

Noviembre · 2015 · No. 2

---

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
Introducción .....	7
El nuevo entorno .....	7
Precios.....	9
Producción doméstica .....	13
Reservas .....	17
Exploración.....	18
¿Qué ha hecho el gobierno? .....	22
¿Qué más puede hacer al gobierno? .....	23
¿Qué debería hacer el sector privado? .....	24
Indicadores Petroleros.....	25
Producción y reservas .....	25
Sector externo .....	28
Escalafones .....	30
Referencias .....	33



## LOS NUEVOS RETOS DEL SECTOR PETROLERO

La caída de los precios internacionales del petróleo registrada desde mediados de 2014 ha implicado dos grandes retos para la economía colombiana. El primero de ellos lo hemos vivido en los últimos meses, y consiste en la necesidad de hacer un ajuste macroeconómico como consecuencia de los menores recursos externos y la caída de los ingresos del gobierno.

En efecto, el descenso de la cotización internacional del crudo ha implicado una reducción de las exportaciones colombianas de 41,6% entre agosto de 2014 y el mismo mes de 2015, lo que generará este año un déficit de la Cuenta Corriente de la Balanza de Pagos superior a 6% del PIB, el mayor desbalance externo entre las economías latinoamericanas comparables y un récord para la economía colombiana en lo corrido del siglo. Al menor nivel de ahorro externo se suma una drástica caída de la renta petrolera percibida por el gobierno, que pasó de representar casi el 20% de sus ingresos totales en 2013 a menos de 4% este año. Este doble ajuste en los frentes externo y fiscal ha significado una restricción para la actividad productiva, al punto de que las proyecciones de Fedesarrollo señalan un crecimiento del PIB de 3% este año y de 2,7% en 2016.

Pero los problemas generados por la caída de los precios internacionales del petróleo van más allá del ajuste macroeconómico. El segundo reto que enfrenta la economía colombiana consiste en mantener el nivel actual de la producción de crudo del país en un entorno de altos costos y baja rentabilidad.

Si bien en cualquier actividad económica una caída de los precios afecta negativamente la producción, en el caso del sector petrolero colombiano el problema es especialmente complejo. Por una parte, no estamos

ante una caída menor de los precios, sino ante un descenso de más de 50% de las cotizaciones del crudo en poco más de un año, lo que restringe seriamente los excedentes de las empresas para desarrollar nuevos proyectos de exploración. Esa menor capacidad de invertir en exploración, unida a bajos incentivos para hacerlo, se traducirá en una menor capacidad productiva en el futuro próximo, lo que resulta particularmente preocupante teniendo en cuenta que las proyecciones de la producción petrolera y las reservas de crudo en Colombia no son nada promisorias.

Una revisión de las cifras permite entender mejor la gravedad de la situación. La producción de petróleo en Colombia en 2015 ha estado alrededor de un millón de barriles diarios, una cifra que se alcanzó desde hace un par de años y que ha tenido algunas oscilaciones en el pasado reciente por factores ajenos a lo económico, como problemas de orden público y bloqueos de las comunidades. Sin embargo, el panorama futuro de la producción se ve comprometido.

Aunque las cifras del gobierno, plasmadas en el Marco Fiscal del Mediano Plazo, suponen una producción más o menos estable de un millón de barriles diarios en los próximos años, esas proyecciones lucen demasiado optimistas. Las estimaciones de Fedesarrollo sugieren que la producción empezaría a declinar el año entrante, alcanzando niveles de 901.000 en 2017 y 812.000 en 2018. Entre tanto, la Asociación Colombiana de Petróleo, el gremio que agrupa a las principales empresas operadoras del sector, estima que con las condiciones actuales la producción ascendería a 785.000 en 2018.

Detrás de ese marchitamiento paulatino de la producción no sólo están las restricciones económicas actuales de las empresas, sino además un preocupante agotamiento de las reservas de crudo del país. Si no hay un hallazgo importante de petróleo en el futuro

próximo, las actuales reservas del país se agotarían antes de siete años si se mantuviera el ritmo de producción actual. Incluso si caen los niveles de producción en el futuro inmediato, como lo suponen los cálculos de Fedesarrollo y los de la ACP, las reservas difícilmente durarían más de una década.

Para aumentar el nivel de reservas de crudo del país y superar las restricciones que se avizoran para la producción, es necesario aumentar la actividad exploratoria. Lo preocupante de la situación actual es que la exploración no sólo no está aumentando, sino que está disminuyendo como efecto de los menores excedentes de las empresas y de los menores estímulos para la exploración que generan los bajos precios del petróleo. De acuerdo con cifras de la ACP, mientras en 2014 se exploraron en promedio 9,41 pozos al mes, este año tan sólo se han explorado 2,37 pozos mensuales.

Esta desaceleración de la exploración se da en un contexto que no es favorable para atraer nueva inversión de empresas internacionales hacia el país. La caída de los precios internacionales ha generado restricciones de inversión de carácter global, y los pocos recursos que están disponibles buscan destinos con un alto potencial de reservas y condiciones regulatorias favorables. Al respecto cabe mencionar que Colombia no es uno de los países con mayores reservas de la región: mientras la relación reservas/producción del país es de 6,4, la de Argentina es de 10,8, la de México de 9,8, y la de Perú de 9,6. Además hay que tener en cuenta que otros países de la región han avanzado en ofrecer mejores condiciones para la inversión en el sector petrolero, como lo muestra la reciente reforma adelantada por el gobierno mexicano.

Para mantener los actuales niveles de producción de petróleo se requieren acciones urgentes y decididas de parte del sector público y el privado. La urgencia surge de un evidente desfase entre las proyecciones descendentes de la producción de crudo y lo que tarda una inversión exploratoria exitosa en rendir frutos. Mientras las proyecciones de Fedesarrollo y las de ACP sugieren que la caída de la producción se iniciaría el año entrante, un proyecto de exploración de recursos convencionales tarda entre seis y ocho años

en empezar a producir, lo que significa que en el mejor de los casos ya estaríamos abocados a sufrir una caída de la producción hacia el final de la década.

Hay que tener en cuenta que es posible desde el punto de vista técnico mantener los actuales niveles de producción sin tener nuevos hallazgos, a través de mejoras tecnológicas que permitan elevar el factor de recobro de los pozos que están actualmente en operación. Sin embargo, esas mejoras productivas exigen inversiones significativas que también enfrentan restricciones de financiación en la actualidad, lo que implica que incluso una solución remedial como esa exige ajustes por parte del sector público y el privado.

Como se analiza en esta edición de Coyuntura Petrolera, el gobierno ya ha adoptado varias medidas para aliviar las condiciones del entorno que enfrentan las empresas petroleras, y seguramente tomará otras en los próximos meses. Varias de las medidas adoptadas hasta el momento han estado orientadas a flexibilizar las condiciones de los contratos vigentes, de modo que las empresas puedan liberar recursos financieros y optimizar el uso de su potencial productivo, así como a generar unas condiciones más atractivas para la atracción de nueva inversión. Entre las medidas oficiales que se pueden tomar próximamente sobresalen los ajustes que se puedan introducir al *government take* en el contexto de la próxima reforma tributaria.

Sin embargo, el sector privado no puede esperar que el ajuste a las nuevas condiciones del entorno venga solo del lado del Estado, y debe hacer su parte de la tarea. La inmensa bonanza que disfrutó el sector petrolero durante más de una década generó en muchas empresas del sector una actitud autocomplaciente que se tradujo en una elevación de los costos en toda la cadena de valor y en un cierto anquilosamiento de los avances productivos. Ahora ha llegado el momento de hacer lo que hacen todas las empresas en los momentos de dificultad: aumentar la productividad y reducir costos.

El sector petrolero ha salido adelante en crisis peores que la actual, gracias a la labor combinada del sector público y el sector privado. Esta no será la excepción.

# Panorama Petrolero

## PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN Y LAS RESERVAS EN EL NUEVO ENTORNO

### Introducción

El sector petrolero colombiano ha pasado de tener que asimilar los rigores de la caída de los precios internacionales del crudo, a enfrentar una creciente incertidumbre sobre el futuro de su producción. Aunque en cualquier actividad económica una severa caída en precios debe tener un efecto negativo sobre las cantidades producidas, en el caso del petróleo es necesario que las autoridades y el sector privado atenúen ese impacto para evitar mayores restricciones externas y fiscales para el crecimiento económico.

En la pasada edición de Coyuntura Petrolera se hizo una evaluación sobre el rol que tiene el sector petrolero en la economía colombiana. Ese análisis mostró cómo durante los primeros 15 años de este milenio el sector logró consolidar su importancia para la actividad económica en varias dimensiones. En el periodo 2011-2014, aportó cerca del 5% del PIB, el 50% de las exportaciones, el 30% de la IED y el 20% de los ingresos corrientes del gobierno nacional central.

En este contexto, la crisis de precios de petróleo iniciada en junio de 2014 develó la exposición de la economía colombiana a súbitos cambios en las condiciones

del mercado internacional. De esta manera, el efecto del desplome en los precios del crudo empezó a sentirse a través de la contracción en las exportaciones y la depreciación cambiaria. En agosto de 2015 las exportaciones petroleras ya mostraban una caída interanual del 60.65%, pasando de \$2568,16 millones de dólares FOB en agosto de 2014 a \$1010,54 millones en agosto de 2015 (ver Gráfico 1A). Cuando se comparan las exportaciones petroleras acumuladas en el año corrido de septiembre de 2014 a agosto de 2015 frente al mismo periodo un año atrás se encuentra una reducción del 42,10%, pasando de \$31.876 en 2014 a \$18.457 en 2015 (ver Gráfico 1B). Por su lado, la TRM llegó a estar por encima de los \$3200 pesos hace un par de meses. Sumado a lo anterior, la balanza comercial y la cuenta corriente de la balanza de pagos empezaron a deteriorarse paulatinamente a medida que el nuevo escenario de precios bajos se consolidaba.

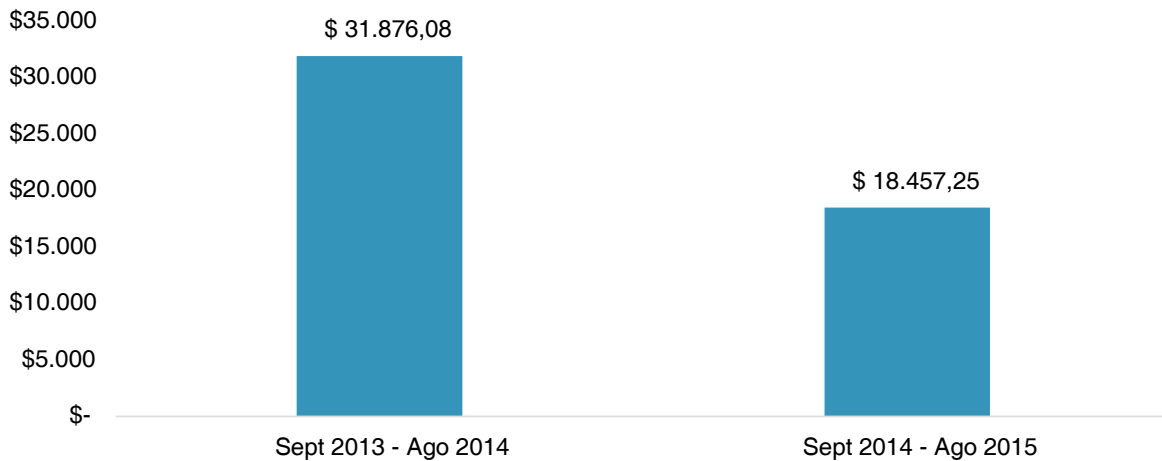
La caída de los precios internacionales del petróleo también ha afectado negativamente las perspectivas de ingresos del gobierno, en la medida en que los dividendos que percibe de Ecopetrol han disminuido ostensiblemente, poniendo de manifiesto la necesidad de avanzar en nuevas estrategias tributarias que permitan cubrir el faltante fiscal.

Gráfico 1A. Comportamiento de las Exportaciones. Enero 2014 – julio 2015.



Fuente: Banco de la República. Cálculos de Fedesarrollo.

**Gráfico 1B. Comportamiento de las Exportaciones Acumuladas.  
Año corrido Septiembre – Agosto.**



Fuente: Banco de la República. Cálculos de Fedesarrollo.

Como resultado de lo anterior, las perspectivas de crecimiento de la economía se han visto afectadas negativamente y hoy se ubican alrededor de 3% para el 2015 y 2,7% para el 2016. Estos niveles son inferiores en cerca de 1.5 puntos porcentuales al crecimiento del producto potencial de la economía colombiana, estimado en trabajos como los de López & Misas (1998), Perilla, Reyes, & Rodríguez (2004), Hernández, Piriquive, Rojas, & Santa-María (2013), entre otros.

Pero ese no es el único camino a través del cual la crisis del sector petrolero incide en el crecimiento. La depreciación del peso ha empezado a afectar las expectativas de inflación a través del encarecimiento de los bienes importados, a tal punto que a final de 2015 el aumento de los precios estará muy por encima de 4%, el límite superior del rango meta fijado por el Banco de la República. Los pronósticos más conservadores ubican la inflación de 2015 en niveles cercanos al 5.5%. Esta aceleración de los precios ha llevado a la Junta Directiva del Banco de la República a aumentar su tasa de interés en 0.75 puntos en el transcurso de los últimos meses, lo que contribuirá a desactivar las expectativas inflacionarias pero también tendrá un efecto negativo sobre el crecimiento económico.

Si bien estos cambios de la economía colombiana corresponden a un ajuste a la caída de los precios

del petróleo, en lo que se refiere a la producción la situación no es menos inquietante. Aunque durante lo corrido de 2015 los niveles de producción se han mantenido en niveles cercanos al millón de barriles diarios, las actividades de exploración se han contraído fuertemente. Los datos de sísmica de exploración, muestran una contracción de 500 km en la ejecución promedio mes de 2015 frente a la de 2014. En 2014, en promedio se ejecutaban 3300 kilómetros de sísmica cada mes. En 2015, esta cifra llegó a solo 2800. En lo que se refiere a la perforación, los niveles mensuales promedio del 2014 fueron 748% mayores que los registrados en 2015. De acuerdo con los datos del Informe Estadístico Petrolero de la Asociación Colombiana de Petróleo y los cálculos de Fedesarrollo, en 2014 hubo, en promedio, 9.41 pozos de perforación al mes, frente a los 2.37 que se contabilizan en un mes de 2015.

En un entorno de esta naturaleza, se espera que la producción empiece a ceder a partir de 2016, imponiendo una presión mayor en el ya debilitado sector petrolero. Las proyecciones que se presentan en este informe señalan que la producción mensual podría caer entre 188.000 y 352.610 barriles para el 2018. En este contexto, el gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía y la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ha empezado a adoptar medidas tendientes

a fomentar la exploración con el objetivo de mantener los niveles de producción por encima del millón de barriles diarios.

Del éxito de esas medidas no sólo depende el futuro del sector petrolero en Colombia, sino además las perspectivas de los ingresos que el gobierno nacional percibe a través de impuestos, tasas y dividendos de Ecopetrol, así como los que reciben los entes territoriales a través de las regalías. Si fracasaran las medidas del gobierno se profundizaría aún más el actual deterioro de las finanzas públicas, lo que haría necesaria la imposición de mayores tributos para el resto del aparato productivo y afectaría negativamente el curso actual de la economía.

Con lo anterior en mente, esta edición de Coyuntura Petrolera presenta un análisis sobre la delicada situación del sector en materia de producción, reservas y exploración. Además se analizan las principales medidas adoptadas hasta ahora por el gobierno, las que hace falta tomar y el rol que debe jugar el sector privado en esta compleja situación.

## El nuevo entorno

### Precios

La búsqueda de mayor actividad exploratoria y productora de crudo en Colombia debe partir de la aceptación de una nueva realidad de los precios internacionales que puede durar varios años. El mercado petrolero internacional disfrutó durante más de una década de un ciclo de precios altos, caracterizada por la combinación de un vigoroso dinamismo de la demanda y una oferta restringida por acciones deliberadas de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Ahora el sector enfrenta una etapa de bajas cotizaciones, resultado de una demanda de-

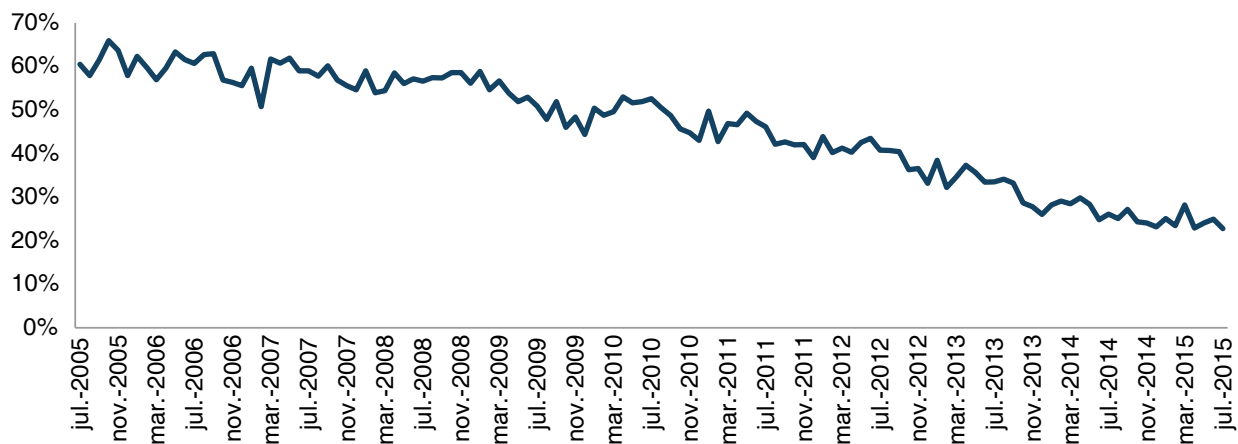
bilitada y una competencia abierta entre productores, cuya duración estará determinada por la capacidad de las petroleras de hacer ajustes productivos para acomodarse a las nuevas condiciones de los precios.

En efecto, desde el segundo semestre de 2014 los precios del petróleo sufrieron una vertiginosa caída por factores como la desaceleración de la demanda global, el auge de la producción de recursos no convencionales en Estados Unidos y la decisión de la OPEP de mantener inalteradas las cuotas de producción de sus países miembros. Estos elementos han llevado las cotizaciones a oscilar en niveles cercanos a los 50 dólares por barril en los últimos meses, cifra no vista desde principios de 2009, tras el estallido de la crisis internacional. Este nuevo panorama de precios ha supuesto un cambio de paradigma para el sector, en la medida en que las mejoras en productividad y la reducción en costos se hacen cada vez más necesarias para los productores que deseen mantenerse en el mercado.

En un principio algunos analistas interpretaron la actitud de la OPEP como una estrategia para hacer económicamente inviables los recursos no convencionales de Estados Unidos. Cabe recordar que en los últimos siete años Estados Unidos logró agregar cuantiosos recursos de hidrocarburos a través del desarrollo de proyectos no convencionales que le permitieron iniciar el tránsito hacia la suficiencia energética, reduciendo el consumo de petróleo proveniente de importaciones. Los datos de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA en adelante), indican que en diez años el consumo de crudo y otros productos de petróleo proveniente de importaciones se contrajo en más de la mitad, pasando de representar el 60% en Julio de 2005 al 23% en julio de 2015 (ver Gráfico 2).



**Gráfico 2. Importaciones como porcentaje del consumo interno de crudo y productos de petróleo de Estados Unidos.**

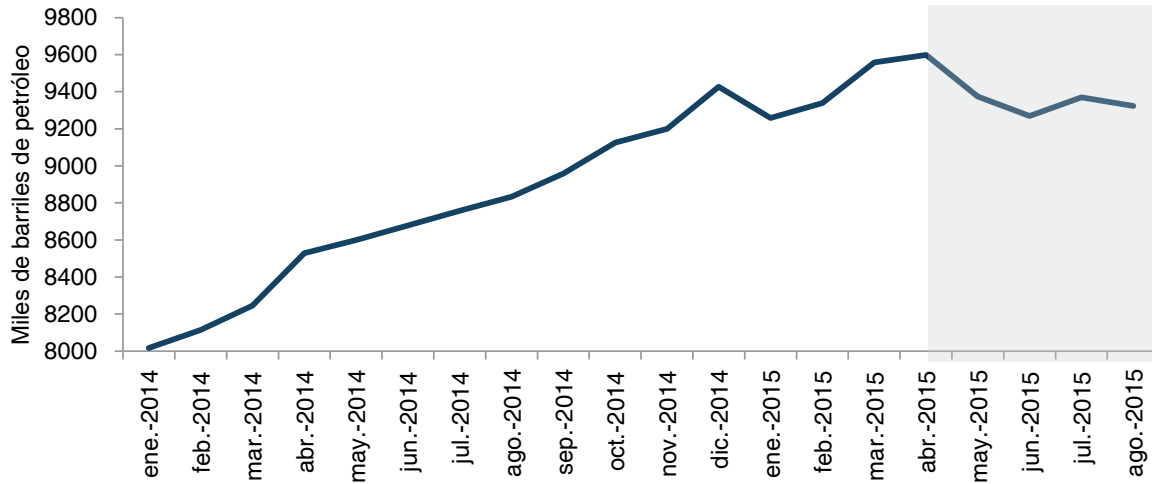


Fuente: Datos de la Administración de Información Energética de EE.UU. Cálculos de Fedesarrollo.

Gracias al auge de los recursos no convencionales, Estados Unidos empezó a depender en menor medida de las importaciones de Medio Oriente y a fortalecer su posición como productor. Ante esta situación Arabia Saudita, el país con mayor peso dentro de la OPEP, buscando proteger su posición dominante en el mercado global, posiblemente propició una caída de los precios hasta niveles que hicieran económicamente inviables los recursos no convencionales producidos, principalmente, por Estados Unidos, aunque también es posible que ante el aumento de la producción estadounidense la estrategia de restringir la oferta para controlar precios ya resultara demasiado costosa.

No obstante, los productores estadounidenses parecen haberse adaptado, al menos parcialmente, a los precios bajos mediante mejoras de productividad y recortes en los costos de operación. Si bien el número de plataformas activas en Estados Unidos se ha reducido en un 56.5% entre septiembre de 2014 y el mismo mes en 2015, los efectos en la producción han sido limitados. Los bajos precios lograron un quiebre en la producción estadounidense de crudo en marzo de este año, como se observa en el Gráfico 3. aunque no de la magnitud que esperaban los países miembros de la OPEP. Si bien la estrategia árabe no ha sido tan efectiva como se esperaba, no hay señales de que vaya a cambiar y que los precios retornen a niveles remotamente cercanos a los 100 dólares por barril.

**Gráfico 3. Producción de petróleo de Estados Unidos.**



Fuente: Administración de Información Energética.

Sumado a lo anterior, las perspectivas de crecimiento global siguen siendo conservadoras y la desaceleración china ha agudizado aún más la situación, de modo que a lo largo de 2015 los precios han fluctuado alrededor de los 50 dólares por barril. Aunque desde finales de marzo de este año se presentó una leve recuperación de las cotizaciones, por encima de los 60 dólares por barril, el entorno económico global no sustentaba ese comportamiento y a partir de la última semana de julio de 2015 éstas retornaron a sus niveles previos. Desde ese entonces, se han mantenido en niveles cercanos a los 50 dólares, augurando un largo periodo de cotizaciones bajas.

De esta manera, el nuevo paradigma del sector petrolero parece ser el de un mercado mucho más competitivo que el que había estado vigente durante la mayor parte del siglo. La implicación natural de un mercado con estas condiciones es que los precios empezarán

a reflejar más fielmente la realidad existente en los balances de producción, consumo e inventarios a nivel mundial, y que los países oferentes deberán ajustar sus condiciones regulatorias y productivas para garantizar una actividad petrolera con condiciones competitivas que se ajusten a las bajas cotizaciones.

Es importante anotar que por más adverso que parezca este panorama, no lo es tanto en términos históricos, lo que permite ser optimistas sobre la capacidad de los gobiernos y las empresas para adaptarse a nuevas condiciones. En efecto, los bajos precios actuales son mucho más altos que el promedio observado entre 1986 y 2001. La Caja 1 muestra cuál ha sido el comportamiento histórico de los precios, ilustrando que el sector ha logrado sostenerse y fortalecerse en entornos con precios aún más bajos que los vigentes en la actualidad.

### Caja 1. Los precios internacionales del Petróleo en perspectiva histórica

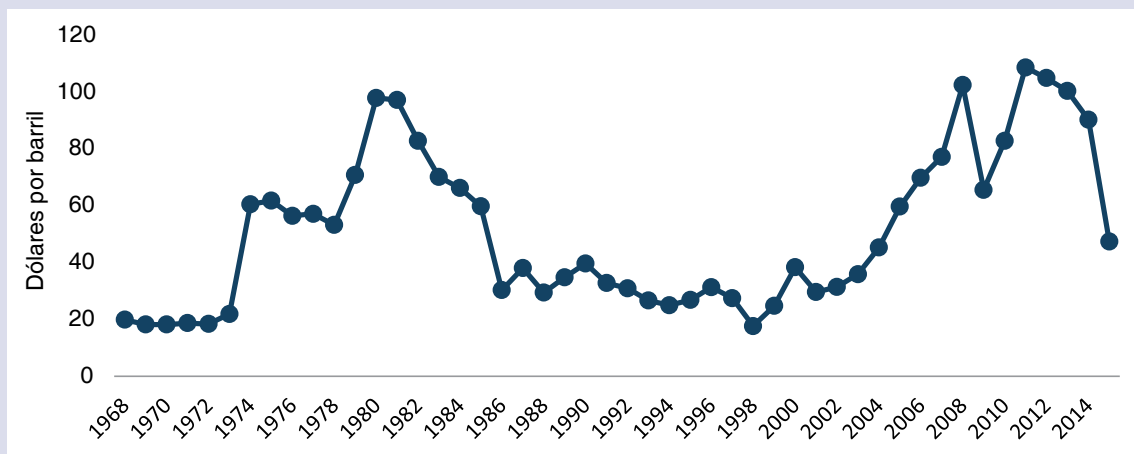
Mucho se ha dicho sobre la actual crisis de precios del petróleo. Cuando comenzó, varios agentes y analistas del mercado pensaron que se trataba de un choque transitorio que no duraría más de unos meses. Sin embargo, poco a poco esta idea fue perdiendo adeptos y quedó sobre la mesa la hipótesis de que el mercado estaba enfrentando un cambio estructural de mediano plazo que requeriría drásticas medidas en las empresas productoras si querían seguir operando con ganancias.

Si bien es cierto que los precios actuales son bajos en comparación a los registrados entre 2008 y 2014, la verdad es que cotizaciones por encima de los 100 dólares han sido la excepción más que la regla en la historia del mercado mundial de petróleo. La noción de un mercado mundial de petróleo nace a partir de 1948, cuando se lanza el Plan Marshall en Europa. A partir de esa fecha, el petróleo se convirtió en un *commodity* transado a nivel global con precios nominales que oscilaron entre los 2,5 y los 3 dólares hasta 1970, algo cercano a los 20 dólares reales a precios de 2015.

A partir de 1970, la OPEP empezó a cobrar relevancia gracias a su capacidad de fijación de precios mediante el recorte en el suministro<sup>1</sup>. No obstante lo anterior, entre 1970 y 1979 los precios estuvieron estables en niveles cercanos a los 12 dólares de la época, 400% más que el precio promedio entre 1948 y 1970. La primera mitad de la década de los 80 estuvo marcada por un fuerte incremento en el precio del petróleo, explicado principalmente por el recorte en el suministro causado por la revolución iraní y la decisión de Arabia Saudita de no remplazarlo. A partir de 1986 y hasta 2001, los precios fluctuaron alrededor de los 20 dólares y tuvieron mayor variación que las décadas anteriores.

Desde principios del actual milenio, los precios han presentado agudos incrementos y una mayor fluctuación. La convergencia de factores de oferta y demanda explica el comportamiento del mercado en lo corrido del nuevo siglo. En primer lugar, la inestabilidad política y social en Medio Oriente impactó la estabilidad en el suministro, imponiendo presiones al alza en los precios. En segundo lugar, el rápido crecimiento de los emergentes, al menos hasta la primera mitad del 2014, impuso grandes retos en términos de abastecimiento. Sumado a estos dos factores, la especulación, el impacto de las medidas de política monetarias y fiscales expansivas de los países desarrollados han hecho que la década pasada quede en la historia como la de mayores crecimientos y mayores niveles reales de los precios.

Gráfico 4. Precio de primera compra de crudo en Estados Unidos



Fuente: Administración de Información Energética (EIA). Dólares constantes de 2015.

En todo caso, los precios que estamos experimentando en la actualidad no son los más bajos que el sector haya enfrentado en su historia. Por el contrario, estos precios son mayores que el promedio histórico y el promedio de las últimas décadas. Sin embargo, estas cotizaciones sí deben llamar la atención sobre la necesidad apremiante de buscar estrategias que reduzcan los costos de producción y permitan mejorar la eficiencia de las empresas.

<sup>1</sup> Los países miembros de la Organización de Países Exportadores de Petróleo son: Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Irán, Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Catar y Venezuela. En conjunto, la organización tuvo una cuota de mercado del 39,03% para la producción del 2014.

## Producción doméstica

En enero de 2013 Colombia logró registrar, por primera vez en su historia, una producción de petróleo superior al millón de barriles diarios. Desde ese entonces y hasta la fecha, el país ha conseguido mantener niveles de producción muy cercanos a esa cifra gracias a la incorporación de nuevos recursos, el mejoramiento en las tecnologías de recuperación y el buen panorama mundial de precios que existía hasta el primer semestre de 2014.

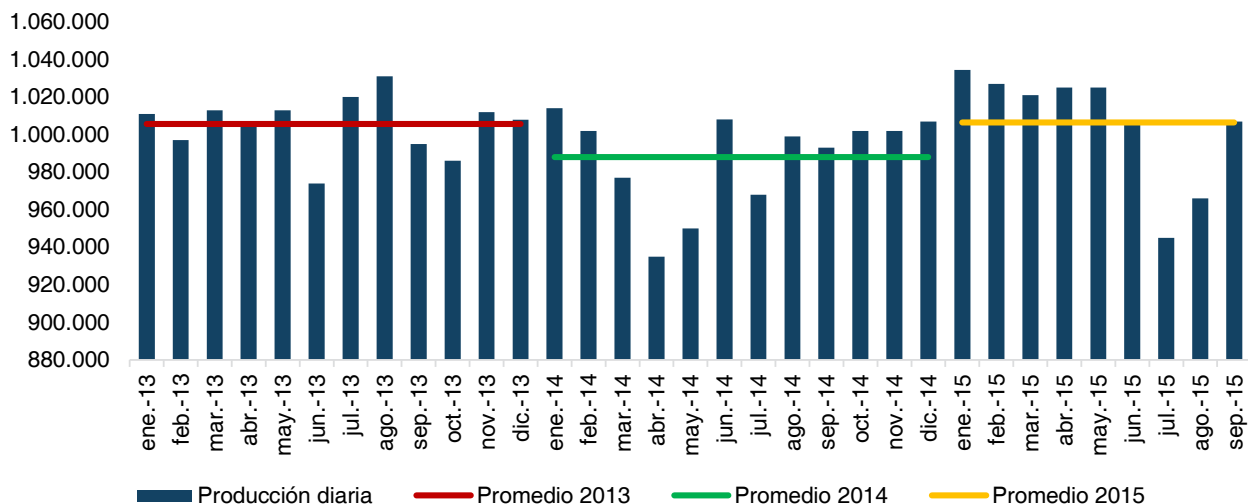
Como ya se mencionó, la caída en los precios internacionales ha golpeado fuertemente las perspectivas del sector hidrocarburos y la postura fiscal del gobierno en Colombia. Sin embargo, las empresas operadoras han logrado mantener los niveles de producción en cifras cercanas al millón de barriles, a excepción de aquellos meses en los que ha habido alteraciones de orden público o bloqueos por parte de las comunidades. Esta situación, sumada a la depreciación del peso, ha permitido que el impacto del choque en precios no sea tan grande como habría sido en otras condiciones, en la medida en que la caída de la cotización internacional es compensada por una tasa de cambio más alta y por niveles de producción relativamente estables.

Los niveles actuales de producción de petróleo se ubican en promedio en 1.006.000 barriles diarios. Este

volumen contrasta con el deficiente desempeño de la producción colombiana a lo largo de 2014, generado en gran medida por atentados a la infraestructura petrolera y el levantamiento social en las zonas de extracción, que hicieron que tan solo llegara a los 988.000 barriles promedio diarios. No obstante los precios bajos, en lo corrido del 2015 el desempeño ha sido incluso mayor que el registrado en 2013, cuando se alcanzaron los 1.005.000 bpd (ver Gráfico 5).

Aunque el gobierno y las empresas buscan mantener la producción en cifras cercanas al millón de barriles diarios, ese nivel será muy difícil de alcanzar si no hay nuevos hallazgos de reservas en el futuro inmediato, o cambios tecnológicos sustanciales que permitan mayores tasas de recobro de las reservas existentes. El gobierno espera que a través de inversiones en tecnologías de recobro primario, secundario y terciario, las reservas de crudo y gas aumenten significativamente mediante la adición de entre 1500 y 2500 millones de barriles en los próximos años.<sup>2</sup> Lo preocupante de esta situación es que los recortes financieros de las empresas, por cuenta de los precios bajos, se han enfocado principalmente en las actividades de sísmica y exploración, afectando la perspectiva de nuevos hallazgos que le permitan al país mantener la producción en los niveles actuales.

**Gráfico 5. Producción diaria promedio mensual. 2013 – 2015.**



Fuente: Ministerio de Minas y Energía.

<sup>2</sup> Celedón, N. (29 de octubre de 2015). El país podría duplicar reservas de crudo sin nuevos hallazgos. *Portafolio*, pág. 10.

De esta manera, las proyecciones de la Asociación Colombiana de Petróleos estiman que la producción colombiana descendería en cerca de 220.000 barriles diarios para 2018, llegando a algo más de 780.000 barriles diarios. Esta proyección riñe con lo esperado por el gobierno nacional, que ha fijado en la última versión del Marco Fiscal de Mediano Plazo (MFMP) niveles de producción del orden del millón de barriles para los próximos años. La diferencia entre las estimaciones del MFMP y las proyecciones de la ACP no deja de generar preocupación, pues en caso de cumplirse lo que estima la ACP, el faltante fiscal que enfrentaría el gobierno sería mayor que el previsto en las proyecciones oficiales.

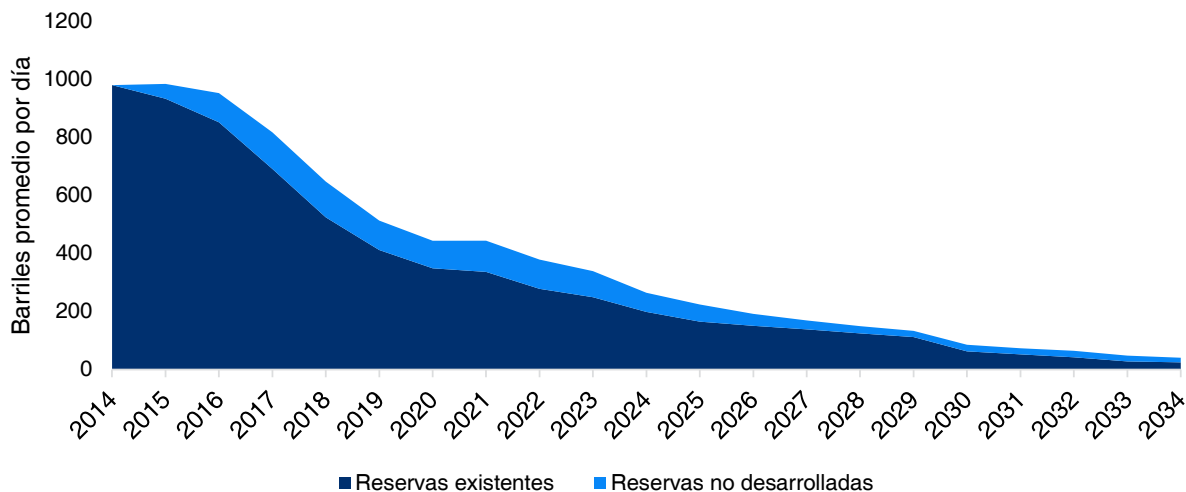
En un trabajo previo elaborado por Fedesarrollo y contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética, se realizaron proyecciones de producción de petróleo teniendo en cuenta posibles escenarios de precios (Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar, 2014). Para cada uno de estos escenarios, se asumió que distintos tipos de recursos eran adicionados. Para la coyuntura actual, este informe de Coyuntura Petrolera únicamente considera el escenario de precios bajos donde se supone que no es posible agregar

recursos no convencionales y que los recursos que se adicionan por recuperación mejorada (EOR) son menores, en la medida en que los precios bajos no permiten viabilizar muchas de las inversiones en ese campo.

Específicamente, para el propósito de este informe, consideramos dos escenarios: i. uno donde solo se cuenta con reservas probadas y no desarrolladas; y ii. otro donde se cuenta con reservas probadas, no desarrolladas y parte de los recursos EOR considerados en el estudio original contratado por la Unidad de Planeación Minero Energética.

El primer escenario es el más pesimista, en la medida en que considera que el país únicamente cuenta con las reservas existentes y las no desarrolladas. En ese sentido, los niveles de producción considerados en el escenario de precios bajos llegan a 647.390 barriles en 2018. El decaimiento más fuerte en los niveles de producción se presenta entre 2016 y 2019, cuando habría una contracción del orden del 46%. De esta manera, la producción se reduciría en cerca de 440.000 barriles, pasando de 952.380 en 2016 a 513.020 en 2019 (ver Gráfico 6).

**Gráfico 6. Producción colombiana de petróleo en un contexto de precios bajos y sin EOR**



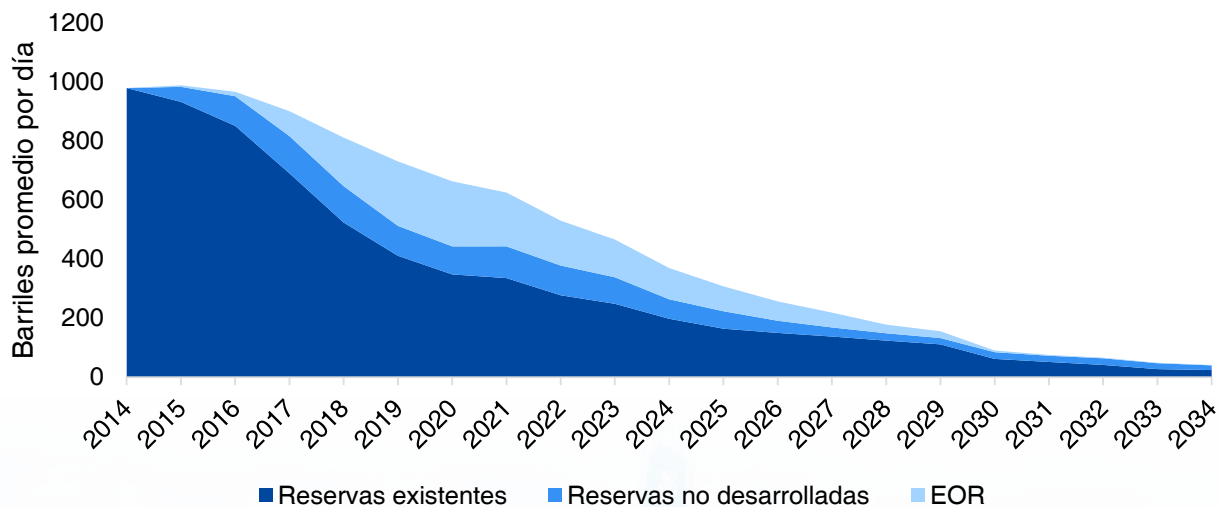
Fuente: Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar. (2014). Evaluación de la Contribución Económica del Sector de Hidrocarburos Colombiano Frente a Diversos Escenarios de Producción. Reportes de Investigación de Fedesarrollo.

El segundo escenario de producción es más positivo gracias a la adición de recursos provenientes de técnicas de recuperación mejorada (EOR). En particular, se asume que a partir de 2015 empiezan a ingresar recursos de estas características. De acuerdo con la proyección, la mayor cantidad de recursos ingresa en 2020, cuando cerca de 220.000 barriles son adicionados. Desde entonces hay un agotamiento sucesivo de los recursos que llegan a tan solo 1000 barriles en 2034. De acuerdo con este escenario, en 2018 la producción total de petróleo del país sería de cerca de 812.000 barriles, 30.000 más que los proyectados por la ACP y 164.610 más que los proyectados en el primer escenario de Fedesarrollo (ver Gráfico 7).

Tomando en cuenta lo anterior, la necesidad de generación de reservas adicionales es cada vez más

apremiante. De esta manera, los esfuerzos conjuntos del sector público y privado deben enfocarse en programas activos de exploración que se traduzcan en nuevos hallazgos que permitan sostener los niveles actuales de producción. Para ilustrar el contexto en que se da esta situación, la Caja 2 presenta el ciclo de vida de un proyecto petrolero promedio. Esta información resulta importante para entender por qué es necesario que las medidas de política para reactivar la exploración sean adoptadas con celeridad, de modo que los recursos por hipotéticos nuevos hallazgos pudieran entrar a la mayor brevedad en el ciclo productivo. Esta es la única manera de garantizar que la perspectiva del sector mejore y se genere un círculo virtuoso que atraiga más inversión.

**Gráfico 7. Producción colombiana de petróleo en un contexto de precios bajos y con EOR**



Fuente: Proyección de Fedesarrollo con base en las proyecciones de Castro, Forero, Ramírez, Reina, & Villar, (2014).

## Caja 2. Ciclo de vida de un proyecto petrolero promedio

Uno de los aspectos que ha contribuido a revolucionar el mercado petrolero internacional en este siglo ha sido el desarrollo de proyectos de recursos no convencionales, especialmente en Estados Unidos, que tienen menores inversiones y ciclos de vida más cortos que los de los proyectos convencionales. Sin embargo, esos proyectos no han tenido un desarrollo considerable fuera de Estados Unidos, lo que significa que en muchos países del resto del mundo siguen imperando inversiones cuantiosas y de lento desarrollo.

De acuerdo con Cairn Energy, desde la aprobación de la licencia, un proyecto de hidrocarburos convencional está compuesto por seis etapas: i. la sísmica de exploración; ii. inspección *in situ*; iii. la perforación de exploración; iv. la evaluación de la perforación; v. el desarrollo; y vi. La producción. La duración de un proyecto dependerá de las condiciones geológicas, espaciales y regulatorias del lugar donde se desarrolle. No obstante la duración mínima de un proyecto convencional desde la aprobación de una licencia y hasta la entrada de la producción puede ser de 8 años. Entre tanto, la duración máxima puede extenderse hasta 16 años, según la adversidad del entorno.

El gráfico que aparece a continuación ilustra los tiempos promedio que se deben destinar a cada una de las etapas de un proyecto petrolero convencional:



Con lo anterior en mente, el impacto de un proyecto exitoso de exploración en aumentar la producción puede tardar 8 años, dependiendo de los resultados de cada una de las etapas. Puede haber proyectos que no logren alcanzar la etapa de producción porque hay fallas en alguna de las fases previas. Por ejemplo, la sísmica de exploración puede terminar siendo infructuosa y esto hace que no se apruebe una inspección *in situ*. También puede suceder que la evaluación de perforación sea insatisfactoria y el desarrollo se detenga, afectando las perspectivas de producción.

Esta información pone de relieve la importancia de incentivar la exploración. Si los esfuerzos de política no se focalizan en esta área, es muy difícil que nuevos recursos sean agregados a las reservas y que la producción colombiana de crudo crezca o se mantenga en los niveles actuales.

Fuente: Cairn Energy. (2015), Oil and gas Project life cycle

## Reservas

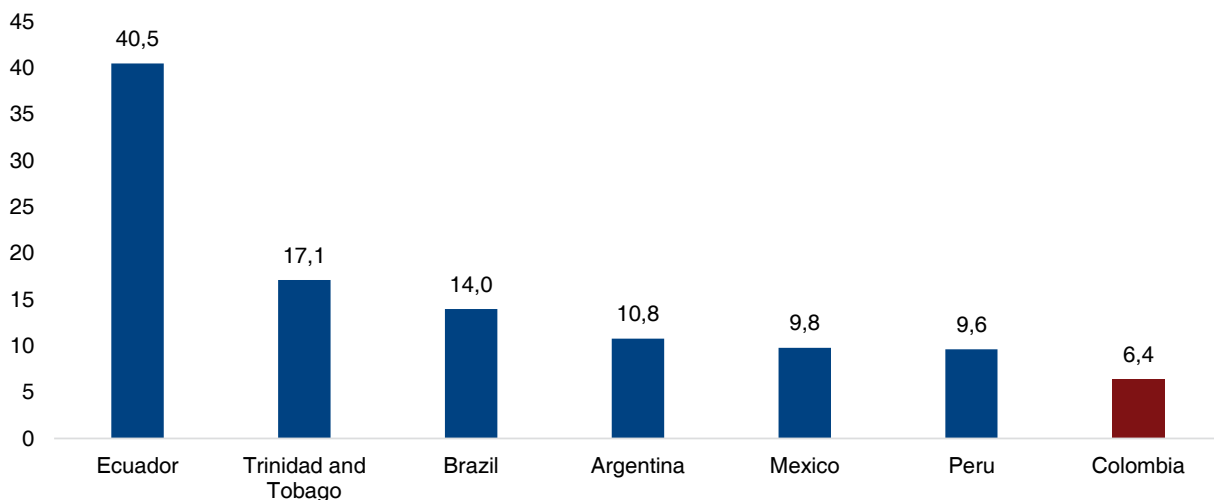
Las reservas de crudo de que dispone Colombia alcanzarían para 6.4 años, manteniendo el actual ritmo de producción. Esta cifra supone un reto de gran envergadura para nuestro país, sobre todo si se tiene en cuenta que muchos de nuestros potenciales competidores en la atracción de inversión tienen cifras mucho más favorables. La relación de reservas a producción (RRP) se define como el cociente entre el nivel de reservas de un año y la producción acumulada del mismo año. De esa manera, el RRP ilustra para cuánto tiempo alcanzan los recursos actuales suponiendo que la producción se mantiene constante y que no se adicionan nuevos recursos. Las cifras para 2014 indican que Colombia está muy por debajo de Argentina, México y Perú, países que presentan una RRP de 10.8, 9.8, y 9.6, respectivamente (ver Gráfico 8). A esto hay que agregar que el entorno regulatorio de países que compiten con Colombia ya se está flexibilizando, como lo ilustra el caso de México, lo que implica una mayor competencia para el país en la atracción de capitales.

De esta manera, las reservas de Colombia a 2014 llegan a los 2308 millones de barriles, cifra inferior a la registrada en 2013 cuando se alcanzaron los 2445

millones (ver Gráfico 9). Esta es la primera vez desde 2007 que las reservas se han contraído, aunque son mayores que lo que eran en el promedio de la década del 2000, lo que indica que las acciones públicas y privadas pueden tener resultados efectivos. Para ello es importante analizar qué factores han incidido en el comportamiento de las reservas a lo largo de este siglo.

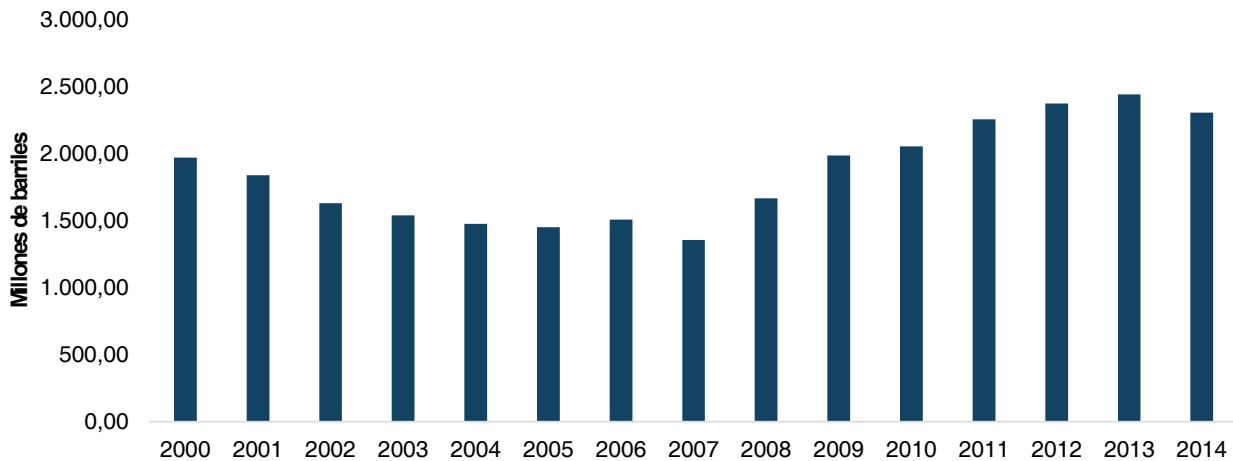
El comportamiento de las reservas en lo corrido de este siglo es resultado de varios elementos. En primer lugar, y como se dijo en la entrega anterior de este informe, las reformas sectoriales de 2003 le dieron un impulso a la competitividad del sector que garantizó que la producción aumentara y que los programas de exploración fueran mucho más agresivos. Gracias a esas medidas la caída en las reservas observada desde el 2000 empezó a desacelerarse a partir del 2003, marcando el inicio de una tendencia favorable que llevó a las reservas a recuperarse en los últimos 6 años, llegando a su pico en 2013 cuando se logró contar con 2445 millones de barriles. Los mayores aumentos en las reservas se presentaron en 2008 y 2009, cuando éstas crecieron en 22.8% y 19.2%, respectivamente. Sin embargo, es importante mencionar que ha habido una desaceleración en la adición de nuevos recursos a partir del 2010 (ver Gráfico 10).

**Gráfico 8. Relación de reservas a producción (RRP). 2014.**

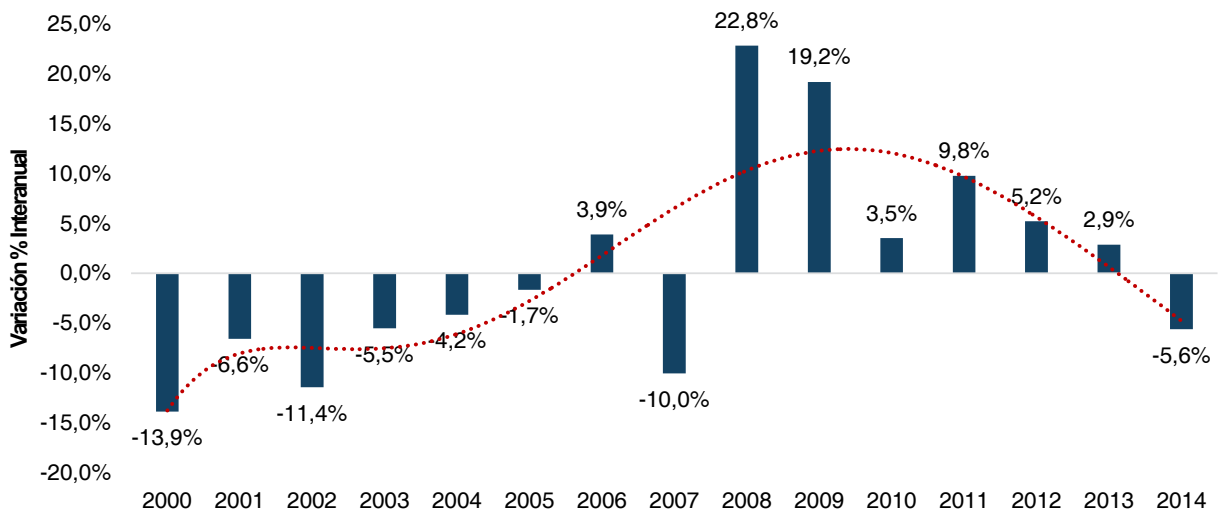


Fuente: Administración de Información Energética de Estados Unidos. Cálculos de Fedesarrollo.



**Gráfico 9. Reservas probadas. 2000 – 2014.**

Fuente: Informe Estadístico Petrolero de la ACP.

**Gráfico 10. Variación interanual de las reservas probadas.**

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

En la medida en que las reservas han empezado a ceder terreno, la necesidad de adicionar nuevos recursos se hace más apremiante si se desea mantener la producción en niveles alrededor del millón de barriles diarios. La única forma de aumentar las reservas es a través de un programa agresivo de exploración, en medio de un entorno adverso para la inversión privada. Como se verá en la siguiente sección, la coyuntura global en materia de precios ha minado el programa exploratorio de muchas de las empresas operadoras, las cuales se han visto forzadas a recortar las activida-

des de exploración con el fin de enfocar sus esfuerzos en la producción del crudo.

## Exploración

La exploración es el primer paso hacia la consecución de una mayor producción petrolera. A medida que los proyectos surten la fase exploratoria, muchos de ellos logran adicionar reservas a las ya existentes. De esa manera, la prospectiva del país mejora y aumenta la atracción de inversión extranjera que permite la ex-

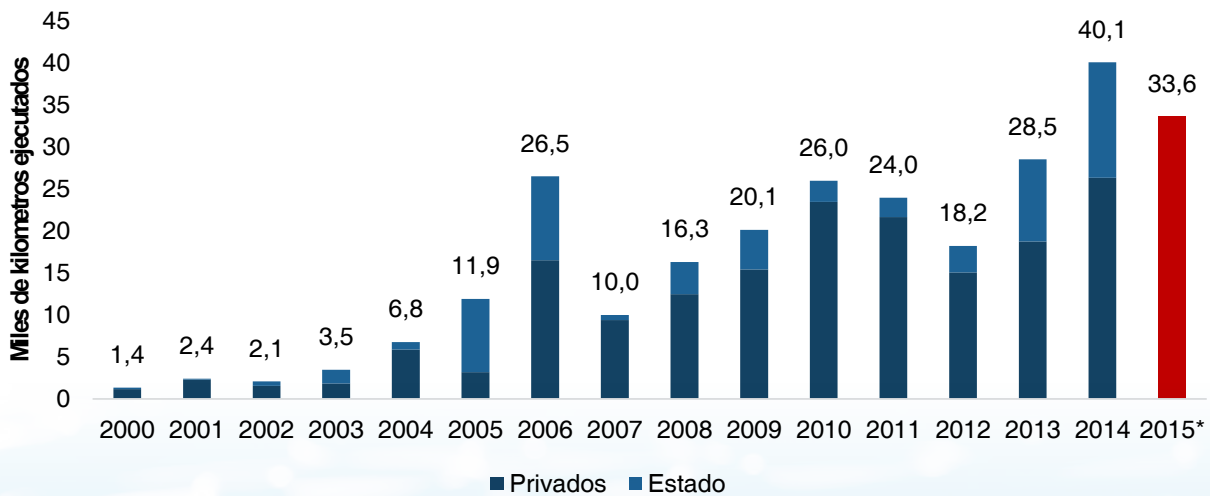
tracción de esos recursos. Si los programas de exploración resultan satisfactorios, la prospectividad del país mejora, la inversión extranjera aumenta y la producción tenderá a incrementarse.

La exploración abarca dos tipos de actividades: i. la sísmica de exploración; y ii. la perforación exploratoria. La primera de ellas busca conocer la conformación del subsuelo, la composición de las capas de roca, así como su profundidad y dimensiones. Una vez se tienen resultados de sísmica consolidados, se puede identificar si existen reservorios donde posiblemente se encuentran hidrocarburos. La segunda actividad consiste en la perforación de los pozos, donde se busca llegar a la capa de roca donde previamente se ha identificado la posible existencia de hidrocarburos. Si en el proceso se confirma el hallazgo, se procede a la

etapa de producción. Si no se logran encontrar recursos, se hace un taponamiento de pozo.

En el pasado Colombia ha adoptado medidas tendientes a promover la exploración. Como ya se mencionó, la reforma del 2003 permitió que el sector de hidrocarburos se fortaleciera y empezara a tener un papel más importante en la economía colombiana. Muestra de ello es que desde 2003 hubo un crecimiento inusitado en la actividad de sísmica de exploración. Entre 2003 y 2013 hubo un crecimiento promedio anual del orden del 40% en la sísmica de exploración, pasando de explorar cerca de 3500 kilómetros equivalentes en 2003 a explorar unos 28500 en 2013 (ver Gráfico 11). El impacto natural de este nivel de activismo en la exploración fue el crecimiento de las reservas y el aumento que tuvo la producción en los años subsiguientes.

**Gráfico 11. Sísmica en miles de kilómetros equivalentes ejecutados entre privados y Estado.**



Fuente: Informe Estadístico Petrolero de la ACP.

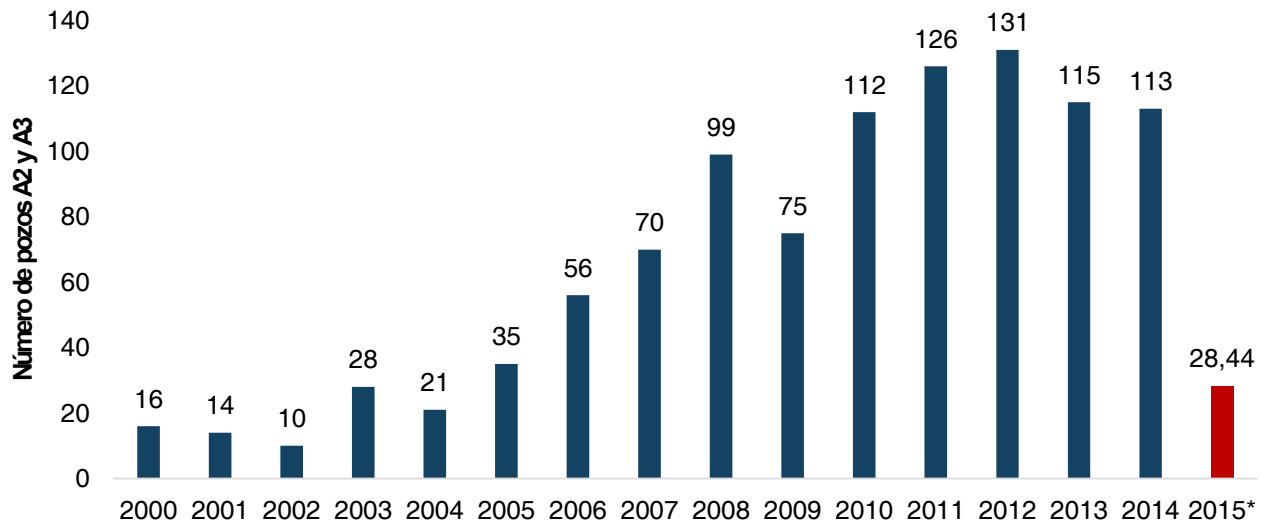
En los últimos 16 meses, la sísmica se resintió como efecto de la caída en los precios internacionales de petróleo. De acuerdo con cifras de la ACP, a junio 30 de 2015 solo se habían ejecutado 1130 kilómetros equivalentes de los más de 30000 programados para el año completo. Sin embargo, a agosto 30 de 2015 esa cifra había cambiado, alcanzando los 22060 kilómetros equivalentes: un incremento de cerca de 21000 kilómetros en tan solo 2 meses<sup>3</sup>. Todo esto parecería indicar que las medidas adoptadas por el gobierno, y que serán explicadas más adelante en este documento, han empezado a surtir efecto. Las proyecciones de Fedesarrollo indican que el 2015 cerrará con cerca de 33600 kilómetros ejecutados de sísmica equivalente, una cifra muy cercana a la programada en los contratos.

En lo referente a la perforación exploratoria, los resultados a agosto de 2015 son menos alentadores que

los de la sísmica. De acuerdo con el informe estadístico de la ACP y las proyecciones de Fedesarrollo, en 2015 el número de pozos perforados habrá caído en un 74.83%, pasando de 113 en 2014 a cerca de 28 en el 2015. Este nivel proyectado en la actividad exploratoria es el más bajo en la última década, solo siendo superado por el registrado en 2004 cuando ascendió a 21 pozos (ver Gráfico 12).

No obstante lo anterior, la expectativa de los agentes del mercado es que la perforación pueda presentar señales de recuperación gracias a las medidas adoptadas por la ANH en los acuerdos 002, 003 y 004 de 2015. Por otro lado, la expectativa también está focalizada en los eventuales resultados de la exploración realizada costa afuera. La Caja 3 presenta un breve resumen del avance de los proyectos costa afuera y su eventual impacto para el sector.

**Gráfico 12. Número de pozos de perforación exploratoria**



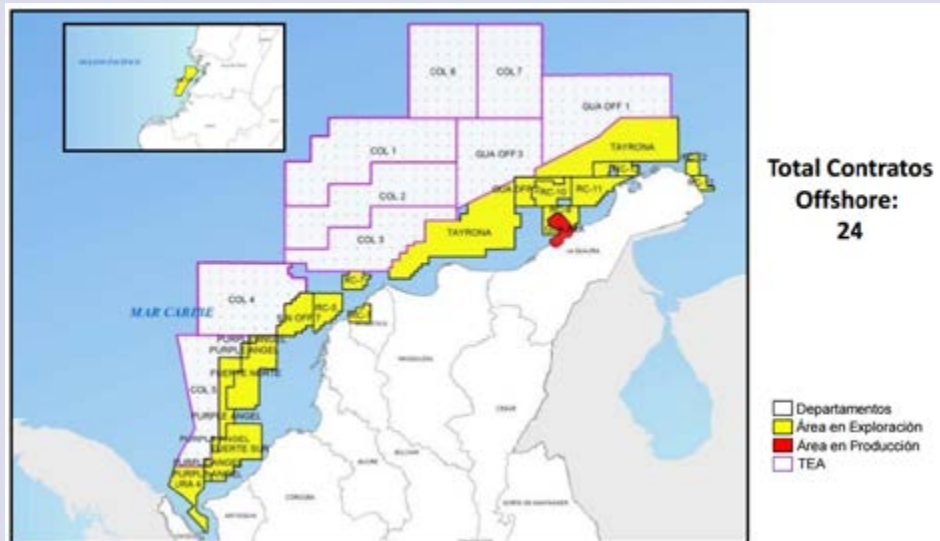
Fuente: Informe Estadístico de la ACP. Nota: \* Proyección de Fedesarrollo con el promedio mensual disponible a agosto de 2015.

### Caja 3. Desarrollos costa afuera en Colombia.

El potencial de los desarrollos costa afuera ha empezado a cobrar relevancia a medida que los recursos hidrocarburíferos se tornan más escasos. Distintos analistas han sugerido el gran potencial que podría tener Colombia en el desarrollo de actividades de E&P en costa afuera. En particular, PWC<sup>2</sup> y Alexis Arthur del *Institute of the Americas*<sup>3</sup> han validado el gran potencial de los desarrollos en aguas profundas y ultra profundas del Caribe y el Pacífico colombiano para la adición de mayores recursos hidrocarburíferos. De acuerdo con estas fuentes, el potencial es tal que podría llegar incluso a triplicar las actuales reservas de petróleo.

En la ronda Colombia de 2014 se asignaron 5 pozos costa afuera con niveles de inversión que llegarían a los 541 millones de dólares. Empresas operadoras de gran tamaño se hicieron con la posibilidad de explorar estas áreas del Caribe colombiano donde hay potencial de desarrollo en aguas profundas y ultra profundas. A la fecha hay 24 contratos de yacimientos costa afuera vigentes, de los cuales 23 están en el Caribe y 1 en el Pacífico. El gráfico que se presenta a continuación muestra la ubicación actual de los bloques.

De acuerdo con la ANH, las empresas con operaciones costa afuera se comprometieron a invertir cerca de 1600 millones de dólares en actividades de perforación de ocho pozos para los próximos cuatro años. Esto, junto al decreto de zonas francas para la actividad costa afuera, supone un esfuerzo conjunto de los agentes públicos y privados en pro de la generación de nuevos recursos. Adicionalmente y en el marco de la ronda Colombia, empresas como Anadarko, Exxon y Statoil han fortalecido su presencia a través de inversiones en proyectos costa afuera. Esto



deja ver que el potencial de atracción de recursos financieros de este tipo de proyectos no es despreciable. El primer gran resultado se obtuvo en Diciembre de 2014, cuando la empresa Petrobras anunció el hallazgo de un importante yacimiento de gas en aguas profundas del Caribe, específicamente en el pozo exploratorio Orca-1, del bloque Tayrona.

Los incentivos económicos considerados para los proyectos costa afuera son muy importantes. Estos principalmente se enfocan en la modificación del precio mínimo y el disparador de volúmenes para aumentos en el *Government Take (GT)*<sup>4</sup>. En particular, se elevaron los rangos de precios y los volúmenes de producción a partir de los cuáles se dispara el aumento del *GT* del Estado, teniendo en cuenta que se busca que esta cifra sea más progresiva, de modo que se cobre más cuando la situación es favorable, y que la naturaleza de la actividad *off-shore* es distinta; mucho más costosa y compleja que la actividad costa adentro. En particular, se pasó a un precio mínimo de \$82 USD para las aguas profundas y \$100 USD para las ultra-profundas. Adicionalmente, los periodos de exploración y producción se aumentaron y se incluyó un programa mínimo exploratorio muy favorable para las empresas. En el mediano plazo, estos incentivos deberían traducirse en más recursos para el sector.

Adicionalmente, el 4 de noviembre se firmó el decreto 2129 de 2015, con el que se reglamenta la gestión y administración de las zonas francas costa afuera. Este decreto profundiza los incentivos dados a la industria a través de tres medidas (Ministerio de Minas y Energía, 2015):

1. Se estimulará la inversión al permitir que el operador solicite una zona con varios bloques costa afuera. Estos contratos gozarán de una reducción de la carga tributaria del 25% en el impuesto de renta, la exención de pago del IVA y beneficios aduaneros.
2. La inversión comprometida no será un valor fijo. Ahora esta va a depender de lo comprometido inicialmente con la ANH, permitiendo que las inversiones se ajusten a la realidad de los contratos vigentes.
3. Se deberá mantener la dinámica de generación de empleos directos por cada zona franca permanente costa afuera. Pasados seis años los operadores se verán obligados a mantener esos empleos, consolidando mayores oportunidades de empleo.

2 PWC. (2014). Colombia Oil & Gas Industry 2014: An Overview. PricewaterhouseCoopers.

3 Arthur, A. (06 de Abril de 2015). *This Nation Could Host the Next Latin American Offshore Boom*. Recuperado el 22 de Octubre de 2015, de OilPrice: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/This-Nation-Could-Host-Next-Latin-American-Offshore-Boom.html>

4 Más información en

## ¿Qué ha hecho el gobierno?

Las empresas petroleras que operan en Colombia han manifestado desde hace varios meses las dificultades que enfrentan en la nueva coyuntura de precios para desarrollar nuevas actividades de exploración. A principios de año, la Asociación Colombiana de Petróleo (ACP) manifestó una seria preocupación por las perspectivas del sector en el mediano plazo, señalando una eventual contracción de 100.000 y 250.000 barriles para el 2016 y 2018, respectivamente (Lloreda, 2015). Ante esa situación, el gremio sugirió al gobierno avanzar en la revisión de varios aspectos del entorno del negocio: i. mayor flexibilidad de los contratos en el corto plazo; ii. mayor celeridad en el licenciamiento ambiental; iii. canalización del inconformismo social sin apelar a bloqueos a la infraestructura petrolera; y iv. mayores beneficios tributarios para atraer la inversión hacia el sector hidrocarburos.

Por su parte, el gobierno, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), ha adoptado una serie de medidas tendientes a permitirle al sector privado acomodarse a este nuevo entorno de precios bajos y a buscar atenuar la caída en los niveles de exploración. Las medidas adoptadas están encabezadas por el Plan de Impulso a la Productividad y el Empleo, y los Acuerdos 002, 003 y 004 de la ANH.

En mayo de 2015 el gobierno nacional lanzó el Plan de Impulso a la Productividad y el Empleo (PIPE 2.0). Este programa incluye 10 iniciativas que permitirían mejorar la competitividad de la industria de hidrocarburos. Las iniciativas contempladas dentro del plan se relacionan en la Tabla 1.

**Tabla 1. Iniciativas para mejorar la competitividad de la Industria – PIPE Minero energético**

	<i>Iniciativa</i>
1	Extensión de beneficios de la ley de infraestructura para PINES de hidrocarburos, minería y energía.
2	Mejorar las condiciones de los contratos costa afuera adjudicados antes del 2014.
3	Liberación de caja por cumplimiento de obligaciones de exploración
4	Regalía variable para la producción adicional.
5	Flexibilización para la exportación petrolera.
6	Incentivar asignación de las áreas de evaluación técnica.
7	Reducción canon superficiario
8	Claridad en integraciones prórrogas de yacimientos mineros
9	Mantener beneficios arancelarios para inversiones en el sector minero
10	Asignación permanente de áreas.

Las medidas están orientadas a atacar las actuales limitaciones de los contratos de E&P, incentivando la exploración, dando mayor disponibilidad de caja a las empresas y buscando garantizar su permanencia en la operación. Adicionalmente, las medidas pretenden dar un margen de maniobra a las compañías que están retrasadas en el cumplimiento de sus obligaciones, y mantiene beneficios arancelarios que pueden atraer los flujos de inversión hacia el sector.

Las acciones anunciadas por el gobierno se han implementado a través de acuerdos expedidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. El Acuerdo 002 busca permitir que se pospongan los proyectos de perforación, evitando la cancelación de los contratos. Las medidas contenidas en el Acuerdo son tres: i. aplazamiento de ejecución en compromisos de inversión; ii. ampliación de los términos de duración de los contratos; y iii. traslado de inversiones entre campos. La primera medida implica retrasar la inversión en exploración y, por ende, la entrada de nuevos recursos, y busca preservar la operación de las empresas. La segunda busca garantizar algún grado de estabilidad a las empresas operadoras, en la medida en que tienen mayor certidumbre por la duración de su contrato.



Finalmente, la tercera medida permite mejoras de productividad en tanto las inversiones pueden ser trasladadas a campos distintos a los originales. Esto hace que las empresas operadoras seleccionen aquellos campos que son más productivos y los desarrollen.

El segundo acuerdo adoptado por el gobierno (Acuerdo 003 de 2015 de la ANH) profundiza el incentivo a la exploración y da mayores garantías para la operación de las empresas. En general, el acuerdo busca reducir la caída esperada en la producción mediante incentivos a la exploración y la preservación de las empresas operadoras que están en situación de incumplimiento. El acuerdo incorpora tres grandes medidas: i. liberación de caja por cumplimiento en las operaciones de exploración; ii. permiso para que las empresas operadoras pueden unificar fases y logren salir de los incumplimientos; y iii. permiso para el traslado de actividad exploratoria hacia bloques con mayor potencial. La primera medida evita la salida de las empresas operadoras; la segunda da flexibilidad en la ejecución de las inversiones e incentiva la exploración; la tercera medida da margen de maniobra para la reestructuración de los costos y las obligaciones de las empresas.

El tercer acuerdo (Acuerdo 004 de 2015 de la ANH) adopta una medida que permite que los contratistas que en el marco de un Contrato de Evaluación Técnica (Contrato TEA) ejecuten actividades adicionales al programa exploratorio puedan solicitar que las mismas sean acreditadas al cumplimiento de los compromisos de la primera fase del contrato de exploración y producción de hidrocarburos (Contrato E&P). Esta disposición en últimas apunta hacia la promoción de los TEAs, buscando maximizar el objetivo de evaluar y mejorar el conocimiento del potencial hidrocarburífero de un área.

### ¿Qué más puede hacer al gobierno?

Recientes anuncios del gobierno, a través del Ministerio de Minas y Energía, permiten ver que ya hay un camino trazado sobre las acciones adicionales que deben ser adoptadas para dinamizar el sector. En el marco del *Congreso de los 50 años de la ACP: A New Thinking on Oil & Gas*, llevado a cabo en Bogotá en el mes de octubre, el Ministro de Minas y Energía, To-

mas González, anunció los 4 pilares que definirán la política pública para el sector en los próximos meses. El gobierno se ha fijado una serie de metas en materia de producción y reservas para el 2035: la producción debería alcanzar un promedio de 1.3 millones de barriles de petróleo equivalente y las reservas deberían ascender hasta algo más de 4000 millones de barriles de petróleo equivalente. Adicionalmente, las inversiones deberían alcanzar cerca de 20.000 millones de dólares (Celedón, Gobierno remodela política petrolera para atraer inversión, 2015).

Para alcanzar las metas trazadas el gobierno ha anunciado un Plan para la Competitividad Petrolera que se sume a las medidas ya implementadas a través de los acuerdos de la ANH. Los cuatro pilares incluidos dentro del Plan de Competitividad son: i. mejorar la prospectividad; ii. fortalecer la ANH; iii. propiciar proyectos económicamente más atractivos; y iv. lograr tiempos y procesos eficientes.

El primer pilar que busca mejorar la prospectividad del sector se construye sobre la necesidad de hacer un levantamiento de información a través de un modelo de sísmica multi-cliente. Este modelo permite que un tercero realice la toma de datos para comercializarlos en las compañías. Esta medida disminuiría los costos en el desarrollo sísmico y a su vez se le descargaría a la ANH la comercialización de la información y permitiría que ésta se enfoque en los sistemas de fiscalización. El segundo pilar busca fortalecer la ANH tratando de mejorar la forma como sale al mercado. El propósito es que la entidad logre hacer una promoción mucho más focalizada de los bloques para exploración, conociendo a profundidad las características del mercado global de petróleo y trabajando en un modelo de asignación permanente de rondas para lograr esquemas de contratación más rápidos. Este formato contrasta con el actual, en el que se hacen rondas con poca frecuencia para ofrecer un gran número de bloques. Este fortalecimiento de la ANH también vendrá acompañado de un modelo de abordaje segmentado, que tenga en cuenta las características específicas de cada empresa y las condiciones concretas de cada bloque a ofrecer.

El tercer pilar busca mejorar el atractivo económico de los proyectos, levantando la obligatoriedad en los programas mínimos de inversión y haciendo ajustes fiscales agresivos. Estos ajustes pretenden modificar el actual régimen de regalías buscando una mayor flexibilidad para los proyectos. Así mismo, se busca adoptar un sistema de *government take* más progresivo, que esté vinculado de alguna manera al nivel de los precios internacionales.

El cuarto y último pilar busca optimizar los tiempos y trámites de los contratos a través del trabajo articulado con otros actores del sector. Entre las medidas que se contemplan hasta ahora resaltan la creación de líneas de base ambientales unificadas, la definición de plazos máximos para el licenciamiento ambiental, la implementación de estándares para los procesos relacionados con el sector y, finalmente, la codificación y la optimización de los procesos relacionados al entorno social.

De esta manera, el gobierno a través de la ANH y el Ministerio de Minas y Energía, busca seguir avanzando en la solución de las dificultades que actualmente tiene el sector, fomentando la inversión mediante la modernización de sus agencias, la agilización de los procesos y la optimización en la función reguladora en manos de la ANH.

### ¿Qué debería hacer el sector privado?

Las nuevas condiciones de mercado han obligado a repensar la forma en que el gobierno estructura su marco regulatorio, alinea los incentivos y promueve las inversiones en el sector hidrocarburos. Los agentes privados también están llamados a ejecutar cambios que les permitan capotear la actual crisis de precios de petróleo. El auge en precios que acompañó la industria durante más de diez años ha llegado a su fin y las empresas deben idear nuevas estrategias para mantenerse a flote.

Los cambios deberán orientarse hacia una seria reducción en costos y mayores ganancias de eficiencia. En particular, el sector privado debe empezar a idear estrategias que le permitan financiar la operación en una coyuntura de precios bajos. Un cambio de actitud en cuanto al entorno es más que necesario: si las empresas persisten en el pesimismo que hasta ahora ha predominado, los cambios más trascendentales no tendrán efecto. De igual forma, las empresas deben replantear la hipótesis de que el sector solo logrará capotear la crisis con una reducción de impuestos, pues hay mucho terreno para mejorar en productividad y eficiencia de puertas para adentro.

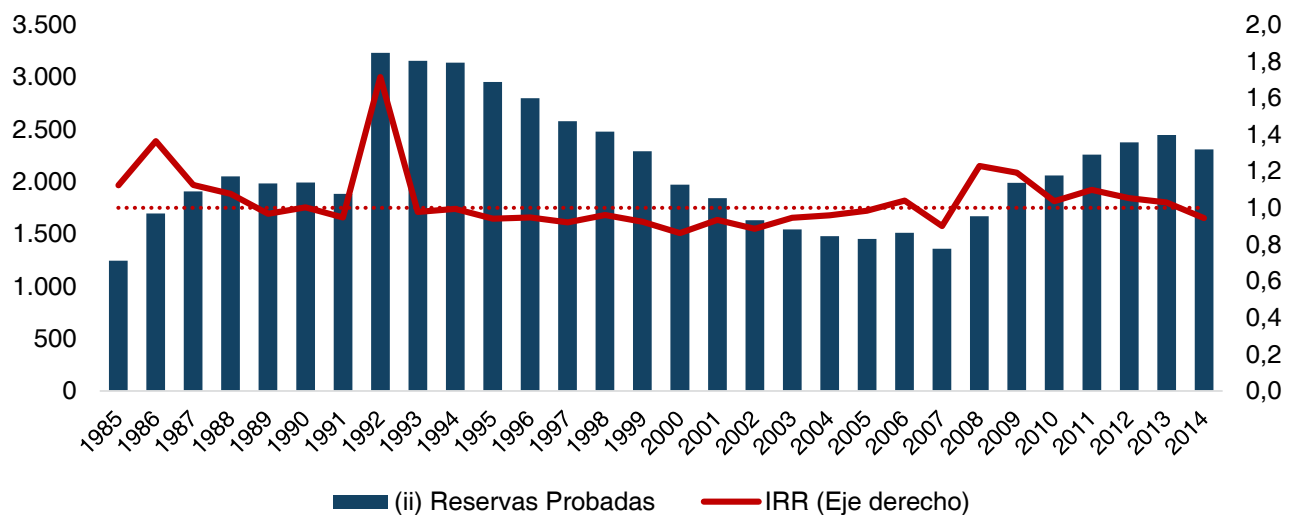
Con lo anterior en mente, las estrategias deben empezar al interior de las empresas especialmente en lo referente al control de costos. La financiación externa a las empresas operadoras debe ser secundaria, y adoptarse una vez las empresas hayan logrado las mayores reducciones posibles en costos. De esta manera, las empresas deberán transitar hacia una situación donde la disciplina en el gasto, y la eficiencia en el uso del capital y de la caja sean la regla.

Esta no es la primera vez que el sector de hidrocarburos enfrenta una situación de precios bajos. Como se refirió en la Caja 1, entre 1986 y 2001 el mercado global presentó precios bajos y las empresas lograron acoplarse a ese entorno. De hecho, los precios por encima de los 100 dólares parecen más la excepción que la regla en lo que se tiene registro. Esta no debe ser la excepción, las empresas tienen la capacidad de reducir costos, de adelantar mejoras tecnológicas y de buscar mantenerse activas en el mercado. El cambio de paradigma y la transición hacia un mercado global más competitivo debe generar esfuerzos de innovación en el sector.

# Indicadores Petroleros

## Producción y reservas

**Gráfico 13. Reservas Probadas e Índice de Reposición de Reservas**  
Reservas en Millones de Barriles



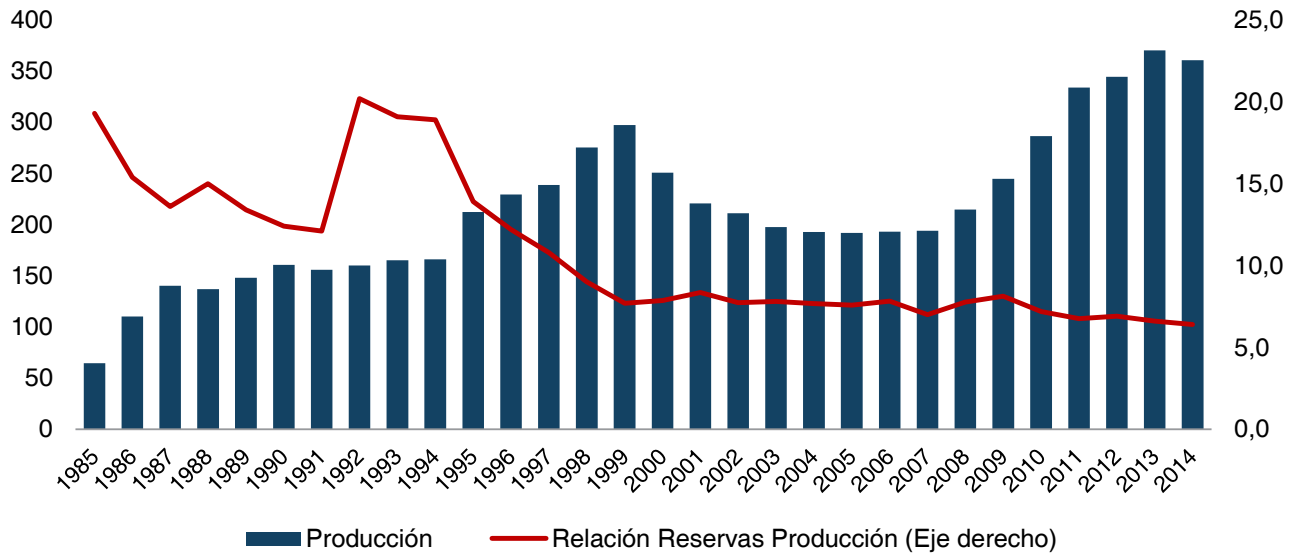
Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

Nota: Cifras anuales. Estas cifras se actualizan cada año.

- Las reservas probadas para 2014 fueron de 2308 millones de barriles, 5,6% menos que las observadas para 2013, las cuales ascendieron a 2445 millones de barriles
- El Índice de Reposición de Reservas cae por debajo de 1 por primera vez desde 2007, lo que indica que los niveles de producción no han logrado ser renovados por los nuevos hallazgos.
- La contracción en las reservas de 2014 frente a 2013, rompe la tendencia creciente que éstas llevaban por más de un lustro.



Gráfico 14. Producción y Relación de Reservas a Producción

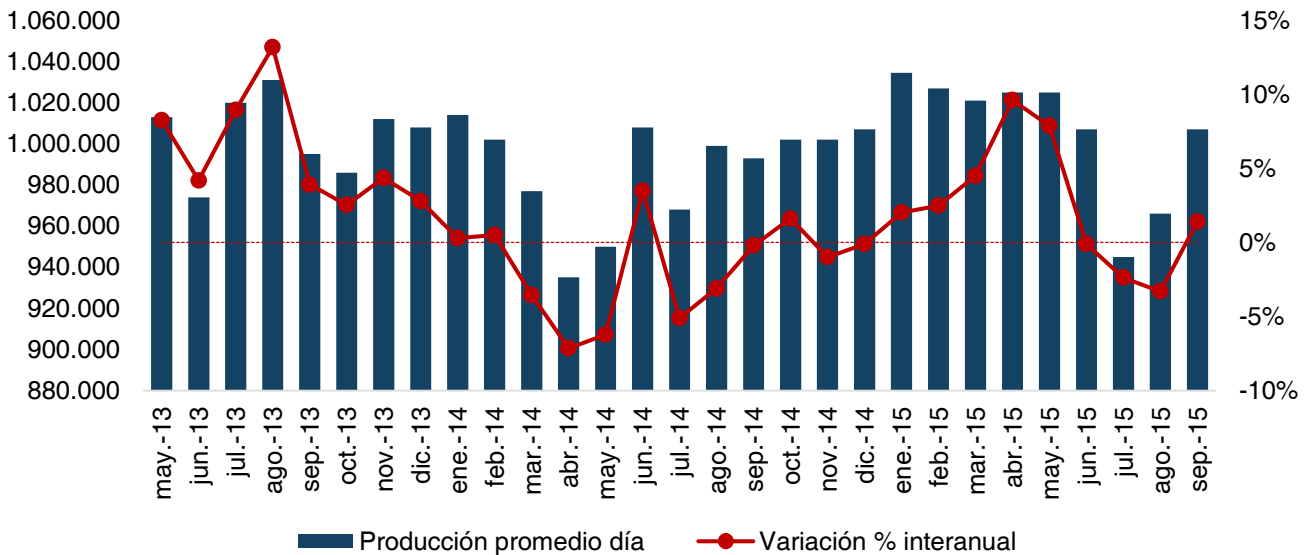


Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo.

Nota: Cifras anuales. Estas cifras se actualizan cada año.

- 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 15. Producción Mensual y Variación Interanual.**  
Cifras en Barriles Diarios



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

- En septiembre de 2015, la producción colombiana ascendió a 1.007.000 barriles de petróleo diario, 14.000 barriles más que la cifra registrada en septiembre de 2014.
- La cifra registrada en septiembre de 2015 es 1,41% mayor que la registrada el año inmediatamente anterior. Frente a agosto de 2015, el nivel de producción aumentó en 4%, lo que representó un incremento de 41.000 barriles.
- En julio de 2015, se rompió la tendencia en la producción que llevaba más de ocho meses en niveles superiores a 1.000.000 de barriles de petróleo promedio diarios.
- En septiembre se volvieron a lograr niveles por encima del millón de barriles.

## Sector externo

Gráfico 16. Composición de las Exportaciones Colombianas

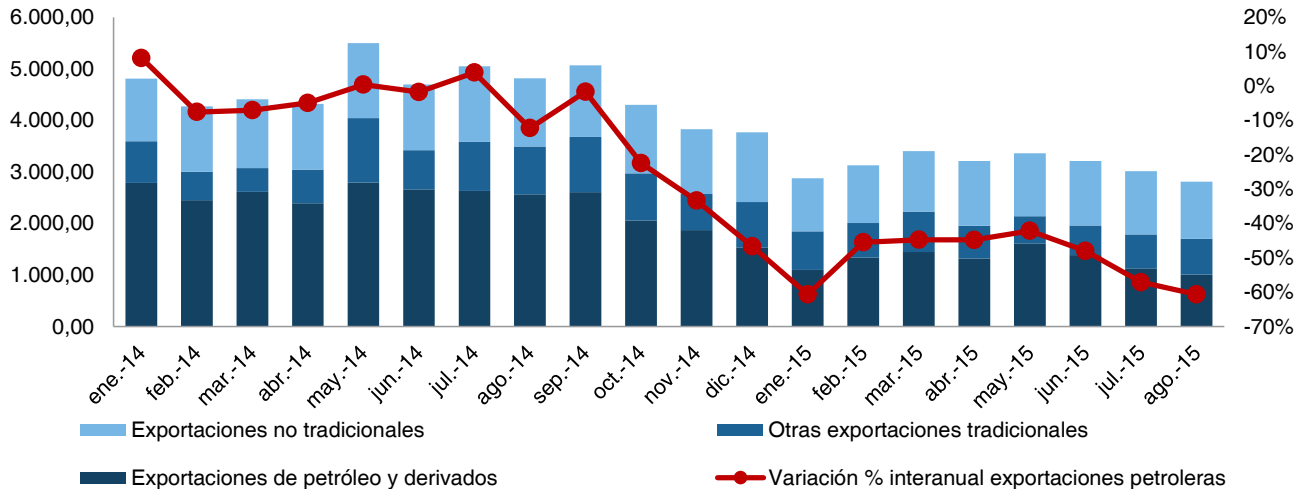


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

Nota: Cifras anuales. Estas cifras se actualizan cada año.

- 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 8,9% entre 2012 y 2014.

**Gráfico 17. Composición de las Exportaciones Colombianas (Enero 2014 – Abril 2015)**

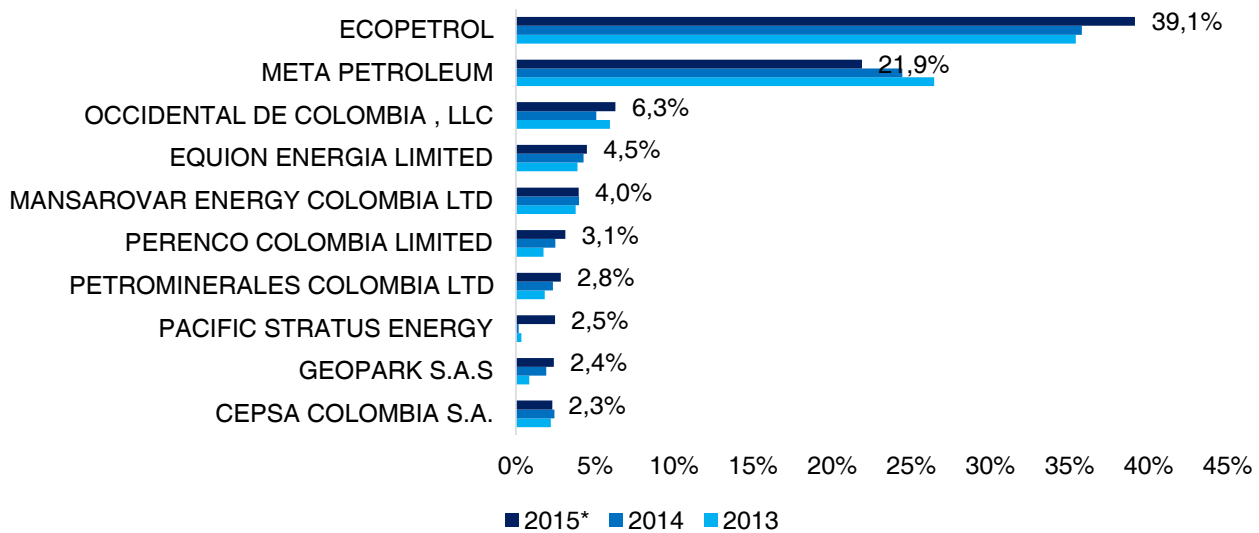


Fuente: Departamento Administrativo Nacional de Estadística.

- En agosto de 2015 las exportaciones colombianas sumaron USD\$2809 millones de dólares, de las que USD\$1010 millones fueron exportaciones petroleras.
- Las exportaciones petroleras en agosto de 2015 fueron USD\$1557 millones menores que las observadas en el mismo mes en 2014. Esta caída representa una variación negativa interanual del orden de 60,65%.
- A agosto de 2015 se completan más de 13 meses consecutivos en los que las exportaciones petroleras se han contraído interanualmente.

## Escalafones

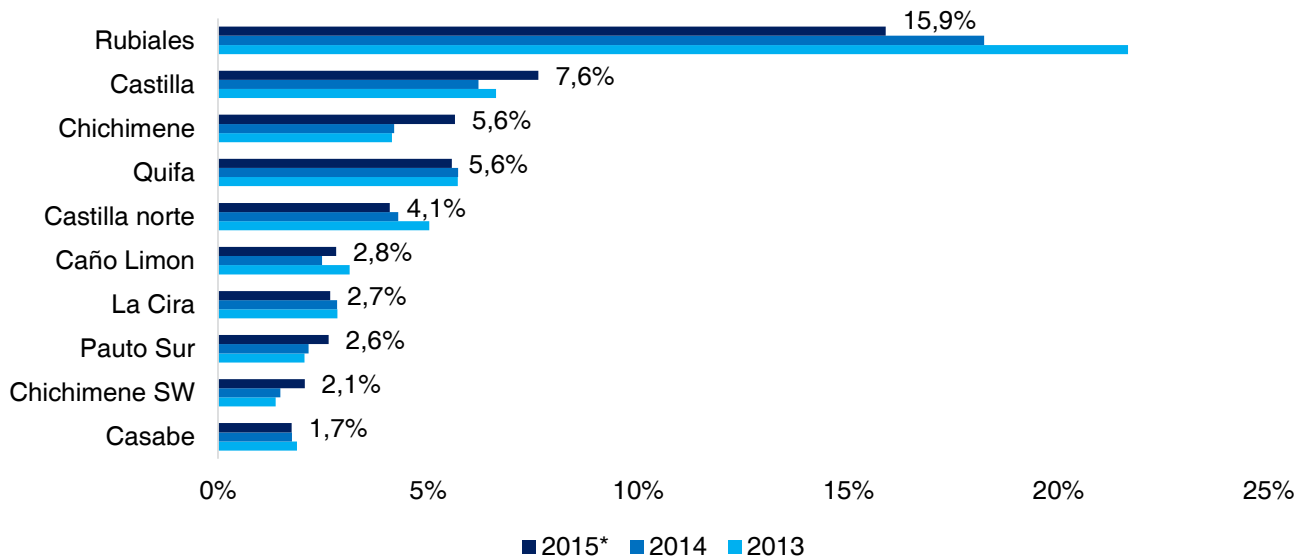
Gráfico 18. Escalafón de Empresas Operadoras



Fuente: Informe Estadístico Petrolero - ACP. Cálculos de Fedesarrollo. \* cifras a junio de 2015.

- En lo corrido de 2015, Ecopetrol fue la mayor empresa operadora del país, con el 39,1% de la producción nacional.
- En segundo lugar se ubicó Metapetroleum Limited, de propiedad de Pacific Rubiales, que extrajo el 21,9% del total nacional. Desde 2013, Metapetroleum limited ha perdido cuota de mercado.
- Occidental de Colombia ostenta la tercera posición entre las operadoras en el país, con 6,3% del crudo extraído a nivel nacional.
- En 2014, las cuatro empresas operadoras más grandes aportaron el 71.8% de la producción nacional, 1,9% más que lo registrado en 2014.

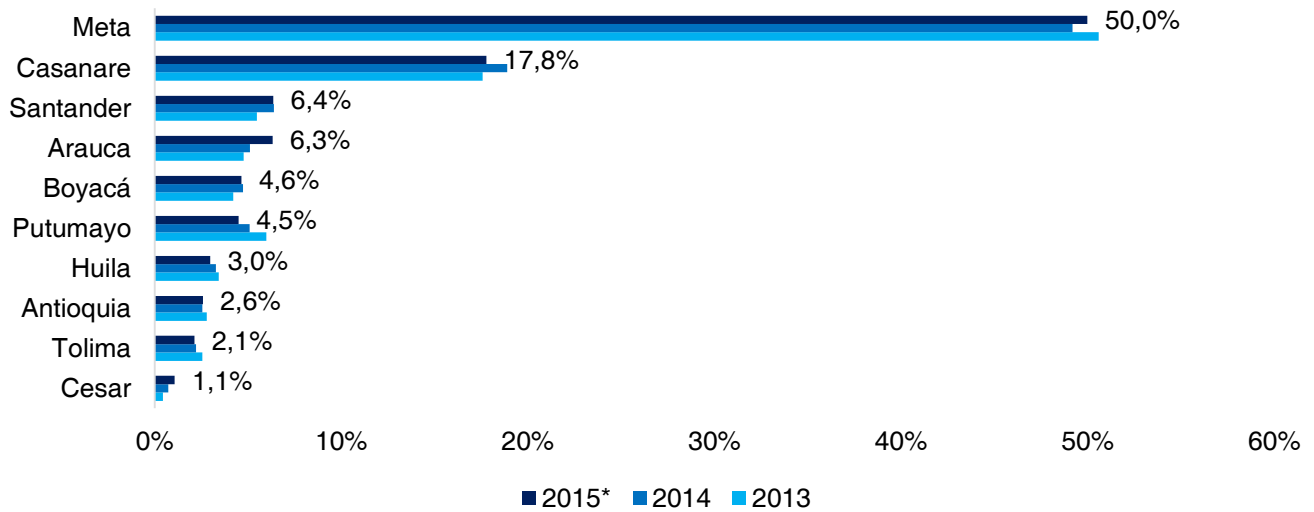
**Gráfico 19. Escalafón de Campos de Producción**



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

- En lo corrido de 2015, Rubiales se ha consolidado como el campo de producción más grande del país, con el 15,9% de la producción nacional. La cuota de producción de este campo cayó en un 5,7% frente al 21,6% que se reportó en el 2013.
- En segundo y tercer lugar se ubicaron los campos de Castilla y Chichimene, con el 7,6% y 5,6%, respectivamente.
- En lo corrido de 2015, los cuatro campos de producción más grandes del país aportaron, conjuntamente, el 34,7% del total producido en el país, 0,3% más que la cifra registrada en 2014.
- Caño Limón ocupa la sexta posición con el 2,8% de la producción nacional.

Gráfico 20. Escalafón de Departamentos Productores



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

- En lo corrido de 2015, Meta ha sido el mayor departamento productor de petróleo el país con el 50% de la producción nacional.
- En segundo y tercer lugar se ubican Casanare y Santander, con el 17,8% y 6,4%, respectivamente.
- En lo corrido de 2015, los cuatro departamentos más grandes han aportado, conjuntamente, el 80.4% de la producción nacional de crudo. Esta cifra es inferior en un 0,7% frente al 2014.

# Referencias

- [1] Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2015). *Indicadores y Estrategias de Crecimiento del Sector Hidrocarburos Colombiano*. Bogotá: ANH.
- [2] Arthur, A. (06 de Abril de 2015). *This Nation Could Host the Next Latin American Offshore Boom*. Recuperado el 22 de Octubre de 2015, de OilPrice: <http://oilprice.com/Energy/Energy-General/This-Nation-Could-Host-Next-Latin-American-Offshore-Boom.html>
- [3] Asociación Colombiana de Petróleo. (2015). *Informe Estadístico Petrolero*. Bogotá: ACP.
- [4] 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.
- [5] Celedón, N. (29 de octubre de 2015). El país podría duplicar reservas de crudo sin nuevos hallazgos. *Portafolio*, pág. 10.
- [6] Celedón, N. (29 de Septiembre de 2015). Gobierno remodela política petrolera para atraer inversión. *Portafolio*.
- [7] Hernandez, G., Piraquive, G., Rojas, N., & Santa-María, M. (2013). Crecimiento económico y desempleo: Retos a largo plazo. *Archivos de Economía DNP(401)*.
- [8] 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\\_JZ6u-pk](https://www.youtube.com/watch?v=Ttd5_JZ6u-pk).
- [9] Lopez, E., & Misas, M. (1998). El producto potencial en Colombia: Una estimación bajo VAR estructural. *Banco de la República - Borradores de Economía (94)*.
- [10] Ministerio de Minas y Energía. (09 de Noviembre de 2015). Comunicado de Prensa. *Minminas anuncia medidas para impulsar operaciones costa afuera*.
- [11] Perilla, J., Reyes, J., & Rodríguez, J. (2004). El PIB potencial en Colombia: 1970-2003. *Archivos de Economía DNP(261)*.
- [12] PWC. (2014). *Colombia Oil & Gas Industry 2014: An Overview*. PricewaterhouseCoopers.



