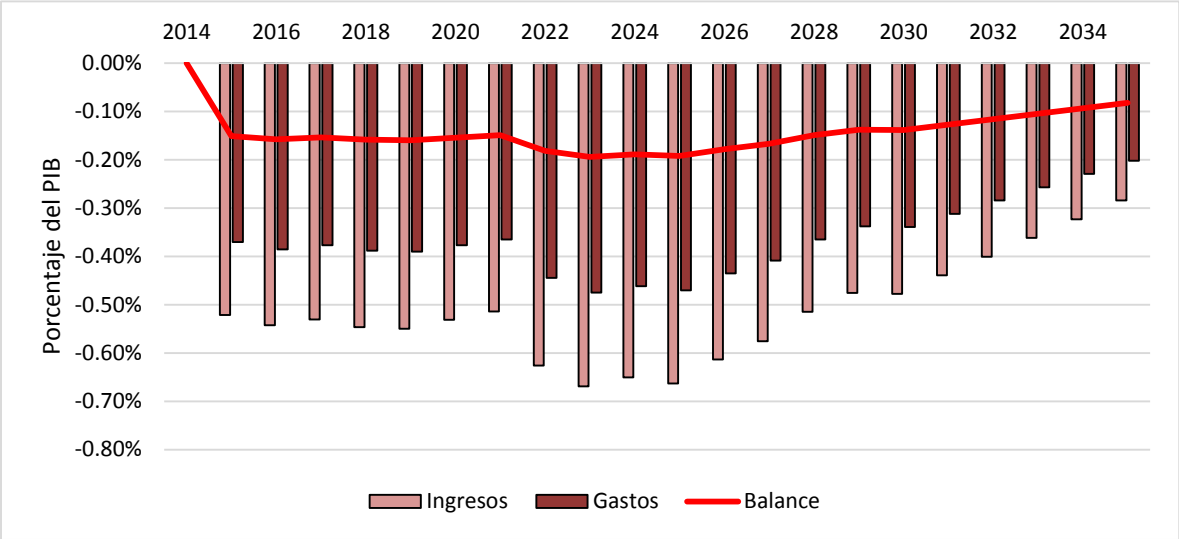


Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

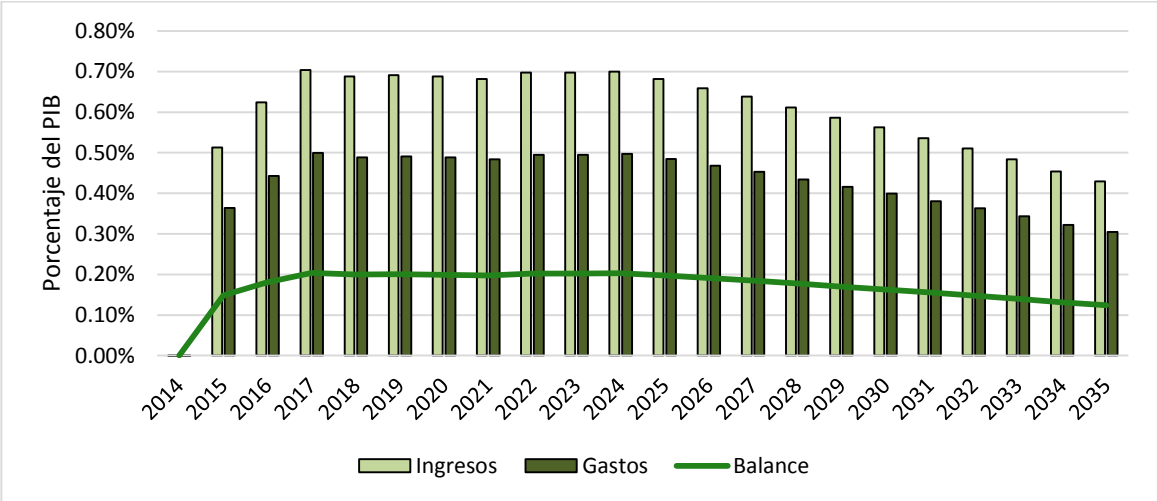
El Gráfico 118 muestra las diferencias en los ingresos y gastos de Ecopetrol como porcentaje del PIB entre el Escenario Bajo y el Escenario Medio (panel a), así como entre el Escenario Alto y el Escenario Medio (panel b). Se observa que, entre 2015 y 2035, con las sendas pesimistas de precios y producción el Balance General de Ecopetrol 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 los menores costos operacionales de la firma, así como la caída del monto de los impuestos y las regalías que paga. El impacto sobre el balance de Ecopetrol en el Escenario Alto es ligeramente mayor, alcanzando 0,17% del PIB en promedio en el periodo estudiado.

Gráfico 114. Balance de Ecopetrol como % del PIB

a) Diferencia Escenario Bajo – Escenario Medio



b) Diferencia Escenario Alto – Escenario Medio



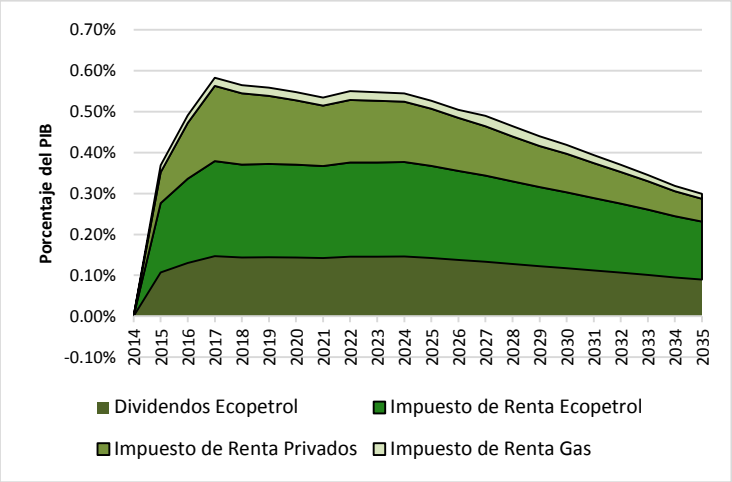
Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

Los impactos más fuertes de los escenarios considerados ocurren entre los años 2021 y 2024, en el caso del Escenario Bajo, y entre 2017 y 2020 en el caso del Escenario Alto. Esto se debe al gran incremento en el factor de recobro en los campos de Ecopetrol en el caso optimista, que se materializaría en el corto plazo, y a la ausencia de explotación de hidrocarburos no convencionales en el escenario pesimista, cuyo efecto se materializaría en un plazo de 8 años.

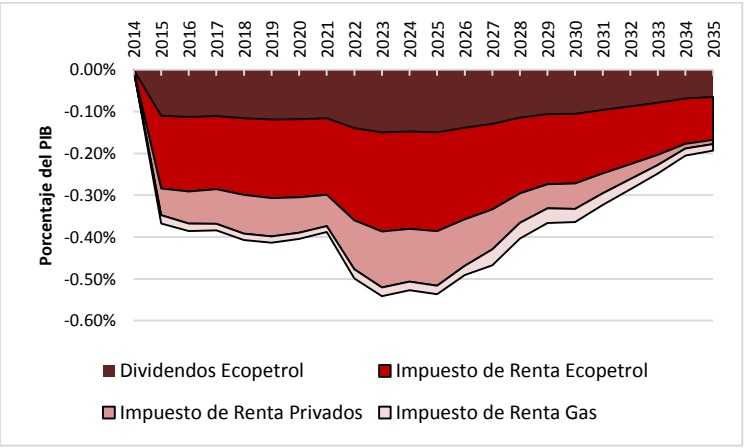
A partir de esta estimación del impacto sobre el balance de Ecopetrol, el Gráfico 119 muestra el impacto que se genera en cada escenario sobre los ingresos totales del Gobierno Nacional Central, desagregando por fuente. Las simulaciones con el MEGF señalan que los ingresos del Gobierno Nacional Central 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.

Gráfico 115. Impacto sobre ingresos del GNC

a) Diferencia Escenario Alto – Escenario Medio



b) Diferencia Escenario Bajo – Escenario Medio



Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

En cuanto a la composición de los ingresos por hidrocarburos del Gobierno Nacional Central, un punto a resaltar es la alta participación de los ingresos por impuesto de renta de Ecopetrol, especialmente a comparación de los ingresos por impuesto de renta a los privados. Esto reafirma el papel estratégico que tiene Ecopetrol 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 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.

Es de notar que el aporte fiscal del impuesto de renta a las empresas de gas, como porcentaje del PIB, es relativamente invariante entre escenarios. Esto se debe a que el valor de la producción de gas es un monto pequeño a comparación del petróleo; en los escenarios simulados, representa alrededor entre 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.

3.2.3. Producción nacional y crecimiento económico

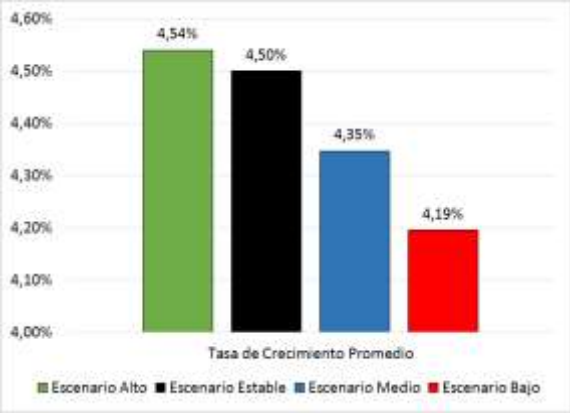
A pesar de que el sector de hidrocarburos aporta cerca de la quinta parte de los ingresos fiscales y el 40% de las exportaciones colombianas, su contribución a la producción agregada de la economía nacional es mucho menor, de cerca de 5,6% del PIB en 2013. Por esto, los diferentes escenarios de producción de petróleo van a tener un impacto menor sobre la tasa de crecimiento de la economía colombiana. Por otro lado, la ventaja de la simulación de equilibrio general es que tiene en cuenta que los sectores de petróleo y refinación proveen insumos transversales para la mayoría de cadenas productivas, como es el caso de los combustibles usados en el transporte y comercialización de mercancías. Por ende, 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 Modelos de Equilibrio General Computable 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, el Gráfico 116 muestra el impacto de los escenarios simulados sobre el PIB. 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 en 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*).

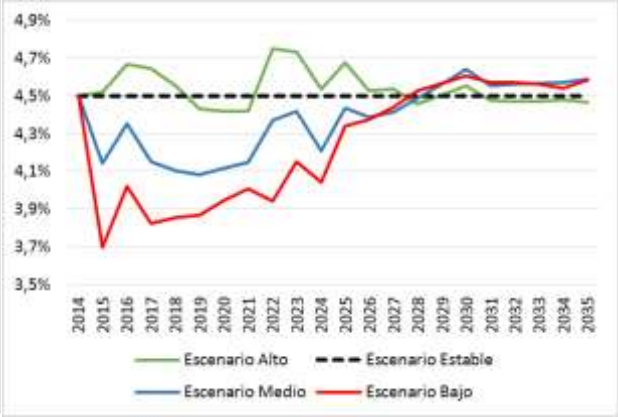
Con respecto a la trayectoria de crecimiento, que se muestra en el panel *b*, se puede observar cómo las diferencias en el crecimiento se presentan en la primera década del periodo analizado, para luego ir convergiendo hacia la senda de crecimiento potencial a partir de 2026, conforme las proyecciones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

Gráfico 116. Crecimiento del PIB real en la simulación de Equilibrio General.

a) Tasa promedio de crecimiento del PIB



b) Trayectoria del crecimiento del PIB



Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

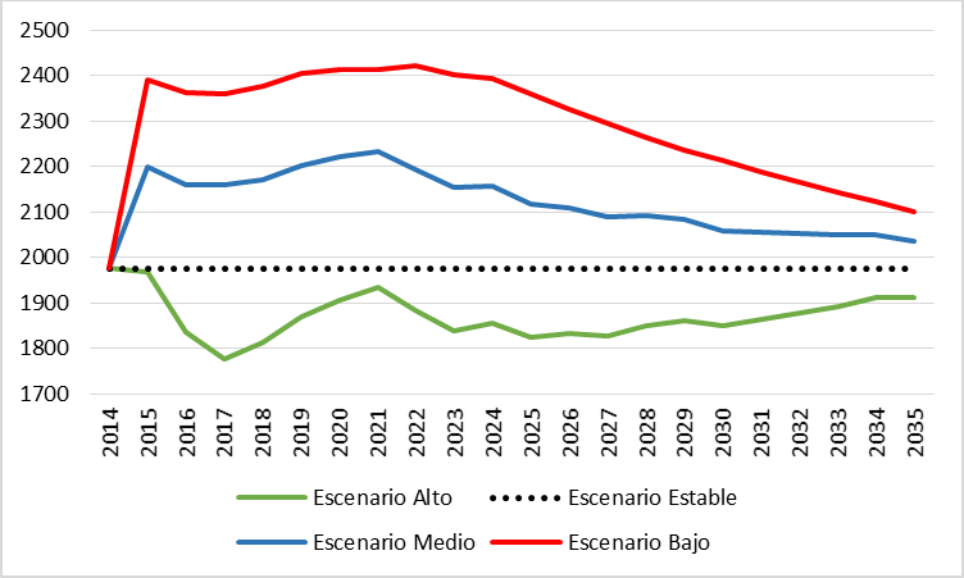
3.2.4. Tasa de cambio

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 el Gráfico 117 se muestra la evolución de la tasa de cambio en cada uno de los escenarios contemplados. Se asume que en el Escenario Estable 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 en el periodo 2015-2035 es $150 pesos superior al 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 influjo 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 reduciéndose paulatinamente hacia el final del periodo estudiado.

Gráfico 117. Tasa de cambio en simulaciones con MEGF



Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

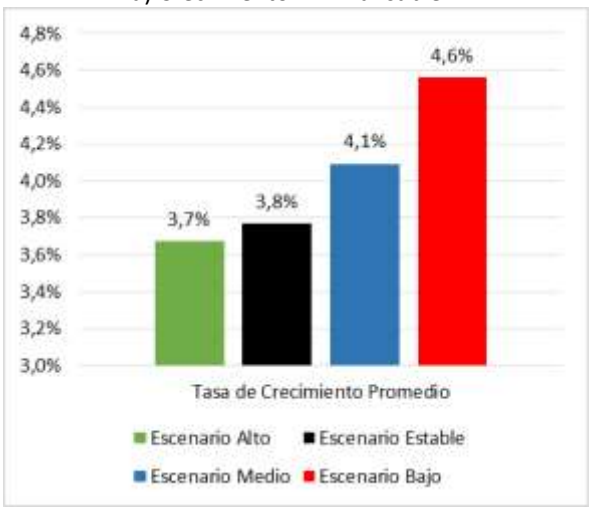
3.2.5. Recomposición sectorial en producción y empleo.

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 mayormente 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 el Gráfico 118, que muestra el crecimiento promedio en 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.

Gráfico 118. Crecimiento Transables vs. No transables[62].

a) Crecimiento PIB Transable.



b) Crecimiento PIB No transable.



Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

Por último, el modelo permite analizar lo que sucede con el empleo sectorial a partir de cada escenario de producción y precios del petróleo y el gas. En este caso, 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 incremente el empleo en el rubro de servicios63. En el Gráfico 119 se observa el comportamiento del empleo en el Escenario Bajo, en comparación con los resultados del Escenario Alto. Como se observa, el

[62] Para la división de los sectores transables y no transables, se clasificaron las actividades informales del modelo como No transables, así como los sectores de servicios y construcción. Dentro del PIB transable, por lo tanto, están incluidos agricultura, minería e industria formales.

[63] Según Krugman (1987) una bonanza del sector petrolero genera tres fenómenos en la economía: primero, un "efecto gasto" cuando el aumento excesivo del consumo público fomenta el incremento artificial de la capacidad de absorción de la economía; segundo, un "efecto desplazamiento" de factores productivos, con una reacomodación de los factores de producción desde otras actividades transables hacia el sector minero, que puede no ser revertida si existen rigideces en el movimiento de factores. Tercero, se da una pérdida de las externalidades positivas del resto del sector transable (como el *know-how* de la industria o la extensión de la frontera cultivable de la agricultura), que no son compensadas por el crecimiento del sector minero.

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.

Gráfico 119. Efectos sobre Empleo Sectorial (Escenario Bajo – Escenario Alto).



*Construcción incluye Obras Civiles y Edificaciones.
Fuente: Modelo de Equilibrio General de Fedesarrollo.

3.3. Proyecciones de ingresos por regalías 2015-2025 y su distribución*

En esta sección se presentan los escenarios de ingresos por regalías a los entes territoriales para los próximos 10 años, correspondientes a los escenarios de precios y producción de crudo, y a los pronósticos de tasa de cambio que se describieron en las secciones anteriores.

En la primera parte se describen los escenarios de regalías comparándolo con las proyecciones de regalías entre 2015 y 2024 utilizados por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público (MHCP) en el presupuesto bianual del Sistema General de Regalías (SGR)

* Esta sección fue elaborada por Juan Mauricio Ramírez, Juan Guillermo Bedoya e Iván Zubieta.

2015-2016. La segunda parte describe 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 utiliza la fórmula:

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

Dónde:

$\mathrm{P_t} =$ precio canasta por barril

$\mathrm{dp_t}$= deducible precio canasta (costos de dilución, transporte, descargue, refinación, etc.)

$\mathrm{Q_t}$= producción total nacional anual

$\mathrm{r_t}$ = porcentaje promedio de producción de liquidación (Ley 756/2002)

$\mathrm{TRM_t}$ = Tasa Representativa del Mercado

El precio corresponde a la senda de precios de referencia Brent 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 los costos utilizados para el presupuesto del SGR para el bienio 2015-2016, 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.

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

3.3.1. Escenarios de regalías 2015 - 2024

El Gráfico 120 muestra los escenarios de ingresos por regalías por explotación de petróleo y el escenario del Gobierno Nacional.

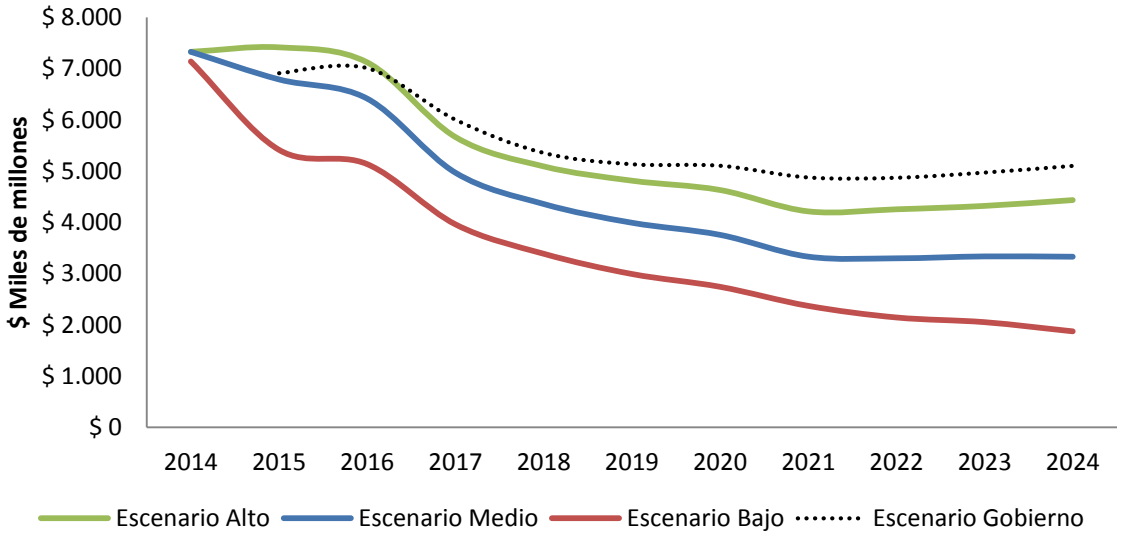
En 2015 el Escenario Medio proyecta menores ingresos de regalías con respecto a 2014 en cerca de un billón de pesos debido a la caída esperada en los precios internacionales del crudo. La diferencia con respecto al escenario del Gobierno (E-G) es aún mayor, situándose cerca de 1.5 billones de pesos por 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 Gobierno es similar al Escenario Medio para 2015. Para 2016, los pronósticos oficiales se asemejan al Escenario Alto propuesto por Fedesarrollo, pero incluso son más optimistas a partir del año 2017. Para 2024, el E-G supera al Escenario Alto en $0,67 billones.

Gráfico 120: Escenarios Regalías 2014 - 2024

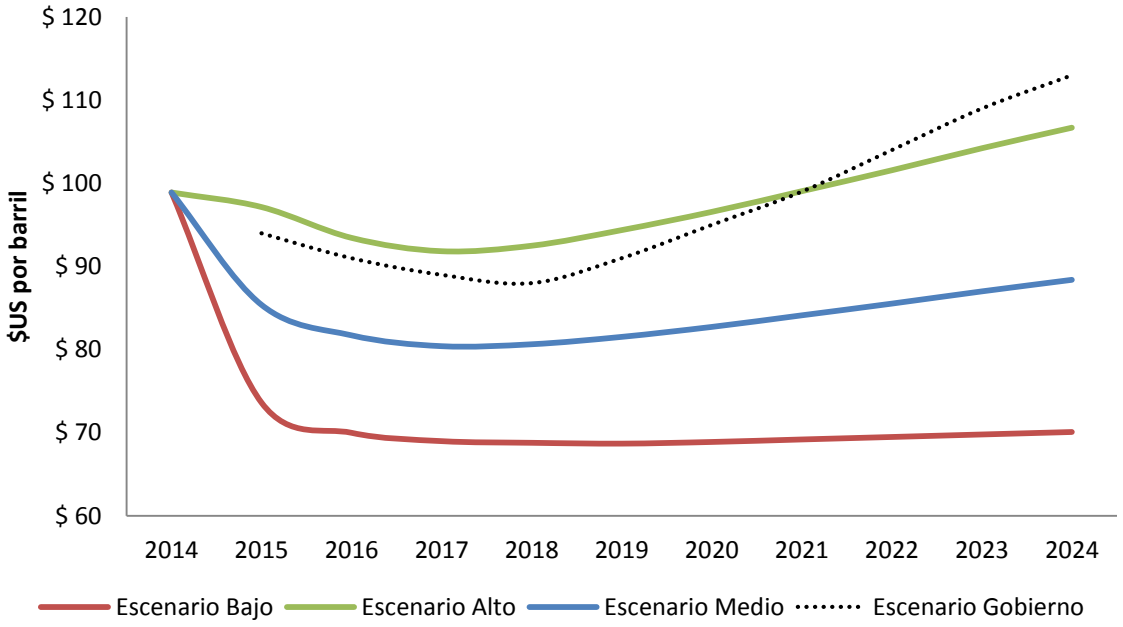


Fuente: Cálculos Fedesarrollo & Exposición de Motivos Presupuesto SGR 2015-2016

Las diferencias entre las proyecciones del Gobierno y de Fedesarrollo radican en los supuestos de precios, producción y tasa de cambio, como se observa en los Gráficos 120 a 122.

Frente a los supuestos de precios internacionales, los supuestos empleados por el Gobierno Nacional se asemejan particularmente al Escenario Alto de Fedesarrollo e incluso son mayores a partir del año 2022 (Gráfico 121).

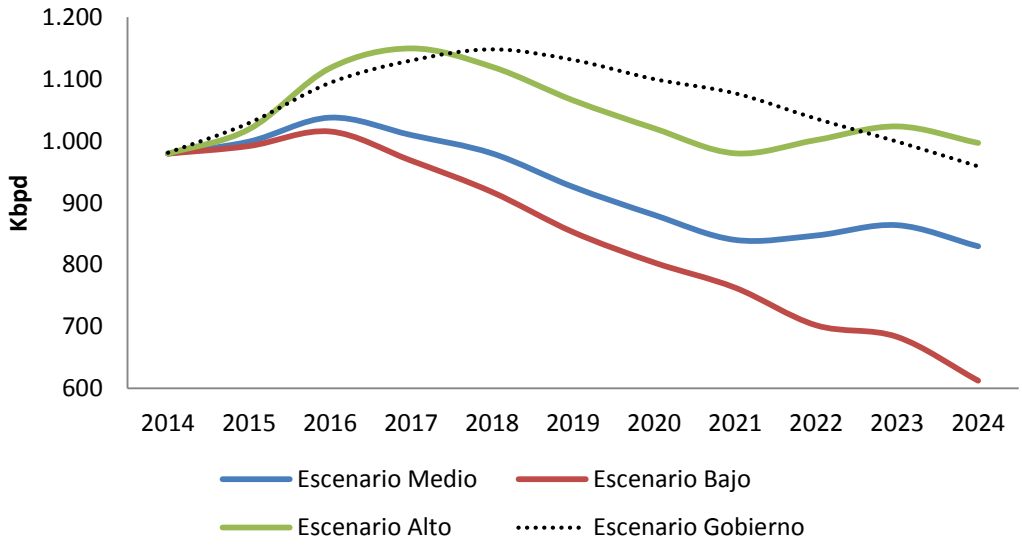
Gráfico 121: Escenarios precios crudo por barril 2014-2024



Fuente: Cálculos Fedesarrollo & Exposición de Motivos Presupuesto SGR 2015-2016

Esta misma situación ocurre con el escenario de producción, donde los pronósticos del MHCP proyectan una mayor producción de casi 50.000 barriles diarios (promedio anual) entre los años 2018 y 2021 con respecto al Escenario Alto propuesto por Fedesarrollo (Gráfico 122).

Gráfico 122: Escenario Producción Crudo 2014-2024



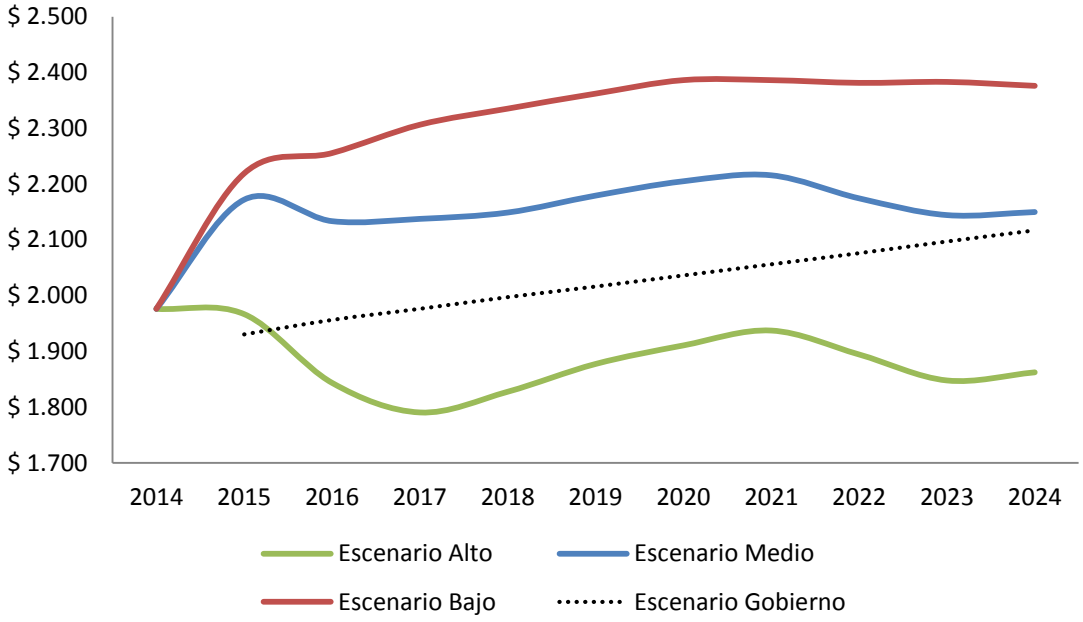
Fuente: Cálculos Fedesarrollo & Exposición de Motivos Presupuesto SGR 2015-2016

En términos de la 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 (Gráfico 123). 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. En efecto, 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%.

Aunque como se ha dicho, el escenario del gobierno es similar al Escenario Alto de Fedesarrollo, la tasa de cambio proyectada por el Gobierno es significativamente más alta a la proyectada en el Escenario Alto. Aunque para 2015 el Gobierno Central espera una tasa de cambio menor a la proyectada por Fedesarrollo en su Escenario Alto, en las proyecciones del Gobierno la tasa de cambio se devalúa linealmente, e incluso llega a ser similar a la del Escenario Medio en 2024.

Bajo estos supuestos, las regalías asociadas con la producción de petróleo en las proyecciones del Gobierno superan la proyección de regalías incluso en el Escenario Alto de Fedesarrollo a partir de 2017.

Gráfico 123: Escenarios Tasa de Cambio 2014-2024



Fuente: Cálculos Fedesarrollo & Exposición de Motivos Presupuesto SGR 2015-2016

En conjunto, los resultados anteriores permiten concluir que los escenarios propuestos por el Gobierno Nacional corresponden, aproximadamente, al Escenario Alto propuesto por Fedesarrollo en términos de precios y de producción e ingresos por regalías. Puesto que este escenario no es al que le asigna una mayor posibilidad de ocurrencia, las proyecciones del Gobierno probablemente sobre estiman los ingresos por regalías de los Entes Territoriales en los próximos 10 años. La sobreestimación de las proyecciones de regalías oficiales con respecto al Escenario Medio es de $1.17 billones por año, para un acumulado de $11.8 billones entre 2015 y 2024.

3.3.2. Distribución de recursos del SGR 2015 - 2024

La Tabla 29 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)[64]. Los resultados son agrupados por bienios, como se presenta el presupuesto del SGR.

En el caso del Escenario Medio, los ingresos bianuales de estos recursos pasarían de $13.2 billones en 2015-2016[65] a $6.6 billones en 2023-2024. En el caso del escenario bajo, los ingresos bianuales pasan de $10.5 billones en 2015-2016 a $3.9 billones en 2023-2024. 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.

La distribución de los recursos de regalías entre los diferentes fondos y asignaciones en la Tabla 29 podría variar por dos razones principales:

[64] La distribución de los recursos de regalías dentro del SGR está determinado por el Art. 361 de la Constitución Política, modificado por el Acto Legislativo 05 de 2012. En éste se establece que estos recursos se distribuirán de la siguiente manera: 2% para fiscalización y cartografía de yacimientos; 3% para gastos de funcionamiento del SGR; 10% para el Fondo Nacional de Pensiones de las Entidades Territoriales (FONPET); 10% para el Fondo de Ciencia y Tecnología (FCyT) y hasta un 30% para el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE). El resto de los recursos se distribuirían de la siguiente forma: 20% para asignaciones directas a los entes productores; 48% para el Fondo de Compensación Regional (FCR) y 32% para el Fondo de Desarrollo Regional (32%). Para los propósitos de éste informe, se determinó un porcentaje del 20% para los recursos destinados al FAE.

[65] El presupuesto del SGR 2015-2016 contempla un ingreso por regalías asociadas a la producción de crudo de $13.9 billones

Tabla 29: 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

Por una parte, como lo estipula el Parágrafo 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[66].

Puesto 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 parágrafo 2 del Acto Legislativo 05 se aplica sobre las cuentas de cada ente territorial receptor de asignaciones directas, el cálculo agregado muestra que la condición establecida en este parágrafo 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, bastante por debajo del umbral definido en el Acto Legislativo.

La otra razón que podría modificar la distribución de los recursos de la Tabla 29 es la posibilidad de ahorrar una menor proporción de recursos en el Fondo de Ahorro y Estabilización (FAE) e incluso de des-ahorrar 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[67].

El Anexo 4 contiene la distribución por departamentos de los recursos de los diferentes fondos del SGR entre 2015 y 2024 para los tres escenarios propuestos.

Los recursos del Fondo de Compensación Regional (FCR) se dividen de la siguiente forma: 60% para todos los departamentos, y 40% para distribución municipal. La participación de cada uno de los departamentos y municipios en los recursos de este fondo depende de sus brechas de necesidades básicas insatisfechas (NBI), población y desempleo para cada año, tal como lo estipula la Ley 1530 de 2012[68]. Se debe señalar que el acceso a los fondos

[66] Asumiendo que la participación de los recursos del FAE siguen siendo el 20% de los recursos totales del SGR. En caso que la participación de los recursos del FAE sea menor, la participación de las asignaciones directas sería mayor y viceversa.

[67] Los escenarios de distribución presentados en la Tabla 2929**¡Error! No se encuentra el origen de la eferencia.** se construyen suponiendo una participación del 20% del FAE en los recursos del SGR

[68] Acorde con la Ley 1530 de 2012, las participación (en porcentaje) de cada departamento ($Part_i$) en los recursos presupuestados para el FCR esté determinada por criterios de población (ρ), desempleo (μ) y necesidades básicas insatisfechas (NBI), especificada por la siguiente fórmula:

departamentales del FCR, sólo lo pueden hacer departamentos con niveles de NBI superiores a 35%, o departamentos que tienen municipios con NBI superiores a 30%[69]

Por su parte, la distribución por departamento de los recursos del Fondo de Desarrollo Regional (FDR) responde a criterios de población y Necesidades Básicas Insatisfechas[70].

Finalmente, las asignaciones por departamento en el Fondo de Ciencia y Tecnología corresponde al 10% de los recursos totales del SGR y la participación de cada uno de los departamentos se determina simplemente por el promedio de sus participaciones en el Fondo de Desarrollo Regional (FDR) y en el Fondo de Compensación Regional (FCR).

3.3.3. Conclusiones

Los escenarios de precios y de producción de crudo para los próximos años conllevan una reducción importante en los ingresos por regalías, excepto en el Escenario Alto de producción y precios internacionales, en el cual los ingresos por regalías se mantienen en un nivel similar, en promedio, los próximos dos años, aunque luego comienzan a reducirse. Esta reducción implica que para 2024 las regalías asociadas con la producción de petróleo serían $4 billones inferiores a las generadas en 2014, de acuerdo con el Escenario Medio, $2,9 billones en el Escenario Alto, y de %5,3 billones por debajo del 2014 en el Escenario Bajo.

$$Part_{it} = \frac{\left(\rho_{it}/\sum \rho_{it}\right)^{0,5}\left(NBI_{it}/\sum NBI_{it}\right)^{0,4}\left(\mu_{it}/\sum \mu_{it}\right)^{0,1}}{\sum\left[\left(\rho_{it}/\sum \rho_{it}\right)^{0,5}\left(NBI_{it}/\sum NBI_{it}\right)^{0,4}\left(\mu_{it}/\sum \mu_{it}\right)^{0,1}\right]}$$

Para los propósitos de este informe, se usaron los datos departamentales de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) para el año 2005 (con base en la información del Censo) y las tasas de desempleo departamental y proyecciones de población para el año 2013. En el caso de los departamentos de Arauca, Casanare, Putumayo, San Andrés & Providencia, Amazonas, Guainía, Guaviare, Vaupés y Vichada, se empleó la tasa de desempleo de sus respectivas capitales como dato departamental.

[69] Sin embargo, si un departamento no clasifica por ninguno de los dos criterios, se le asigna una participación igual a la del departamento con menor asignación.

[70] Acorde con la Ley 1530 de 2012, las participación (en porcentaje) de cada departamento ($Part_i$) en los recursos presupuestados para el FDR esté determinada por criterios de población (ρ), desempleo (μ) y necesidades básicas insatisfechas (NBI), especificada por la siguiente fórmula:

$$Part_{it} = \frac{\left(\rho_{it}/\sum \rho_{it}\right)^{0,6}\left(NBI_{it}/\sum NBI_{it}\right)^{0,4}}{\sum\left[\left(\rho_{it}/\sum \rho_{it}\right)^{0,6}\left(NBI_{it}/\sum NBI_{it}\right)^{0,4}\right]}$$

Para los propósitos de este informe, se usaron los datos departamentales de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI) para el año 2005 (con base en la información del Censo) y las proyecciones de población para el año 201, al igual que para el cálculo de las asignaciones para el FCR.

El futuro a corto y mediano plazo que va a enfrentar el país es, por lo tanto, uno con 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 presentadas por el Gobierno Nacional en el presupuesto del SGR para 2015-2016 corresponden, aproximadamente, al Escenario Alto propuesto por Fedesarrollo en términos de precios, producción e ingresos por regalías. En este sentido, dichas proyecciones probablemente sobre estiman los ingresos que por este concepto tendrán los Entes Territoriales en los próximos 10 años.

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 son inferiores al 40% de las asignaciones directas que, en promedio, recibieron los ETS entre 2007 y 2010 (a precios constantes de 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 en el Escenario Alto).

En este sentido, la evolución de las regalías petroleras en los próximos años probablemente también va a inducir presiones para reducir 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 2.4.4., 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, incluso en el muy corto plazo, a los precios internacionales. 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 los municipios productores han sido el

resultado, de manera plausible, de un incremento de la riqueza y de la base gravable total, y no del “esfuerzo fiscal” propio territorial.

En efecto, 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, y en la gestión municipal para captar el incremento en el valor de la propiedad inmueble localizada en el municipio.

Con miras a los próximos diez años, los entes territoriales productores de hidrocarburos van a tener que incrementar sustancialmente su esfuerzo fiscal propio 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.

CAPÍTULO IV: RECOMENDACIONES DE POLÍTICA

4.1. Recomendaciones tendientes a mejorar las condiciones del sector de hidrocarburos

Como se describió en detalle en este estudio, el contexto internacional del mercado de hidrocarburos no atraviesa su mejor momento. La situación actual de precios, la sobre oferta de hidrocarburos de Estados Unidos y la desaceleración económica de China, han afectado el balance de oferta y demanda de hidrocarburos a nivel mundial. Los niveles de precios han disminuido 40% desde junio de este año a la fecha, después de cerca de cinco años de estabilidad en niveles extraordinariamente altos[71].

Ante la decisión de la OPEP de no disminuir los niveles de producción no parece que exista un ajuste de dicho comportamiento en el corto plazo. A la decisión de la OPEP se suma la transformación de Estados Unidos en el mercado internacional, que pasó de ser importador neto a uno de los mayores productores de hidrocarburos en el mundo. Lo anterior ha afectado notablemente el panorama al reforzar la disminución de la demanda mundial por energía fósil, resultado de la menor dinámica económica del mundo actual, y generar una sobreoferta de hidrocarburos que contribuye a la continua disminución de precios.

Bajo este panorama internacional de producción, los proyectos de exploración se ven fuertemente afectados, debido a la disminución de los incentivos a llevar a cabo las inversiones necesarias para que se realicen. Así, las compañías petroleras restringen su potencial de inversión a países donde sus retornos esperados son mayores y donde las condiciones de producción sean más favorables. Con esto, Colombia se puede ver afectada al contar con cuellos de botella que dificultan la explotación de los recursos no renovables del país y que le restan competitividad en comparación con otros paises.

Así las cosas, resulta de gran importancia que el país desarrolle políticas tendientes a solucionar los cuellos de botella actuales y a 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.

[71] http://www.economist.com/blogs/economist-explains/2014/12/economist-explains-4

Con respecto a los cuellos de botella de la producción hidrocarburífera colombiana, el análisis propuesto en los determinantes de la producción del presente estudio, estudió la problemática correspondiente a la demora en licencias ambientales, los problemas de seguridad, los inconvenientes del manejo de las comunidades y la influencia del *government take* en la producción petrolera. Por tanto, las propuestas de políticas tendientes a solucionar los cuellos de botella, se centrarán en estos problemas. Por su parte, las políticas de incentivos a la producción se concentrarán en los procesos correspondientes a yacimientos offshore y costa afuera, entendiendo que el primer componente comprende en sí incentivos para la producción de hidrocarburos en general.

Las demoras en el licenciamiento ambiental en Colombia constituyen un desincentivo a la inversión del sector petrolero. Identificadas como uno de los principales cuellos de botella por los actores clave del sector, las demoras en las licencias generan 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 del organismo encargado (ANLA) y solucione los procesos represados, es un paso en la dirección correcta del que se pueden tener resultados a partir del próximo año. Para esto, es necesario que se haga un seguimiento riguroso del plan propuesto, donde se estipulen fechas esperadas de resultado que faciliten los procesos de evaluación.

Por su parte, los problemas de seguridad también afectan de forma contundente la producción, generando una pérdida significativa en los niveles producidos, así como sobrecostos para garantizar el flujo continuo del recurso. Además, los atentados sobre la infraestructura petrolera incrementan la oposición de las comunidades, al sufrir estos efectos colaterales, por la presencia de petroleras en su región. Se espera que este problema se solucione en buena medida con el desescalamiento del conflicto y la eventual 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 propuesta acertada que, si bien no constituye una solución definitiva, ha mostrado buenos resultados para contener los ataques a la infraestructura petrolera. Por consiguiente, es recomendable continuar reforzando los planes de seguridad de las zonas petroleras y gasíferas colombianas, como señal del interés del Estado en el cuidado del sector, que motive la llegada de la inversión.

Un tercer cuello de botella para el sector son los problemas de entorno social con las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los proyectos petroleros. Los bloqueos de las comunidades impiden que la actividad hidrocarburifera se realice y ante estos impedimentos, se retrasa la producción esperada, disminuyendo los niveles efectivos de

explotación. Si bien el manejo de las comunidades plantea serios retos para la formulación de políticas en pro de la explotación de los recursos no renovables del país, es claro que es necesario propiciar el acercamiento entre comunidades y compañías petroleras, acción donde el papel del Estado es clave. Así mismo, 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. Por lo tanto es importante mantener una política estatal petrolera estable, que no incremente el *Government Take*, particularmente en una coyuntura de contracción de los ingresos petroleros como la actual. Como se pudo ver en este estudio, los niveles de Governement Take en el país aún se encuentran en un nivel medio por lo cual todavía podría existir un margen para realizar dicho aumento, si ello se hace en un momento opotuno, de aumento en los ingresos petroleros, sin incrementar la tributación marginal a la inversión y concentrándose en los pozos más rentables. 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 Ecopetrol en la producción de hidrocarburos en el país, es necesario replantear el papel del gobierno en el manejo de la compañía. Por varios años Ecopetrol ha financiado una parte importante del presupuesto general de la nación con recursos provenientes de las utilidades, repartiendo dividendos en porcentajes de las utilidades superiores a lo que es usual en otras compañías del sector o de otros sectores. Sin embargo, con la caída en los precios internacionales estos ingresos se van a ver reducidos, por lo cual será necesario un redireccionamiento estratégico de la compañía. Esto implicará necesariamente 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. En consecuencia, es clave que el gobierno como parte de la junta directiva de la empresa logre un balance entre las necesidades de financiación del presupuesto nacional y las necesidades de la empresa para hacerle frente a la coyuntura actual del sector.

Por último, 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 costa adentro. Así las cosas, se deben continuar promoviendo medidas que motiven la inversión en estos campos, siguiendo los modelos ya planteados de descuentos a los aportes por regalías para la producción de no convencionales y la creación de zonas francas exclusivas para los

servicios de la industria costa afuera, señalados en el presente trabajo. Por otro lado, es clave crear canales de comunicación con las comunidades, mediante los cuales se brinde asesoría y se realice una función pedagógica con información clara y verídica sobre estos procesos de exploración y explotación y sus repercusiones. De esta manera se esperaría reducir y mitigar los efectos que la producción en estos campos puede ocasionar gracias al impacto ambiental y social que generan.

4.2 Recomendaciones relacionadas con la transformación productiva y la política macroeconómica.

Como se ilustró en este trabajo, 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, como se vio en el primer capítulo, 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 proyecciones presentadas en los capítulos 2 y 3 sugieren una probabilidad alta de que en las dos próximas décadas observemos una reversión parcial de los fenómenos 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.

El nuevo impulso para los sectores transables de la economía vendrá especialmente de la depreciación generada por el debilitamiento de las exportaciones minero-energéticas, fruto de las virtudes del esquema de flexibilidad cambiaria vigente en Colombia, como se explica más adelante. Sin embargo, la productividad de esos sectores, especialmente del agropecuario y el industrial, ha registrado un preocupante estancamiento en los últimos años, lo que limita su capacidad de asumir el rol de dinamizadores de la economía. Por ello la situación actual y perspectivas del sector petrolero ponen de presente la necesidad de impulsar la agenda de la transformación productiva en Colombia. En particular, 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. En este campo la agenda de competitividad se ha quedado rezagada en múltiples aspectos.

En este contexto, el aprovechamiento de los tratados de libre comercio parece haber sido bastante modesto.

El diseño de la política macroeconómica tiene determinantes y complejidades que rebasan ampliamente el alcance de un trabajo como el presente, de carácter sectorial. Al poner en evidencia la magnitud e importancia de grandes ciclos en variables como el precio internacional del petróleo, que deben ser consideradas exógenas para una economía como la colombiana, los resultados obtenidos en este trabajo permiten resaltar la importancia de mantener y reforzar las estrategias macroeconómicas que contribuyan a suavizar esos ciclos y que faciliten la adopción de políticas contracíclicas. Entre esas estrategias se destaca por un lado la flexibilidad cambiaria que ha mantenido el Banco de la República en un contexto de política monetaria guiada por metas de inflación y, por otro lado, la estrategia de estabilización fiscal implícita en la Ley 1473 de 2011, mejor conocida como Ley de Regla Fiscal.

En lo que se refiere a la flexibilidad cambiaria, es claro de los ejercicios de simulación realizados en este trabajo que la tasa de cambio actúa como un importante factor de estabilización macroeconómica y fiscal ante los ciclos generados por el sector de hidrocarburos. Es así como el impacto fiscal de la caída de cerca de 40% en los precios del petróleo que se ha observado en el segundo semestre de 2014 ha sido compensado en más de un 50% por el aumento en la tasa de cambio, gracias al cual los ingresos en pesos del sector caen mucho menos de lo que caen los ingresos en dólares. La flotación cambiaria constituye uno de los grandes logros de la política macroeconómica de las últimas décadas en Colombia y tiene como prerrequisito una inflación bajo control y un muy alto grado de credibilidad en las metas de inflación establecidas por el Banco de la República. De nada serviría una tasa de cambio nominal oscilando si esas oscilaciones se tradujeran en movimientos de la misma magnitud en el nivel general de precios de la economía. Afortunadamente ello no sucede así bajo la estrategia actual de inflación objetivo del Banco de la República, la cual constituye una inmensa ventaja para el país en el manejo de circunstancias como la actual.

El acatamiento de la regla fiscal constituye también uno de los grandes avances de la política macroeconómica colombiana, al haber establecido metas de balance fiscal estructural. Aunque se trata de una normatividad muy reciente en Colombia, la experiencia en otros países con reglas similares ha mostrado ser muy favorable para la estabilización macroeconómica. Cabe resaltar que los movimientos temporales en los precios del petróleo constituyen, dentro de la regla, uno de los factores que permite desviaciones entre el balance fiscal observado y las metas predeterminadas de balance estructural. Este hecho debería conducir a que el sector público ahorre, con menores

déficits o mayores superávits, en las épocas de auge petrolero, a la vez que en épocas de bajos precios del crudo se le facilite tener mayores déficits y suavizar los procesos de ajuste macroeconómico. A pesar de estos movimientos cíclicos, es claro que ante una reducción notoria y sostenida en los niveles de precios internacionales de los hidrocarburos, tal como la que podría darse a partir del desplome reciente en esos precios, las finanzas públicas deben ajustarse, ya sea mediante menor mayores impuestos o mediante recortes al gasto público, algo que ciertamente puede tener costos importantes en términos de la capacidad para llevar a cabo programas de política pública de importancia para el país.

Las mayores restricciones fiscales que va a enfrentar el país por cuenta de la reducción en los ingresos petroleros deben ser también una oportunidad para mejorar la calidad del gasto público. En la definición de los proyectos de inversión del Gobierno deberían introducirse explícitamente consideraciones beneficio-costo que, con contadas excepciones, no hacen parte del proceso de decisión presupuestal. En los casos en los cuáles no hay evidencias sobre el impacto de políticas específicas, debería utilizarse mucho más el diseño de pilotos que luego puedan ser replicables y escalables si muestran evaluaciones de impacto positivas. Al final, se trata de aumentar el peso del componente técnico que debería tener el proceso de decisión sobre la inversión pública, de tal manera que haya un mayor equilibrio entre dicho componente y el componente político. Para lograr este objetivo es necesario mejorar sustancialmente la generación y uso de información pública, por ejemplo a través de mapas de información pública en temas y/o sectores críticos, y de la definición de políticas en manejo de información y definición de estándares en generación de información. El mejoramiento en la calidad de la gestión del Estado es una necesidad inaplazable.

4.3 Regalías y finanzas territoriales

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.

En primer lugar, en el futuro próximo probablemente se van a hacer efectivas las condiciones que señala el Parágrafo 2 transitorio del Acto Legislativo 005 de 2012, que establece mecanismos compensatorios para los departamentos y municipios productores cuando las asignaciones directas son inferiores al 40% de las asignaciones directas que, en promedio, recibieron entre 2007 y 2010 (a precios constantes de 2010). De acuerdo con las proyecciones de regalías de este estudio, la condición establecida en este parágrafo se

cumple en todos los escenarios, incluso en el escenario alto, para las asignaciones directas en los años comprendidos entre 2015 y 2020.

Adicionalmente, la institucionalidad del SGR (en cabeza de la Comisión Rectora) debe establecer la proporción de recursos que se ahorrarían 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. En este sentido se vuelve necesario acomodar una reducción gradual, pero sostenida de los gastos de inversión financiados con regalías, y/o de buscar una fuente alternativa de financiación.

A este respecto, la conclusión más importante del análisis realizado en este informe sobre el comportamiento de las finanzas territoriales de los municipios productores es que los ingresos por regalías desplazaron el esfuerzo fiscal propio, y en particular los recaudos por predial, que perdieron importancia de manera creciente. Con miras a los próximos diez años, los entes territoriales productores de hidrocarburos van a tener que incrementar sustancialmente su esfuerzo fiscal propio si quieren sostener tasas de inversión compatibles con el cierre de brechas sociales y mejoras en la competitividad local y regional.

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. La presencia del Gobierno Nacional en los OCADs, particularmente en los regionales y departamentales debería contribuir a promover esta agenda de una mejor inversión.

El escenario previsto de regalías para las dos próximas décadas es también 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.

Finalmente, con el propósito de promover una mayor exploración petrolera se debe considerar un incremento en el monto mínimo de regalías que reciben los municipios productores. Si bien la reforma reciente del sistema de regalías tuvo un impacto claramente positivo al permitir una mejor distribución de los recursos, llevándolos a las zonas más necesitadas, la reducción en los recursos que se quedan en el municipio productor puede haber sido excesiva en algunos casos y haber coadyuvado a la renuencia de las comunidades, muchas veces a instancia de los propios alcaldes, a aceptar inversiones petroleras (y mineras) en sus territorios.

Referencias

UPME. (2013). *Cadena del petróleo 2013.* Bogotá.

Aarts, P., & Renner, M. (1991). Oil and the Gulf War. *Middle Easte Report, 21*(171).

AlYousef, N. (2012). Determinants of Crude Oil Prices Between 1997-2011. *United States Asociation for Energy Economics*.

American Petroleum Institute. (2014). *Understanding Natural Gas Markets.* Washington: API.

ANH. (2014).

ANH. (2014). *ANH en datos.* Recuperado el 28 de Octubre de 2014, de ANH: http://www.anh.gov.co/ANH-en-Datos/Paginas/Cifras-y-Estad%C3%ADsticas.aspx

ANH. (2014). *Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país. Yacimientos no convencionales.* Bogotá.

Asociación Colombiana del Petróleo. (2013). *Informe Estadístico Petrolero.* Bogotá.

Asociación Nacional de Empresarios de Colombia (ANDI). (2009). *LA CADENA DE HIDROCARBUROS: una oportunidad para la industria Colombiana.* Bogotá.

Bentzen, J. (2007). Does OPEC influence crude oil prices? Testing for co-movements and causality between regional crude oil prices. *Applied Economics, 39*(11), 1375-1385.

British Petroleum. (2014). *BP Energy Outlook 2035.* BP.

CEPAL. (2013). *Rentas de recursos naturales no renovables en América Latina y el Caribe: Evolución y participación estatal 1990-2010.* Santiago de Chile: Serie Seminarios y Conferencias.

CNBC. (27 de Octubre de 2014). *Even $70 oil won't slow down U.S. shale growth: Strategist.* Obtenido de CNBC: http://www.cnbc.com/id/102124844

CNBC. (27 de Octubre de 2014). *OPEC may be forced to act on oil prices.* Obtenido de CNBC: http://www.cnbc.com/id/102123934

Colombia Energía . (2013). *Crudos pesados, la gran apuesta del sector.* Recuperado el 2014 de Noviembre de 04, de Colombia Energía|: http://www.colombiaenergia.com/node/75

Conning Asset Management. (2012). *The American Shale Gas Revolution: Fundamental Winners and Losers.* Hartford, Connecticut.

De Grauwe, P. (2009). Top-Down versus Bottom-Up Macroeconomics . *University of Leuven*.

Denning, L. (26 de 10 de 2014). *The Wall Street Journal.* Obtenido de Shale, Saudi Arabia and Islamic State Leave Oil Bulls Sweating: http://online.wsj.com/articles/shale-saudi-arabia-and-islamic-state-leave-oil-bulls-sweating-heard-on-the-street-1411929003

Ecopetrol. (Octubre-Noviembre de 2011). *Carta petrolera.* Recuperado el 5 de Noviembre de 2014, de Gas para todo: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta%20petrolera%20110/rev_gas2.htm

Ecopetrol. (Mayo de 2011). *Carta Petrolera.* Recuperado el 31 de Octubre de 2014, de Especial Stake Take: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera125/especial.htm

Energy Information Administration. (07 de 2007). *Short Term Energy Outlook Supplement: Why are oil prices so high?* Washington DC: EIA .

Energy Information Administration. (2014). *Colombia's report.*

Energy Information Administration. (2014). *International Energy Outlook.* Washington DC: US Energy Information Administration.

Energy Information Administration. (2014). *Liquid Fuelds And Natural Gas in the Americas.* Washington: EIA.

Energy Information Administration. (01 de 09 de 2014). *US Energy Information Administration*. Obtenido de Energy and Financial Markets: What Drives Crude : http://www.eia.gov/finance/markets/spot_prices.cfm

Energy Information Administration. (17 de 09 de 2014). *What Drives Crude oil Prices?* Obtenido de http://www.eia.gov/finance/markets/

Finley, M. (2012). The Oil Market to 2030 - Implications for Investment and Policy. *Economics of Energy & Environmental Policy*.

Foro Nacional Ambiental. (Mayo de 2011). *Las licencias ambientales y su proceso de reglamentación en Colombia.* Recuperado el 5 de Noviembre de 2014, de http://library.fes.de/pdf-files/bueros/kolumbien/08360.pdf

Goldman Sachs - Commodities Research. (2014). *Oil: The New Oil Order.* Nueva York: Goldman Sachs.

Hamilton, J. D. (2011). Historical Oil Shocks. *NBER Working Paper Series*(16790).

Hernández, G. (2011). *Matrices Insumo-Producto y Análisis de Multiplicadores: Una aplicación para Colombia .* Departamento de Planeación Nacional , Dirección de Estudios Económicos.

International Energy Agency. (2014). *GAS: Medium Term Market Report 2014.* Paris: IEA.

International Monetary Fund. (2005). *World Economic Outlook.* Washington DC: IMF.

Kaufmann, R., Dees, S., Karadeloglou, P., & Sanchez, M. (2004). Does OPEC Matter? An Econometric Analysis of Oil Prices. *The Energy Journal, 25*(4), 67-90.

Kopits, S. (30 de Julio de 2014). *Guest Blog: Hamilton has it right on oil - The Barrel Blog.* Obtenido de Platts: McGraw Hill Financial: http://blogs.platts.com/2014/07/30/peak-oil-forecasts/

Korin, A., & Woolsey, R. (2008). How to Break Both Oil's Monopoly and OPEC's Cartel. *3*(4), 35-38.

López, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. (2012). *La economía petrolera en Colombia .* Bogotá: Borradores de economía del Banco de la República.

López, E., Montes, E., Garavito, A., & Collazos, M. M. (2012). *La economía petrolera en Colombia.* Banco de la República. Bogotá: Borradores de economía.

Martínez, A. (Noviembre de 2012). El boom del petróleo en Colombia, instituciones y fundamentos del mercado. *Seminario 'La Explotación de Recursos Naturales en América Latina y sus Impactos Sobre el Desarrollo: Cadenas de Valor, Inversión Extranjera y Movilización de Recursos'*. Bogotá.

Martínez, A. (2013). *Estudios sobre los impactos socio-económicos del sector minero en Colombia: encadenamientos sectoriales.* Fedesarrollo, Bogotá.

McLennan, W. (s.f.). *Information Paper Australian National Accounts Introduction to Input-Output Multipliers.* AUSTRALIAN BUREAU OF STATISTICS.

Ministerio de Defensa Nacional . (Noviembre de 2013). *Logros de la Política Integral de Seguridad y Defensa para la Prosperidad .* Recuperado el 2014 de Octubre de 28, de http://www.atlas.com.co/sia/public/uploads/informe-preventivo/Logros_Sector_Defensa_Nov_2013(1).pdf

Ministerio de Minas y Energía . (15 de Marzo de 2012). *Colombia Oil & Gas.* Recuperado el 5 de Noviembre de 2014, de http://www.minminas.gov.co/minminas/downloads/UserFiles/File/Presentacion%20Oil%20%26%20Gas%20(Mar_15_2012).pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2013-2014). *Memorias al Congreso de la República.* Bogotá.

Ministerio del Interior. (2014). *Gestion de consulta previa 2003-20014. Enfoque sector petróleos.* Bogotá.

Olivera, M., Zuleta, L., Aguilar, T., & Osorio, A. (2011). *Impacto del sector de servicios petroleros en la eocnomía colombiana.* Fedesarrollo . Bogotá: Cuadernos de Fedesarrollo.

OPEP. (2008). *World Oil Outlook.* Vienna.

Perry, G., & Olivera, M. (2009). *El impacto del petróleo y la minería en el desarrollo regional y local en Colombia.* Bogotá: CAF, Documentos de trabajo.

Promigas . (2012). *Informe del Sector de Gas Natural.* Bogotá.

Reina, M., Oviedo , S., & Moreno, J. (2014). *IMPORTANCIA ECONÓMICA DEL SECTOR AUTOMOTOR EN COLOMBIA* . Fedesarrollo , Bogotá.

Rodríguez, G. A. (2011). *Proyectos y conflictos en relación con la consulta previa.* Medellín : Universidad de Medellín .

Rojas , N., & Forero , D. (2011). *BONANZA PETROLERA: ¿CÓMO APROVECHARLA?* Bogotá.

Smith, J. L. (2009). World Oil: Market or Mayhem? *Journal of Economic Perspectives, 23*(3), 145-164.

Termobarranquilla S.A. ESP. (2012). *Proyecto Terminal de GNL Costa Atlántica.*

UPME. (2013). *Cadena del petróleo 2013.* Ministerio de Minas y Energía, Bogotá.

UPME. (2014). *Plan de Abstecimiento de Gas Natural* . Bogotá.

UPME. (2014). *Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia.* Bogotá.

UPME-Subdirección de demanda. (2014). *Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia.* Bogotá.

Vicepresidencia Asuntos Económicos ACP. (Julio de 2014). *Informe Especial: Perspectivas Petroleras y Marco Fiscal Gobierno Nacional* . Recuperado el Octubre de 2014, de www.acp.com.co

Vicepresidencia de Asuntos Económicos-ACP. (Julio de 2014). *Ronda 2014 (preliminar): apetito por campos descubiertos y alta inversión en el offshore;moderado resultado en yacimientos convencionales y no convencionales* . Recuperado el Octubre de 2014, de http://www.acp.com.co/images/home/noticias/Ronda_colombia_2014/Resultados%20Ronda%20Colombia%202014-preliminar.pdf

Anexos

Anexo 1. Metodología para el cálculo de encadenamientos

La matriz insumo producto presenta el equilibrio de la oferta y la demanda en una economía de forma matricial, dando cuenta del consumo intermedio, el valor agregado y la demanda final de los bienes y servicios producidos en una economía en un periodo de tiempo. El cálculo de multiplicadores basados en la Matriz Insumo Producto (MIP) reposa en los siguientes supuestos[72]:

***Homogeneidad sectorial**:* cada sector produce solo un insumo. Es decir, existe producción primaria, pero no secundaria. Este último supuesto se puede relajar tal como se muestra más adelante.

***Invarianza de los precios relativos**:* Los precios de los insumos y los productos finales son iguales para todos los productores.

Hipótesis de proporcionalidad: La producción final varía exactamente en la misma proporción en que varíen los insumos. Los factores e insumos no son determinados por los precios relativos.

Hipótesis de aditividad: el efecto total sobre la producción de varios sectores es igual a la suma de efectos sobre la producción de cada uno de los sectores.

Suponiendo una tecnología constante en la producción de cada sector como el consumo, se puede describir la economía con la siguiente ecuación matricial:

$$X = A * X + Y \qquad (1)$$

Donde $X_{(nx1)}$ representa la producción de una economía con n sectores, y cada componente de dicho vector X_i, es la producción del sector i; A es la matriz de requerimientos técnicos de tamaño *nxn,* cuyos componentes a_{ij} son los coeficientes técnicos de la economía, y Y es el vector de demanda final.

Se entienden los coeficientes técnicos como la cantidad de insumo producido por la industria i requerido por la industria j para producir una unidad de producto, es decir:

[72] Hernández (2007)

$$a_{ij} = \frac{X_{ij}}{X}$$

La solución de la ecuación (1) presenta la forma general

$$X = (I - A)^{-1}Y = B * Y$$

Con $\mathrm{B} = (\mathrm{I} - \mathrm{A})^{-1}$, esta matriz se refiere a la inversa de Leontieff, la cual da cuenta de los requerimientos totales de la economía. Así mismo, esta matriz muestra el efecto multiplicador de un incremento exógeno de la demanda final, aspecto que no es capturado por la matriz de coeficientes técnicos.

Si se cumplen los supuestos exigidos por el modelo, la matriz A, que refleja la estructura de costos de cada sector, se calcula con base en la matriz de oferta (V) y la matriz de utilización (U) publicadas por el DANE, de la siguiente manera:

$$A = U(V^T)^{-1}$$

Sin embargo, el caso colombiano infringe el supuesto de homogeneidad sectorial porque la matriz de oferta diferencia entre rama y producto, dando paso a la producción secundaria. Bajo estas condiciones, la matriz de coeficientes técnicos debe calcularse de la siguiente manera:

$$A = U\hat{V}e^{-1}V\widehat{\hat{V}^T}e^{-1}$$

Para $\widehat{V}$ como la matriz de oferta diagonalizada y e como un vector de unos. De esta forma se calcula la matriz que servirá de insumo para calcular la matriz de Leontief, su inversa (B) y su matriz ampliada ($\bar{B}$). Estas últimas se conforman con la adición de una fila y una columna correspondientes a los ingresos y el consumo final de los hogares respectivamente.

De esta forma se tiene que el cálculo de los efectos se realiza de la siguiente manera:

Efecto directo: Es la sumatoria por columna de la matriz de coeficientes técnicos A, más el efecto sector.

Efecto indirecto: Sumatoria por columna de la matriz inversa de Leontief B, menos el efecto directo.

Efecto inducido: Sumatoria por columna de la matriz inversa de Leontief ampliada $\bar{B}$, menos los efectos directo e indirecto.

Efecto total: Es la suma de los efectos directo, indirectos e inducidos

Los efectos también son calculados para el valor agregado y sus componentes. El cálculo se realiza bajo el mismo procedimiento, pero con la construcción de una matriz de coeficientes técnicos que resulta de la siguiente operación:

Valor Agregado: Una Matriz VA diagonal donde cada elemento VA_{ii} contiene la relación VA_i/X_i con $VA_i =$ Valor agregado del sector i y $X_i =$a la producción del sector i.

Remuneración al trabajo: Una Matriz REML diagonal donde cada elemento $REML_{ii}$ contiene la relación $REML_i/X_i$ con $REML_i =$ Remuneración a los asalariados en el sector i y $X_i =$ producción del sector i.

Remuneración al capital: Una Matriz REMK diagonal donde cada elemento $REMK_{ii}$ contiene la relación $REMK_i/X_i$ con $REMK_i =$ Remuneración al capital en el sector i y $X_i =$ producción del sector i.

Anexo 2. Indicadores municipales: descripción de variables

Variable	Descripción	Fuente
Población	Población total municipal para el año 2010.	DANE
Regalías per cápita	Regalías directas por hidrocarburos per cápita periodo 2004-2013	Cálculos propios con base en ANH
Densidad poblacional	Personas por km2 para el año 2010	Cálculos propios con base en DANE e IGAC
Índice de ruralidad	Índice construido con base en PNUD(2011). Utiliza ponderado de distancias a las principales ciudades del pais y densidad poblacional.	Ramirez et al (2014)
PIB per cápita	PIB pér capita municipal 2011.	DANE
Vias(PyS)	Metros de vías primarias y secundarias por km2 de área municipal.	INVIAS
Ataques	Ataques de 1998-2005 de FARC, ELN y AUC.	
Empresas formales	Número de empresas formales por cada mil habitantes. Se consideran como empresas aquellas de 2 trabajadores o más.	Cálculos propios con base en PILA 2011
Propios-Inv	Proporción de la inversión financiada con recursos propios. 2005	Cálculos propios con base en SICEP-DNP
SGP-Ingresos	Proporción de ingresos totales representada por SGP. 2005	Cálculos propios con base en SICEP-DNP
Tasa de pobreza	Tasa de pobreza por IPM. 2005	DNP
Brecha	Brecha de pobreza en puntos porcentuales. 2005	DNP
Variación IPM	Reducción de pobreza por IPM-TC en puntos porcentuales para el periodo 1993-2005.	Ramirez et al (2014)

Anexo 3a. Modelo de ingresos por regalías y esfuerzo fiscal propio - Definición de variables

Variable	Nombre regresiones	Definición	Fuente
Predial per cápita	*Predialpc*	Ingresos por impuesto predial per cápita.	GAFDT-DDTS-DNP
Regalías hidrocarburos sobre ingresos totales	*Reg/IT*	Regalas directas por hidrocarburos sobre ingresos municipales totales.	UPME, GAFDT-DDTS-DNP
Regalías totales sobre ingresos totales	*Regtotales/IT*	Regalas directas totales sobre ingresos municipales totales.	GAFDT-DDTS-DNP
Transferencias sobre ingresos totales	*Trans/IT*	Transferencias sobre ingresos municipales totales	GAFDT-DDTS-DNP
Otros recursos propios per cápita	*Otros_pc*	Industria y Comercio, Sobretasa a la gasolina y otros ingresos tributarios per cápita.	GAFDT-DDTS-DNP
Población	*Población*	Población total a nivel municipal	DANE
Tasa de urbanización	*Tasaurba*	Proporción de población viviendo en cabecera sobre población total.	DANE
Años sin actualizar catastro urbano	*Años sin actualizar*	Años sin actualizar catastro urbano	IGAC
Municipios donde regalías por hidrocarburos representan más del 20% de los ingresos totales	*Más de 20%*	Variable dicótoma que indica si los ingresos por regalías por hidrocarburos representan más del 20% de los ingresos totales.	UPME, GAFDT-DDTS-DNP
Municipios donde regalías totales representan más del 20% de los ingresos totales	*Más de 20%_RT*	Variable dicótoma que indica si los ingresos por regalías totales representan más del 20% de los ingresos totales.	GAFDT-DDTS-DNP

Anexo 3b. Modelo de ingresos por regalías y esfuerzo fiscal propio - Promedios de variables de interés

Año	*Predial per cápita**	*Regalías hidrocarburos sobre ingresos totales*	*Regalías totales sobre ingresos totales*	*Transferencias sobre ingresos totales*	*Otros recursos propios per cápita**	*Población*	*Tasa de urbanización*	*Años sin actualizar catastro urbano*	*Municipios donde regalías por hidrocarburos representan más del 20% de los ingresos totales*	*Municipios donde regalías totales representan más del 20% de los ingresos totales*
2004	25.82	2.84%	4.33%	61.62%	40.54	38381.01	41.50%	6.22	5.00%	8.17%
2005	27.90	2.37%	3.51%	60.76%	45.15	38852.03	41.84%	6.14	3.54%	6.54%
2006	27.97	2.80%	4.13%	59.61%	50.30	39320.68	42.16%	5.10	5.27%	7.72%
2007	28.01	2.77%	4.55%	57.40%	58.15	39792.59	42.47%	4.68	4.18%	8.08%
2008	28.50	3.18%	4.77%	61.65%	56.76	40267.42	42.76%	4.91	5.00%	8.45%
2009	31.25	2.48%	4.77%	60.06%	62.79	40745.37	43.05%	5.21	4.18%	8.17%
2010	30.96	3.22%	5.42%	59.13%	72.34	41226.08	43.32%	5.42	6.36%	10.08%
2011	32.07	4.33%	6.95%	52.76%	84.15	41710.64	43.58%	5.87	9.72%	14.90%
Total muestra	29.06	3.00%	4.80%	59.12%	58.79	40036.98	42.59%	5.45	5.40%	9.01%

**Miles de pesos constantes de 2010.*

Anexo 4: Escenarios Distribución departamental de los Fondos de Compensación Regional, Desarrollo Regional y Ciencia y Tecnología 2015-2024

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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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

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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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

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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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
Quindio	$ 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