

# Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia

## Up to Date Scenarios for the Offer and Demand of Hydrocarbons in Colombia

Sandra Leyva<sup>(1)\*</sup>, Beatriz Herrera<sup>(2)\*</sup>, Ángela Cadena<sup>(3)\*</sup>

<sup>(1)</sup> Ingeniera de Petróleos. Profesional Especializado de la UPME, sandra.leyva@upme.gov.co

<sup>(2)</sup> Magíster en Economía, Política Energética y Ambiental. Subdirectora de Hidrocarburos de la UPME, beatriz.herrera@upme.gov.co

<sup>(3)</sup> Doctora en Ciencias Económicas y Sociales. Directora General de la UPME, angela.cadena@upme.gov.co

\* Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), Bogotá, Colombia.

Recibido 24 de junio de 2014. Modificado 30 de junio. Aprobado 10 de julio de 2014.

### Palabras claves

Escenarios de oferta, gas, hidrocarburos, petróleo, reservas.

### Resumen

En este artículo se presentan los pronósticos de incorporación de reservas y de producción de hidrocarburos para el periodo 2013-2035, realizados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), a partir de un estudio adelantado por la firma Arthur D'Little. Para este trabajo se empleó la técnica de escenarios tomando en consideración el comportamiento de diversas variables internas y externas, así como su nivel de incertidumbre e impacto. Para los escenarios construidos se cuantifican las inversiones necesarias para su materialización. Los resultados del análisis muestran que el país tiene potencial para incorporar más de nueve mil millones de barriles de crudo y seis TPC de gas natural en los próximos años. Lo anterior dependerá del comportamiento de la inversión en exploración que a su vez estará en función del comportamiento de los precios del crudo a nivel internacional y de los avances en la gestión ambiental y social.

### Key words

Supply scenarios, gas, hydrocarbons, oil, reserves.

### Abstract

In this paper, we present a forecast of Colombia's hydrocarbons reserves and production for the 2013 to 2015 period. These results are the product of an adjustment conducted by Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) of the scenarios generated by Arthur D'Little. This study is based on a methodology of scenario analysis which considers the impact of internal and external factors according to different uncertainty levels and their incidence on the future development of the sector. For these scenarios, the corresponding required investments for their realization are calculated. The analysis results make evident the importance of Colombia's potential in hydrocarbons. The incorporation of more than 9 billion barrels of oil and 6 tera-cubic feet of natural gas has been forecast. These achievements will depend on the investments in exploration and the development of oil prices as well as on a more efficient management of the associated environmental and social issues.

## INTRODUCCIÓN

En este artículo se presentan los pronósticos de incorporación de reservas y de producción de hidrocarburos (crudos y gas) en cuencas maduras, crudos pesados, recursos costa afuera y exploración de frontera y desarrollos de recursos convencionales y no convencionales para el periodo 2013-2035. En los escenarios presentados se cuantifican las inversiones necesarias para su

materialización. Los resultados son producto de un ajuste realizado por la UPME en el año 2013, al trabajo de actualización de los escenarios realizado por la firma Arthur D'Little para la Unidad. (Unidad de Planeación Minero Energético [UPME], 2014).

Los análisis adelantados toman en consideración los estudios de potencial geológico realizados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

(2011) y diversos estudios realizados con anterioridad por la misma institución (2007) (2008), entrevistas con expertos, empresas del sector, gremios e instituciones gubernamentales y no gubernamentales del sector energético y medioambiental. El estudio se soporta en una metodología de construcción de escenarios que contempla los impactos de los factores y variables críticas, internas y externas, identificadas según sus

grados de incertidumbre y sus repercusiones en el desarrollo futuro del sector.

Los resultados obtenidos muestran un importante potencial en materia de hidrocarburos en el país. En cuanto a reservas de petróleo se prevé la incorporación de volúmenes totales que oscilan entre 7.474 MMBBL (millones de barriles) en un escenario de escasez, 39.511 MMBBL en el escenario de abundancia, y un total de 10.468 MMBBL en el escenario base durante los próximos 22 años.

En gas natural se estima una incorporación entre 7,5 TPC (terapias cúbicos) en un escenario de escasez y 22,01 TPC en el escenario de abundancia, mientras que el valor asciende a 11,7 TPC en el escenario base. Las inversiones requeridas en los diferentes eslabones de la cadena (exploración, producción, refinación, comercialización y mejoramiento de crudos extra-pesados) para el escenario base de inversiones se aproximan a los USD \$6.000 millones en el quinquenio 2013-2017 y de USD \$8.000 millones en el quinquenio

siguiente, con mayor participación de las inversiones en exploración y desarrollo de los hidrocarburos.

El documento está organizado de la siguiente manera: Para comenzar se discuten las variables empleadas en la construcción de los escenarios, su nivel de incertidumbre e impacto en el éxito del sector hidrocarburífero en el país. Posteriormente se presentan los escenarios construidos para la incorporación de reservas y el desarrollo de perfiles de producción, diferentes fuentes de recursos y los resultados esperados. Finalmente se presentan las inversiones requeridas para la materialización de cada uno de los escenarios en cada segmento: exploración, producción, refinación y/o mejoramiento de crudos pesados y comercialización.

### VARIABLES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

En primer lugar, se identificaron y utilizaron variables específicas de las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y de entorno, tanto

interno como externo, que presentan un alto nivel de incertidumbre y que afectan el futuro del sector en el periodo 2013-2035 desde cualquier ámbito (técnico, operacional, económico, político, social, sectorial, regional, regulatorio, tecnológico y ambiental), como se puede ver en la Figura 1.

Una vez seleccionadas las variables críticas, mediante la utilización de una matriz de impacto-incertidumbre se visualizan y priorizan las variables clave para la definición de escenarios y se identificaron para cada una los principales estadios futuros posibles, los cuales deben ser mutuamente excluyentes y colectivamente exhaustivos, asignándose para cada uno de ellos probabilidades de ocurrencia.

En la Tabla 1 se presentan los factores críticos encontrados que determinan el éxito del sector hidrocarburífero en el país y las variables críticas resultantes para la definición de escenarios de acuerdo a su nivel de impacto e incertidumbre en el sector energético colombiano.

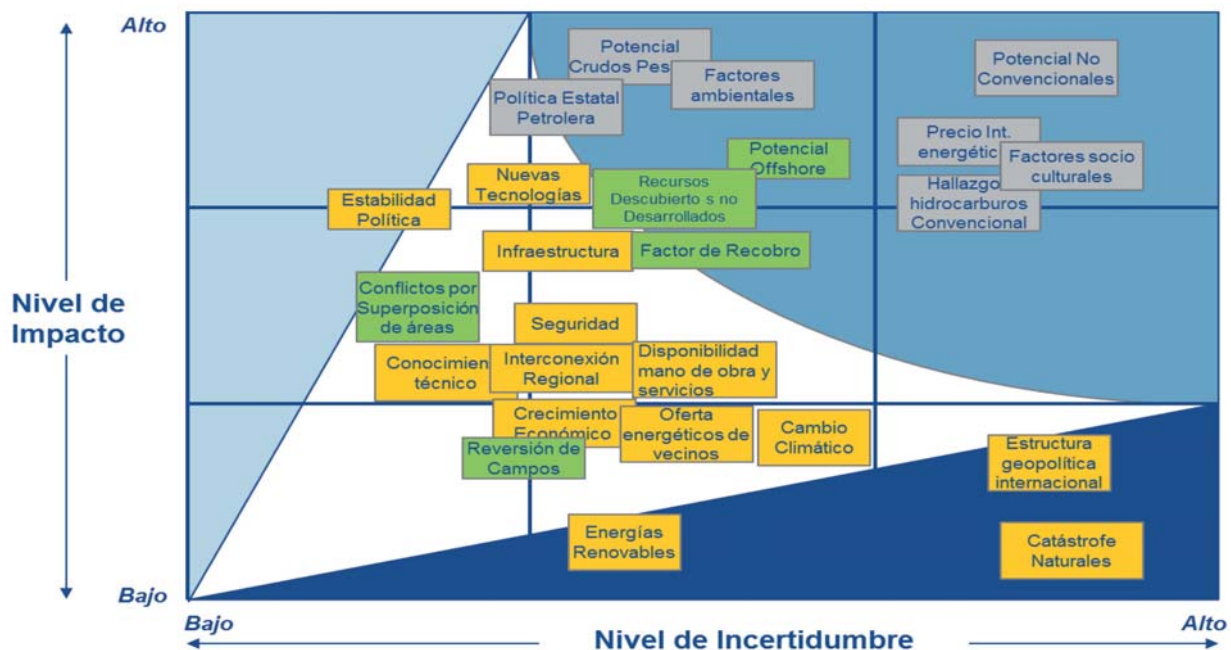


Figura 1. Matriz impacto-incertidumbre 2013

Fuente. UPME (2014)

Tabla 1. Factores y variables críticas para el éxito en hidrocarburos

Factores críticos de éxito del Sector Hidrocarburífero	Variables críticas actuales y futuras
<p>Incrementar los niveles de inversión en el sector ayudados por un marco regulatorio y un régimen fiscal atractivos para el desarrollo de los diferentes tipos de hidrocarburos y por los esfuerzos de promoción internacional y rondas de la ANH.</p> <p>Confirmar la prospectividad del país incrementando el éxito exploratorio, la materialidad de los descubrimientos y el conocimiento geológico.</p> <p>Incremento en los factores de recobro en cuencas maduras mediante la incorporación de tecnología.</p> <p>Agilizar los procesos de evaluación y expedición de licencias ambientales.</p> <p>Definir la regulación para la explotación de recursos no convencionales.</p> <p>Mejorar los procesos de consulta y manejo de las comunidades en las zonas de actividad petrolera.</p> <p>Mercado internacional favorable reflejado en la demanda de energéticos y altos precios del petróleo.</p> <p>Mejora sostenida en las condiciones de seguridad del país.</p>	<p>Hallazgos hidrocarburos convencionales</p> <p>Potencial <i>offshore</i></p> <p>Potencial no convencionales</p> <p>Potencial crudos pesados</p> <p>Factor de recobro</p> <p>Incorporación de reservas probables y posibles</p> <p>Precio internacional de energéticos</p> <p>Política estatal petrolera</p> <p>Factores ambientales</p> <p>Factores socio-culturales</p>

Estas variables se pueden describir de la siguiente manera:

- **Hallazgos de convencionales:** El potencial de hidrocarburos en Colombia está distribuido entre 23 cuencas sedimentarias, aunque la producción actual está fuertemente concentrada en sólo cinco de ellas. Por lo tanto, se considera la prospectividad futura del país y los niveles de descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos convencionales *onshore*.
- **Hallazgos costa afuera:** La ANH espera incrementar los esfuerzos de promoción en la explotación de recursos costa afuera. Dada la magnitud de potenciales descubrimientos aguas afuera y la singularidad de los factores que pueden afectar su desarrollo, se ha incluido este factor como una nueva variable crítica para el estudio 2013.
- **Potencial de crudos pesados:** Los crudos pesados siguen siendo uno de los recursos con mayor prospectividad en el país. Esta variable toma en cuenta los desarrollos actuales en campos conocidos, fundamentalmente en la cuenca de los Llanos Orientales, y se extiende a la aparición de nuevos campos productores en dicha cuenca.
- **Potencial de no convencionales:** En términos de prospectividad futura del país, fue incorporado el potencial de hidrocarburos no convencionales, teniendo en cuenta la factibilidad de la incorporación de este tipo de reservas a través de su desarrollo comercial. Estimaciones basadas en los datos disponibles revelan un potencial significativo de recursos no convencionales en Colombia, que se debe ir concretando en la medida en que se cuente con mejor información geológica, adecuada regulación técnica y ambiental, mayor capacidad técnica y personal especializado. Para esta variable se consideraron proyectos exploratorios en marcha, la viabilidad en el mediano plazo del desarrollo de esquistos gaseosos y líquidos *shales*, gas asociado al carbón (CBM) y en el largo plazo, de arenas bituminosas *tar sands*.
- **Incremento en el factor de recobro:** El factor de recobro es la relación que existe entre el hidrocarburo que puede ser recuperado, técnica y comercialmente, de un yacimiento y el hidrocarburo original *in situ* en el mismo yacimiento. Este factor está directamente asociado al uso de nuevas tecnologías de desarrollo y producción (recuperación

mejorada o EOR) que pueden potencialmente extender los niveles actuales. Muchos de los campos petrolíferos presentan un alto grado de agotamiento de la capacidad natural de producción del yacimiento. Por lo tanto, la implementación de métodos EOR juega un papel fundamental como tecnología para incrementar el factor de recobro de los campos colombianos. Los precios del petróleo actuales presentan una gran oportunidad para la masificación de procesos EOR en el país.

- **Reservas descubiertas no desarrolladas:** A la luz de los resultados actuales, donde varios de los proyectos que se tenían planeados desde hace dos años no se ejecutaron o se han retrasado, se han propuesto diferentes estadios para esta variable con el fin de evaluar su impacto.
- **Precio internacional de energéticos:** El rango de precios del crudo a nivel internacional en el largo plazo, es considerado como una variable crítica. Dado que el mayor potencial hidrocarburífero de Colombia está en petróleo crudo (menor potencial en gas natural) y en especial en recursos con altos costos de producción como crudos pesados, hidrocarburos costa afuera o no convencionales, un escenario

de precios altos podría tener un impacto significativo en los perfiles de producción futura.

- **Política estatal petrolera:** Para el desarrollo de las actividades de exploración y producción (E&P) es relevante el grado de injerencia del Estado en la industria, a través de cambios en la normatividad (e.g. términos fiscales) o mecanismos de intervención directa (e.g. toma de propiedad, operación). Si el entorno nacional evoluciona hacia un modelo intervencionista y se torna más hostil al sector de hidrocarburos, se vería dificultado un desarrollo concertado del mismo. En este contexto, se moderaría el ritmo de inversión y el compromiso de capital, derivando en un desarrollo más lento de la actividad exploratoria. Por lo tanto, esta variable toma en cuenta el efecto que tiene el sector oficial sobre la inversión privada futura. Se reconoce que esta variable no es totalmente independiente de otras anteriormente mencionadas, como son la prospectividad y los precios internacionales.

En un escenario de alta prospectividad y de precios altos, el Estado podría aspirar a la captura de una mayor renta, sin que esto necesariamente conduzca a un menor interés por parte de los inversionistas, pues estos últimos basan su confianza en la larga tradición de Colombia en el respeto a los contratos existentes.

- **Factores ambientales:** Colombia goza de una biodiversidad única cuya preservación requiere la consideración de la sensibilidad ambiental de las áreas en las que se conduce la actividad E&P. La sensibilidad ambiental observada refuerza la necesidad del desarrollo concertado de la E&P con los objetivos de preservación del medio ambiente. Este factor en los últimos dos años ha sido una variable crítica para la ejecución de dichas actividades. Los extensos tiempos de aplicación y obtención de licencias ambientales han retrasado los

planes de inversión y aún se está evaluando el impacto de dichos retrasos. La consolidación de soluciones conjuntas entre gobierno e industria será clave para definir la velocidad de la incorporación de nuevas reservas e incremento de la producción. Otro de los factores ambientales críticos será la definición, por parte de la ANLA, de la regulación para la explotación de recursos no convencionales.

- **Factores socio-culturales, nivel de conflicto social:** La sensibilidad social exacerbada por la precariedad de servicios básicos y la ausencia de fuentes de empleo, incrementan la conflictividad del entorno en el que se desenvuelven las empresas de E&P. En los últimos tres años el recrudecimiento de los conflictos sociales en las áreas de explotación petrolera ha ocasionado significativos retrasos en la producción esperada de hidrocarburos en distintas regiones del país. Por tanto, los escenarios de oferta futura pueden verse afectados de no ejecutarse acciones inmediatas para disminuir la conflictividad social.

Dada la influencia creciente de los factores ambientales y socio-culturales, el análisis de incorporación de reservas y de producción se adelantó para diferentes escenarios de comportamiento de estos factores, según se describe a continuación:

- **Factores ambientales:**

- *Estadio 1* “Status Quo”: En este estadio se estima que la legislación de recursos no convencionales y de recursos *offshore* no sea definida y se presenten dificultades para el desarrollo de actividades petroleras por la falta de definición de la legislación en el uso del suelo y la gestión de la ANLA para el licenciamiento ambiental sea demorada.
- *Estadio 2* “Transformación”: En este estadio se completa e

implementa toda la legislación faltante para la exploración de hidrocarburos y la ANLA se transforma en una unidad moderna y eficiente, de rápida respuesta a los procesos de licenciamiento ambiental solicitados.

- *Estadio 3* “Parálisis”: Se caracteriza por retrasos en la legislación ambiental y por el incremento en la participación de actores ilegítimos en las consultas ambientales sin controles por parte del Estado. Se presentan mayores exigencias ambientales y menor capacidad de ejecución y de respuesta por parte de la ANLA.

- **Factores socio-culturales:**

- *Estadio 1* “Equilibrio”: Claros mecanismos de concertación social que permiten un desarrollo eficiente de las actividades de exploración y producción.
- *Estadio 2* “Oposición Aislada”: Conflictos en algunas zonas de producción petrolera con bajo impacto en la producción nacional total.
- *Estadio 3* “Limitada Concertación”: Incremento de los conflictos sociales en las zonas de explotación petrolera que retrasan el desarrollo de las reservas y la producción de hidrocarburos.

## DEFINICIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

El modelo de estimación de oferta considera diferentes fuentes de recursos para la incorporación de reservas y desarrollo de perfiles de producción, entre los que se consideraron:

- *Reservas probadas en producción:* perfil de producción de las reservas probadas de los campos existentes en producción según proyecciones de las empresas operadoras.
- *Reservas probables y posibles:* perfil de producción de las reservas probables y posibles de los

campos existentes en producción según proyecciones de las empresas operadoras.

- *Reservas a adicionar por recuperación mejorada*: recursos contingentes o prospectivos provenientes de la implementación de proyectos de recuperación secundaria y terciaria (EOR) y mejoramiento del factor de recobro a partir de la aplicación de nuevas tecnologías.
- *Incorporación de recursos potenciales yet-to-find<sup>1</sup>*: descubrimiento y desarrollo de nuevos campos incluyendo crudos pesados, gas natural *offshore* y *onshore*, y crudo convencional *offshore* y *onshore*.
- *Recursos no convencionales*: hallazgos, desarrollo y producción de CBM<sup>2</sup>, *shales*<sup>3</sup>, y arenas bituminosas.

Luego de la priorización de las variables y de la estimación de probabilidades se construyeron tres escenarios con un horizonte temporal de 22 años que se pueden caracterizar como:

- Escenario más probable o escenario base.
- Escenario más favorable o escenario de abundancia.
- Escenario más adverso o escenario de escasez.

En la Tabla 2 se formula el escenario base, el cual presenta los estadios de mayor probabilidad para cada una de las variables críticas y se caracteriza por la continuidad de la tendencia actual de incorporación de reservas cercana a un promedio de los 970 MMBL (miles de barriles) por día y de 1,2 GPC (giga pies cúbicos) de gas por año, durante el periodo de análisis.

El **escenario base** se construyó a partir de los estadios de mayor probabilidad para cada una de las variables críticas y se caracteriza por una tendencia de incorporación de nuevas reservas en niveles similares o superiores a los presentados en los últimos años. En este escenario se contempla la adición de 355 MMBL en promedio anual de crudo y 324 GPC de gas por año; así como una incorporación de recursos no convencionales representados por aquellos de más fácil desarrollo como el gas asociado al carbón CBM y los recursos en formaciones de *shales* (gas y crudo).

Se supone un éxito significativo de los proyectos de recuperación mejorada, que permitiría un incremento del factor de recobro en algunos de los campos más grandes del país y adicionalmente se contempla la incorporación del 90% de las reservas probables reportadas en 2012 y el 75% de

las reservas posibles. Se visualiza una continuación en los niveles de precios actuales para crudo, en el que las fuerzas de oferta y demanda lo mantengan entre USD \$75/bbl y USD \$125/bbl, nivel de precios atractivo para el sector, permitiendo el aumento volumétrico de producción, no sólo de recursos convencionales, sino también algunos no convencionales (*shale gas*, *shale oil* y CBM).

No se esperan cambios importantes en las políticas estatales que puedan afectar al sector. La combinación de políticas fiscales, regulación económica, modelo contractual, medio-ambiental, etc., siguen manteniendo un equilibrio, visto positivamente por los inversionistas nacionales e internacionales. Se mantiene la expectativa de que algunos proyectos puedan enfrentar oposición de comunidades vecinas. Si bien no se esperan incorporaciones de petróleo no convencional en el corto plazo, sólo hacia 2021, se prevén incorporaciones de CBM hacia 2015. Adicionalmente, no se desarrollan cuencas de frontera de mayor complejidad (Cayos, Pacífico Profundo, Amazonas), pero se eleva el nivel de escrutinio y vigilancia en la expansión de las cuencas como Cordillera Oriental, Sinú-San Jacinto y Urabá, con abundancia de capital natural, sin que ello limite su desarrollo.

Tabla 2. Comportamiento de las variable críticas en el escenario base

Variables cuantitativas						Variables cualitativas			
Hallazgos hidrocarburos convencional	Potencial <i>Offshore</i>	Potencial no convencionales	Potencial crudos pesados	Factor de recobro	Incorporación de Reservas Prb y Ps	Precio internacional energéticos	Política estatal petrolera	Factores ambientales	Factores socio culturales
Marginal 0 TCF 1.000 MMB	Nulo 0,5 TCF 0 MMB	Nulo 0 TCF 0 MMB	Bajo 200 MMB	Bajo 25% ( <i>in situ</i> ) 50% (otros)	Probables 50% Posibles 25%	50 - 75 USD/ barril P10%	Favorable a inversión ( <i>Status Quo</i> ) P60%	Parálisis P10%	Equilibrio P5%
Base 1 TCF 1.500 MMB	Base 2 TCF 200 MMB	Shales/CBM 3 TCF 500 MMB	Medio 1.125 MMB	Medio 50% ( <i>in situ</i> ) 75% (otros)	Probables 90% Posibles 75%	75 - 125 USD/ barril P60%	Incremento <i>Government Take</i> P30%	<i>Status Quo</i> P45%	Oposición aisladas a proyectos P40%
Alto 1,5 TCF 3.500 MMB	Alto 3,5 TCF 1.000 MMB	Shales/ CBM/ arenas 6,5 TCF 3.000 MMB	Alto 2.000 MMB	Alto 75% ( <i>in situ</i> ) 100% (otros)	Probables 100% Posibles 100%	>125 USD/ barril P30%	Intervención leve P10%	Transformación P45%	Limitada concertación P55%

1 Éxito exploratorio. Recursos por descubrir.

2 Gas asociado a carbón.

3 Esquistos.

El **escenario de escasez** se construyó a partir de los estadios en los que existen las mayores limitaciones a la oferta de hidrocarburos y se caracteriza por hallazgos reducidos. En total se incorporarían alrededor de 178 MMBBL anuales de crudo y la incorporación de gas natural es marginal o casi nula, alcanzando cerca de 54 GPC anuales. En este escenario no se observarían mayores desarrollos de tecnología con impacto a gran escala en los factores de recobro ni en los recursos no convencionales.

Por otro lado, en este escenario se suponen los mismos niveles de precios que en el escenario base debido a la baja probabilidad de que el precio caiga por debajo de los USD \$75/bbl. No obstante, los bajos resultados en materia de prospectividad geológica reducen en general el atractivo de los inversionistas a realizar actividades de exploración en ciertas áreas de mayores costos de producción, por lo que se demora el desarrollo de aguas profundas así como la incorporación de costosas tecnologías avanzadas de recuperación mejorada y no se vislumbra el desarrollo en el largo plazo de los recursos no convencionales.

En cuanto al entorno nacional, se caracterizaría por incorporar un estadio de mayor estímulo a las inversiones debido a la prospectividad limitada de recursos. Bajo este escenario se estima una disminución del *government take* para seguir manteniendo la competitividad de Colombia. Así mismo, se supone que los aspectos ambientales se mantendrían muy similares a los actuales, lo que significaría un continuo retraso de los proyectos de E&P por demoras en licenciamiento ambiental. En este escenario, las comunidades ejercen oposición aislada a los proyectos ya que es de esperar que la disminución en la actividad baje la presión social en la industria debido a que no se presentan muchas oportunidades para desarrollar, moderándose el ritmo de inversiones y compromisos de capital, impactando en una menor incorporación de EOR y un desarrollo más lento de los recursos prospectivos.

El **escenario de abundancia** se construyó a partir de los estadios más favorables desde el punto de vista de la oferta de hidrocarburos y se caracteriza por la incorporación de nuevas reservas, adicionando 1.642 MMBBL de petróleo, y 760 TPC de gas por año. Este escenario supone un entorno de altos precios del crudo superando los niveles de USD \$125 por barril los cuales soportarían una alta rentabilidad para el sector de petróleo y gas. Bajo este escenario se estima que Colombia podría adoptar políticas para incrementar el *government take* con el ánimo de mantener una alta participación en la renta petrolera.

Los buenos resultados en materia de prospectividad incentivan la inversión en el desarrollo de no convencionales y en tecnologías de recuperación mejorada con un alto impacto en los factores de recobro. Bajo este escenario, se hace atractivo el desarrollo de los no convencionales, entrando un gran número de proyectos *–shale gas, shale oil, CBM y tar sands–* y se incrementa la actividad en el offshore colombiano.

En el escenario de abundancia se supone también la transformación favorable en los procesos de licenciamiento ambiental, lo cual permite una concertación efectiva y eficiente entre las autoridades, comunidades interesadas y las empresas favoreciendo las inversiones y el desarrollo minero-energético. En materia social se supone un ambiente relativamente estable con manifestaciones de oposición aisladas a algunos proyectos pero sin mayores impactos en el desarrollo de los grandes proyectos de exploración y producción.

## RESULTADOS DE ESCENARIOS CONSOLIDADOS

Los supuestos asumidos se reflejan en los resultados de incorporación de reservas tal como se resume en la Tabla 3. Las estimaciones cuantitativas se realizan a partir de los estudios de potencial realizados por la ANH (2011), entrevistas a diferentes actores gubernamentales y no gubernamentales del sector (empresas, gremios, asociaciones),

autoridades e instituciones en temas medio ambientales y tomando en cuenta los parámetros referenciales definidos en talleres de construcción de escenarios realizados con expertos.

Para la estimación de los volúmenes a incorporar por cada componente, se hicieron las siguientes consideraciones específicas:

Las **reservas probadas** hacen referencia a las certificadas por campo, según los reportes de las empresas operadoras presentados a la ANH (2013a). El 46% de las reservas probadas incorporadas se obtienen principalmente de siete campos: Rubiales, Castilla, Castilla Norte, La Cira, Chichimene, Quifa e Infantas; en cuanto a gas natural el aporte se da por parte de los campos Chuchupa, Cusiana, Cipuagua, pauto y La Creciente, con el 86% de la producción de gas (ANH, 2013b).

La incorporación de **reservas probables y posibles**, al igual que para el primer componente, se determina según los reportes de los operadores de cada uno de los campos y cuentan con un nivel diferente de incertidumbre con respecto a su incorporación efectiva. El escenario base toma en cuenta la incorporación del 90% de reservas probables y el 75% de reservas posibles durante los próximos 22 años, mientras que el escenario de escasez contempla la adición de reservas probables en un 50% y de reservas posibles en un 25%. En el caso del escenario de abundancia se contempla la adición del 100% de las reservas probables y posibles estimadas por los operadores actuales en los próximos 22 años.

El componente correspondiente a **recuperación mejorada** busca admitir los potenciales incrementos en producción por mejoramiento del factor de recobro de campos existentes, teniendo en cuenta proyectos de recuperación mejorada a los cuales se les ha realizado una estimación inicial de su potencial impacto. En otras palabras, la construcción de este parámetro toma en cuenta hipótesis individuales para proyectos que se encuentran en pruebas piloto y para las que por lo tanto su potencial

Tabla 3. Volúmenes incorporados bajo cada escenario

Componente	Escenarios						
	Escasez		Base		Abundancia		
(1) Reservas probadas	Reservas Probadas reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario						
	2.377 MMBbl / 5,726 TCF		2.377 MMBbl / 5,726 TCF		2.377 MMBbl / 5,726 TCF		
(2) Descubrimientos No desarrollados	Reservas Probables y Posibles reportadas por las empresas operadoras conforme a su perfil de producción y ajustadas para cada escenario						
	Prb	50%	285 MMBbl / 0,261 TCF	90%	514 MMBbl / 0,471 TCF	100%	571 MMBbl / 0,523 TCF
	Ps	25%	56 MMBbl / 0,190 TCF	75%	168 MMBbl / 0,569 TCF	100%	223 MMBbl / 0,759 TCF
	<b>Total</b>	<b>341 MMBbl / 0,451 TCF</b>		<b>681 MMBbl / 1,039 TCF</b>		<b>794 MMBbl / 1,281 TCF</b>	
(3) Recuperación mejorada EOR	Recursos contingentes totales de 2,694 MMBbl en 26 campos						
	Combustión <i>in situ</i> : 25%		Combustión <i>in situ</i> : 50%		Combustión <i>in situ</i> : 75%		
	Otros EOR: 50%		Otros EOR: 75%		Otros EOR: 100%		
	983 MMBbl		1.653 MMBbl		2.323 MMBbl		
(4) Recursos por descubrir ("YTF")	Perfiles de producción para los descubrimientos definidos según escenario:						
	Crudo convencional: 2.869 Mbl		Crudo convencional: 3.551 Mbl		Crudo convencional: 10.991 Mbl		
	Crudo pesado: 804 MBls		Crudo pesado: 1.205 MBls		Crudo pesado: 13.026 MBls		
	Gas: 1 TPC		Gas: 3 TPC		Gas: 5 TPC		
(5) Recursos no convencionales	Producción proporcional a los descubrimientos definidos para cada uno de los tipos de recursos no convencionales en cada escenario						
	0,5 TCF + 100 MMBbl:		2 TCF + 1.000 MMBbl:		10 TCF + 10.000 MMBbl:		
	<i>Shale gas</i> : 0,25 TCF		<i>Shale gas</i> : 1 TCF (M. Medio, C. Oriental)		<i>Shale gas</i> : 6 TCF (M. Medio, C. Oriental, Llanos)		
	CBM: 0,25 TCF		CBM: 1 TCF (Cesar Ranchería - Drummond La Loma)		CBM: 4 TCF (Cesar Ranchería, Guajira)		
	<i>Shale oil</i> : 100 MMBbl		<i>Shale oil</i> : 1.000 MMBbl (Llanos Orientales)		<i>Shale oil</i> : 4.000 MMBbl (Llanos. C. Oriental. Putumayo)		
	<i>Tar sands</i> : 0 MMBbl		<i>Tar sands</i> : 0 MMBbl		<i>Tar sands</i> : 6.000 MMBbl (Ll. Orientales. VMM. VMS)		

impacto aún no se ha reflejado en los reportes de reservas probadas, probables o posibles. En este componente se consideran las fechas de incorporación de acuerdo con el avance aparente del proyecto. Las fuentes de información para el desarrollo de este componente se concentraron en la manifestación reportada por las empresas a la ANH, sobre el desarrollo de nuevos proyectos piloto, información de estudios sobre Original Oil In Place (OOIP) y factores de recobro, así como reportes o presentaciones públicas realizadas por las empresas del sector (ANH, 2013a).

Teniendo en cuenta la incertidumbre en la incorporación de recursos, se han tomado como base algunas hipótesis para la construcción de cada uno de los escenarios. El escenario base reconoce una adición por proyectos de recuperación mejorada equivalente a 1.653 MMBBL, el escenario de escasez con-

templa 983 MMBBL y el escenario de abundancia 2.323 MMBBL, todos provenientes de 26 campos productores. El proyecto de combustión *in situ* (el de mayor importancia) incluye la adición de reservas equivalentes al 25%, 50% y 75% en cada uno de los escenarios respectivamente; y la adición del 50%, 75% y 100% de las reservas de otros proyectos, para los mismos escenarios.

El componente de los **recursos por descubrir** *yet to find* toma en cuenta la hipótesis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos de crudo convencional, crudos pesados, e hidrocarburos *offshore* conforme a estudios de prospectividad de las cuencas, análogos, expectativas de la industria y supuestos respecto a los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos de petróleo (la estimación de tamaños de campos se sustentó en evaluación de análogos o análisis probabilísticos

[e.g. fractal]). Este componente excluye el cálculo de reservas por incorporar en algunas cuencas de frontera donde no se anticipa mayor actividad exploratoria y otras por razones de protección ambiental.

La definición de las reservas incorporadas en cada escenario partió del análisis del total OOIP estimado por tipo de recurso según estudios de potenciales de la ANH (2011), los cuales se utilizaron como supuesto para la elaboración de los escenarios y para la cuantificación del agregado de los recursos por descubrir. Se realizó un balance volumétrico y al petróleo y gas original *in situ* se le sustrajo la producción acumulada hasta 2012, y del balance remanente se consideró un porcentaje de incorporación para los próximos 22 años variando el porcentaje de incorporación dependiendo del tipo de hidrocarburo según el escenario en cuestión.

El desarrollo de este componente implicó la construcción de perfiles de producción sobre hipótesis basadas en consideraciones técnicas y en el cronograma de descubrimientos de acuerdo con anuncios recientes de empresas operadoras, estudios y compromisos de actividad exploratoria provistos por la ANH y entrevistas con expertos nacionales e internacionales.

En la categoría de **recursos no convencionales** se consideran hipótesis sobre hallazgos, desarrollo y producción de CBM, *shale oil*, *shale gas* y *tar sands* en el Magdalena Medio, Cordillera Oriental, Cesar Ranchería, Guajira y Magdalena Superior, ajustado a los volúmenes consistentes con los escenarios definidos. Para su desarrollo se emplearon fuentes de información como estudios del Departamento de Energía de los Estados Unidos (United States Energy Information Administration, & Kuuskraa, 2011) estudios de la ANH (2013) elaborado por la Universidad Nacional de Colombia, hipótesis genéricas para los perfiles de producción, así como información estandarizada a nivel internacional (UPME, 2014).

El tratamiento de la producción futura de hidrocarburos no convencionales implica formular hipótesis sobre el número y ubicación de los desarrollos potenciales, estimando el tamaño de los descubrimientos y el año de inicio de producción para cada proyecto. Para esto se toma en cuenta la información disponible de algunas empresas y sus planes, así como información internacional. Por tal motivo, el escenario base contempla en el largo plazo la existencia de recursos de la siguiente manera: 1 TPC de *shale gas*, 1 TPC de CBM, 1.000 MMBBL de *shale oil* y ningún hallazgo de *tar sands*. La producción inicial de recursos no convencionales es representada de manera simplificada como un porcentaje de las reservas de cada proyecto, suponiéndose tasas de declinación que varían por tipo de recurso. Adicionalmente, la estimación de reservas, factores de recobro y su distribución en cuencas se basaron en estudios anteriores (ANH, 2008; ANH,

2007b) y en discusiones con expertos, validadas posteriormente con el estudio reciente de la ANH (2011).

El escenario de escasez estima una incorporación de 0,5 TPC de CBM y *shale gas* y 100 MMBBL de *shale oil*, mientras que en el escenario de abundancia la incorporación de recursos es del orden de 6 TPC de *shale gas*, 4 TPC de CBM, 4.000 MMBBL de *shale oil* y 6.000 MMBBL de *tar sands*.

De acuerdo con las estimaciones realizadas de cada uno de los cinco

componentes, en la Figura 2 se resume la incorporación de reservas, tanto de crudo como de gas natural, diferenciada según tipo de componente y escenario. Los resultados señalan que en el escenario de escasez se incorporarán cerca de 7.474 millones de barriles de crudo y 7,58 TPC de gas en los próximos 22 años, mientras que en los escenarios base y abundancia se añadirían aproximadamente 10.468 y 39.511 MMBBL de crudo y 12 y 22 TPC de gas respectivamente.

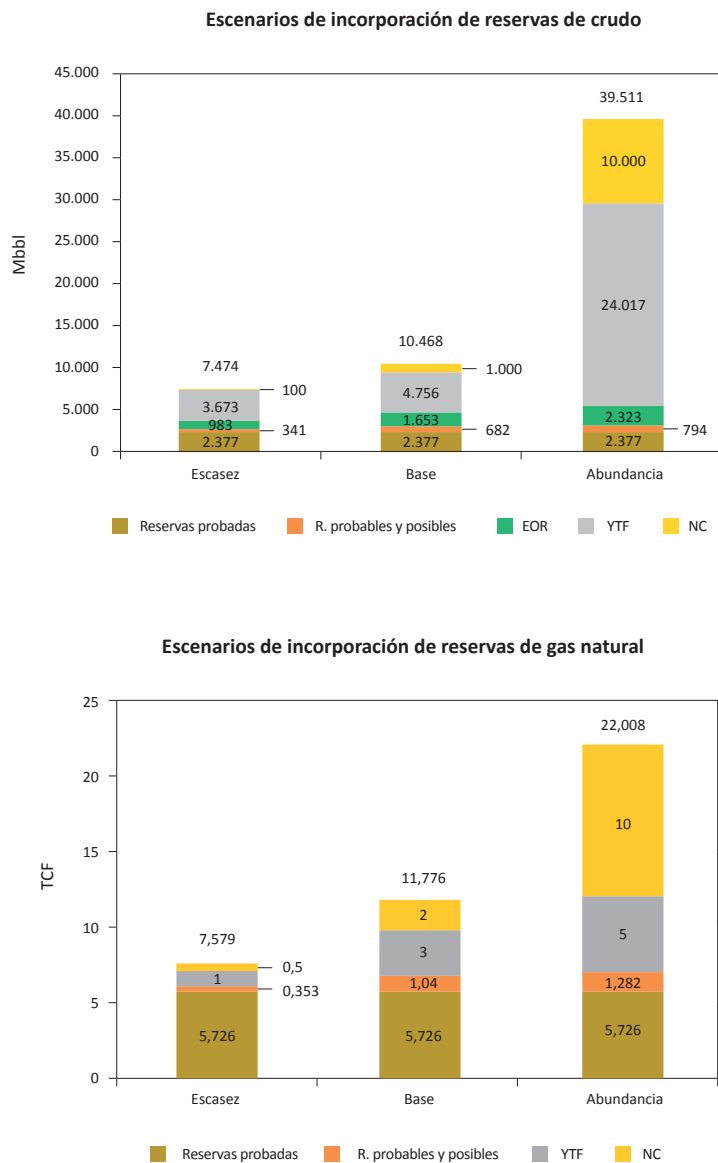


Figura 2. Escenarios de incorporación de reservas de crudo y gas natural



Con base en las hipótesis de construcción de los escenarios de reservas, se generan distintas curvas de oferta de hidrocarburos, que se reflejan en unos perfiles de producción presentados en la Figura 3 y se describen a continuación.

En el **escenario de escasez**, la entrada de reservas se da en las cuencas donde se ubican la mayor parte de las reservas probadas, siguiendo con la tendencia histórica de concentración en los Llanos Orientales y Magdalena Medio, aunque éste último de una magnitud inferior.

La oferta de hidrocarburos declina desde el año 2013 hasta 2016 llegando a 994 KBD (miles de barriles por día), incrementándose luego gracias a la incorporación, a partir de 2015, de recursos provenientes de recuperación secundaria y de *yet to find* en el 2016. Se espera que los recursos no convencionales entren tímidamente hacia el año 2021, debido a la necesidad de desarrollo tecnológico propio de cada área y a la superación de barreras ambientales. En cuanto al gas natural, el escenario

prevé una producción que supera los 1.000 MMPCD (millones de pies cúbicos por día) hasta el 2027 cuando la producción declina.

En el **escenario base** la oferta de hidrocarburos alcanza un máximo de 1.229 KBD en el año 2018. En el corto plazo podría haber un aporte importante de crudo a partir de los nuevos desarrollos y de los recursos agregados por recuperación mejorada. En el largo plazo el éxito exploratorio contribuye significativamente a estos recursos.

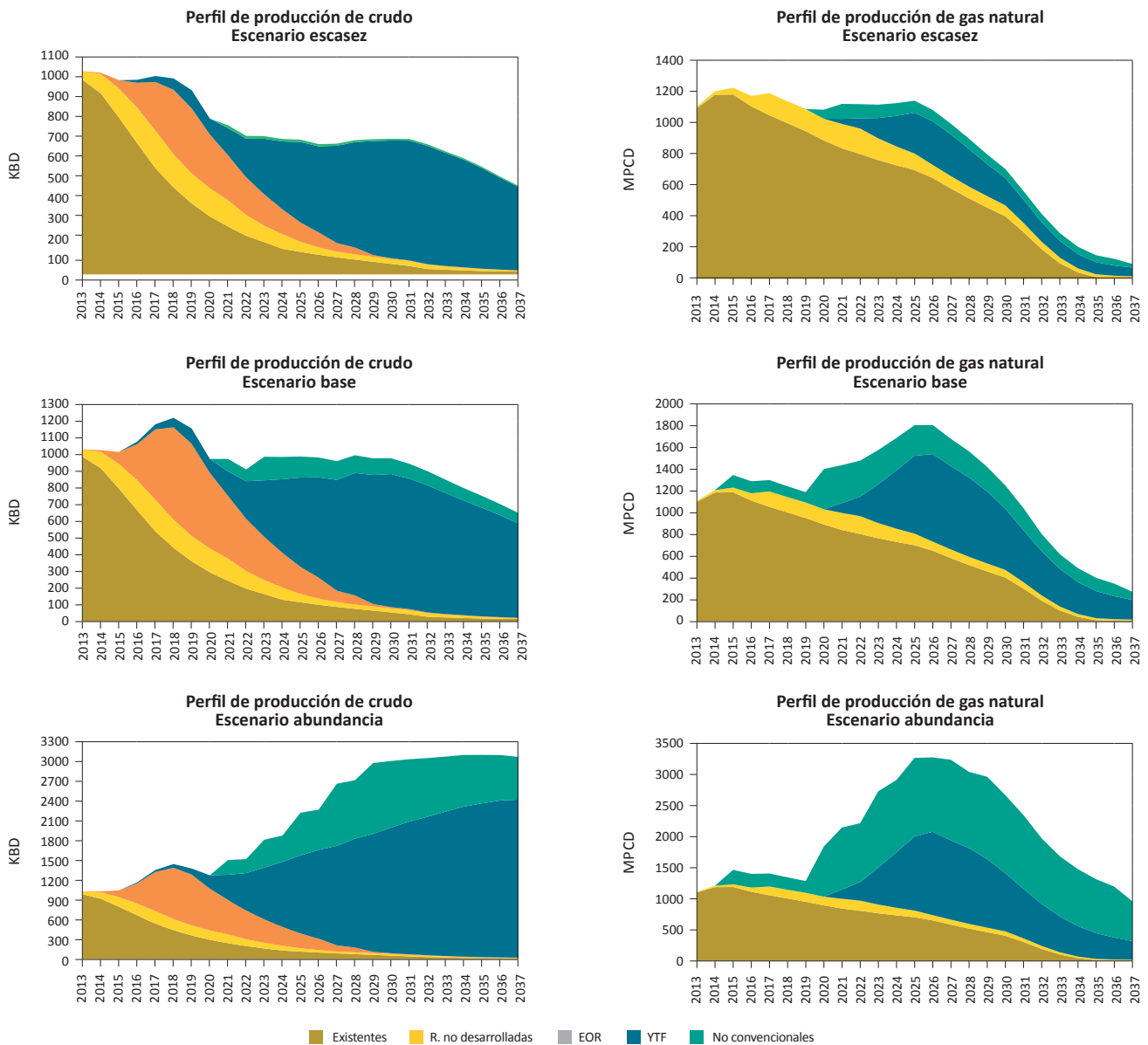


Figura 3. Perfiles de producción de petróleo y gas por componente y por escenario

Fuente: UPME (2014)

En cuanto al gas natural, se considera un incremento de la producción que alcanza volúmenes de hasta 1.810 MMPCD. El incremento de la producción estimada corresponde principalmente a la adición de recursos nuevos *yet to find* en el *offshore* colombiano y al desarrollo de la reservas de CBM y *shale gas*.

El **escenario de abundancia** prevé una incorporación sostenida de los recursos no convencionales y de volúmenes más importantes de recursos *yet to find*. La oferta de petróleo aumenta de manera sostenida durante todo el periodo de análisis. En términos de gas natural, la oferta se triplica sobrepasando los 3.000 MMPCD desde 2025.

## ESTIMACIÓN DE INVERSIONES

De acuerdo con las proyecciones de oferta, se han estimado las potenciales inversiones para cada uno de los escenarios en cada segmento: exploración, producción, refinación y/o mejoramiento de crudos pesados y comercialización. Ver Tabla 4.

- Exploración: Hace referencia a la inversión en sísmica y pozos exploratorios conforme a los descubrimientos estimados para cada escenario.
- Producción: Inversiones necesarias para la incorporación de las reservas adicionales dependiendo del tipo de componente.
- Refinación y/o mejoramiento de crudos extra-pesados *upgrading*: Potencial inversión en una planta de *upgrading* para facilitar el transporte de crudos extra-pesados.
- Comercialización (exportación): Potenciales inversiones para viabilizar las exportaciones de los excedentes de crudo y gas.
- Para la estimación de inversiones se utilizaron una serie de estándares internacionales y valores representativos de la industria.

En primer lugar se realizó el cálculo de las necesidades de inversión en **exploración** según los escenarios. Para ello se plantearon hipótesis de cantidad

Tabla 4. Premisas y estándares para el cálculo de inversiones

Exploración	Km de sísmica por pozo: 200 km
	Costo de perforación <i>onshore</i> : USD \$5,1 MM por pozo
	Costo de perforación <i>offshore</i> : USD \$30 MM por pozo
Producción	Costo de sísmica: USD \$30.722/km
	Recuperación mejorada: USD \$2,0/Bbl
	Costos de desarrollo convencionales: USD \$6,4/Bbl
	Costos de desarrollo pesados: USD \$18/Bbl
	Costos de desarrollo <i>offshore</i> : USD \$18/Bbl
	Costos de desarrollo no convencionales gas: USD \$20,2/Bbl
Transporte	Costos de desarrollo no convencionales oil: USD \$28,8/Bbl
	De crudo: USD \$0,0036/bpd/km
Refinación / Upgrading	<i>Upgrading</i> de crudos extrapesados: USD \$12,580/Bpd adicional de capacidad. Unidad de 300 kbd. Total aprox: USD \$3.775 MM
LNG	Inversión: USD \$5/MMPCD (millones de pies cúbicos por día) de insumo de gas natural
	Un tren de licuefacción de 550 MMPCD = USD \$4.250 MM

de pozos perforados por año en tierra o costa afuera, ya que los costos difieren en gran medida. Adicionalmente, se calcularon las necesidades de sísmica de acuerdo con la cantidad total de pozos perforados, suponiendo que se requieren 200 km de sísmica por pozo.

La estimación de inversiones en **desarrollo** para los diferentes escenarios, inició con el cálculo del costo de producción de acuerdo con cada uno de los componentes de las proyecciones y el tipo de recursos. Esto permite diferenciar los requerimientos específicos conforme con su complejidad (recuperación mejorada, crudos convencionales, crudos pesado, desarrollos *offshore*, no convencionales gas y no convencionales de crudo).

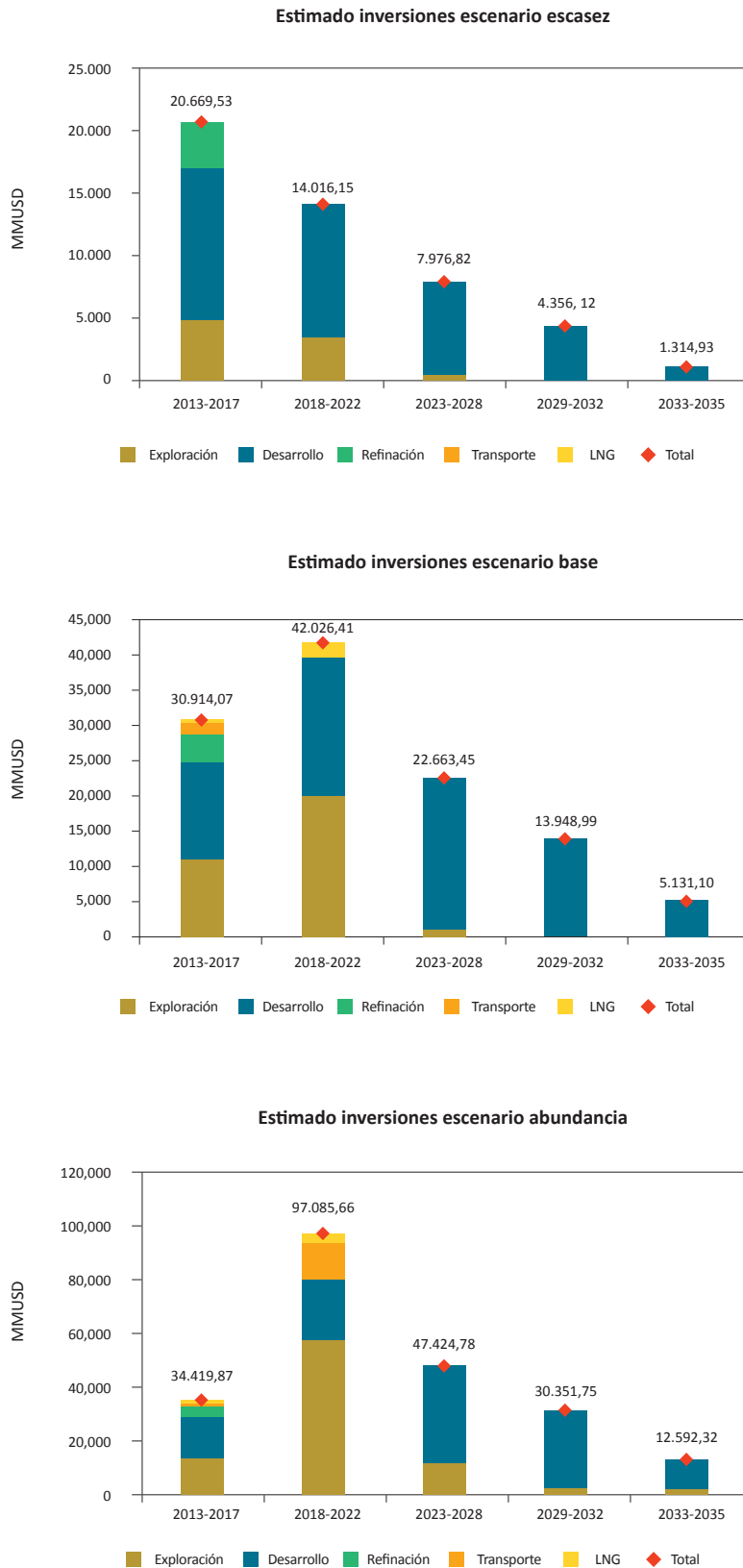
Las inversiones en **transporte** fueron calculadas según los requerimientos de construcción de capacidad adicional para el manejo de los crudos. Teniendo en cuenta los perfiles de producción de cada escenario, en los casos de escasez y base no se requiere capacidad adicional para evacuar los crudos por Covenas y por lo tanto, no se requieren inversiones. En el caso de abundancia se requiere la adición de capacidad entre el 2017 y 2019. Las inversiones fueron calculadas en función de la capacidad y

el costo de oleoducto en USD por barril y por kilómetro de recorrido.

Adicionalmente, se calculó el costo de **construcción de un mejorador de crudos** para el caso base y abundancia, lo que reduce la necesidad de capacidad de transporte (esta menor capacidad fue tenida en cuenta para las inversiones en transporte). Se supuso la construcción de un *upgrader* de 300 KBD de conversión moderada a crudo sintético de 18 API, con un 95% de rendimiento, entrando a operar en el 2017.

Por último se consideró la construcción de una **planta de licuefacción** para exportar los excedentes de gas natural disponible en los casos base y abundancia. La capacidad sería de 400 y 550 MPCD (miles de pies cúbicos por día) en los casos base y abundancia respectivamente, y comenzaría a operar después del año 2020.

De acuerdo con los cálculos realizados, el escenario base contempla inversiones del orden de USD \$6.000 millones de dólares anuales por los próximos cinco años, incrementándose a más de USD \$8.000 por año en el periodo 2018-2022 y luego regresando a cerca de USD \$5.000 después del 2025. En la Figura 4 se presentan las inversiones estimadas para los escenarios escasez y abundancia.



**Figura 4.** Estimación inversiones por escenario  
Fuente. UPME (2014)

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Colombia cuenta con un interesante potencial para la incorporación y desarrollo de hidrocarburos en el mediano y largo plazo. El país tiene potencial para incorporar más de nueve mil millones de barriles de crudo y seis TPC de gas natural en los próximos años. Los escenarios propuestos dependen de unos niveles de inversión, que si bien se están alcanzando en Colombia deben sostenerse en el futuro. Los principales factores que influirán sobre los niveles de inversión futuros se mencionan a continuación. Es necesario que todos los actores de la industria de hidrocarburos adopten políticas y prácticas que refuercen aquellos factores que son positivos para el futuro energético del país y que mitiguen aquellos que son negativos.

- Variables externas (precios, términos contractuales, etc.), las cuales seguirán jugando un papel importante para favorecer los niveles de inversión.
- El incremento de producción de corto plazo está centrado fundamentalmente en la actividad de producción o desarrollo, considerando que los campos maduros pueden mejorar la rentabilidad de proyectos a bajos costos y extendiendo la vida útil de los yacimientos gracias a las nuevas tecnologías.
- El aumento en Colombia de la sensibilidad ambiental, como resultado de lo cual se anticipan políticas más deliberadas de preservación de la biodiversidad. Esto podría limitar la actividad petrolera en áreas de mayor vulnerabilidad y exigirá en general de un seguimiento más cercano de los proyectos por parte de las autoridades.
- Las mejoras en el apoyo de las comunidades locales a la actividad petrolera para facilitar el desarrollo de las actividades de E&P. Especialmente el desarrollo de hidrocarburos no convencionales requeriría apoyo de las comunidades para hacer

realidad la incorporación de producción en el largo plazo.

- La expedición de toda la regulación para la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales y la disminución de los tiempos de trámite para el licenciamiento ambiental y demás permisos. Esto requerirá un fortalecimiento de las capacidades de la ANLA y del Ministerio del Interior.
- La definición de mecanismos de acceso y remuneración del uso de infraestructura de almacenamiento y transporte a fin de garantizar un retorno aceptable para la inversión y permitir la participación privada.
- La carencia de experiencia técnica es una limitante para el desarrollo de recursos no convencionales, por lo que el país también podría enfrentar un escenario de escasez en el cual la oferta de hidrocarburos declinaría paulatinamente hacia niveles significativamente inferiores a los actuales.
- La ejecución de otros proyectos potencialmente requeridos (mejorador de crudo, oleoductos, exportación de gas), lo cual aumentará la certeza de alcanzar los escenarios propuestos. Esto permitiría incorporar socios estratégicos para asegurar la disponibilidad de capital.
- El papel de Ecopetrol, que seguirá teniendo un rol preponderante mediante las inversiones necesarias para concretar los planes de

optimización y expansión de sus refinerías, así como para introducir mejoras en la calidad de sus productos y a través de su plan de negocios en el *upstream* y *midstream*.

- Frente a la complejidad creciente del potencial incremental, la intensificación de los esfuerzos del país para atraer inversión petrolera y asegurar la incorporación de las tecnologías y el *know-how* necesarios para asegurar los nuevos desarrollos.

### AGRADECIMIENTOS

Las autoras agradecen las contribuciones de Arthur D'Little (ADL), de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), de los asistentes a los talleres para la elaboración del estudio de referencia y de Catalina Peña Vinasco de la UPME y el profesor y editor invitado Rodrigo Marín de la Universidad de los Andes.

### REFERENCIAS

- Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. (2007). *Hipótesis genéricas para perfiles de producción de no convencionales*. Bogotá, Colombia.
- ANH. (2008). *Perfiles teóricos de descubrimientos por encontrar*. IHS, Bogotá, Colombia.
- ANH. (2011). *Estudio del potencial de hidrocarburos en Colombia*. Recuperado de [http://www.upme.gov.co/Docs/Publicaciones/2012/Escenarios\\_Oferta\\_Demanda\\_Hidrocarburos.pdf](http://www.upme.gov.co/Docs/Publicaciones/2012/Escenarios_Oferta_Demanda_Hidrocarburos.pdf)
- ANH. (2013a). *Reporte de reservas de empresas operadoras*. Bogotá, Colombia.
- ANH. (2013b). *Producción y liquidación de regalías*. Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas): Bogotá, Colombia.
- Ecopetrol S.A. (2009). *El mundo del petróleo*. Bogotá, Colombia.
- Perry., G. (2010) *Diagnóstico y estrategia de desarrollo de largo plazo del sector gas*.
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2014). *Actualización de escenarios de oferta y demanda de hidrocarburos en Colombia 2013 – 2035*. Informe interno de trabajo no publicado. Bogotá, Colombia.
- United States. Energy Information Administration, & Kuuskraa, V. (2011). *World shale gas resources: an initial assessment of 14 regions outside the United States*. US Department of Energy.
- UPME. (2013). *La cadena del Petróleo*. Recuperado de [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena\\_del\\_petroleo\\_2013.pdf](http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/news/3086/files/cadena_del_petroleo_2013.pdf)
- UPME. (2007a). *Plan Energético Nacional 2006-2025*. Bogotá, Colombia.