

Julio · 2015

Panorama Petrolero ·
Indicadores Petroleros ·

INFORME DE COYUNTURA PETROLERA



FEDESARROLLO

Centro de Investigación Económica y Social

INFORME DE COYUNTURA PETROLERA

FEDESARROLLO

DIRECTOR EJECUTIVO

LEONARDO VILLAR

INFORME DE COYUNTURA PETROLERA

EDITOR

MAURICIO REINA

ASISTENTE DE INVESTIGACIÓN

SEBASTIÁN MACÍAS ROJAS

OFICINA COMERCIAL

TELÉFONO: 325 9777

EXT. 340

COMERCIAL@FEDESARROLLO.ORG.CO

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

WILLIAM CRUZ CORREDOR

IMPRESIÓN

LA IMPRENTA EDITORES S.A.

WWW.LAIMPRENTAEDITORES.COM



Calle 78 No. 9-91 | Tel.: 325 97 77

Fax: 325 97 70

www.fedesarrollo.org.co

Bogotá, D.C., Colombia

Índice

Editorial.....	5
Panorama petrolero.....	7
El sector petrolero en la economía colombiana	7
Evolución reciente	12
Efectos de los cambios recientes en el mercado	18
Perspectivas 2015-2016.....	23
¿Qué pasará en materia de precios?	24
¿Cómo está Colombia en materia de competitividad frente a los países de la región?	27
Indicadores petroleros	29
Producción y reservas.....	29
Sector externo	32
Escalafones	34
Referencias	37

Editorial

La caída de los precios internacionales del petróleo que se inició a mediados de 2014 ha puesto de presente la gran importancia que adquirieron los hidrocarburos para la economía colombiana en los últimos años. Aunque la participación del sector en el Producto Interno Bruto (PIB) no es demasiado significativa, los ingresos que genera se convirtieron en una fuente de financiación muy importante en dos frentes que son clave para garantizar la estabilidad macroeconómica del país: el externo y el fiscal.

Las cifras son elocuentes. En 2014 la producción petrolera representó entre 5% y 6% del PIB nacional, una participación similar a la que tenía en 2001. En contraste, la importancia del sector para las cuentas externas y las finanzas públicas creció de manera mucho más acelerada en ese lapso. La participación de las exportaciones petroleras en el total de la ventas externas del país pasó de un poco menos de 30% a más de 50% en el mismo periodo, y los capitales foráneos destinados al sector pasaron del 20% al 30% del total de la inversión extranjera directa que llegó al país, generando así un gran caudal de divisas para la economía. Entre tanto, la participación de la renta derivada del petróleo en los ingresos del gobierno nacional pasó de 10% en 2001 a cerca del 23% en 2013, convirtiéndose en una de las fuentes sectoriales de ingresos públicos más relevantes.

Estas cifras revelan la magnitud de los retos que enfrenta la economía colombiana, después de que los precios internacionales del crudo cayeran alrededor de 60% entre mediados de 2014 y comienzos de este año. Y aunque las cotizaciones internacionales se han recuperado gradualmente en los últimos meses, el análisis del mercado internacional y la producción doméstica sugiere que el país debe prepararse para vivir con una menor renta petrolera que la que tuvo en el pasado reciente.

Este informe de Coyuntura Petrolera ofrece un análisis de los factores que propiciaron el fortalecimiento del sector petrolero, las circunstancias que desataron su crisis y los retos que enfrentan las autoridades económicas en el nuevo entorno.

El análisis muestra la coincidencia que se presentó entre el inusitado crecimiento de los precios internacionales, que se multiplicaron por cinco en menos de una década, y el estímulo a la producción que representó la decisión del gobierno de impulsar una profunda reforma al sector en 2003. Cambios como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la transformación de la estructura empresarial de Ecopetrol arrojaron como resultado que el número de contratos de exploración y producción en el país pasara de 21 en 2004 a 48 en 2012, haciendo que la producción asociada a este tipo de contratos pasara de 6.000 barriles diarios en 2007 a 146.000 en 2013, un incremento de 2.600% en sólo seis años.

Pero una situación de auge sostenido de precios, que induce grandes aumentos en la producción, corre el riesgo de ser insostenible en el tiempo. En este caso el aumento de los precios internacionales fue aprovechado por uno de los grandes actores del mercado mundial, Estados Unidos, que impulsó de manera vigorosa la producción de recursos no convencionales, y en menos de un lustro logró reducir sus necesidades de importaciones de crudo de dos tercios de su consumo interno a sólo un tercio. Esta situación se convirtió en un factor de preocupación para los países miembros de la OPEP (responsables de cerca del 40% de la producción mundial de crudo) que si bien derivaban grandes ingresos de las altas cotizaciones, también observaban cómo esas circunstancias permitían a un gran cliente como Estados Unidos desarrollar una estrategia de autoabastecimiento exitosa.

Eso explica que Arabia Saudita, uno de los países más poderosos de la OPEP, haya tomado la decisión de dejar de restringir sus exportaciones, propiciando así la caída de los precios que sorprendió a la economía mundial desde mediados del año pasado. En este contexto, está claro que el futuro de los precios internacionales dependerá esencialmente de dos factores: la capacidad de Estados Unidos de mantener su autoabastecimiento con la producción de recursos alternativos en un entorno de precios más bajos, y la reacción que tengan Arabia Saudita y otros miembros de la OPEP ante distintos escenarios de importaciones estadounidenses.

A esta nueva realidad de los precios mundiales se suma un panorama poco promisorio de la producción nacional de crudo. Si bien en lo corrido de este año la producción ha vuelto a alcanzar el nivel de 1 millón de barriles diarios que fue tan esquivo en 2014, no hay que olvidar que el país sólo tiene reservas para alrededor de siete años y que las perspectivas de nuevos hallazgos son precarias. A los pobres resultados de la Ronda Colombia de 2014, en la que se ofrecieron bloques para nueva exploración a inversionistas internacionales con una tasa de adjudicación de apenas 27%, se suma ahora el desincentivo de la caída de los precios internacionales y la competencia de un mercado muy atractivo para la exploración como el mexicano, que ha vuelto a llamar la atención de los inversionistas después de haber implementado una profunda reforma a su sector petrolero.

Las implicaciones macroeconómicas de esta nueva situación son significativas. La caída del precio del petróleo ha afectado sensiblemente el panorama externo y la situación fiscal de la economía colombiana. Las estimaciones presentadas en este informe apuntan a que el déficit en cuenta corriente para 2015 será del 6.5% del PIB, 1.3% mayor que el estimado para el 2014. Estas cifras contrastan con el déficit observado en 2013 y el estimado para 2016, que ascienden a 3.4% y 4.9% del PIB, respectivamente.

En lo que se refiere a la situación fiscal, el panorama tampoco es alentador. Las estimaciones de Fedesarrollo, con base en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014, muestran que el impacto fiscal de la caída de los precios del petróleo sobre los ingresos corrientes del GNC sería cercano a los \$18 billones de pesos. No obstante, el impacto fiscal podría reducirse a la mitad gracias a los efectos de la depreciación cambiaria, que eleva el valor en pesos de lo percibido por cada barril exportado. Adicionalmente, el impacto negativo solo se sentirá plenamente en 2016, por cuanto las empresas pagan impuestos y dividendos sobre los ingresos del año anterior.

Esta situación conlleva retos para las autoridades económicas en varios frentes. Por una parte, es esencial garantizar la financiación del déficit de Cuenta Corriente, que este año llegará a un inquietante nivel superior al 6% del PIB. De otra parte, si bien el gobierno tiene margen para flexibilizar sus finanzas públicas este año, según lo prevé la Regla Fiscal para situaciones en que caen los precios del petróleo y se desacelera la economía, en 2016 será necesario presentar una nueva reforma tributaria al Congreso que permita solventar el faltante generado por la caída de la renta petrolera.

Si las autoridades logran sortear con éxito las complejas circunstancias externas y fiscales de este año y el entrante, a partir de 2017 la economía podría retomar una senda de crecimiento superior al 4% anual, como la que se ha registrado en buena parte de este siglo.

Por supuesto que el camino no está exento de riesgos, como los que pueden surgir si el sistema financiero internacional pierde confianza en economías como la colombiana, golpeadas por la caída de los precios de las materias primas, o los que podrían derivarse de un potencial acuerdo entre el gobierno y las FARC que no contemplara las restricciones fiscales. Pero si no hubiera tales perturbaciones, un manejo idóneo de la política económica debería llevar a la economía a un puerto seguro.

Panorama petrolero

A lo largo de este siglo, el petróleo ha ido consolidando una creciente importancia para la economía colombiana. Hoy en día el sector de hidrocarburos aporta cerca del 5% del PIB y algo más del 20% de los ingresos corrientes del gobierno nacional central. Su importancia para el desarrollo de las regiones en la actualidad es notable, en la medida en que los ingresos por regalías constituyen una importante fuente de recursos para los gobiernos territoriales.

En esta primera edición del **Informe de Coyuntura Petrolera**, dedicamos la sección de *Panorama Petrolero* a un análisis detallado de la relevancia del sector para la economía colombiana. Esta sección se organiza de la siguiente manera: en una primera subsección se ilustra el desarrollo reciente del sector, a través de la importancia que tiene para distintos agregados macroeconómicos como el Producto Interno Bruto (**PIB**), las exportaciones, los ingresos corrientes del gobierno nacional central (**GNC**) y la inversión extranjera directa (**IED**). En la segunda subsección se evalúan los cambios recientes del mercado, diferenciando los efectos de las modificaciones que han tenido la oferta y la demanda sobre las cotizaciones internacionales del crudo. En la tercera subsección se evalúan los impactos de estas alteraciones sobre la economía colombiana. Finalmente, la cuarta subsección desarrolla las más importantes perspectivas que se tienen para el sector durante lo que resta del 2015 y el 2016.

El sector Petrolero en la Economía Colombiana

Desde el año 2000, el valor de la producción colombiana de petróleo ha registrado una dinámica importante (ver *Gráfico 1*). Esto se ha dado, principalmente, por dos factores: la escalada en los precios internacionales del crudo durante la primera década del milenio, y los efectos de las reformas internas del sector que le han permitido mantener niveles de inversión en exploración y producción (**E&P**) adecuados.

Sobre los precios es importante recordar que, entre 2002 y 2014, la cotización internacional WTI creció anualmente a una tasa promedio de 14.4%, pasando de USD\$20 por barril en enero de 2002 a USD\$105 por barril en junio de 2014.

Este incremento inusitado en los precios se dio gracias a la combinación de varios fenómenos a nivel global. Por un lado, la capacidad no utilizada de la OPEP fue particularmente baja en el periodo 2004 – 2008, afectando la capacidad de reacción de esta organización ante interrupciones en el suministro y generando presiones alcistas sobre las cotizaciones del crudo. Por otro lado, la oferta mundial de petróleo registró un lento crecimiento frente a las particularmente buenas cifras de desempeño económico y demanda de crudo a nivel global. Otros factores importantes que permiten entender esta escalada en los precios son aquellos relacionados con los cuellos de botella en el sector de refinación, las tensiones geopolíticas en distintas latitudes y la activa especulación en los mercados financieros (Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar, 2014).

El segundo elemento que explica el incremento en el valor de la producción en Colombia fue la reforma que se hizo al sector a través del Decreto Ley 1760 de 2003. Hacia finales de la década de los noventa, las reservas y la producción de petróleo venían decreciendo y se esperaba que el país tuviera que importar petróleo para 2003. A principios de la década de los 2000, la intensidad del conflicto armado interno, junto al temor de la pérdida de autosuficiencia y la falta de competitividad del país frente a los vecinos, abonaron el terreno para la reforma estructural que se implementaría con el decreto ya mencionado (Olivera & Perry, 2012).

De acuerdo con Olivera & Perry (2012), la reforma de 2003 abarcó cuatro medidas fundamentales para el

sector: i. la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH); ii. la modificación de la estructura orgánica de Ecopetrol; iii. la creación de la sociedad Promotora de Energía en Colombia S.A.; y iv. la escisión de Ecopetrol. Estas medidas permitieron que los roles de supervisión y regulación pasaran a la ANH, dando a Ecopetrol las funciones propias de una empresa petrolera.

Esta reforma permitió, entre otras cosas, que se generara una mayor competitividad para atraer capitales de riesgo en exploración y explotación de hidrocarburos. De acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2014), los actuales contratos de concesión para la exploración y explotación de hidrocarburos en

Colombia incorporan una serie de incentivos orientados a garantizar la competitividad del país en esa materia. Por ejemplo, los concesionarios asumen el 100% del riesgo de la inversión, reciben el 100% de la propiedad de la producción tras el pago de regalías, gozan de libertad operacional y se comprometen a un programa mínimo exploratorio. En conjunto, estos elementos permitieron que entre 2006 y 2013 hubiera un crecimiento neto del 61.92% en las reservas probadas de petróleo, pasando de 1510 millones de barriles en 2006 a 2445 millones de barriles en 2013. Con el propósito de lograr una mejor comprensión de las cifras, el Recuadro 1 ilustra brevemente la cadena de producción de petróleo en Colombia.

Recuadro 1. Cadena de Producción de Petróleo en Colombia

De acuerdo con la ANH, la cadena de producción del sector petrolero se refiere a todas aquellas actividades económicas ligadas a la exploración, producción, transporte, refinación y comercialización de los productos del sector. En general, la cadena se divide en dos áreas:

Upstream

- Sísmica
- Perforación
- Producción

Downstream

- Refinación
- Transporte
- Comercialización

Las actividades de *Upstream* se refieren a todas las actividades de exploración y producción, mientras que el *Downstream* se refiere a las tareas de refinamiento del petróleo y a la comercialización y distribución de los productos derivados.

En general, la cadena de petróleo tiene la siguiente estructura:



Las actividades a, b, c y d hacen parte del área de Upstream del sector, mientras que las actividades e, f y g hacen parte de las actividades de Downstream.

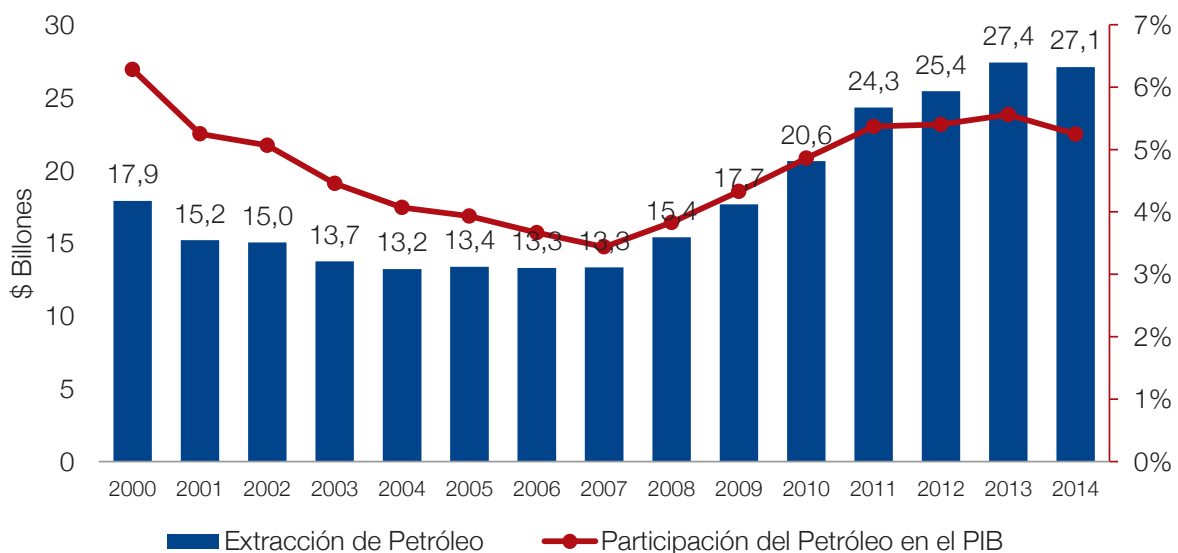
El aumento en el valor de la producción ha incrementado el dinamismo del sector y su trascendencia para la economía colombiana, pues su desempeño incide directamente sobre el de algunos de los principales agregados macroeconómicos. En primer lugar, entre 2000 y 2013, la actividad petrolera representó, en promedio, un 4.68% del PIB (ver Gráfico 1). Entre el periodo 2000 y 2007, la participación de la actividad petrolera cayó del 6.28% al 3.44%, pasando de 17.9 billones de pesos a 13.3 billones. Esta caída se explica por el estancamiento en las reservas probadas y la producción de petróleo. Según la ANH (2014), entre 2003 y 2006 las reservas probadas se mantuvieron casi inalteradas, pasando de 1542 millones de barriles en 2003 a 1510 millones en 2006. Así mismo, los niveles de producción del crudo se mantuvieron alrededor de los 530,000 barriles de petróleo diarios en el mismo periodo de análisis.

Esa tendencia fue contrarrestada a través del aumento sustancial en los niveles de reservas y producción, por cuenta de los nuevos contratos de exploración y producción (E&P). A 2013, según datos de la ANH, el número de contratos de E&P activos era de 309. Entre 2004 -justo después de la reforma- y 2012, los contratos de E&P firmados aumentaron en un 129%, pasan-

do de 21 a 48 en menos de una década. Este dinamismo repercutió directamente sobre el nivel de reservas probadas y la producción, las cuales ascendieron a 2445 millones de barriles y cerca de 1.014.932 barriles promedio diarios, respectivamente, para 2013. En 2014, estas sufrieron una contracción cercana al 5.6% y 2.6%, respectivamente, de modo que las reservas cayeron a 2308 millones de barriles y la producción se contrajo a niveles cercanos a los 988.082 barriles promedio diarios.

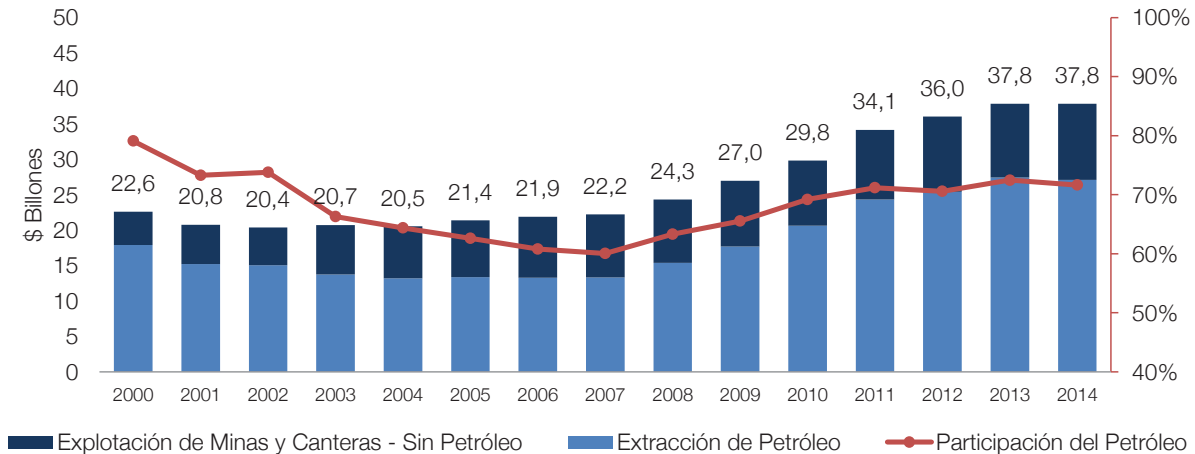
En lo que corresponde a la gran rama de minas y canteras, la participación de la actividad petrolera en el periodo 2000-2014 fluctuó alrededor del 68.28%, mostrando una caída neta del 19.05% entre 2000 y 2007, y un aumento neto del 11.60% entre 2007 y 2014 (ver Gráfico 2). Para el 2014, el PIB del sector de minas y canteras se mantuvo inalterado frente al 2013, aunque la rama de actividad petrolera cayó en un 1.15%. Esta contracción respondió al estancamiento en la producción de petróleo a causa de los recortes en el suministro durante el segundo trimestre de 2014. En cifras de producción mensuales, la variación interanual en la producción de crudo en 2014 fue de -1.53%, mientras que en el 2013 fue del 6.59%.

Gráfico 1. Participación de la Actividad Petrolera en el PIB.
Precios Constantes 2005



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Cálculos de Fedesarrollo.

Gráfico 2. Participación de la Actividad Petrolera en la Gran Rama de Minas y Canteras.
Precios Constantes de 2005



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Cálculos de Fedesarrollo.

El segundo agregado macroeconómico que consideramos en este análisis es el de las exportaciones. Antes del repunte petrolero que tuvo lugar desde 2007, la participación de las exportaciones petroleras dentro del total de ventas externas del país ascendía, en promedio, a 27.64%. Esto cambió en 2007 y desde ese entonces la participación de las exportaciones petroleras en el total ha sido, en promedio, del orden del 42.51%. Entre 2013 y 2014, hubo una contracción neta del 2.43% en esta participación, pasando del

55.22% al 52.8% (ver Gráfico 3). La principal explicación a este fenómeno fue la caída en los precios de crudo, la cual afectó fuertemente el desempeño de las exportaciones petroleras en la medida que el precio por barril se contrajo en cerca del 50% entre julio y diciembre de 2014. De lo anterior vale la pena destacar que entre 2007 y 2014 la participación de la actividad petrolera en las ventas externas se dobló, pasando de representar un 24.40% de las exportaciones totales a un 54.79%.

Gráfico 3. Participación de las Exportaciones Petroleras en las Exportaciones Colombianas



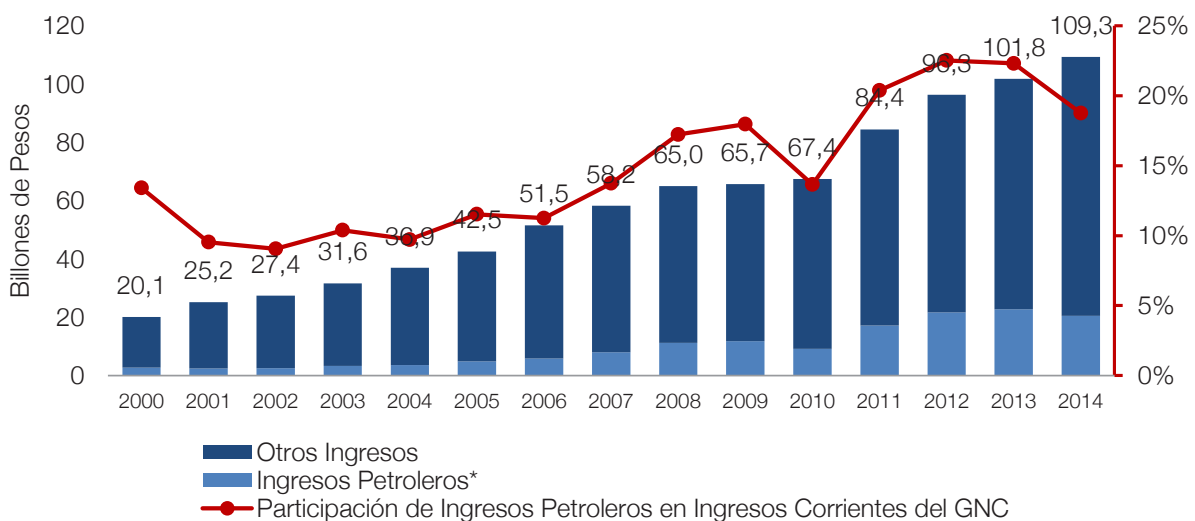
Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE). Cálculos de Fedesarrollo.

Otra dimensión que merece atención es la incidencia de la actividad petrolera sobre los ingresos corrientes del gobierno nacional central (GNC). La importancia del desempeño del sector petrolero en las perspectivas fiscales del país no es despreciable, pues una distorsión del sector acarrea mayores esfuerzos públicos para evitar un deterioro en la posición fiscal. Esto cobra una especial importancia en el panorama actual, si se tiene en cuenta que la desaceleración de los países emergentes y los eventuales incrementos en las tasas de interés por parte de la Reserva Federal pueden restringir los flujos de capitales hacia Colombia y limitar la financiación de los recursos faltantes para mantener el nivel del gasto público.

Por último, uno de los factores que más ha aportado al crecimiento económico en los últimos años ha sido la inversión extranjera directa (IED). En lo corrido de este siglo, la consolidación de la seguridad jurídica y física en el país permitió que las perspectivas de inversión se fortalecieran. La inversión extranjera directa se multiplicó más de 9 veces, pasando de 1700 millones de dólares en 2002 a 16054 millones en 2014, una variación absoluta del 833%.

En el último lustro, el rol de la actividad petrolera dentro de este agregado macroeconómico ha sido importante, en la medida en que aporta cerca del 30% de toda la IED que recibe el país. Sin embargo, en el

Gráfico 4. Participación de los Ingresos Petroleros en los Ingresos Corrientes del GNC.

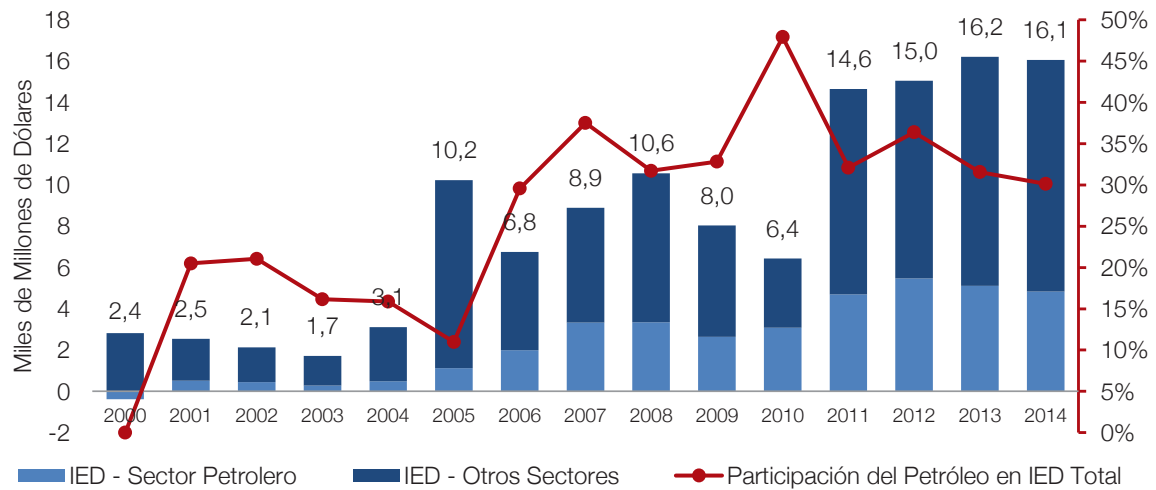


Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Tomado del Informe Estadístico Petrolero de la ACP.

Con lo anterior en mente, conviene evaluar el aporte de las rentas petroleras en los ingresos del GNC. De acuerdo con los datos contenidos en el Informe Estadístico Petrolero de la Asociación Colombiana de Petróleos (2015), entre 2000 y 2007 los ingresos petroleros aportaron, en promedio, el 11.08% de los ingresos corrientes del GNC. En contraste, entre 2008 y 2014, el aporte ascendió hasta un 18.97%. La mayor participación se tuvo en el año 2012 con el 22.53%, correspondiente a cerca de 23 billones de pesos (ver Gráfico 4).

periodo comprendido entre 2000 y 2003 esto no fue así. La IED fue particularmente baja, ascendiendo, en promedio, a 2208 millones de dólares y la participación de la inversión en el sector petrolero estuvo alrededor de un 14.4%. En contraste, en el periodo 2004 – 2014, la IED tuvo un mejor comportamiento, ubicándose cerca de los 10541 millones de dólares, con una participación de la inversión en petróleo muy cercana al 30.59% del total (ver Gráfico 5).

Gráfico 5. Participación de la IED en Petróleo en la Inversión Extranjera Directa en Colombia



Fuente: Banco de la República. Cálculos de Fedesarrollo.

Estas cifras confirman la importancia del sector petrolero para la economía colombiana. Su desempeño tiene fuerte incidencia sobre las finanzas del gobierno en la medida en que más de la quinta parte de los ingresos corrientes del GNC provienen, hasta el 2014, de las rentas petroleras. Más de la mitad de las exportaciones nacionales son petróleo y derivados, siendo este el *commodity* con mayor participación en toda la canasta exportadora. Finalmente, la inversión extranjera directa depende en un 30% de la inversión en petróleo, cifra nada despreciable si se tiene en cuenta que hace una década representaba el 16%. En este contexto, los recientes cambios en el mercado pueden afectar las perspectivas de la economía colombiana en el corto y mediano plazo y por eso es importante entender la magnitud de los mismos.

Evolución Reciente

Los últimos 15 años del mercado internacional del petróleo estuvieron marcados por fuertes incrementos en materia de precios y el desarrollo de recursos no convencionales, principalmente en Estados Unidos y Canadá. En conjunto, estos dos fenómenos alteraron por completo el escenario mundial, poniendo en tela de juicio el rol preponderante de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y mostrando que los países emergentes son los llamados a jalar los crecimientos en la demanda que se verán en los próximos años. El Recuadro 2 explica la estructura del mercado global de petróleo y las tendencias más recientes en su desempeño.



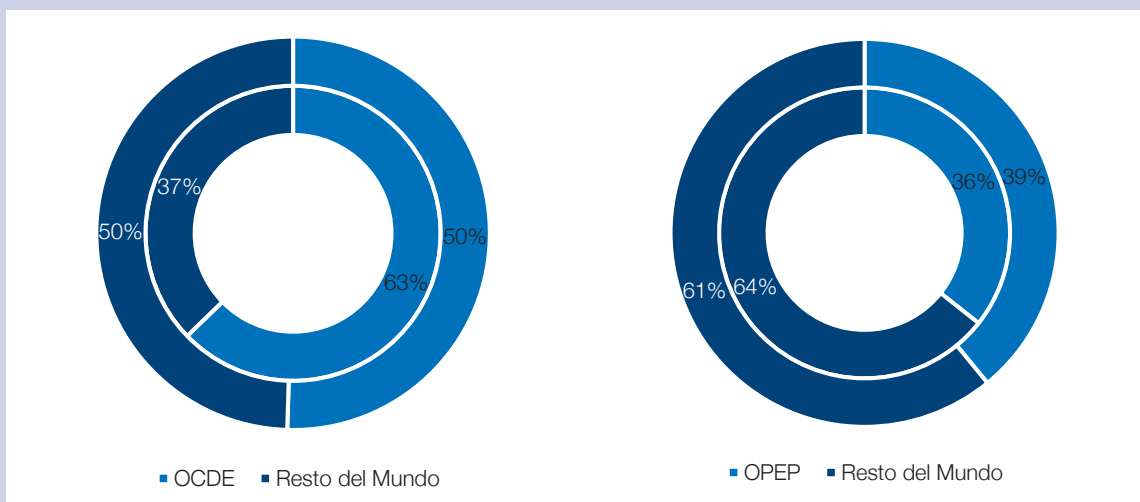
Recuadro 2. Mercado Mundial de Petróleo

El mercado mundial de petróleo está conformado por países demandantes y oferentes del crudo. Según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos (**EIA**), en 2014 la producción mundial de petróleo ascendió a un promedio de 93.002.700 barriles diarios, mientras el consumo, en 2013, se ubicó en los 91.194.800 barriles diarios. Las características de demandantes y oferentes inciden en la formación de los precios internacionales de crudo. La formación de inventarios, la capacidad de la OPEP para responder a recortes en el suministro, los costos y las innovaciones en la exploración y producción, la especulación a través de instrumentos financieros, así como factores climáticos y de geopolítica son, en conjunto, las variables más relevantes para entender el comportamiento de los precios.

Por el lado de la demanda, los países consumidores están divididos según sus niveles de ingreso y eficiencia energética. Estas distinciones son más fáciles de entender según los países sean miembros o no de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (**OCDE**). Generalmente los países miembros tienen economías desarrolladas con altos niveles de eficiencia energética. En contraste, los no miembros son economías en vías de desarrollo y emergentes con altos requerimientos energéticos causados por las necesidades de transporte y urbanización. La ilustración 1(a) muestra la composición del consumo mundial según la membresía a la OCDE. Como se puede ver, en los últimos 20 años, el consumo ha crecido con mayor fortaleza en las economías emergentes. Esta tendencia se mantendrá en el largo plazo y se espera que próximamente el consumo de emergentes supere al de las economías desarrolladas.

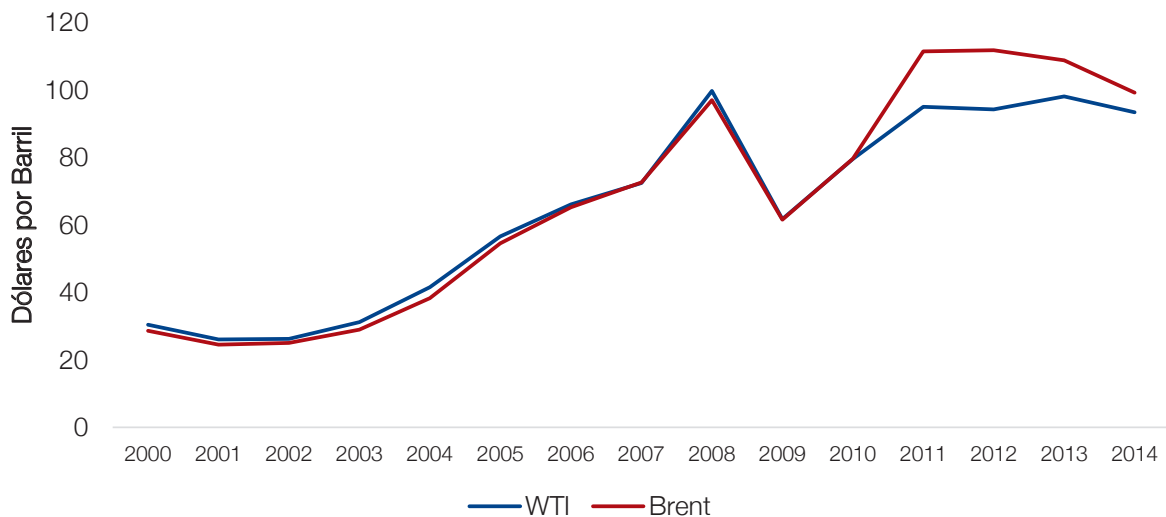
En lo que tiene que ver con la oferta, esta se divide entre dos tipos de países: i. aquellos agrupados dentro de la Organización de Países Exportadores de Petróleo; y ii. Aquellos no alineados con esa organización. Generalmente la OPEP establece cuotas de producción que le permite ejercer control sobre los precios, al limitar las cantidades ofrecidas al mercado. La ilustración 1(b) caracteriza la composición de la producción mundial de petróleo, mostrando que en los últimos 20 años el papel de la OPEP se ha fortalecido. No obstante, los recientes desarrollos de recursos no convencionales en Estados Unidos, principalmente, afectan el papel de la OPEP y, en particular, de Arabia Saudita, logrando reconfigurar por completo el mercado mundial.

Ilustración 1. Composición del (a) Consumo y (b) la Producción Mundial de Petróleo (1990 y 2013)



Fuente: Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar (2014).

Nota: Los anillos interiores corresponden a 1990 y los externos a 2014, en el caso de la producción y a 1990 y 2013, en el caso del consumo.

Gráfico 6. Precios Internacionales de Petróleo. 2000-2014.

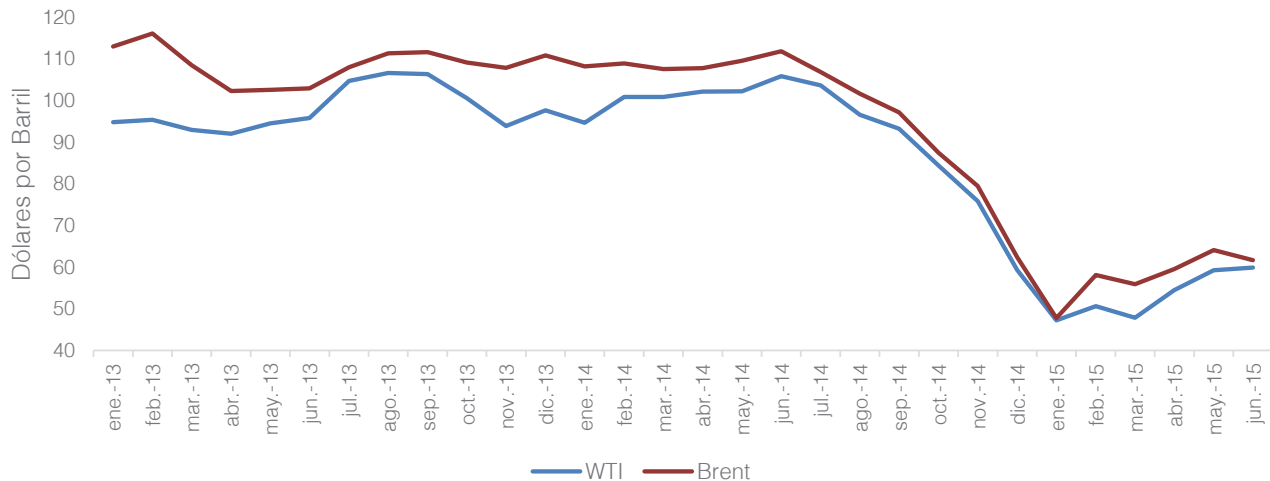
Fuente: Administración de Información Energética (EIA).

Desde 2000 y hasta junio de 2014, los precios internacionales de crudo experimentaron una fuerte subida y posterior estabilización en valores cercanos a los USD\$100 por barril (*ver Gráfico 6*). Sin embargo, también existieron periodos de fuertes caídas en las cotizaciones internacionales. Particularmente, la crisis financiera global de 2008, el levantamiento civil en Libia en 2011 y distintas tensiones geopolíticas a lo largo de la década dan cuenta de estas destorcidas en los precios.

Más recientemente el mercado experimentó una fuerte descolgada en los dos precios internacionales de referencia. Entre enero de 2013 y junio de 2014, el precio WTI fluctuó alrededor de los USD\$98.95

por barril, mientras que el precio Brent promedió los USD\$108.73 en el mismo periodo. En la tercera semana de junio de 2014, los precios empezaron a mostrar señales de debilitamiento. A partir de julio de 2014 y hasta enero de 2015, los precios WTI y BRENT cayeron USD\$53.01 y USD\$ 48.07, respectivamente. En términos porcentuales, la caída promedio de los dos precios fue del orden del 48.37%, siendo la del WTI mucho más pronunciada con un 51.2%, frente al 45.6% que mostró el Brent (*ver Gráfico 7*). Desde febrero de 2015, los precios empezaron a mostrar señales de recuperación que podrían mantenerse en el mediano plazo. Identificar las razones detrás de la caída puede ayudar a entender el fenómeno petrolero más importante de los últimos años.

Gráfico 7. Precios Internacionales de Petróleo. Enero 2013 – Junio 2015.



Fuente: Administración de Información Energética (EIA).

La caída en los precios fue un fenómeno que coyuntural que pocos esperaban pero que estará latente durante los próximos años. El desarrollo de los recursos no convencionales en Estados Unidos, traducido en menores importaciones, el deseo de Arabia Saudita de mantener su liderazgo en el mercado, la recuperación del dólar y la estabilidad en las fuentes de oferta son algunos de los elementos que pueden ayudar a entender el porqué de la descolgada en los precios.

En los últimos años, Estados Unidos había logrado aprovechar los altos precios del crudo haciendo cuantiosas inversiones en el desarrollo de nuevas tecnologías de E&P de petróleo. Particularmente, el desarrollo de los recursos no convencionales en sus cuencas, así como las tecnologías de recuperación mejorada, permitieron que Estados Unidos recuperara una posición favorable en el mercado mundial de petróleo. De acuerdo con los datos de la EIA, entre 2004 y 2012, las importaciones netas de petróleo como porcentaje del consumo interno en Estados Unidos tuvieron una caída neta del 27.31%, pasando del 60.33%, en 2004, al 33.02%, en 2012.

Este cambio estructural en la demanda estadounidense tuvo una fuerte incidencia sobre el cambio de postura por parte de la OPEP. Esta organización siempre se ha mostrado a favor del establecimiento de cuotas

de producción que permitan mantener los precios altos. Al menos así lo fue hasta noviembre de 2014, cuando muchos esperaban que restringiría sus cuotas para presionar una nueva elevación de los precios. En reunión sostenida en ese mes, la organización decidió mantener las cuotas que tenía hasta entonces, en un intento por precipitar, aún más, la caída en los precios y hacer inviables muchos proyectos de recursos no convencionales, principalmente en Estados Unidos. Esta visión es compartida por el grupo de investigaciones de Goldman Sachs, quienes han identificado un claro cambio en la función de reacción de la OPEP (Goldman Sachs - Commodities Research, 2014).

En lo que se refiere a la oferta en el Medio Oriente, las tensiones geopolíticas han mermado en el último lustro y el área de influencia del Estado Islámico está lejos de la infraestructura petrolera de Irak y Siria. Estos hechos, junto a las señales de recuperación en la oferta de Libia, permite ver que, hoy en día, la oferta mundial de crudo es mucho más estable que en la década del 2000.

Por otro lado, la demanda mundial de petróleo se debilitó durante el 2014. Este debilitamiento respondió principalmente a la desaceleración de la economía mundial y a la revisión a la baja en las expectativas de crecimiento para el 2014 y 2015. En el 2014, las cuatro

ediciones del *World Economic Outlook*, producido por el Fondo Monetario Internacional (FMI), revisaron a la baja las perspectivas de crecimiento económico de varios países del mundo (ver *Tabla 1*). En enero de 2014 se esperaba que las economías avanzadas crecieran, en promedio, en un 2.2%, mientras que los emergentes a una tasa del 5.1%. Esto cambió drásticamente durante todo el 2014. En octubre, el FMI ya ubicaba la expectativa de crecimiento de las economías avanzadas en un 1.8% y la de los emergentes en un 4.4%.

Tabla 1. Perspectivas de Crecimiento Económico 2014

País o Región	WEO Enero 2014	WEO Abril 2014	WEO Julio 2014	WEO Octubre 2014	WEO Abril 2015
Economías Avanzadas	2,2%	2,2%	1,8%	1,8%	1,8%
Estados Unidos	2,8%	2,8%	1,7%	2,2%	2,4%
Zona Euro	1,0%	1,2%	1,1%	0,8%	0,9%
Emergentes	5,1%	4,9%	4,6%	4,4%	4,6%
China	7,5%	7,5%	7,4%	7,4%	7,4%
Latinoamérica	3,0%	2,5%	2,0%	1,3%	1,3%
Medio Oriente	3,3%	3,2%	3,1%	2,6%	2,6%

Fuente: Fondo Monetario Internacional. *World Economic Outlook*.

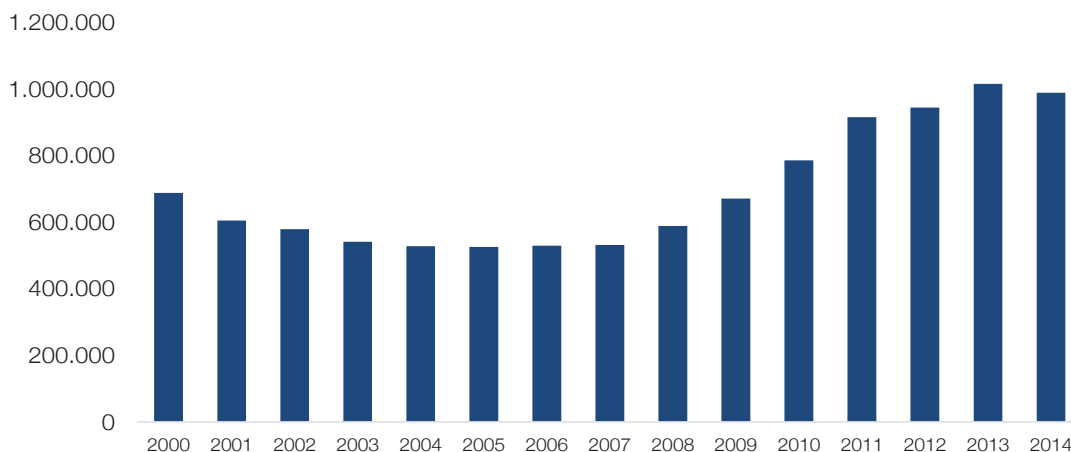
En conjunto, estos elementos configuraron un escenario donde prevaleció una oferta estable de crudo y una demanda constantemente amenazada por las perspectivas de crecimiento económico, imponiendo

fuertes presiones a la baja en los precios, que como ya se dijo terminaron por llevarlos a niveles inferiores a los USD\$50.

De manera paralela a la discusión de precios, es importante evaluar cuál ha sido el desempeño reciente de la producción colombiana de petróleo. Como ya se mencionó, la producción en Colombia comenzó a recuperarse a partir del año 2007. En el periodo comprendido entre 2000 y 2006, la producción diaria promedio fue de 570.547 barriles de petróleo. Entre estos dos años, la producción nacional tuvo una caída neta del 23.04%, pasando de 687.303 barriles diarios en el año 2000 a 528.927 barriles en 2006 (ver *Gráfico 8*).

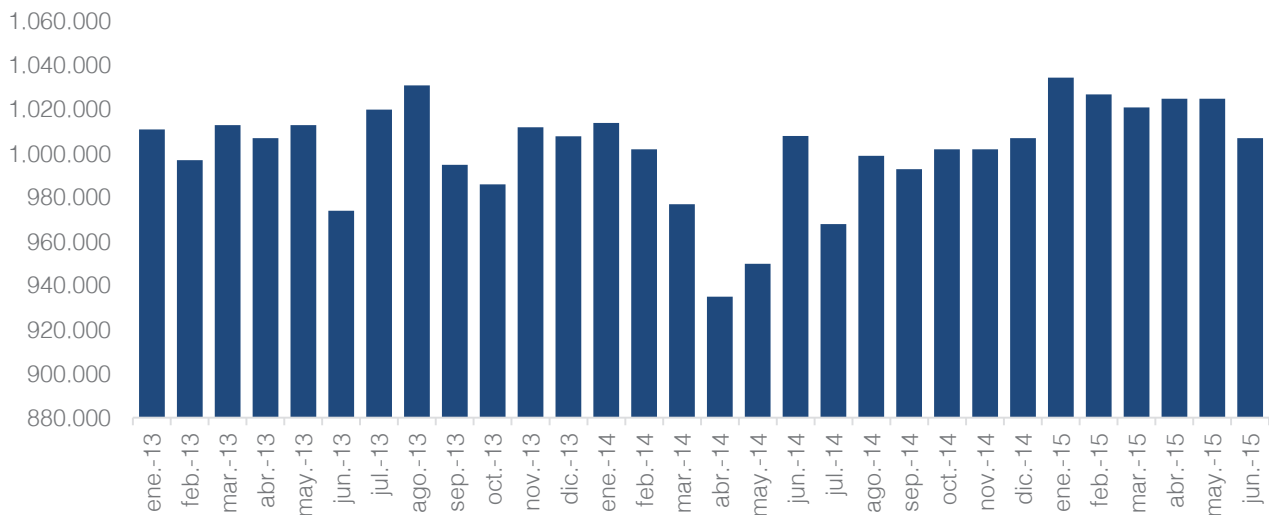
Los cambios regulatorios del sector y, en particular, la generación de incentivos para las actividades de E&P permitieron que a partir de 2007 la producción colombiana volviera a elevarse. En el periodo de 2006 a 2013, la producción nacional creció 91.44%, pasando de 528.927 barriles a 1.014.932 barriles de petróleo por día. Como ya se vio, esta recuperación permitió que la participación del sector en el PIB, las exportaciones, la IED y las cuentas fiscales del gobierno nacional central aumentara ostensiblemente. Sin embargo, entre 2013 y 2014 hubo una contracción del 2.6% en la producción, pasando de 1.014.932 barriles diarios en 2013 a 988.082 barriles promedio diario en 2014 (ver *Gráfico 8*).

Gráfico 8. Producción Colombiana de Petróleo. 2000-2014.
Cifras en Barriles de Petróleo Diarios.



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

Gráfico 9. Producción Colombiana de Petróleo. Enero 2013 – Junio 2015.
Cifras en Barriles de Petróleo Diarios.



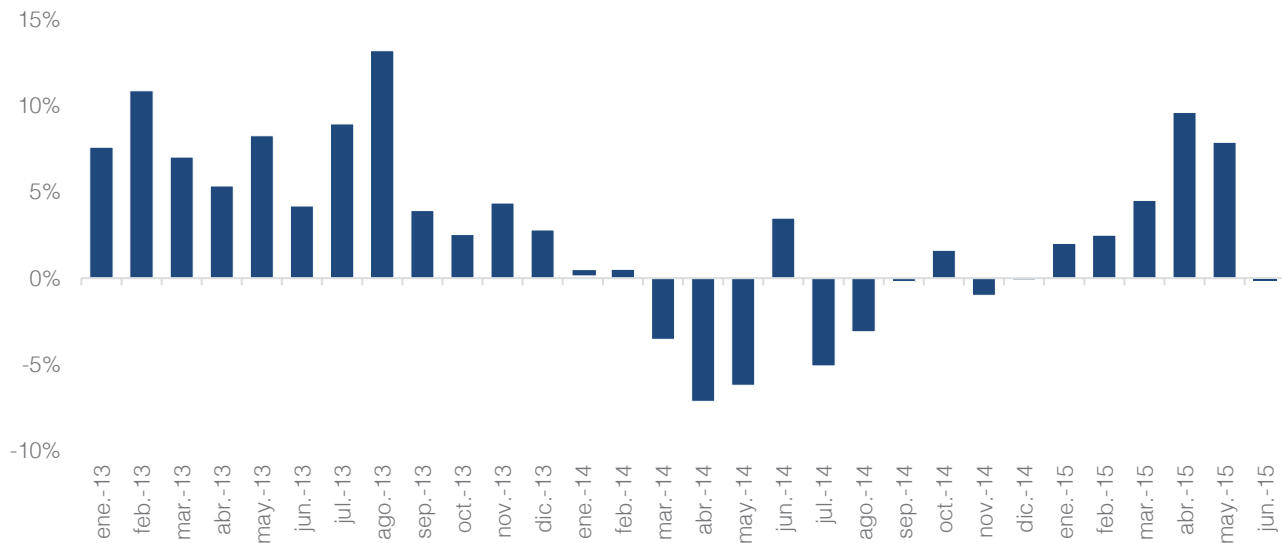
Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

Esta contracción en la producción de petróleo durante el 2014 se explica principalmente por los bajos niveles de producción en los meses de marzo, abril, mayo y julio. La producción promedio del 2014 ascendió a cerca de 988.000 barriles de petróleo por día. El nivel de producción de estos meses se ubicó por debajo del promedio anual con 977.000, 935.000, 955.000 y 968.000 barriles de petróleo diarios, respectivamente (ver Gráfico 9). La caída en la producción de estos meses se explica, principalmente, por los bloqueos de las comunidades indígenas al oleoducto Caño Limón – Coveñas y a las alteraciones del orden público que obligaron al cierre de varios campos (Rodríguez Uribe, 2014). La producción empezaría su recuperación a partir de agosto de 2014, pero aún con valores inferiores a los observados durante los mismos meses del año de 2013.

De la misma manera, cuando se analizan las cifras de crecimiento interanual en la producción para el periodo de referencia (enero 2013 – junio 2015) se observa que la producción aumentó durante el 2013 con una tasa promedio de crecimiento interanual del 6.59% para los doce meses del año (con una tasa máxima del 13.20% en agosto de 2013 y una tasa mínima del 2.54% en octubre del mismo año). En contraste, la producción durante el año 2014 se contrajo significativamente, presentando tasas promedio de variación interanual del -1.71%. En este año, el mes con mayor crecimiento fue junio, con una tasa del 3.49%, mientras que el de menor crecimiento, o mayor decrecimiento en este caso, fue abril con una cifra de -7.15% (ver Gráfico 10). Finalmente en lo corrido del 2015, los niveles de producción se han mantenido por encima del millón de barriles, gracias a la estabilización en las condiciones de seguridad y la ausencia de bloqueos.



Gráfico 10. Producción Colombiana de Petróleo.
Variación Porcentual Interanual



Fuente: Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

En síntesis, la articulación de la caída en los precios internacionales de petróleo con el estancamiento de la producción durante el 2014 ha generado efectos negativos para las perspectivas de corto y mediano plazo del sector en Colombia. En particular, existe preocupación sobre los efectos de la destorcida petrolera en los ingresos del gobierno nacional central, la tasa de cambio, y las perspectivas de crecimiento de la economía en los próximos años. Como veremos más adelante, en lo corrido del 2015 ha habido un repunte en las cotizaciones internacionales de crudo y la producción se ha logrado mantener por encima del millón de barriles. No obstante, la fuerte reducción en las actividades de exploración y el surgimiento de México como un destino atractivo para las inversiones petroleras ha causado revuelo, disminuyendo la producción esperada a partir de 2016.

Efectos de los Cambios Recientes en el Mercado

Como ya se ha explicado, durante 2014 la actividad petrolera en Colombia se contrajo como resultado de

un periodo prolongado de precios bajos y un estancamiento ostensible en los niveles de producción del crudo. Sobre el primer elemento, los análisis apuntan a que las causas asociadas a la fuerte caída fueron la estabilidad en la oferta de crudo, la contracción en el crecimiento económico mundial, el cambio en la postura de la OPEP y la aparente viabilidad de los proyectos de recursos no convencionales con precios más bajos que los inicialmente esperados. En relación con el estancamiento en la producción colombiana, las alteraciones del orden público, los cuellos de botella en materia de licenciamiento ambiental y las consultas previas, junto a los bajos precios, incidieron en los niveles de producción observados durante el 2014.

Los efectos macroeconómicos de estos dos fenómenos son evaluados en esta subsección. Para entender la incidencia sobre la estructura fiscal, el Recuadro 3 presenta un breve esbozo sobre los ingresos fiscales provenientes de la actividad petrolera.

Recuadro 3. Ingresos Fiscales por Actividad de Petróleo en Colombia

En Colombia, los ingresos fiscales provenientes de la actividad petrolera se dividen principalmente entre la ANH, Ecopetrol, el Gobierno Nacional y los gobiernos territoriales. Los ingresos pueden provenir de dos fuentes: la extracción de crudo, y la refinación y venta de combustibles derivados del petróleo.

Producción de Crudo

Los ingresos por producción de crudo se derivan de cuatro fuentes: i. la contratación; ii. las regalías; iii. el impuesto al transporte; y iv. La retención en la fuente a las exportaciones de crudo. Con respecto a la primera fuente, existen dos tipos de contrato: contratos de evaluación técnica y contratos de exploración y producción. En el primer caso, el contratista reconocerá y pagará una sola vez a la ANH un derecho económico en dólares que dependerá de la duración del contrato. En el contrato de E&P, se prevén derecho a favor de la ANH derivados del uso del subsuelo y de precios altos. Por el subsuelo, el contratista debe pagar a la ANH un derecho en dólares igual a la multiplicación del número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada por un valor previamente definido por la ANH. Finalmente, para los precios altos, y cuando la producción acumulada de hidrocarburos supere los cinco millones de barriles o el precio WTI supere un precio base previamente definido, el contratista debe pagar a la ANH una participación en la producción neta de regalías.

Con respecto a las regalías, el valor a pagar por el contratista se calcula como:

$$HpM \times PR \times USD\$ \times TCP = \text{Valor regalías en pesos}$$

En esa ecuación, HpM representa los hidrocarburos producidos en un mes, PR es el porcentaje de regalías¹, USD\$ es el precio en dólares por barril y TCP es la tasa de cambio promedio. Los recursos por concepto de regalías se distribuyen mediante el Sistema General de Regalías (SGR) de la siguiente manera²:

- 10% para el Fondo de Ciencia, Tecnología e Innovación.
- 10% para ahorro pensional territorial.
- Hasta un 30% para el Fondo de Ahorro y Estabilización.
- Los recursos restantes se dividen de la siguiente manera: 20% para las asignaciones directas y 80% para los Fondos de Compensación Regional y Desarrollo Regional (60% y 40% respectivamente).

El impuesto al transporte es un mecanismo creado por la Nación que busca compensar a los municipios no productores por donde pasan los oleoductos o gasoductos. El cobro del impuesto se realiza trimestralmente siguiendo la fórmula que se relaciona a continuación.

$$\text{Volumenes Transportados} \times \text{Porcentaje} \times \text{Tarifa Transporte por Barril}$$

Los recursos provenientes de este impuesto deben destinarse a inversiones de infraestructura social que hagan parte del plan de desarrollo del municipio.

1 Entre 8 y 25%, según la Ley 756 de 2002 o 20% con la Ley 141 de 1994. El porcentaje depende del volumen de producción por campo.
2 De acuerdo con el Acto Legislativo 05 de 2011 y la Ley 1530 de 2012.

Finalmente, la retención en la fuente a las exportaciones de crudo consiste en una tarifa establecida por el gobierno, la cual no podrá ser superior al 10% del respectivo pago o abono en cuenta, y que se aplica a los ingresos por concepto de exportación de hidrocarburos y demás productos mineros.

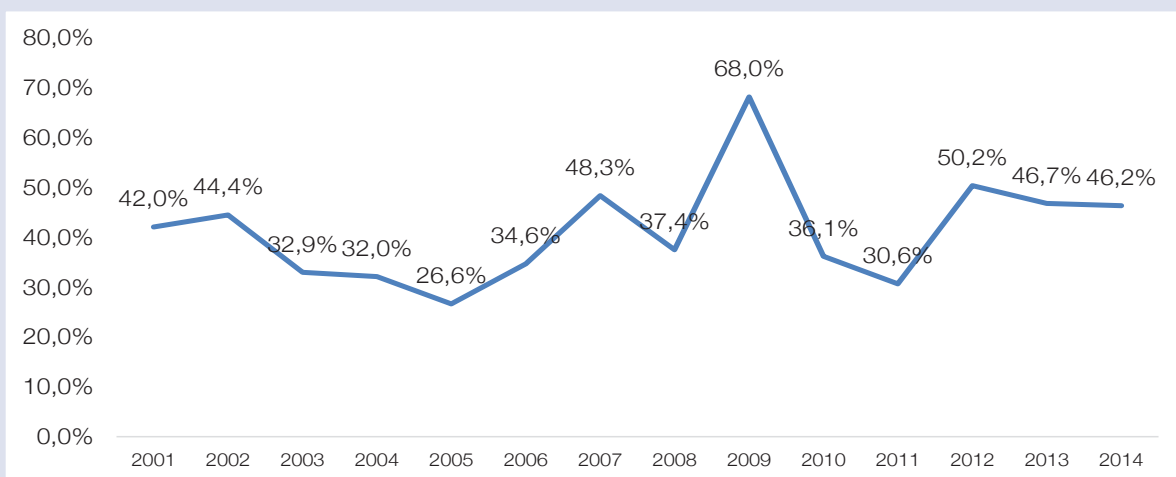
Refinación y Venta de Combustibles Derivados

Los ingresos por la refinación y venta de combustibles derivados del petróleo se obtienen principalmente de los impuestos a la gasolina y el ACPM, de la formación de los precios de los combustibles y los dividendos e impuestos a la renta pagados por Ecopetrol. En primer lugar, los impuestos a la gasolina son tres: i. IVA; ii. Global; y iii. Sobretasa. El IVA es un impuesto indirecto del 16% sobre el precio base de liquidación, y se aplica a la venta de ACPM, gasolina motor corriente o extra. Por su lado, el impuesto global es fijado por el Ministerio de Minas y Energía a través de unos valores base de liquidación ajustados por la meta de inflación que fije el Banco de la República. La Ley 681 de 2001 establece los valores para el impuesto global en moneda nacional y pesos constantes de 2001. La sobretasa a la gasolina tiene dos tarifas según si es ACPM o Gasolina. En el primer caso, se establece una sobretasa del 6%, cobrada por la Nación y distribuida en 50% para el mantenimiento en la red vial nacional y 50% para los departamentos. En el caso de la gasolina, se establece que la tarifa total de la sobretasa es del 25%, de los cuales 18.5% son de la tarifa municipal y distrital y 6.5% de la departamental.

La segunda fuente de ingresos corresponde a cómo los impuestos son incorporados en la estructura del precio de los combustibles. En el caso colombiano, los impuestos representan, en promedio, cerca del 30% de las ventas totales nacionales para la gasolina y 17% para el ACPM.

Por último y no menos importantes, los dividendos pagados por Ecopetrol son los ingresos más importantes para el gobierno nacional central. Los dividendos son un porcentaje de las utilidades que Ecopetrol transfiere a la Nación, quien es su accionista mayoritario. En promedio y durante la última década, los dividendos han representado el 41.5% de los ingresos petroleros de la nación.

Ilustración 2. Aportes de los Dividendos de Ecopetrol a los Ingresos Petroleros de la Nación

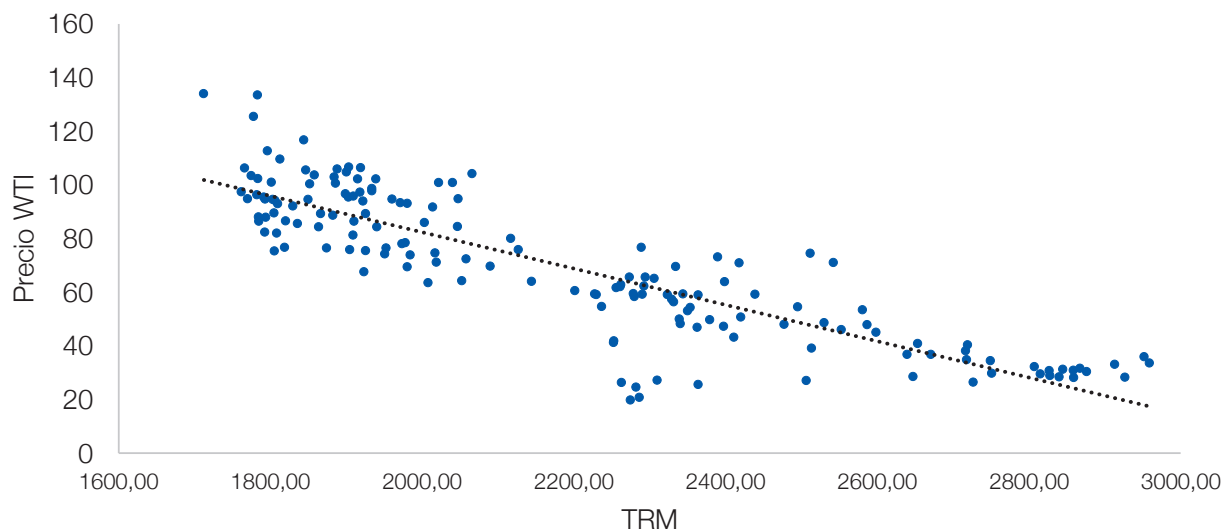


Fuente: Datos del Ministerio de Hacienda. Cálculos de Fedesarrollo

En primer término, es importante evaluar el efecto directo que acarrea una descolgada en los precios internacionales de petróleo. La tasa de cambio es la variable que primero se ajusta a un choque de esta naturaleza, dado que Colombia es una economía pequeña y abierta y tiene un régimen cambiario en el que la tasa de cambio flota con ligeras intervenciones marginales del Banco de la República. En efecto, cuando se evalúa el comportamiento de la tasa representativa

del mercado (**TRM**) y el precio WTI se encuentra que hay una relación negativa entre estos dos (*ver Gráfico 11*). Esto quiere decir que cuando caen los precios de petróleo, la tasa de cambio se eleva porque ingresan menos dólares a la economía. El hecho que más de la mitad de las exportaciones colombianas sean de petróleo implica que el ajuste es mucho más rápido que en una economía con una oferta exportable más variada.

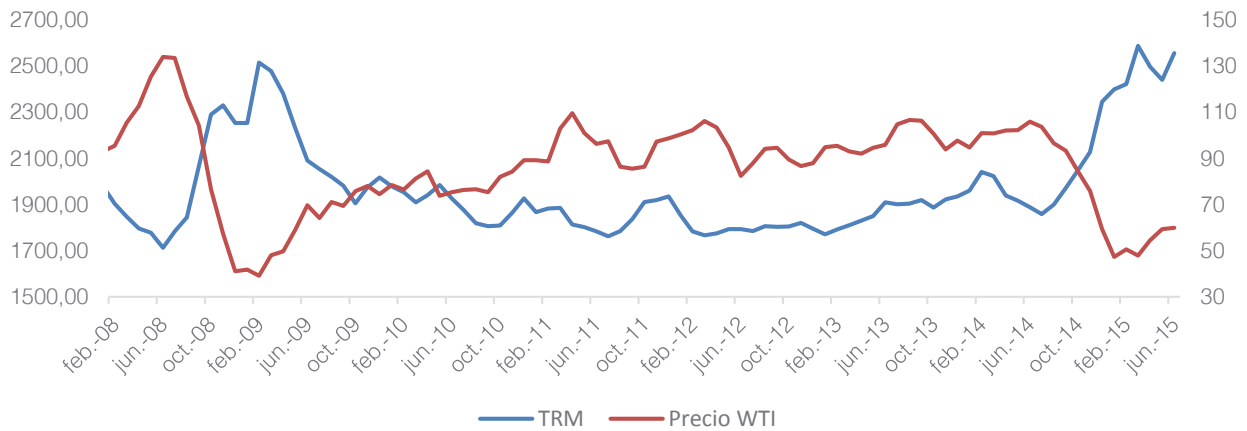
Gráfico 11. Relación entre Precio WTI y la Tasa Representativa del Mercado



Fuente: Administración de Información Energética y Banco de la República.

En el periodo comprendido entre septiembre de 2009 y septiembre de 2014, la tasa representativa del mercado fluctuó alrededor de los \$1874 pesos. Sin embargo, desde julio de 2014, Colombia empezó a enfrentar un fenómeno de depreciación que llevó la tasa representativa del mercado a valores superiores a los \$2500 pesos. Este fenómeno coincidió con la

descolgada de precios internacionales de petróleo. Así, entre julio de 2014 y febrero de 2015, la tasa representativa del mercado presentó una variación positiva neta de 30.23%, mientras que el precio WTI presentó una variación neta de -51.17% (*ver Gráfico 12*).

Gráfico 12. Tasa Representativa del Mercado y Precio WTI (2008 - 2015)

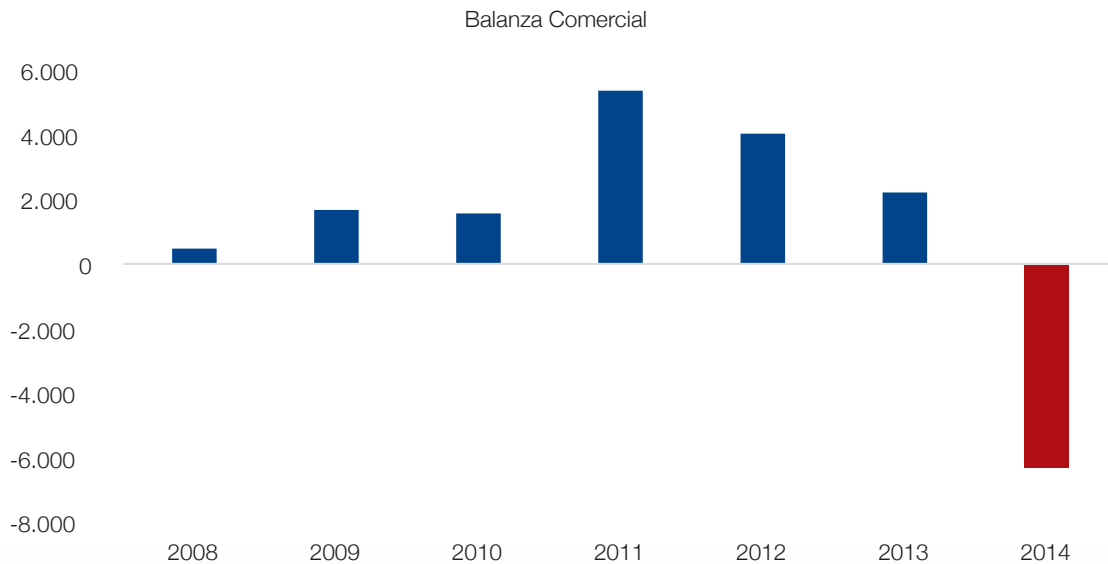
Fuente: Administración de Información Energética y Banco de la República.

La caída del precio del petróleo ha afectado sensiblemente la balanza comercial de Colombia. Según el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, en 2014 la balanza comercial colombiana habría acumulado un déficit de 6.293 millones de dólares, la cifra negativa más alta desde que se tiene registro. En contraste, entre 2008 y 2013, la balanza comercial presentó, en promedio, un superávit de 2.547 millones de dólares. En el último lustro, 2012 fue el

primer año que registró una contracción en la balanza comercial. La variación frente al 2011 fue del -24.92%, pasando de 5.358 a 4.023 millones de dólares. En el 2013, la caída se agudizó con una variación del orden de -49.74%, que llevó la balanza a un superávit de tan solo 2.203 millones de dólares. Finalmente, para 2014 la variación fue del orden del -385.61%, acumulando un déficit de 6.293 millones de dólares (ver Gráfico 13).

Gráfico 13. Balanza Comercial de Colombia.

Cifras en Millones de Dólares Corrientes



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística

Este cambio en el mercado de petróleo también ha afectado las perspectivas sobre la balanza en cuenta corriente del país. Las estimaciones de Fedesarrollo apuntan a que el déficit en cuenta corriente para 2015 será del 6.5% del PIB, 1.3% mayor que el estimado para el 2014. Estas cifras contrastan con el déficit observado en 2013 que asciende a 3.4% del PIB. Entre 2013 y 2014, la cuenta de bienes es la que presenta mayor variación, pasando de 3.200 millones de dólares a -4.700 millones de dólares, lo que significa una variación porcentual negativa de 246.9% (ver Tabla 2).

Tabla 2. Estimaciones de Cuenta Corriente
Cifras en Miles de Millones de Dólares

	2013	2014	2015	2016
Bienes	3,2	-4,7	-12,4	-10,3
Exportaciones	60,3	57,0	44,9	45,9
Importaciones	57,1	61,7	57,3	56,2
Servicios	-5,9	-6,6	-3,9	-2,2
Renta Factorial	-14,2	-12,9	-8,8	-8,2
Transferencias Corrientes	4,4	4,4	4,2	4,3
Cuenta Corriente	-12,5	-19,4	-21,0	-16,4
% PIB	-3,4	-5,2	-6,5	-4,9

Fuente: Modelo de Balanza de Pagos - Fedesarrollo

En lo que se refiere a la situación fiscal del gobierno nacional central, las previsiones tampoco son alentadoras. Las estimaciones de Fedesarrollo, con base en el Marco Fiscal de Mediano Plazo de 2014, muestran que una caída de USD\$1 en el precio del petróleo impacta negativamente los ingresos corrientes del GNC en \$420.000 millones de pesos. Con lo anterior en mente, y asumiendo un precio promedio de USD\$55 por barril en el 2015, el impacto fiscal directo sobre los ingresos corrientes del GNC sería cercano a los \$18 billones de pesos. No obstante, el impacto fiscal podría reducirse a la mitad gracias a los efectos mitigantes de la depreciación cambiaria, que eleva el valor en pesos de lo percibido por cada barril exportado. Adicionalmente, el impacto negativo solo se sentirá plenamente en 2016, por cuanto las empresas pagan impuestos y dividendos sobre los ingresos del año anterior, mecanismos a través de los cuales llega la mayor proporción de la renta petrolera al gobierno.

De esta manera, las autoridades tienen un margen de maniobra para implementar medidas tendientes a ajustar su postura fiscal en el corto y mediano plazo sin comprometer la estabilidad fiscal de la Nación.

Perspectivas 2015-2016

La intempestiva caída en las cotizaciones internacionales de petróleo ha alterado las perspectivas del sector hidrocarburos en materia de exploración y producción. El efecto más fuerte se ha sentido en las actividades exploratorias, tales como la sísmica y los pozos exploratorios. De acuerdo con el Informe Estadístico Petrolero de la Asociación Colombiana de Petróleos, la actividad exploratoria presentó una fuerte contracción en los primeros meses del 2015 frente al mismo periodo de 2014. En materia de sísmica, entre enero y abril de 2015 se ejecutaron cerca de 800 kilómetros equivalentes, frente a los cerca de 10.000 observados en el mismo periodo en 2014, significando una caída del 92%. En lo que respecta a la actividad de pozos exploratorios, entre enero y abril de 2015, se perforaron 9 pozos, 41 menos que en el mismo periodo de análisis en 2014, lo que constituye una caída del 82,6%.

En lo que se refiere a la producción de crudo, la Asociación Colombiana de Petróleos ha sostenido que para 2015 es factible mantener los niveles por encima del millón de barriles diarios. Sin embargo, dicha agremiación advierte una eventual contracción del orden de 100.000 y 250.000 barriles en 2016 y 2018, respectivamente. Como mecanismos que permitan contrarrestar esta tendencia, la entidad ha propuesto cuatro medidas de política pública que aliviarían la situación al sector: i. contratos con mayor flexibilidad en el corto plazo, que permitan la ejecución de inversiones en exploración y producción; ii. mayor celeridad en el licenciamiento ambiental; iii. canalización de la inconformidad social sin realizar bloqueos a la infraestructura petrolera; y iv. beneficios tributarios que permitan ampliar las oportunidades de inversión en el sector (Lloreda, 2015).

Junto a estas medidas, una eventual recuperación en el precio del petróleo permitiría dinamizar las inversiones en el sector, mediante el incremento en las acti-

vidades de exploración y la viabilización de proyectos de recursos no convencionales. En ese sentido, es importante evaluar las perspectivas de desempeño del sector en cuanto al comportamiento esperado de los precios internacionales y a la posición regional que tiene el país en términos de la competitividad de la industria petrolera.

¿Qué pasará en materia de precios?

En 2014 el mundo experimentó una estrepitosa caída en los precios internacionales de petróleo. La viabilidad económica de muchos proyectos en distintas latitudes fue puesta en duda debido a los altos precios de equilibrio (*breakeven prices* en inglés) y la exploración se detuvo en respuesta a esta nueva coyuntura. No obstante, la oferta mundial sigue creciendo a un ritmo considerable, en la medida en que la lucha entre los grandes productores mundiales por mantener las cuotas de mercado sigue vigente. Casi un año después de que comenzara la descolgada de precios, las perspectivas parecen más favorables pero persiste la

incertidumbre sobre hacia dónde irán los precios del crudo.

Desde la primera semana de febrero de 2015, el contexto global se ha visto favorecido por una recuperación en los precios internacionales del crudo. Durante el mes de febrero, se evidenció una rápida recuperación en las cotizaciones, principalmente en el barril de petróleo Brent. Entre el precio de cierre del 13 de enero y el del 27 de febrero del 2015, el barril se valorizó en un orden del 37.14%, pasando de 45,13 USD a 61,89 USD por barril. Sin embargo, a partir de esa fecha y hasta la segunda semana de marzo, el precio se contrajo, llevándolo a los 52 USD para el 16 de marzo del 2015. Desde ese momento, las cotizaciones WTI y Brent han consolidado más de un mes con una tendencia al alza, registrando en la primera semana de mayo un precio promedio de 59,73 USD y 65,00 USD, respectivamente (*ver Gráfico 14*). De esta manera, desde mayo las dos cotizaciones se han empezado a estabilizar entre los 55 USD y los 65 USD por barril.

Gráfico 14. Evolución de Precios Internacionales de Petróleo

Diciembre 01 2014 – Junio 30 de 2015



Fuente: Administración de Información Energética de Estados Unidos.

Los analistas del sector parecen estar de acuerdo en que los niveles de precios observados antes de la caída del 2014 no volverán a observarse, al menos en el corto plazo. La Administración de Información Energética ha afirmado que el barril Brent se ubicará en 60,79 USD en 2015 y 70,49 en 2016, mientras que el WTI estará en los 54,32 USD en 2015 y en 65,57 USD en 2016. De esta manera, los precios se estabilizarán en niveles superiores a los 50 USD y el barril Brent muy probablemente presentará cotizaciones cercanas a los 65 USD en los próximos dos años.

Compañías especializadas como Honeywell y Galtere, han estimado el precio de petróleo WTI entre 50 USD y 60USD este año. De acuerdo con David Cote, director ejecutivo de Honeywell, el barril de petróleo WTI cerrará el 2015 en la franja de los 50 a 60USD (Market Makers, 2015). Con una visión más pesimista, Renee Haugard, fundadora de Galtere, afirma que el barril WTI se ubicará entre los 45USD y 55USD, resaltando los altos periodos de volatilidad que se experimentaran en el 2015 como resultado de la fuerte exposición del mercado al desempeño económico de China y Estados Unidos (Market Makers, 2015).

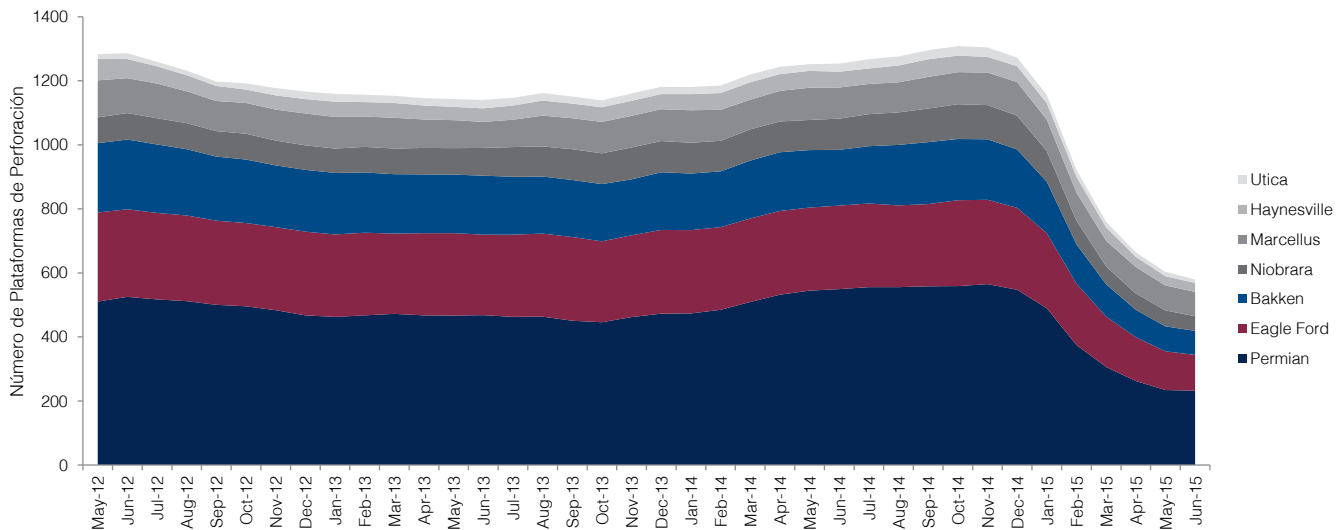
De esta manera, en el 2015 los análisis prevén una estabilización en los precios Brent y WTI alrededor de los 65USD y 60USD, respectivamente. En Fedesarrollo consideramos que la eventual estabilización en materia de precios se explica principalmente por tres razones: i. el exceso de oferta global de crudo se mantendrá en el mediano plazo, aunque menguada por la salida del mercado de algunos proyectos no convencionales principalmente en Estados Unidos; ii. no hay expectativas de cambio en las funciones de reacción de la OPEP; y iii. los pronósticos de crecimiento económico para las distintas regiones del planeta aún son conservadores. Así las cosas, la demanda global de crudo logrará reducir el exceso de oferta sin generar suficientes presiones al alza sobre las cotizaciones, permitiendo una estabilización del barril Brent en niveles de entre 60 USD y 70 USD para el 2015, mientras que el barril WTI se ubicará entre

55USD y 65USD para el mismo periodo. Las razones esgrimidas son desarrolladas con mayor profundidad en los siguientes párrafos.

En primer lugar, la estrategia árabe de mantener niveles altos de producción con el ánimo de sostener precios bajos para recortar la producción de recursos en Estados Unidos parece haber dado sus frutos. De acuerdo con Anjli Raval in Riyadh, de *Financial Times*, Arabia Saudita ha expresado a través de un oficial saudí que su estrategia para limitar la producción de esquisto en Estados Unidos está funcionando y no hay expectativas de revertir su política en la reunión ordinaria de la OPEP en el mes de Junio (Raval in Riyadh, 2015).

En la misma dirección, la Agencia Internacional de Energía en su Reporte de Mercado de Petróleo (*Oil Market Report* en inglés) del 13 mayo de 2015 advierte que la lucha por las cuotas de mercado sigue vigente, advirtiendo que los bajos precios han empezado a impactar la producción estadounidense en la medida que el número de plataformas de perforación en Estados Unidos ha caído de forma drástica. De esta forma, los niveles de producción Estados Unidos podrían estancarse y permitirle a Arabia Saudita recuperar el mercado que perdió durante la revolución de los recursos no convencionales. En contraposición, los niveles de producción árabes se han mantenido en aumento y el número de plataformas de perforación se ha mantenido intacto, indicando que este país busca mantener su capacidad no utilizada ante eventuales recortes en el suministro (Oil & Gas 360, 2015).

De acuerdo con información contenida en el Reporte de Productividad de Perforación (*Drilling Productivity Report* en inglés) de la Administración de Información Energética de los Estados Unidos publicado en julio de 2015, entre octubre de 2014 y junio de 2015 la contracción en el número de plataformas de perforación en ese país fue del orden del 55.67%, pasando de 1.308 plataformas a tan solo 580 (Energy Information Administration, 2015)(ver *Gráfico 15*).

Gráfico 15. Número de Plataformas de Perforación en Estados Unidos por Región

Fuente: Administración de Información Energética de Estados Unidos.

Sin embargo, el nivel de producción por plataforma se ha mantenido en aumento en el mismo periodo de observación, indicando que la caída en el número de plataformas se compensa por los incrementos en la productividad de las plataformas que se mantienen activas, que son a su vez las de mayores niveles de eficiencia. Esto se da porque estas plataformas tienen mayores tasas de producción iniciales, dado que pueden perforar varios pozos horizontales a la vez. Por su lado, las plataformas con mayores costos quedan inactivas porque el precio del petróleo no permite cubrir la operación y los esfuerzos de las empresas petroleras se enfocan en las plataformas más productivas.

De esta forma, si el choque de precios es transitorio, es factible que los niveles de producción estadounidenses se mantengan y su posición en el mercado global no se afecte drásticamente. Ante este escenario, Arabia Saudita estaría llamada a mantener su estrategia de incentivar la caída en los precios mediante el mantenimiento de su política de producción actual, fomentando el recorte en la producción estadounidense. Ahora bien, si el choque de precios no es transitorio, es altamente probable que la producción estadounidense disminuya en el mediano plazo dado que las inversiones en exploración y desarrollo de recursos no convencionales se resienten en un contexto de precios bajos.

En materia de demanda de crudo, la modesta recuperación en Estados Unidos, los efectos de las políticas de relajamiento cuantitativo en Europa, los paquetes de estímulo en China, junto a la ralentización del crecimiento en Latinoamérica y el Caribe marcarán el camino para la demanda de los próximos dos años. De esa manera, se espera que las economías desarrolladas incrementen en niveles conservadores sus demandas de petróleo, permitiendo absorber moderadamente los excesos de oferta de crudo. Sin embargo, estas medidas estarán acompañadas de altos periodos de volatilidad en los precios a causa de la incertidumbre reinante en el mercado.

En Estados Unidos las encuestas de confianza del consumidor y los indicadores de producción industrial muestran comportamientos negativos, afectando negativamente los pronósticos de crecimiento para el 2015. De acuerdo con la encuesta trimestral de la Reserva Federal de Filadelfia divulgada el viernes 15 de mayo, las 44 firmas analistas de mercado consultadas corrigieron a la baja el pronóstico de crecimiento, ubicándolo en un 2,5% para el 2015. En la encuesta de febrero, los analistas pronosticaban un crecimiento de la economía estadounidense del orden del 3,1%, 60 puntos básicos por encima de la divulgada recientemente.

Entre tanto, los pronósticos publicados por la Comisión Europea en mayo de 2015 prevén un crecimiento económico en el 2015 de 1,8% en Europa y del 1.5% en la zona Euro, 10 y 20 puntos básicos por encima, respectivamente, de las previsiones hechas en el informe de febrero de 2015. La Comisión argumenta que los bajos precios del petróleo, la depreciación del euro frente al dólar, el efecto -más que esperado- de la política de relajación cuantitativa y el buen desempeño de las políticas fiscales en la región sustentan estos nuevos pronósticos.

En suma, y en lo que tiene que ver con la demanda de hidrocarburos, los pronósticos de crecimiento para el 2015 y 2016 son positivos, marcando una tendencia de moderada recuperación en las economías desarrolladas. No obstante, estas previsiones son aún insuficientes para lograr impactar drásticamente las demandas de crudo y así lograr una recuperación de los precios a los niveles observados antes de la caída del segundo semestre del 2014. Persiste la incertidumbre sobre si la demanda global estará en capacidad de revertir el escenario de exceso de oferta que estamos experimentando.

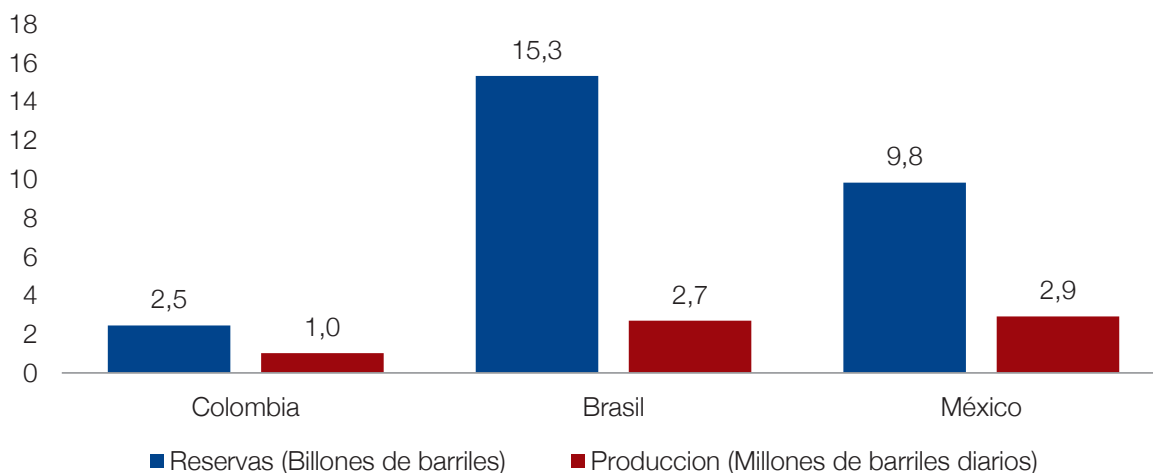
En síntesis, para los próximos dos años se prevé que los precios de petróleo oscilarán en niveles de entre 60 y 70 USD para el barril Brent, y entre 55USD y

60USD para el barril WTI. Esto se da como resultado del crecimiento sostenido en la oferta global de crudo, principalmente en los países OPEP, y en el modesto desempeño de la economía mundial, traducido en niveles de demanda que no alcanzan a absorber los excesos de oferta y no generan mayores presiones al alza de los precios del petróleo.

¿Cómo está Colombia en materia de competitividad frente a los países de la región?

En un entorno de incertidumbre, precios bajos y exiguo desempeño económico, los inversionistas deben restringir los recursos de inversión y asignarlos de forma mucho más eficiente. En el entorno de Latinoamérica y el Caribe, Colombia enfrenta desafíos en materia de atracción de inversión hacia el sector petrolero. La reforma energética de México y el favorable desempeño del sector en Brasil imponen mayores retos para atraer inversión, teniendo en cuenta que Colombia tiene menores recursos que estos países. De acuerdo con la EIA, en 2013 las reservas probadas de Colombia fueron un 25% de las de México y 16.3% de las de Brasil. En materia de producción, Colombia produjo en 2013 cerca de 1 millón de barriles diarios, mientras que Brasil y México produjeron 2,7 y 2,9 millones, respectivamente (*ver Gráfico 16*).

Gráfico 16. Reservas Probadas y Producción Diaria de Petróleo para Brasil, Colombia y México - 2013



Fuente: Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA).

No obstante, la estructura regulatoria en Colombia tiene aspectos favorables para la atracción de capitales de inversión en el sector. El hecho que Ecopetrol compita en igualdad de condiciones con el resto de empresas privadas, que el rol de la regulación pase a una agencia especializada del Gobierno y que los contratos den libertad de operación a las empresas ha permitido que la competitividad del sector aumente y gane reconocimiento a nivel global. Adicionalmente, la disciplina fiscal y monetaria de Colombia, la reciente consolidación de la seguridad jurídica y física, entre otros aspectos, ha permitido un mayor grado de competitividad frente a los países de la región

A la luz de esta coyuntura, en 2013 México implementó una ambiciosa reforma energética, emulando varias de las medidas adoptadas en Colombia hace más de una década, que le permitiría la entrada de mayores capitales de inversión en el sector. En primer lugar, Pemex se convertirá en una empresa productiva del Estado y tendrá mayor independencia del gobierno mexicano. En segundo lugar, la responsabilidad regulatoria será asignada a cinco organismos gubernamentales encargados de seleccionar las áreas a adjudicar, establecer los términos fiscales de los contratos, administrar las rondas de subasta para los contratos, expedir permisos para la distribución y comercialización, y regular y supervisar la seguridad industrial y los aspectos ambientales del sector hidrocarburos (Freshfields Bruckhaus Deringer, 2014).

La implementación de la reforma energética mexicana no deberá tardar más de dos años, dado que una serie de leyes auxiliares deberá tramitarse en el Congreso. En ese sentido, las rondas de subasta para la

exploración y el desarrollo de los recursos solo podrán realizarse, en el mejor de los casos, hasta finales de 2015 (Earnst & Young, 2014). Por su lado, un informe de Freshfields Bruckhaus Deringer (2014) afirma que la asignación de los contratos de la primera ronda se realizará entre mayo y septiembre de 2015, consolidando la migración de 11 contratos de servicio de largo plazo de PEMEX hacia empresas privadas.

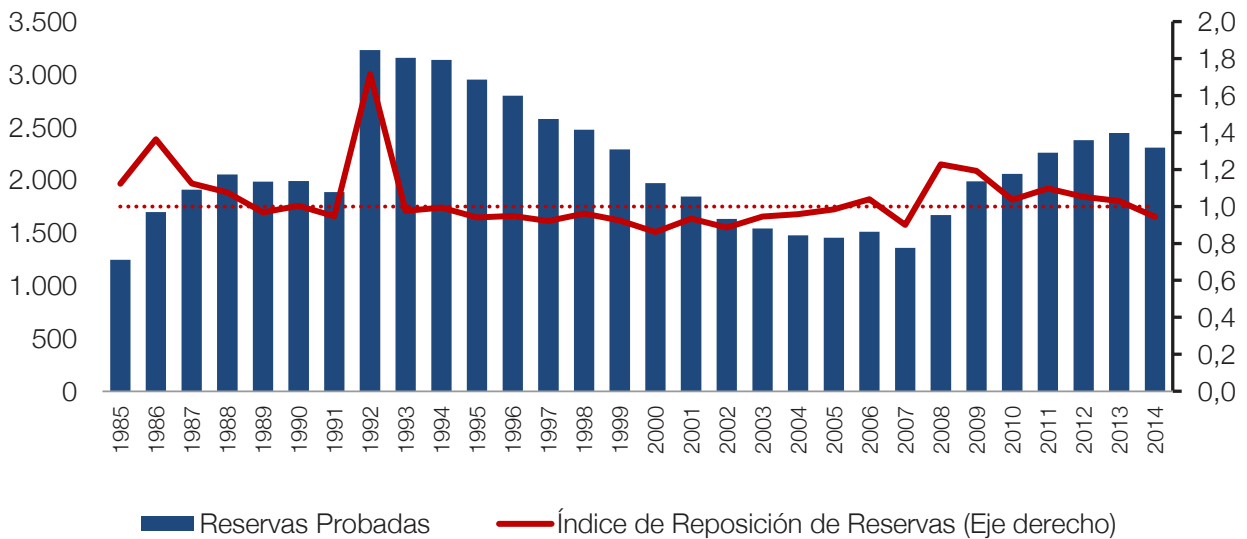
En términos del impacto de la reforma energética mexicana, se espera eventual incremento del 75% en la producción de petróleo en el largo plazo en el país. La Administración de Información Energética de Estados Unidos espera que la producción mexicana se estabilice en los 2,9 millones de barriles diarios en 2020 y que luego aumente hasta 3,7 millones en 2040 (Energy Information Administration, 2014). Por su lado, el gobierno mexicano ha manifestado que la reforma permitiría una reducción en los costos de energía, la creación de 2,5 millones de nuevos trabajos y un crecimiento adicional en la economía del orden del 2% para 2025 (Americas Society / Council of the Americas, 2014).

En conjunto, la activa implementación de la reforma en México podría traducirse en el surgimiento de un fuerte competidor para Colombia en materia de atracción de capitales de inversión. México goza de mayores recursos petroleros, tanto convencionales como no-convencionales, y la reforma permitiría que estos se explotaran con mayor celeridad. En este contexto, Colombia deberá estudiar la posibilidad de implementar nuevas medidas regulatorias e incentivos a la inversión que le permitan mitigar los efectos de la reforma energética mexicana.

Indicadores Petroleros

Producción y Reservas

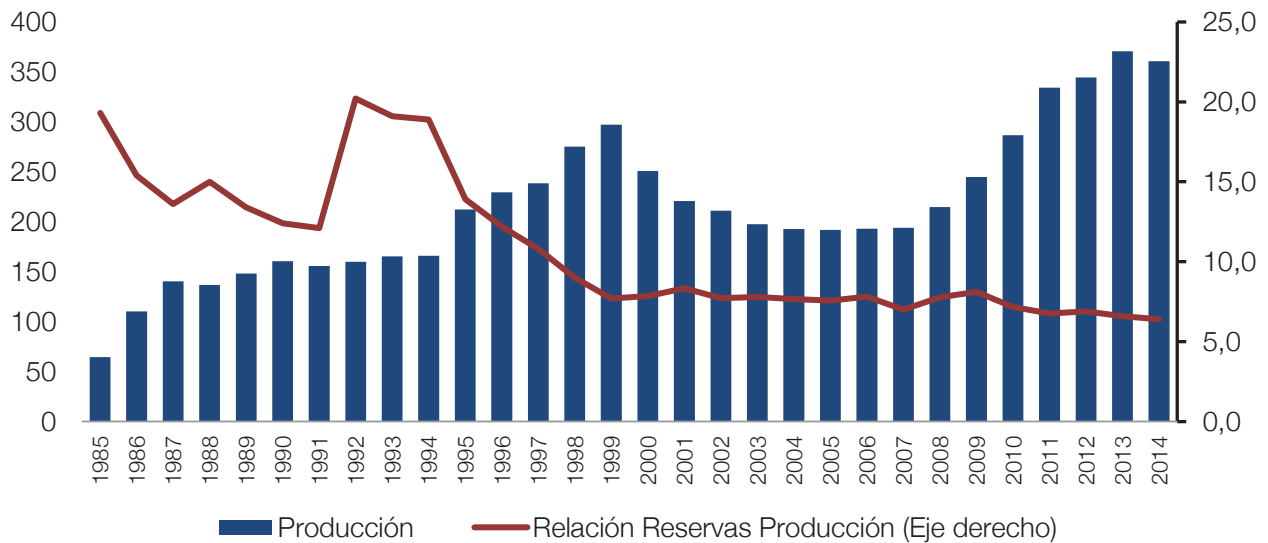
Gráfico 17. Reservas Probadas e Índice de Reposición de Reservas
Reservas en Millones de Barriles



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo,

- En junio de 2015, la producción colombiana ascendió a 1.007.000 barriles de petróleo diario, 1.000 barriles menos que la cifra registrada en junio de 2014.
- La cifra registrada en junio de 2015 es 0.10% menor que la registrada en el año inmediatamente anterior. Frente a mayo de 2015, el nivel de producción cayó en un 1.76%.
- A junio de 2015, se completan a meses en los que Colombia ha logrado producir más de 1.000.000 de barriles de petróleo promedio diarios.

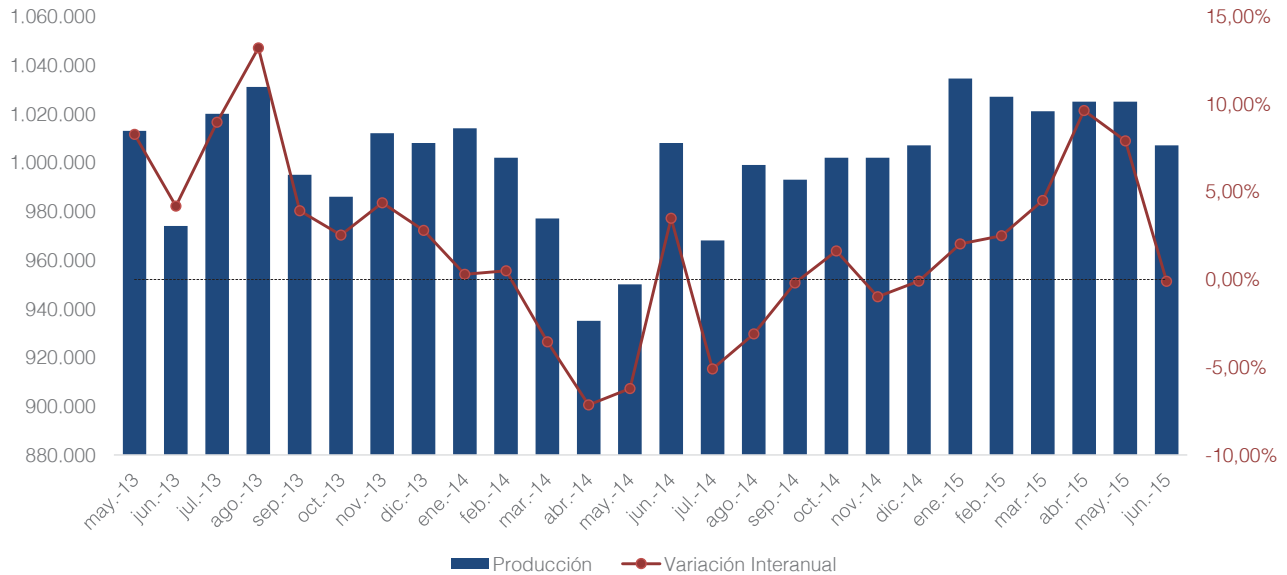
Gráfico 18. Producción y Relación de Reservas a Producción



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo,

- La producción en 2014 alcanzó los 360.650.000 barriles de petróleo, equivalente a 988.082 barriles promedio por día. Esta cifra es 2,65% inferior al nivel de producción alcanzado en lo corrido del 2013.
- Con el nivel de producción actual y las reservas probadas de 2014, la relación de reservas a producción se ubicó en 6,4. Este nivel es 0,2 unidades por debajo del nivel alcanzado en el anterior año.
- Se conserva la tendencia a la baja en la relación de reservas a producción por más de un lustro.

Gráfico 19. Producción Mensual y Variación Interanual.
Cifras en Barriles Diarios



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP, Ministerio de Minas y Energía. Cálculos de Fedesarrollo.

- En junio de 2015, la producción colombiana ascendió a 1.007.000 barriles de petróleo diario, 1.000 barriles menos que la cifra registrada en junio de 2014.
- La cifra registrada en junio de 2015 es 0.10% menor que la registrada el año inmediatamente anterior. Frente a mayo de 2015, el nivel de producción cayó en un 1.76%.
- A junio de 2015, se completan 9 meses en los que Colombia ha logrado producir más de 1.000.000 de barriles de petróleo promedio diarios.

Sector Externo

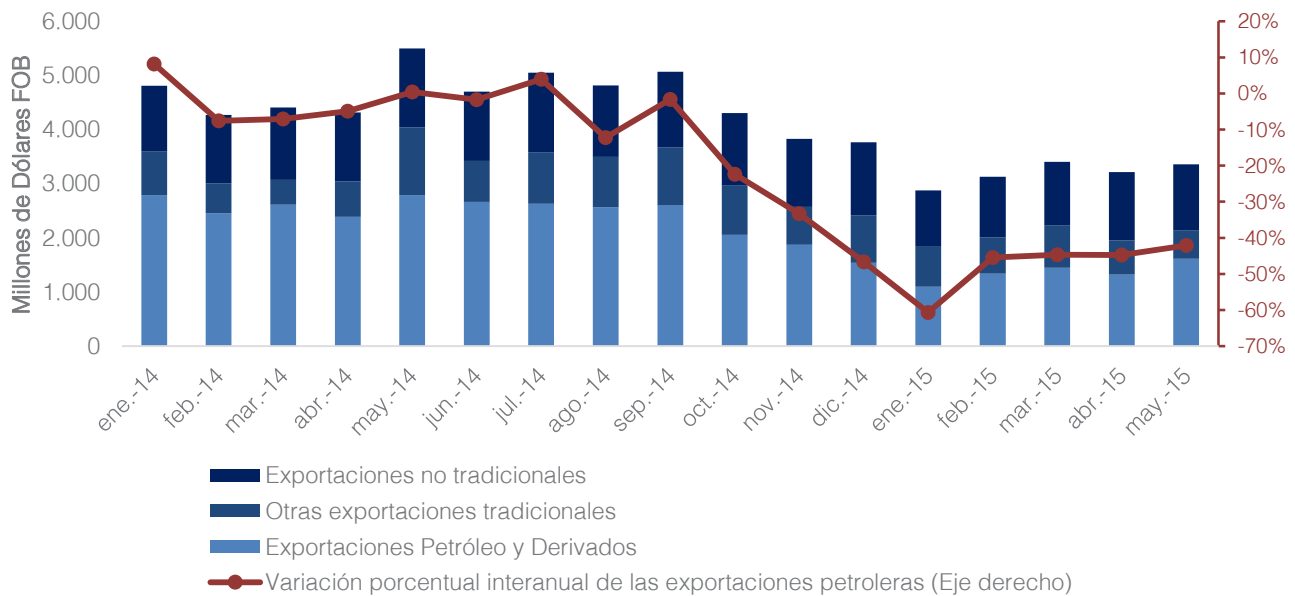
Gráfico 20. Composición de las Exportaciones Colombianas



Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

- En 2014, las exportaciones sumaron USD\$54.794.812, USD\$4.028.849 menos que el valor registrado en 2013.
- Entre 2013 y 2014, la participación de las exportaciones petroleras en las exportaciones totales tuvieron una variación neta del -2.43%, pasando del 55.22% a 52.79%.
- En 2014 se consolidaron 3 años de reducciones interanuales en las exportaciones totales del país, con una reducción neta acumulada del 8.87% entre 2012 y 2014.

Gráfico 21. Composición de las Exportaciones Colombianas (Enero 2014 – Mayo 2015)

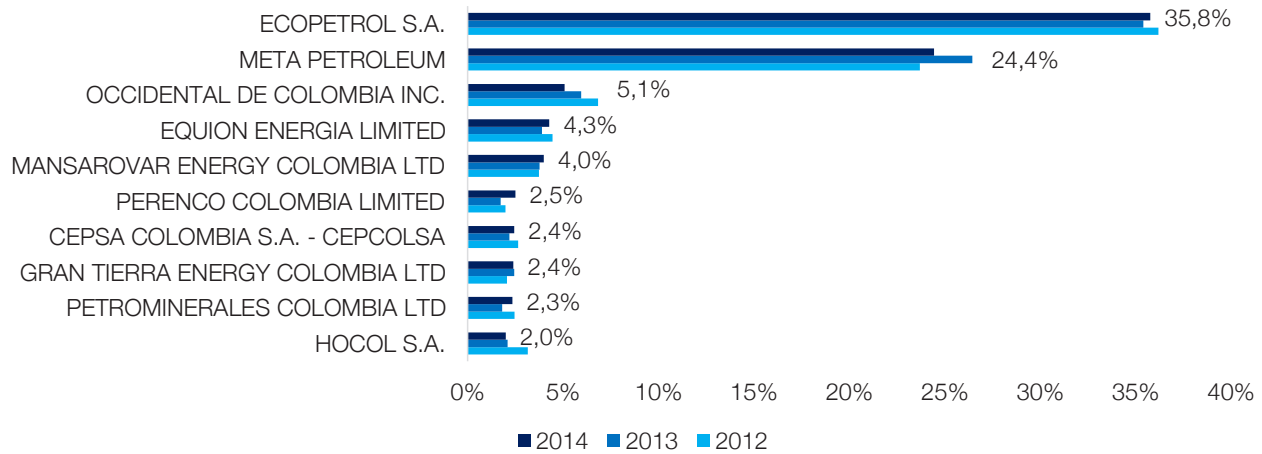


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

- En mayo de 2015 las exportaciones colombianas sumaron USD\$3359 millones de dólares, de las que USD\$1615 millones fueron exportaciones petroleras.
- Las exportaciones petroleras en mayo de 2015 fueron USD\$1175 millones menores que las observadas en el mismo mes en 2014. Esta caída representa una variación negativa interanual del orden de 42.12%.
- A mayo de 2015 se completaban 8 meses seguidos de decrecimientos interanuales en las exportaciones totales y 10 de las exportaciones petroleras.
- Aunque los decrecimientos interanuales en las exportaciones colombianas, tanto totales como de petróleo y derivados, se conservan, la tendencia se ha empezado a revertir desde febrero de 2015.

Escalafones

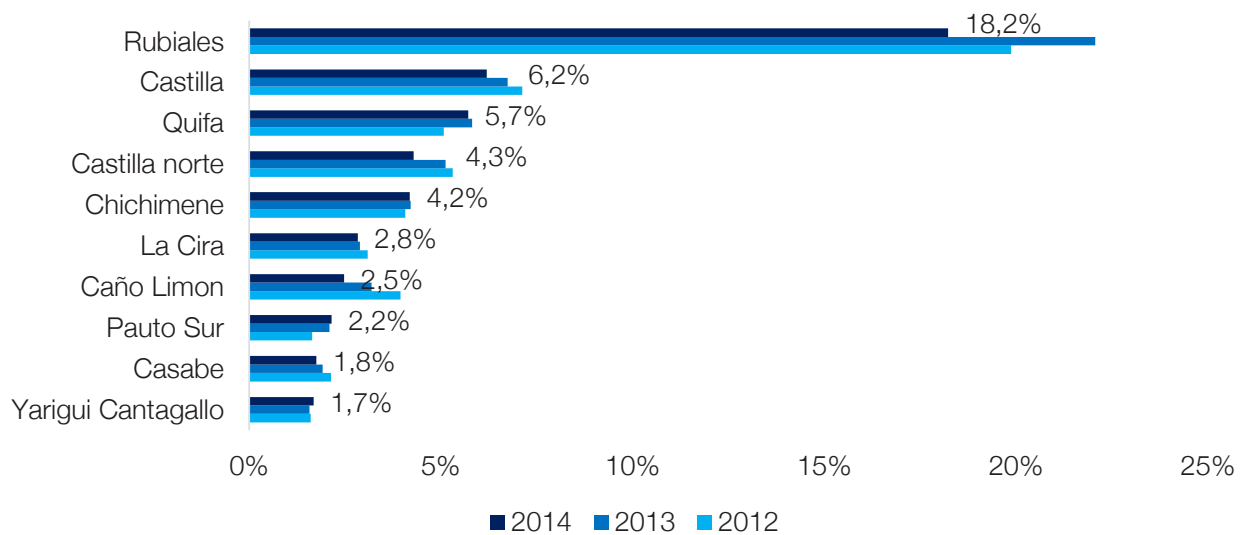
Gráfico 22. Escalafón de Empresas Operadoras



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

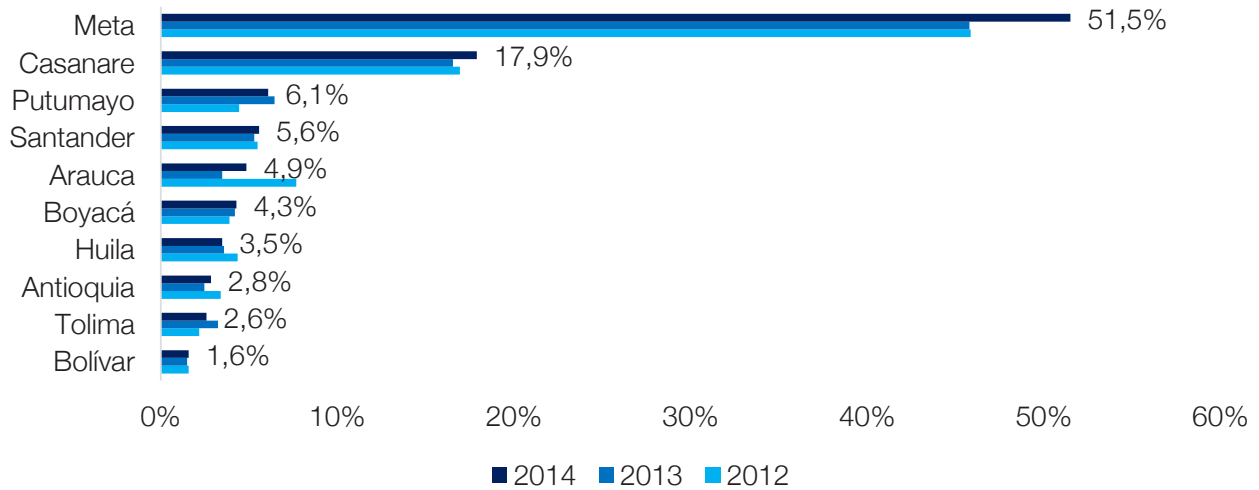
- En 2014, Ecopetrol fue la mayor empresa operadora del país, con el 35,8% de la producción nacional.
- En segundo lugar se ubicó Metapetroleum Limited, de propiedad de Pacific Rubiales, que extrajo el 24,4% del total nacional.
- Occidental de Colombia ostenta la tercera posición entre las operadoras en el país, con 5.1% del crudo extraído a nivel nacional. Esta empresa operadora ha perdido cuota de producción frente al 2013 y 2012.
- En 2014, las cuatro empresas operadoras más grandes aportaron el 69,6% de la producción nacional.

Gráfico 23. Escalafón de Campos de Producción



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

- En 2014 Rubiales se consolidó como el campo de producción más grande del país, con el 18,2% de la producción nacional. La cuota de producción de este campo cayó en un 3,8% frente al 22,1% que se reportó en el 2013.
- En segundo y tercer lugar se ubicaron los campos de Castilla y Quifa, con el 6,20% y 5,7%, respectivamente.
- En 2014, los cuatro campos de producción más grandes del país aportaron, conjuntamente, el 34,43% del total producido en el país.
- Caño Limón ocupa la séptima posición con el 2,48% de la producción nacional.

Gráfico 24. Escalafón de Departamentos Productores

Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

- En 2014, Meta fue el mayor departamento productor de petróleo el país con el 51,5% de la producción nacional.
- En segundo y tercer lugar se ubican Casanare y Santander, con el 17,9% y 6,1%, respectivamente.
- Los tres primeros departamentos productores han aumentado su participación en la producción total frente al 2012.
- En 2014, los cuatro departamentos más grandes aportaron, conjuntamente, el 81,1% de la producción nacional de crudo.

Referencias

- [1] Agencia Nacional de Hidrocarburos. (03 de Marzo de 2014). *Sector Hidrocarburos en Colombia*. Obtenido de Fondo Monetario Internacional: <https://www.imf.org/external/spanish/np/seminars/2014/natres/pdf/cerquera3.pdf>
- [2] Aguilar, T., Cortés, S., & Olivera, M. (2012). Ingresos Fiscales por Explotación de Petróleo en Colombia. En M. Olivera, & G. Perry, *Petróleo y Minería: ¿Bendición o Maldición?* (págs. 259-290). Bogotá DC.
- [3] Americas Society / Council of the Americas. (2014). *Mexico: An opening for energy reform*. Washington DC: AS/COA.
- [4] Asociación Colombiana de Petróleos. (2015). *Informe Estadístico Petrolero*. Bogotá DC: ACP.
- [5] Castro, F., Forero, D., Ramírez, J. M., Reina, M., & Villar, L. (2014). *Evaluación de la Contribución Económica del Sector de Hidrocarburos Colombiano Frente a Diversos Escenarios de Producción*. Bogotá DC: Fedesarrollo.
- [6] Collazos, M. M., Garavito, A., López, E., & Montes, E. (2012). La Economía Petrolera en Colombia (Parte I). Marco legal - contractual y principales eslabones de la cadena de producción. *Borradores de Economía Banco de la República*(692).
- [7] Cote, D. (15 de Mayo de 2015). Market Makers. (S. Ruhle, Entrevistador)
- [8] Earnst & Young. (2014). *Mexico enacts sweeping energy reform affecting the oil and gas industry*. Earnst & Young.
- [9] Energy Information Administration. (2014). *International Energy Outlook 2014*. Washington DC: EIA.
- [10] Energy Information Administration. (2015). *Drilling Productivity Report - Julio 2015*. Washington DC: EIA.
- [11] Freshfields Bruckhaus Deringer. (2014). *What you need to know about Mexico's energy reform*. Washington DC: Freshfields Bruckhaus Deringer.
- [12] Goldman Sachs - Commodities Research. (2014). *Oil: The New Oil Order*. Nueva York: Goldman Sachs.
- [13] Haugard, R. (15 de Mayo de 2015). Market Makers. (S. Ruhle, Entrevistador)
- [14] Lloreda, F. (20 de Enero de 2015). Caerán producción y reservas de petróleo en Colombia. *Libreta de Apuntes*. (R. Galan, Entrevistador) https://www.youtube.com/watch?v=Ttd5_JZ6upk.

- [15] Oil & Gas 360. (23 de Marzo de 2015). *Rig counts spike in Saudi Arabia, continue to fall in the US*. Recuperado el 8 de Mayo de 2015, de Oil & Gas 360: <http://www.oilandgas360.com/saudi-arabian-rig-counts-up/>
- [16] Olivera, M., & Perry, G. (2012). El Petróleo en la Economía Colombiana. En M. Olivera, & G. Perry, *Petróleo y Minería: ¿Bendición o Maldición?* (págs. 173-211). Bogotá DC.
- [17] Pardo, A. (14 de Mayo de 2015). *Repunte Crudo y Volatil*. Obtenido de Portafolio: <http://www.portafolio.co/opinion/analisis-comportamiento-del-petroleo>
- [18] Raval in Riyadh, A. (13 de Mayo de 2015). *Saudi claims oil price strategy success*. Recuperado el 2015 de Mayo de 13, de Financial Times: <http://www.ft.com/cms/s/2/69350a3e-f970-11e4-be7b-00144feab7de.html#ixzz3a6ZEmx8H>
- [19] Rodríguez Uribe, E. (30 de Abril de 2014). *Caída en el precio y producción de petróleo, no le dejarían buenos resultados a Ecopetrol*. Recuperado el 2015 de Marzo de 05, de Diario La República: http://www.larepublica.co/caída-en-precio-y-producción-de-petróleo-no-le-dejarían-buenos-resultados-ecopetrol_115781
- [20] Wood Mackenzie. (2014). *El Nuevo Panorama de “Maximización de Recursos”: Retos y oportunidades para Colombia*. Bogotá: Asociación Colombiana de Petróleo.

