



Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

8.7
31e2



Escenarios de Oferta y Demanda de Hidrocarburos en Colombia



MinMinas
Ministerio de Minas y Energía

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**



REPÚBLICA DE COLOMBIA

Ministerio de Minas y Energía

Unidad de Planeación Minero Energética

Ángela Inés Cadena Monroy
Directora General

EQUIPO DE TRABAJO

Javier Andrés Martínez Gil
Subdirector de Planeación Energética (e)

Beatriz Herrera Jaime.
Helena Giovahanna Guayara Gutierrez.
Sandra Johanna Leyva Rolón.
Alfonso Seguro López
Andrés Eduardo Popayán Pineda

Roberto Leonel Briceño Corredor
Subdirector de Información Minero Energética

Oliver Diaz Iglesias
Coordinación Editorial

Diagramación e Impresión
La Imprenta Editores S.A.

Bogotá D.C., Colombia

ISBN No. 978-958-8363-15-8

Diciembre de 2012

TABLA DE CONTENIDO

Presentación	5
1. Variables para la Construcción de Escenarios	7
2. Sensibilidad Ambiental	23
3. Infraestructura e Inversiones.....	27
4. Escenario de Referencia.....	33
5. Conclusiones	37
Anexos	38

PRESENTACIÓN

Es satisfactorio para la UPME presentar este informe, resultado de un estudio contratado por la entidad para evaluar y actualizar los escenarios de oferta y demanda colombiana de hidrocarburos convencionales y no convencionales, en el corto, mediano y largo plazo. Igualmente, se considera la infraestructura disponible y necesaria para asegurar el abastecimiento energético del país.

El estudio se soporta en una metodología de construcción de escenarios que tiene en cuenta factores y variables críticas internas y externas, con diverso grado de incertidumbre, las cuales repercuten en el desarrollo futuro.

Como resultado, se disponen de tres escenarios de incorporación de crudo y gas natural: escasez, base y abundancia. En el escenario base, se prevé la incorporación de cerca de 9.100 millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas en los próximos 20 años.

Esperamos que esta información permita a las entidades y agentes del sector identificar las opciones de oferta futura de hidrocarburos, mediante el análisis de aspectos como cuencas maduras, crudos pesados, desarrollo de los recursos convencionales, recursos costa afuera, fuentes no convencionales y exploración de frontera.

ÁNGELA INÉS CADENA MONROY

Directora General

1. VARIABLES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

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 9 mil millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas natural en los próximos 18 años.



1. VARIABLES PARA LA CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS

Para la construcción de los escenarios, se 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 pueden afectar el futuro del sector en el período 2012-2030 desde cualquier ámbito (técnico, operacional, económico, político, social, sectorial, regional, regulatorio, tecnológico y ambiental). Lo anterior, indica la existencia de un número importante de factores significativos que vienen incidiendo, no sólo en el incremento de producción e incorporación de reservas, sino en las perspectivas de aumento volumétrico para la obtención de recursos ya sean convencionales o no.

Igualmente, se tomaron cinco fuentes de recursos para la proyección de incorporación de reservas y desarrollo de perfiles de producción, entre los que se consideraron:

- i. Reservas probadas en producción: producción en campos existentes de fuentes convencionales de crudo y gas
- ii. Reservas a adicionar por recuperación mejorada: adición de reservas y producción por recuperación mejorada o producción incremental derivada de mejoras en el factor de recobro a partir de aplicación de nuevas tecnologías.
- iii. Reservas no desarrolladas: descubrimientos existentes y reestimaciones en campos específicos y producción de reservas probables y posibles en el resto de los campos.

- iv. Incorporación de otros recursos convencionales potenciales incluyendo gas offshore, y crudos pesados no descubiertos (yet-to-find)¹.
- v. Recursos no convencionales: incorporación de recursos no convencionales (shales², CBM³

y arenas bituminosas) y viabilización de su desarrollo.

La siguiente tabla enuncia los factores de éxito y variables críticas consideradas en el estudio y que permitieron conformar una matriz de impacto e incertidumbre para visualizar escenarios.

Tabla 1. Variables y Factores Críticos

FACTORES DE ÉXITO DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS	VARIABLES CRÍTICAS ACTUALES Y FUTURAS
1. Aumento de la inversión en el sector promovida por un marco regulatorio favorable y promoción internacional	1. Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo y gas)
2. Apertura de oportunidades de inversión bajo distintos esquemas de negocio	2. Potencial de crudos pesados (especialmente en la cuencas de Los Llanos)
3. Éxito exploratorio e incremento del conocimiento geológico	3. Potencial de no convencionales (gas asociado al carbón, shale gas, shale oil, arenas bituminosas)
4. Modernización de ECOPETROL e incorporación de recurso humano calificado	4. Factor de recobro de hidrocarburos
5. Disponibilidad de infraestructura heredada de la década pasada, previo a la declinación de producción	5. Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo)
6. Mayor productividad por la inclusión de nuevos esquemas de perforación	6. Política estatal petrolera (government take)
7. Aumento de factor de recobro en cuencas maduras por el uso de nuevas tecnologías	7. Factores medio ambientales (restricción de la actividad de E&P por razones ambientales)
8. Mercado internacional favorable y altos precios de crudo	8. Factores socio culturales, nivel de conflicto (restricción de la actividad de E&P por razones sociales)
9. Mejora en seguridad del país.	

¹ Éxito exploratorio

² Esquistos

³ Gas asociado a carbón

A partir de la priorización de las variables críticas, se determinó el nivel de impacto e incertidumbre que se pueden generar en el sector energético colombiano así:

Hallazgos hidrocarburos convencionales: El potencial de hidrocarburos en Colombia está distribuido entre 23 cuencas sedimentarias, aunque la producción actual está concentrada en sólo 5, por ello se consideró la prospectividad del país y los niveles de descubrimiento de nuevas reservas de hidrocarburos convencionales, incluyendo reservas de crudo y gas, que pueden ser localizadas en territorio continental y costa afuera.

Potencial Crudos Pesados: Adicionalmente a la prospectividad de los hidrocarburos convencionales, se consideraron las futuras reservas de crudos pesados. Esta variable tomará en cuenta los desarrollos actuales en campos conocidos fundamentalmente en la cuenca de los Llanos Orientales y se extiende a la aparición de otros nuevos campos posibles, en virtud de que esta cuenca es una de las zonas de mayor actividad exploratoria y eje del crecimiento de crudos pesados. En efecto, en la Ronda 2010, de los 78 bloques adjudicados para explotación petrolera al menos 50 se encuentran en Meta, Casanare, Arauca y Vichada., donde hoy se concentra la mayor producción de crudos con cuya gravedad API es inferior a los 17°

Potencial No Convencional: En términos de posibilidades futuras 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, cuyas estimaciones revelan un potencial significativo de recursos no convencionales en Colombia.

Sin embargo, limitaciones en la información geológica, desafíos tecnológicos, escasez de personal especializado, problemas de seguridad, regulación técnica y ambiental incipiente y falta de incentivos económicos, son algunas de las razones por las que los recursos no convencionales han recibido relativamente poca atención pese a que en el mundo, tecnologías comerciales y nuevas técnicas especializadas, están cada vez más al alcance para la explotación de este tipo de hidrocarburos.

Por lo tanto y dada la magnitud del potencial geológico, Colombia y su gobierno debe ser capaces de atraer jugadores sofisticados para desarrollar las oportunidades que se brindan en torno a este tipo de recursos. En esta categoría se consideraron proyectos exploratorios en marcha con viabilidad en el mediano plazo del desarrollo de shales (gas y líquidos), gas asociado al carbón (CBM) y en el largo plazo, de arenas bituminosas.

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 vinculado con el uso de nuevas tecnologías de desarrollo y producción (recuperación mejorada o EOR⁴) que pueden potencialmente extender los niveles actuales.

En muchos de los campos petrolíferos se presenta un alto grado de agotamiento de la energía propia del yacimiento, razón por la cual es necesaria la implementación de métodos de recuperación mejorada que juegan un papel fundamental para reforzar el factor de recobro

de los campos colombianos, situación que se ve favorecida por los actuales precios del petróleo, los cuales superan los US\$90/barril, brindando una gran oportunidad para la masificación de procesos EOR en el país.

Precio internacional de energéticos: Fue considerado como variable crítica el rango de precios de los energéticos a nivel internacional en el largo plazo, expresados como precio del barril de crudo. Dado que el mayor potencial hidrocarburífero de Colombia está en petróleo crudo (menor potencial en gas natural), esta variable se centra en el barril de líquido, en el entendido que en ciertos mercados un escenario de altos precios de crudos puede estar asociado también a mayores precios de gas, estimulando igualmente su producción (se reconoce que esta premisa depende de diversos factores tales como la regulación de precios y características de los mercados locales y que la existencia de importantes regiones donde no aplica tal sincronización).

Consecuentemente, en un escenario de precios altos, el sector de petróleo y gas se hace más atractivo, permitiendo el desarrollo de tecnologías que proporcionan un aumento volumétrico de la producción, no sólo de recursos convencionales sino también de algunos no convencionales (shale gas, shale oil y CBM).

Política estatal petrolera: Definitivamente para el desarrollo del sector de E&P es relevante el grado de injerencia del Estado en la industria a través de cambios en la normatividad (e.g. términos fiscales) hasta la intervención directa (e.g. toma de propiedad, operación).

Si el entorno nacional, a través de un gobierno de corte más intervencionista, fuese más hostil al sector de hidrocarburos, el desarrollo concertado del sector se vería dificultado. En este contexto, se moderaría el ritmo de nuevas inversiones y compromisos de capital, derivando en un desarrollo más lento de los recursos prospectivos. En el otro extremo, si se diera en el país una concertación efectiva entre partes interesadas, se favorece la inversión y el desarrollo minero energético.

Por consiguiente, esta variable toma en cuenta el efecto que tiene el sector oficial sobre la inversión privada futura. Se acepta que esta variable no es totalmente independiente de las otras arriba mencionadas como son la prospectividad y los precios internacionales. En un escenario de alta prospectividad y de precios altos, el Estado puede aspirar a la captura de una mayor renta, sin que esto necesariamente conduzca a un menor interés por parte de los inversionistas.

Factores ambientales: Colombia goza de una biodiversidad única cuya preservación requiere la consideración de la sensibilidad ambiental de las áreas en las que se realiza la E&P. La sensibilidad ambiental observada refuerza la necesidad del desarrollo concertado de la E&P con los objetivos de preservación del ambiente y biodiversidad. En los últimos años ha aumentado la susceptibilidad ambiental de las cuencas donde se está llevando a cabo la actividad de E&P, dado los esfuerzos crecientes de preservación del capital natural y la atención de distintas partes interesadas.

Existen 3 aspectos comunes a todas las cuencas: presencia de especies que pueden verse afectadas, distintas actividades económicas

que aprovechan los recursos naturales y la acción de grupos de interés en materia de conservación. Otros factores que están presentes en un número importante de cuencas son la extensión de parques nacionales/regionales y zonas de importancia por la penetración de afluentes y ríos.

Como los factores ambientales pueden limitar las áreas en las que se desarrolla la actividad petrolera y los posibles recursos a incorporar y/o determinar las condiciones (e.g. plazos, tecnologías) para su desarrollo se ha considerado también impacto de dichos factores ambientales en el sector minero-energético y de cómo se exprese y aplique una política y normativa de desarrollo sostenible.

Factores socio-culturales: La sensibilidad social se ve reflejada por las áreas de alta concentración de comunidades indígenas, que utilizan los recursos naturales para alimento, refugio y sustento, refuerza la necesidad del relacionamiento de la industria de E&P con la sociedad en general, y las comunidades y culturas protegidas.

Por lo tanto, se ha incluido como variable la influencia de los factores socio-culturales que pueden tener en el desarrollo del sector minero-energético. Otros factores como la desigualdad social, la precariedad de otros servicios y ausencia de fuentes de empleo incrementan la sensibilidad social del entorno en el que se desenvuelven las actividades de exploración y explotación de recursos petrolíferos. Para esta variable se consideraron aspectos regulatorios y de planificación así como potencial conflictividad que involucren a comunidades, culturas protegidas y relacionamiento de la industria con la sociedad en general.

Luego de la priorización de las variables y de probabilidades estimadas se construyeron tres escenarios con un horizonte temporal de 18 años, distribuyéndose las variables en una matriz de nivel de impacto e incertidumbre para visualizar las más importantes, permitiendo la identificación de los escenarios factibles (base, escasez y abundancia), a los cuales se llegó por consenso de expertos. La tabla No 2 formula solo el escenario base, el cual presenta los estadios de mayor probabilidad para cada una de las variables críticas y que se caracteriza por la continuidad de la tendencia reciente de incorporación de reservas (tasa de 480 millones de barriles por año y de 0.33 Tera pies cúbicos de gas para cada año).



4 Recuperación mejorada de petróleo (enhancement oil recovery)

Tabla 2. Escenario Base

Hallazgos Hidrocarburos Convencional	Potencial No Convencionales*	Potencial Crudos Pesados*	Factor de Recobro	Precio Internacional Energéticos	Política Estatal Petrolera	Factores Ambientales	Factores Socio Culturales
Marginal 2.5 TPC 2,900 MBls 5%	Nulo 0 TPC 0 MBls 30%	Marginal 500 MBls 15%	Status Quo < 26% 30%	< 50 USD/barril 10%	Favorable a Inversión (Status Quo) 35%	< Requisitos vs. Otros Países Petroleros 20%	Desarrollo en eq. con la Comunidad 30%
Modesto 3 TPC 3,600 MBls 40%	Shales /CBM 2 TPC 1,000 MBls 40%	Bajo 800 MBls 30%	Medio 26% - 29% 40%	50-75 USD/barril 30%	> Government Take 35%	Equilibrio Legislación y Des. Sustentable 50%	Oposición Aisladas a Proyectos 40%
Alto 5 TPC 11,000 MBls 40%	Shales/CBM/ Arenas 10 TPC 10,000 MBls 20%	Medio 1,200 MBls 40%	Alto 29% - 35% 20%	75-125 USD/barril 50%	Intervención Leve 20%	Restricción Radical (prioridad ambiental) 30%	Limitada Concertación 30%
Extraordinario 10 TPC >15,000 MBls 5%	Todos > 20 TPC > 20,000 MBls 10%	Alto > 13,000 MBls 15%	Máximo > 35% 10%	>125 USD/barril 10%	Intervención Severa 10%		

Fuente: Estudio ADL

En este escenario, no se esperan cambios significativos en las políticas estatales que afecten el sector y la combinación de éstas con políticas fiscales, de regulación económica, modelo contractual siguen manteniendo un equilibrio que se percibe como positivo por los inversionistas.

En lo referente a precios de crudo se visualiza una escalada de los mismos, pero en el que las fuerzas de oferta y demanda lo mantienen por debajo de los US\$125/barril, nivel de precio que permite un aumento volumétrico de producción no solo de recursos convencionales sino también algunos no convencionales (shale gas, shale oil y CBM).

El escenario mantiene la continuidad de políticas de desarrollo y ambiente de estabilidad social, no obstante prevalece la expectativa que algunos proyectos puedan enfrentar oposición de comunidades vecinas por las características de los mismos (ubicación, dimensiones, etc.), por lo que no se desa-

rollan recursos no convencionales cuyo impacto ambiental es todavía incierto como Cayos, Pacífico Profundo y Amazonía

La matriz de impacto del escenario pesimista o de escasez se construyó a partir de los estadios en los que existen las mayores limitaciones a la oferta de hidrocarburos (reservas y factores de desarrollo), caracterizándose por hallazgos moderados, estimándose una incorporación cercana al los 300 MBls anuales de crudo y 0.1 TPC de gas natural, que es inferior a la incorporación de los últimos 10 años.

No se observan mayores desarrollos tecnológicos y las fuerzas del mercado global causan una caída de los precios internacionales del crudo, debido a factores como la desaceleración en el crecimiento económico de Asia (China) con un efecto moderador de la demanda, e incremento significativo de la oferta de jugadores emergentes (por ejemplo Brasil, Iraq), y la entrada masiva de líquidos no convencio-

nales, estrechando el poder de la OPEP, lo cual puede generar retroceso de los precios del crudo con valores inferiores a los US\$75/barril.

El escenario optimista, deseable desde el punto de vista de abastecimiento, se caracterizaría por una incorporación de reservas convencionales por encima de los mejores años en la última década, 1,450 millones de barriles de petróleo y de 0.85 TCP año y un desarrollo a gran escala de los crudos pesados tanto por la confirmación de reservas como por un aumento del factor de recobro.

Los altos precios de crudo (mayor a US\$125/barril) que soportan la alta rentabilidad para el sector, viabilizan las inversiones en no convencionales y en tecnología de recuperación mejorada con un alto impacto en los factores de recobro.

Adicionalmente, hace atractivo el desarrollo de los no convencionales, introduciendo un número im-

portante de proyectos de shale gas, shale oil, CBM y tar sands, así como las actividades en el offshore colombiano, junto con el aumento significativo de los volúmenes de producción convencionales. Se presenta en el país una concertación efectiva entre partes interesadas (sector oficial, autoridades medioambientales y comunidades), que favorece la inversión y el desarrollo minero energético.

El atractivo en la inversión es fundamentalmente condicionado por la percepción de la prospectividad y los resultados favorables que se vayan obteniendo en la actividad de E&P y otras condiciones como el respeto a los términos contractuales, la situación interna del país (por ejemplo seguridad), y los altos precios de crudo, permiten incrementar la participación fiscal. Aun cuando aumente el "Government Take", se mantiene el interés por el desarrollo de los recursos convencionales al igual que los no convencionales (shale gas, shale oil, CBM y tar sands), mencionados anteriormente. Se mantiene la restricción de desarrollo en las cuencas sedimentarias de Cayos, Amazonas y Pacífico Profundo.

En general, los tres escenarios representan casos sustancialmente distintos tanto en incorporación de reservas como en los perfiles de producción asociados. Las estimaciones cuantitativas se realizan a partir de los estudios existentes en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 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 el taller de escenarios realizado con expertos. La tabla No 3 detalla las hipótesis consideradas en cada una de las variables de construcción o

componentes y las fuentes de información utilizadas en la estimación de los escenarios de oferta.

Tabla 3. Hipótesis e Información

COMPONENTE	HIPÓTESIS	FUENTE DE INFORMACIÓN
1. Reservas Probadadas en Producción	<ul style="list-style-type: none"> Perfil de producción de los campos existentes en producción según proyecciones de las empresas operadoras provisto a la ANH (petróleo y gas) ajustados a los valores actuales de 2011 Composición de la producción de crudos por calidad (livianos, intermedios, pesados, extra-pesados) 	<ul style="list-style-type: none"> Reservas Petróleo y Gas 31/12/2011 – UPME Modelo de Reservas, Producción y Transporte de Petróleo 15/12/2010 – UPME Proyecciones de las empresas operadoras provisto a la ANH (petróleo y gas) Calidad de crudos según tendencia histórica
2. Reservas Adicionadas por EOR (recuperación mejorada)	<ul style="list-style-type: none"> Hipótesis individual para proyectos de recuperación mejorada que se han implementado o por implementarse (31 campos) Fechas de incorporación de acuerdo con avance aparente del proyecto No se consideran los campos donde ha habido reestimaciones importantes y que son considerados en el componente 3 	<ul style="list-style-type: none"> Información de OOIP y Factores de Recobro 31/12/2010 – Potencial de Hidrocarburos en Colombia de U. Nacional Mejoras en Factores de Recobro para campos específicos – Empresas del sector
3. Descubrimientos No Desarrollados	<ul style="list-style-type: none"> Hipótesis sobre potencial y desarrollo de campos con reservas prospectivas e incorporación de perfiles de producción para un número de descubrimientos no desarrollados (petróleo y gas) Incorporación de producción de reservas probables para el resto de los campos del país 	<ul style="list-style-type: none"> Modelo de Reservas, producción y transporte de Petróleo – UPME Proyecciones de las empresas operadoras provisto a la ANH (petróleo y gas) Proyecciones de las empresas operadoras provisto al público (2011 – 2012) Selección de campos de acuerdo con modelo de proyección de la ACP y de IHS (2008)
4. Recursos por Descubrir ("YTF")	<ul style="list-style-type: none"> Hipótesis de descubrimientos y desarrollo de nuevos campos ("yet to find") conforme con estudios recientes de todas las cuencas (crudos pesados, convencionales y gas) Hipótesis de tamaños de campos y cronograma de acuerdo con estudios anteriores 	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de la Universidad Nacional de Colombia, 2011 Perfiles teóricos de descubrimientos por encontrar – IHS (2008) y ADL (2006)
5. Recursos No Convencionales	Hipótesis sobre hallazgos, desarrollo y producción de CBM, Shale Oil y Tar Sands en Mag. Medio, Cordillera Oriental, Llanos, Cesar Ranchería, Guajira, Putumayo y Mag. Superior, ajustados a los volúmenes consistentes con los escenarios definidos	<ul style="list-style-type: none"> Estudio de la Universidad Nacional de Colombia, 2012 Hipótesis genéricas para los perfiles de producción, incluyendo estudio Unconventionals ADL (2008) e IHS (2008)

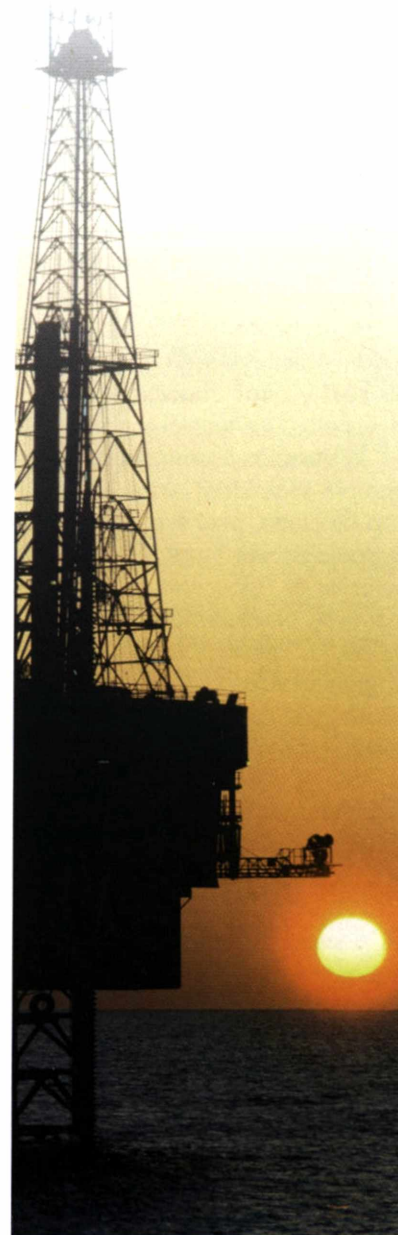
Fuente: Estudio ADL

Los supuestos asumidos se manifiestan en la incorporación de reservas tal como se resume en la tabla 4.

Tabla 4. Magnitud de Incorporación

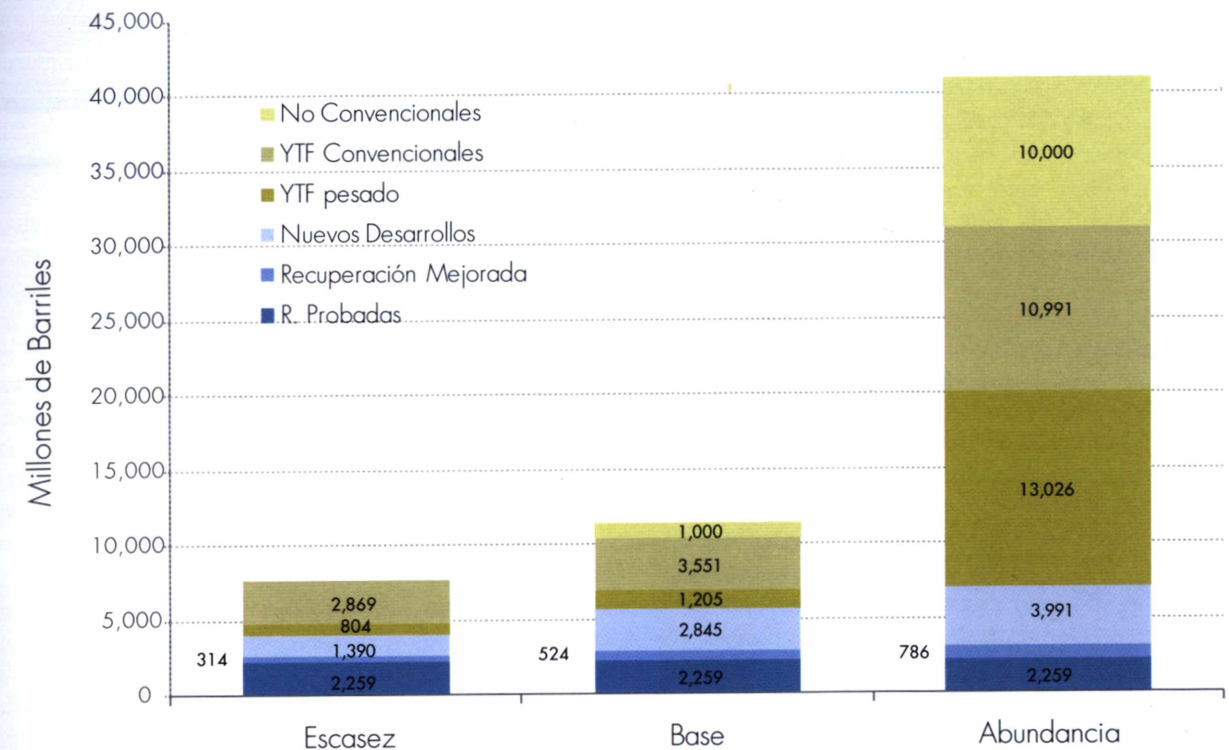
SUPUESTOS	ESCENARIOS		
	Escasez	Base	Abundancia
1. Reservas probadas en producción	Perfiles de producción según empresas operadores (reservas probadas a 31 de diciembre de 2011), Petróleo 2,259 MBls y Gas 5.46 TPC. Igual para todos los escenarios.		
2. Reservas a adicionar por recuperación mejorada (EOR)	31 campos con proyectos específicos de recuperación mejorada con distinto grado de cumplimiento en el aumento de la recuperación mejorada, objetivo según los escenarios		
	Oil: 314 MBls, (considerando 30% de ejecución)	Oil: 524 MBls, (considerando 50% de ejecución)	Oil: 786 MBls, (considerando 75% de ejecución)
3. Descubrimientos no Desarrollados	Reservas y perfiles de producción en campos con reservas no desarrolladas e IHS (reservas probables según escenario)		
	Oil: 1,390 MBls Gas: 0.9 TPC	Oil: 2,845 MBls Gas: 1.2 TPC	Oil: 3,991 MBls Gas: 1.2 TPC
4. Recursos por descubrir (Yet to Find)	Perfiles de producción para los descubrimientos, definidos según escenario		
	Crudo Convencional: 2,869 MBls Crudo Pesado: 804 Bls Gas: 1 TPC	Crudo Convencional: 3,551 MBls Crudo Pesado: 1,205 MBls Gas: 3 TPC	Crudo Convencional: 10,991 MBls Crudo Pesado: 13,026 MBls Gas: 5 TPC
5. No Convencionales	Producción proporcional a los descubrimientos definidos para cada uno de los tipos de recursos no convencionales en cada escenario		
	Oil: 0 MBls Gas: 0 TPC	Oil: 1,000 MBls Gas: 2 TPC	Oil: 10,000 MBls Gas: 10 TPC
	Shale Oil - Tar Sands - Shale Gas - Coal Bed Methane -	Shale Oil: 1,000 MBls Tar Sands - Shale Gas: 1 TPC CBM: 1 TPC	Shale Oil: 4,000 MBls Tar Sands: 6,000 MBls Shale Gas: 6 TPC CBM: 4 TPC

Fuente: Estudio ADL



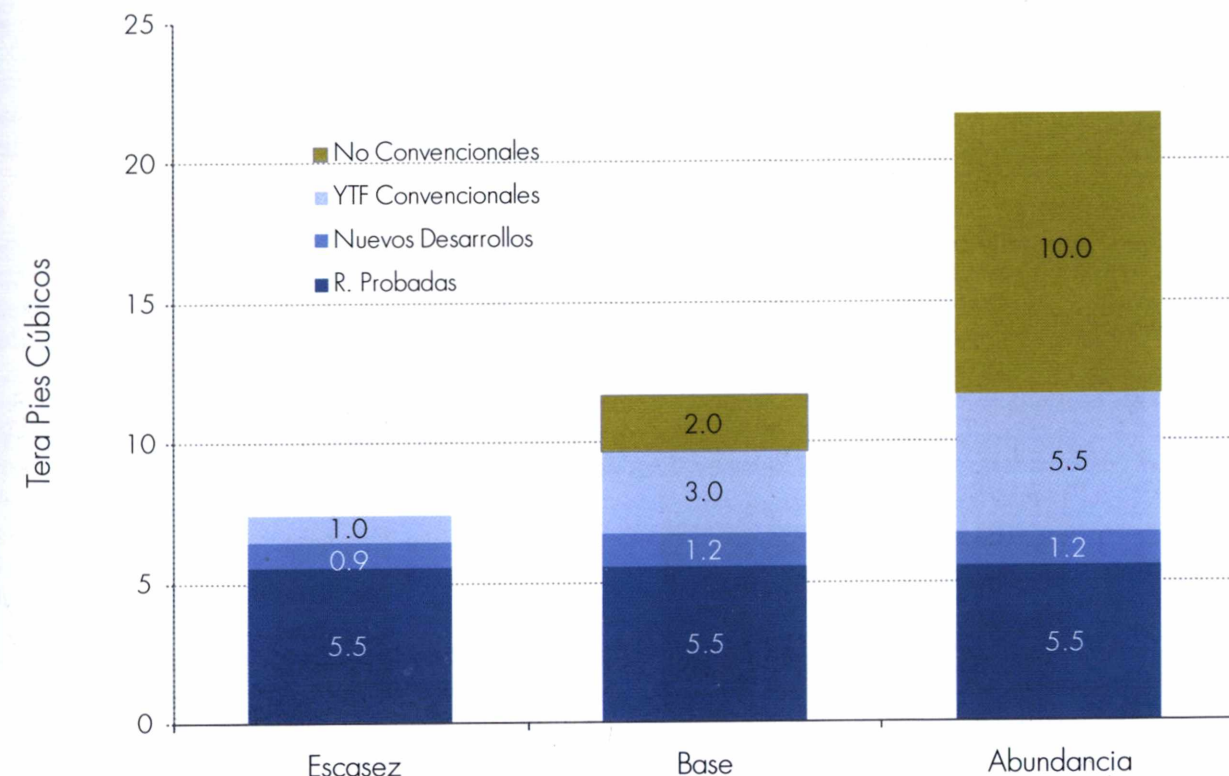
De acuerdo con las estimaciones realizadas de cada uno de los cinco componentes, las gráficas 1 y 2 resumen la incorporación de reservas tanto de crudo como de gas natural, diferenciada según los escenarios definidos (escasez, base y abundancia).

Gráfica 1. Escenarios de Incorporación de Reservas de Crudo



Fuente: Estudio ADL

Gráfica 2. Escenarios de Incorporación de Reservas de Gas Natural



Fuente: Estudio ADL

Los resultados señalan que en el escenario de escasez se incorporarían cerca de 5,380 millones de barriles de crudo y 2 TPC de gas en los próximos 18 años, mientras que en los escenarios base y abundancia se añadirían aproximadamente 9,100 y 28,800 MBLs de crudo y 6 y 16 TPC de gas correspondientemente para el mismo horizonte de estimación.

Enseguida, se describen los principios y supuestos empleadas para la realización de la estimación. El primer componente de las proyecciones, es la **Continuidad de la Producción de las Reservas Probadas Actuales** y es el de mayor certidumbre, común a los tres escenarios. Para desarrollar este elemento se utilizaron las proyecciones de producción de las empresas operadoras, con lo cual se espera que algunos campos aumenten su producción durante el período, aunque en el agregado la gran mayoría de estas reservas terminan agotándose hacia el 2034.

Los análisis toman en cuenta la gravedad API del crudo producido en los principales campos para proyectar la composición de la producción futura (gas y tipo de crudo) de todas las cuencas con reservas probadas.

Se observa una producción de 1.06 millones de barriles promedio por día de crudo en el año 2013, mientras que para el gas se estima una producción promedio de 1,235 MPCD, que posteriormente declina de manera continua particularmente la de crudo, mientras que el gas natural lo hace a una tasa más lenta.

En lo relativo a petróleo, la producción futura continuará concentrada en 6 cuencas sedimentarias, manteniéndose las tendencias históricas de producción, pues continúa siendo los Llanos Orientales la zona que concentra más de la mitad de la producción, siguiéndole en impor-

tancia el Valle Medio del Magdalena, pero en una magnitud significativamente menor. Las proyecciones realizadas, señalan que la mayor cantidad de crudo producido a partir de las reservas probadas será extra pesado (menos de 15°API), continuando el crudo liviano y en menor medida los pesados y medianos.

El segundo componente se refiere al **Incremento de Producción por Recobro Mejorado**, resultado de la aplicación de nuevas técnicas y tecnologías que aumentan la recuperación del petróleo -in situ-. La estimación de producción incremental por las técnicas de recobro mejorado implicó asumir tamaños de las reservas a ser incorporadas y el cálculo del perfil de producción resultante se presenta de manera simplificada como un porcentaje incremental del factor de recobro que es posible alcanzar, de acuerdo con las previsiones que hacen los operadores de los campos para cada uno de los proyectos. Al aplicar este factor incremental, aumentan las reservas recuperables.

Para el desarrollo de este componente, se realizó una investigación de 31 proyectos existentes en Colombia identificando para cada uno el incremento porcentual del factor de recobro que el operador espera alcanzar a través de EOR. Con dicho parámetro y la información actualizada del petróleo original in situ, se determinó el volumen de reservas que potencialmente pueden producirse a través del método implementado.

Para determinar el perfil de producción se estimó que dicha producción inicial corresponde al 7.5% de las reservas incrementales y que por efecto de la producción asistida, la tasa de declinación que afectará la producción en los años futuros, mejora en un 3% con respecto a la histórica de cada campo. El año de

inicio del proyecto se determinó de según la etapa de implementación de cada proyecto (2013 para proyectos adelantados y fechas posteriores para aquellos en etapa piloto).

El grado de cumplimiento de los proyectos de recobro mejorado varía según los diferentes escenarios definidos así: en el caso base, el cumplimiento de los proyectos alcanza el 50% (en otras palabras, solo se alcanza la mitad de la mejora en el factor de recobro que el operador predijo). En el escenario de escasez, sólo se logra alcanzar el 30% de la mejora en el recobro y en el caso de abundancia el 75%, tal como se expone en la tabla No 4.

El aumento de producción de crudo por recuperación mejorada comienza a partir del año 2013 alcanzando su máximo en 2015, en el caso base. Los proyectos de recobro mejorado se ejecutan en seis cuencas sedimentarias que incluyen a Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Magdalena Medio, Magdalena Superior, Putumayo y Catatumbo. Si bien la mayor parte de los proyectos se encuentran en Magdalena Medio y Superior, la mayor recuperación de crudo se dará en la región del Putumayo.

Desarrollo de Descubrimientos Recientes y la Comercialización de Reservas Probables y Posibles constituye el tercer componente de la proyección. El estudio de componente parte de la presunción de hipótesis sobre el desarrollo de 18 proyectos con recursos prospectivos de petróleo y gas que no están clasificados todavía como reservas probables o posibles pero que de acuerdo con la información de las empresas operadoras, estarían próximas a ser comercializables.

El volumen de recursos técnica y comercialmente recuperable se determina a partir de un factor que refleja

la probabilidad de que efectivamente se materialicen estos recursos prospectivos y el factor de recobro de dichos prospectos. Dichos factores de recuperación son los siguientes según los diferentes escenarios:

- En el caso de escasez se incorpora el 5% de los recursos prospectivos
- En el caso base se incorpora el 10% de los recursos prospectivos
- En el caso de abundancia se incorpora el 15% de los recursos prospectivos

Para los 18 proyectos se definieron perfiles de producción según el tamaño de las reservas utilizando como referencia los perfiles genéricos del estudio de IHS de 2008 y el resto de los campos del país reflejan perfiles de producción conforme con las estimaciones de las reservas probables y posibles reportadas al 31 de diciembre del 2011, las cuales se incorporan dependiendo del escenario así:

- En el caso de escasez se incorporan el 50% de probables y 25% de las reservas posibles
- En el caso base se incorporan el 100% de probables y 100% de las reservas posibles
- En el caso de abundancia el 100% de probables y 100% de las reservas posibles

La incorporación de la totalidad de las reservas probables y posibles en los escenarios base y abundancia se debe a que su estimación es parte de una hipótesis conservadora desde el punto de vista volumétrico y probabilístico (~680 MBEP⁵) y que su horizonte de incorporación de 18 años, es suficiente para confirmar y desarrollar tales reservas. En este componente, también se toma en cuenta la gravedad del crudo producido por los campos para proyectar la composición de la producción futura en cada una de las

cuencas y valora la disponibilidad futura de crudos livianos, intermedios, pesados y extra-pesados.

El aumento de producción proveniente del desarrollo de recursos prospectivos no comerciales alcanza su máximo en el año 2018 con valores cercanos a los 630,000 BPD, mientras que en gas natural, la máxima producción se ocasiona en 2016 con aproximadamente 300 MPCD. Continúan siendo las cuencas de los Llanos Orientales, seguida por Magdalena Medio las mayores aportante componente

El cuarto componente de la producción futura hace referencia al **Éxito Exploratorio de hidrocarburos convencionales, crudos pesados y gas offshore**. La proyección futura de hidrocarburos proveniente de campos por descubrir ("yet to find") implicó formular supuestos respecto de los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos de petróleo, incluyendo crudos pesados y gas localizados, éstos últimos principalmente en el offshore colombiano. La cuantificación de recursos se realizó acorde con los resultados del estudio efectuado por la Universidad Nacional de Colombia (2012) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Este componente excluye del cálculo de reservas por incorporar en algunas cuencas de frontera donde no se anticipa mayor actividad exploratoria y otras por razones de protección ambiental, descritos posteriormente. El análisis tiene 3 elementos, que fueron tratados de manera separada así:

- Crudos pesados de los Llanos Orientales
- Crudos convencionales y pesados en cuencas distintas a los Llanos

- Gas offshore

Con relación a crudos pesados en los Llanos Orientales, se estableció el petróleo original in situ a partir del escenario P90 del estudio de la Universidad Nacional de Colombia (2012) y la Agencia Nacional de Hidrocarburos como supuesto para la elaboración de los escenarios escasez y base, en tanto que en el escenario de abundancia se consideró un 50% del escenario P50, del mismo estudio.

Para la cuantificación del agregado de los recursos pesados por descubrir, se realizó un balance volumétrico y al petróleo original in situ provisto por el estudio de la ANH, se le sustrajo la producción acumulada de crudos pesados en los Llanos Orientales hasta el año 2011, las reservas probadas de crudos pesados de los Llanos Orientales (componente 1) y los recursos no desarrollados de crudos pesados en los Llanos Orientales (componente 3). Del balance remanente, se consideró un porcentaje de incorporación para los próximos 18 años de 50% en el escenario de escasez y 75% para los escenarios base y abundancia.

En cuanto a la evaluación de crudos convencionales y pesados en cuencas distintas a los Llanos, se adelantó un análisis similar al de crudos pesados en Llanos. Se partió del petróleo convencional original in situ en el escenario P90 del mencionado estudio y del petróleo pesado original in situ de las cuencas distintas a los Llanos, para los escenarios base y escasez y el escenario de abundancia consideró un 50% del escenario P50. Para cuantificar los recursos agregados remanentes se realizó nuevamente el balance volumétrico a partir del petróleo original in situ, descontando

do la prospectividad de cuencas excluidas por ser de frontera no explorada y por razones ambientales, las reservas probadas (componente 1), y la producción acumulada hasta el año 2011, exceptuando la de crudos pesados en los Llanos Orientales. Sobre ese total se consideró un porcentaje de incorporación para los próximos 18 años de 50% para todos los escenarios.

En lo relativo a la incorporación de futura de reservas de gas proveniente del offshore, se partió de los recursos por encontrar definidos en el escenario P90 del estudio contratado por la ANH, para evaluar los casos escasez y base y para el escenario de abundancia se consideró un 50% del P50, del mismo estudio. A este volumen se le sustrajo el potencial de cuencas offshore excluidas en el análisis y luego se consideró un porcentaje de incorporación del 50% en los próximos 18 años en los escenarios de escasez y base y 33% para el de abundancia.

El desarrollo de perfiles de producción se efectuó comenzando con una distribución de las reservas por descubrir entre las cuencas sedimentarias y en el caso de crudos convencionales, se formularon hipótesis sobre la distribución del éxito exploratorio en las diferentes cuencas, según el estudio de la ANH.

El siguiente paso fue la definición de un tamaño de campo promedio a ser descubierto en cada cuenca y la definición de las fechas en la que se empiezan a dar dichos descubrimientos. Este análisis, se fundamentó en el estudio de IHS ajustándose a la baja el tamaño promedio de campos descubiertos. Según los pronósticos de perforación de la ANH, más del 98% de las perforaciones (tanto exploratorias como de desarrollo) se realizan costa adentro por lo que se asumió que los descubrimientos en esta área, se darán desde el corto plazo (2012

en adelante), mientras que en las cuencas costa afuera ocurrirán a partir del 2014. Como excepción se asumió que en cuencas de mayor sensibilidad ambiental (Amazonas) los descubrimientos se presentarán a finales de la presente década.

La estimación de tamaños de campos por descubrir se sustentó en evaluación de análogos o análisis probabilísticos (e.g. fractal). En la revisión de datos históricos, se observó que en el caso de las cuencas maduras de Colombia, la incorporación de descubrimientos y eventualmente de reservas, se percibe en gran medida vía revaluaciones y extensiones de campos existentes y en menor medida nuevos campos. Se supuso un tamaño mínimo de descubrimiento de 20 MBEP (tamaño comercialmente atractivo), y un rango entre 20 y 150 MBEP para los descubrimientos de mayor tamaño.

El elemento final para el desarrollo del perfil de producción del cuarto componente fue definir un lapso de tiempo desde que se da el descubrimiento y comienza la producción temprana. Para ello, se utilizó el estudio de IHS donde se analizaron los períodos de desarrollo de cada cuenca, en función del tamaño de los campos y transcurrido el período de desarrollo, la producción esperada se calcula utilizando perfiles genéricos definidos por el mismo estudio según tamaño de los campos.

Las estimaciones de producción de crudos pesados y gas offshore, se realizan considerando hipótesis de descubrimientos, desarrollo y producción de nuevos campos ("yet to find") conforme con proyectos específicos de crudos pesados en los Llanos Orientales y gas offshore, incorporándose perfiles de producción tomando como referencia el estudio de IHS.

Los resultados indican que la producción de convencionales comenzará a partir de 2014, mientras que

en el caso de los crudos pesados y el gas costa afuera se demorará en comenzar hasta el año 2020. La principal cuenca en términos de producción será los Llanos Orientales, aunque no será de las primeras en comenzar a producir.

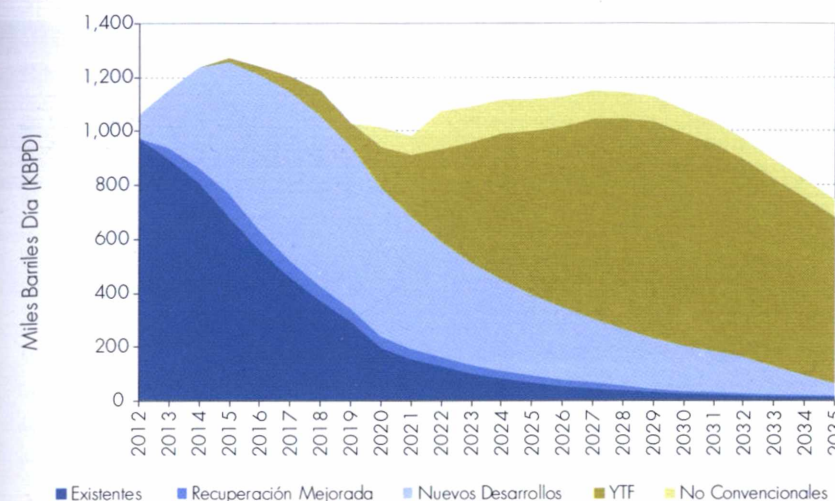
El último componente de análisis hace referencia al **Éxito Exploratorio de los Hidrocarburos No Convencionales**. El tratamiento de la producción futura de no convencionales implica formular supuestos sobre los tamaños y la localización de los nuevos descubrimientos: CBM, Shale oil, Shale gas y arenas bituminosas (tar sands).

La producción inicial de recursos no convencionales es representada de manera simplificada como un porcentaje de las reservas de cada "proyecto" asumiéndose tasas de declinación que varían por tipo de recurso. Adicionalmente, se suponen tamaños de descubrimiento y años de inicio de producción para cada proyecto, tomando en cuenta la información disponible de algunas empresas y planes. La base de reservas, factores de recobro y su distribución en cuencas se basó en estudios anteriores y discusión con expertos, validadas posteriormente con el estudio reciente de la ANH.

Las conjeturas realizadas, indican que el shale oil va a ser el principal recurso en el escenario base, aunque su desarrollo se va a demorar hasta el 2020, mientras que el gas asociado al carbón iniciará la producción hacia el 2015 pero de manera moderada. El otro recurso que se desarrolla en el caso base es el shale gas y en el caso de abundancia se desarrollan adicionalmente las arenas bituminosas. Con respecto a la producción por cuenca, los resultados indican que la producción de no convencionales estará concentrada en 6 cuencas y el mayor éxito exploratorio se dará en las cuencas de Llanos Orientales

y Cordillera Oriental, seguido por Cesar Ranchería (CBM) y Putumayo y Magdalena Medio. Las graficas 3 y 4 presentan los perfiles de producción del escenario base, incluyendo cada uno de los cinco componentes.

Gráfica 3. Perfil de Producción de Crudo - Escenario Base

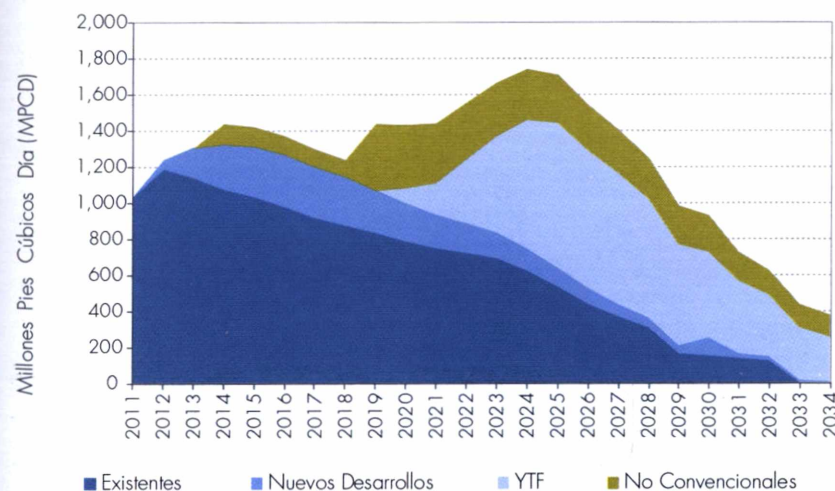


Fuente: Estudio ADL

Con base en los supuestos de conformación de los escenarios, la oferta total de hidrocarburos (crudo y gas natural) del escenario base logra un pico de 558 millones de barriles equivalentes de petróleo (MBEP) en el año 2016, de los cuales 465 corresponden a crudo y 93 a gas natural.

En el mismo 2016, la oferta de crudo del escenario base equivale a cerca de 1.75 millones de barriles por día, concentrándose la producción en Llanos Orientales, Magdalena Medio y Valle Superior del Magdalena seguidas por Cordillera Oriental y Putumayo. El crudo es el principal producto si bien el gas aumenta su participación en la oferta y durante todo el periodo, la producción de crudo se mantiene por encima de los 900 KBPD de manera sostenida, nivel similar a la actual producción.

Gráfica 4. Perfil de Producción de Gas - Escenario Base



Fuente: Estudio ADL

En términos de volumen, los componentes 3 y 4 Descubrimientos Recientes No Desarrollados y el Éxito Exploratorio son responsables de los mayores aportes de crudo a la producción nacional, aumentando la importancia de los extra pesados y pesados.

En el corto plazo, se estima que continúe la tendencia de incrementos continuos de años recientes con una declinación acentuada entre los años 2017 y 2020. Luego, se espera que se haya logrado sustituir la producción declinante con un saldo neto positivo reflejado en un ligero incremento de la misma 2020-2027, esperando que rindan frutos los esfuerzos exploratorios que se han venido dando recientemente y que continuarán en los próximos años.

En el caso del gas natural, como se presenta en la figura 4, se estima que el pico de gas se presentará en 2025 cuando se alcanzarían cerca de 1,750 MPCD, siendo importantes los aportes de los componentes 4 y 5 Éxito Exploratorio y Éxito Exploratorio de los Hidrocarburos No Convencionales, cuyos mayores aportes vienen del Offshore y Llanos Orientales. En el corto y mediano plazo, podría presentarse un aporte importante a la producción de gas por parte de los nuevos desarrollos y los recursos no convencionales, en particular shale gas y Coal Bed Methane.

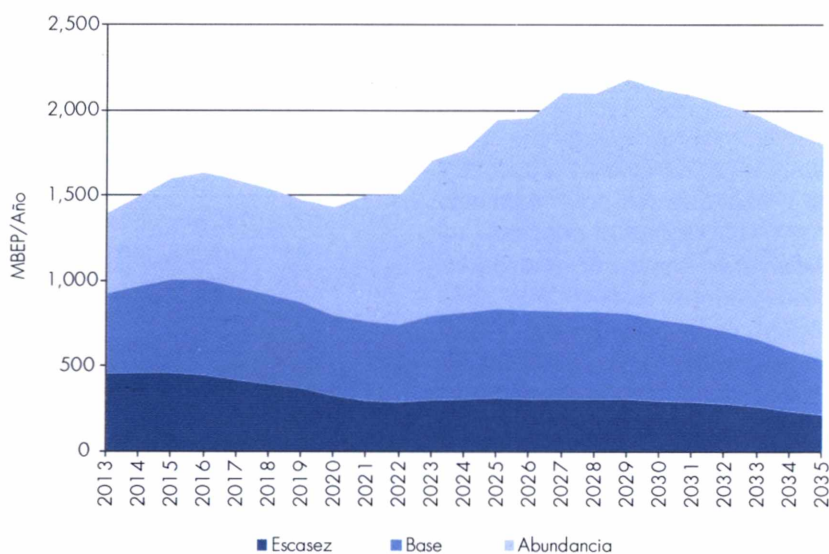
En lo concerniente al escenario bajo o de escasez, la oferta máxima de hidrocarburos se alcanzaría en 2015 con volúmenes cercanos a los 455 MBEP por año, de los cuales 372 corresponden a crudo y los restantes 72 a gas natural. La mayor oferta futura se ubica en los Llanos Orientales y el Magdalena Medio y se considera el inicio de producción de algunas cuencas que en la actualidad no han sido desa-

rolladas. Los resultados de la proyección indican que la producción diaria máxima de crudo se daría en 2014 con valores próximos a los 1,02 millones de barriles día y de gas en 2015 con 1,270 MPCD.

En el mediano plazo se vislumbra un mantenimiento de los niveles de producción pero luego del año pico, la declinación registra tasas elevadas, principalmente en el gas. Simultáneamente, la explotación de los crudos pesados y extra pesados es precaria, dado el menor atractivo por precios de energéticos y un entorno nacional hostil con mayor escrutinio del desarrollo hidrocarburífero, que a la postre no permite el desarrollo de los recursos no convencionales.

El escenario alto o de abundancia alcanza la máxima producción en el año 2029 con un total de 1,380 MBEP año, correspondiendo 1,100 a petróleo y 280 MBEP al gas natural, con una producción máxima de crudo de 3.27 millones de barriles día en el mismo año y 3,210 MPCD de gas en el año 2025. En el corto plazo, la producción se incrementa levemente y es a partir del año 2020 cuando se estiman tasas de crecimiento significativas. Igualmente, en el corto plazo tendría un aporte de crudo significativo a partir de los nuevos desarrollos, mientras que en el largo plazo el principal componente de la oferta será el éxito exploratorio y los no convencionales.

Gráfica 5. Perfil de Producción de Hidrocarburos - Escenarios



Fuente: Estudio ADL

La cuenca de los Llanos Orientales sigue siendo preponderante por los volúmenes que aporta y luego se encuentra Magdalena Medio, en una magnitud significativamente menor, seguida por las cuencas de Cordillera, Putumayo y Sinú. El mayor atractivo se refleja en el fuerte desarrollo de crudos extra pesados y en el largo plazo, los crudos tanto livianos y medios como los pesados registran un aporte significativo.

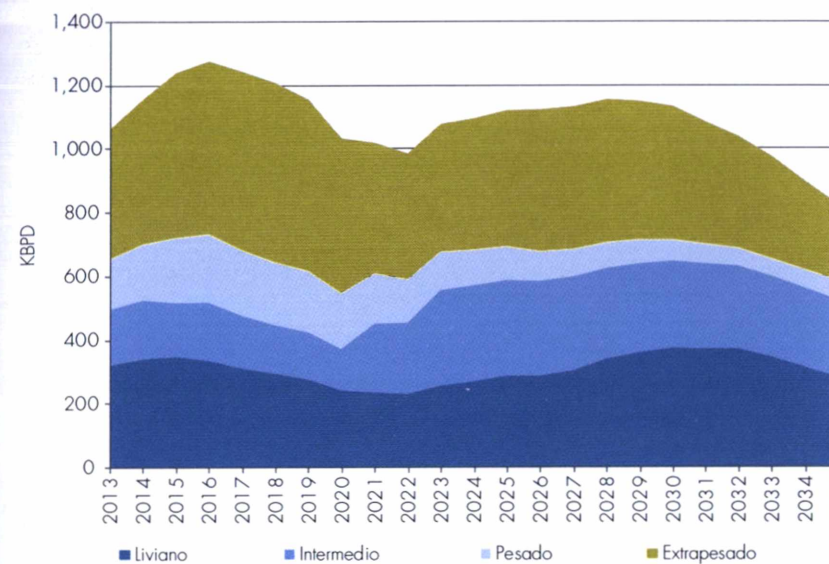
En cuanto a gas natural, en el corto plazo podría presentarse un aporte importante a partir de las cuencas de Guajira offshore, Llanos Orientales y Cesar Ranchería, además de que los no convencionales comienzan

a registrar producción a partir del 2015 con el proyecto de Coal Bed Methane en Cesar Ranchería. La gráfica 5 presenta un resumen de la producción de los tres escenarios considerados.

En términos generales, son tres las dinámicas que determinan los perfiles de producción de crudo y gas en los distintos escenarios y hacen referencia a: i) la habilidad de contrarrestar la declinación de las reservas probadas con nuevos desarrollos, ii) La efectividad en el desarrollo y puesta en producción de los nuevos descubrimientos que resulten de los esfuerzos exploratorios en marcha y iii) Las mejoras en las tasas de éxito y la factibilidad del desarrollo comercial de los recursos no convencionales en una escala representativa y en plazos razonables, de manera que en menos de 10 años participen de manera importante en la matriz energética colombiana.

De cualquier forma, la disponibilidad adicional de crudo permitirá posponer la pérdida del autoabastecimiento, por lo que es necesario mantener las condiciones para hacer atractivo la atracción de capital de riesgo, para continuar e intensificar la actividad exploratoria. En cuanto a calidad de crudos, los análisis indican aumento de la importancia del petróleo extra pesado, así como el desarrollo de los recursos no convencionales (shale oil). La gráfica 6 muestra la oferta de crudo de acuerdo con su calidad en el escenario base

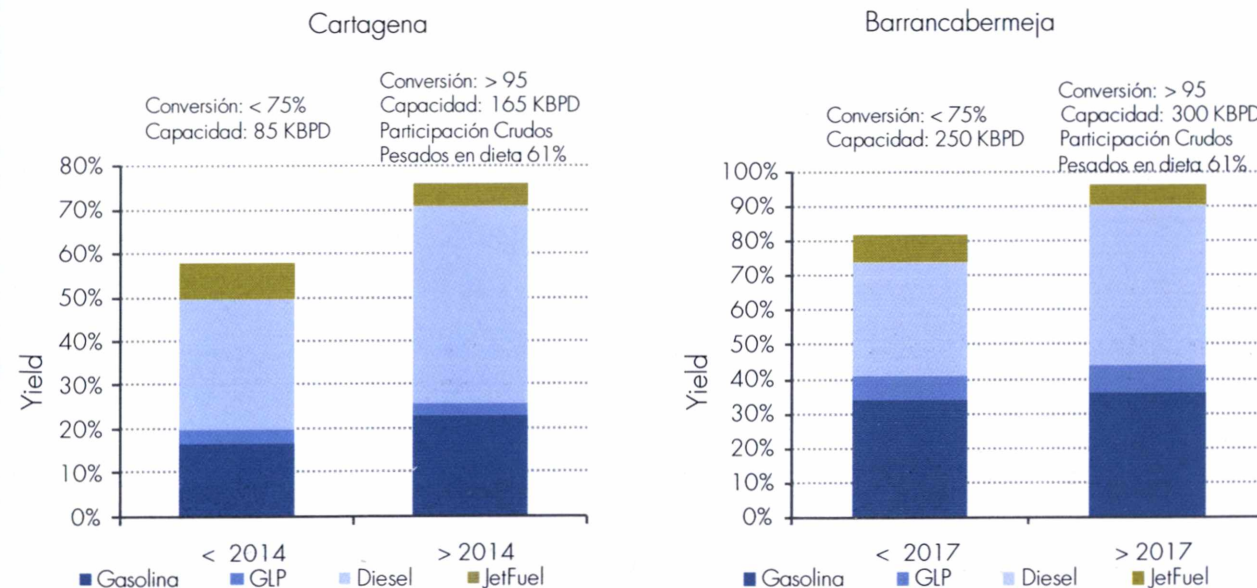
Gráfica 6. Disponibilidad por Tipo de Crudo – Escenario Base



Fuente: Estudio ADL

Cabe resaltar que la demanda de crudos en Colombia está determinada por la capacidad de las refinерías de Cartagena y Barrancabermeja, además de las de Orito y Apiay las cuales tienen una capacidad de producción pequeña. Las dos refinерías más grandes se encuentran en un proceso de expansión y de aumento de conversión que se estima a partir del año 2014, en la refinерía de Cartagena cuya capacidad de procesamiento será 165 KBPD, incrementándose 95% respecto de la situación actual y su capacidad de conversión será mayor al 95%, procesando un 61% de crudos pesados.

Gráfica 7. Principales Refinerías.



Fuente: Estudio ADL

En el caso de Barrancabermeja, a partir del año 2017 la capacidad de conversión aumentará a más del 95% y cerca del 70% de la carga a la refinерía será crudo pesado. De acuerdo con las proyecciones de oferta de hidrocarburos y la demanda de crudo determinada por la capacidad de refinación, en el caso base, el país tendrá excedentes de exportación de crudo de al menos 600 mil barriles por día, alcanzando máximos de exportación en el 2015.

Según los proyectos en marcha, el procesamiento de crudos superará los 400 mil barriles por día en el 2014 al ampliarse Cartagena, aumentando el porcentaje de procesamiento de crudos pesados. Al mismo tiempo, las refinерías están adecuando sus instalaciones para producir diesel y gasolina de mejor calidad, pudiendo exportarse los excedentes a mercados como Estados Unidos y Europa. Ver gráfica No 7.

2. SENSIBILIDAD AMBIENTAL

En Colombia está empezando a aumentar la sensibilidad ambiental y se anticipan políticas más deliberadas de preservación de la biodiversidad.



2. SENSIBILIDAD AMBIENTAL

La biodiversidad de Colombia refuerza la necesidad del desarrollo concertado de las actividades de exploración y producción de recursos energéticos con la preservación del entorno, teniendo en cuenta que las cuencas sedimentarias existentes gozan de los ecosistemas biológicamente más diversos del mundo, lo cual supone alta sensibilidad ambiental y por tanto mayor atención para su conservación. - el Caribe, el Pacífico, los Andes, Orinoquia y Amazonas son ejemplos de áreas únicas.

Por lo anterior y con el fin de integrar consideraciones ambientales y sociales en los escenarios de oferta de hidrocarburos, se realizó una evaluación de la sensibilidad ambiental de cada una de las cuencas incluyendo:

- a) Parques nacionales/regionales, áreas naturales, bosques, comunidades indígenas, santuarios y áreas privadas para la conservación,
- b) Recursos acuíferos (humedales, pantanos, reservorios de agua y lagos, ríos y sus principales afluentes),
- c) Biodiversidad de flora y fauna,
- d) Comunidades indígenas, que utilizan recursos naturales para alimento, refugio y sustento,
- e) Áreas de acción de ONGs e instituciones gubernamentales focalizadas en el mantenimiento de la biodiversidad
- f) Regulación ambiental

- g) Áreas de preservación para actividades económicas como turismo, agricultura, industria maderera, industria pesquera, etc.

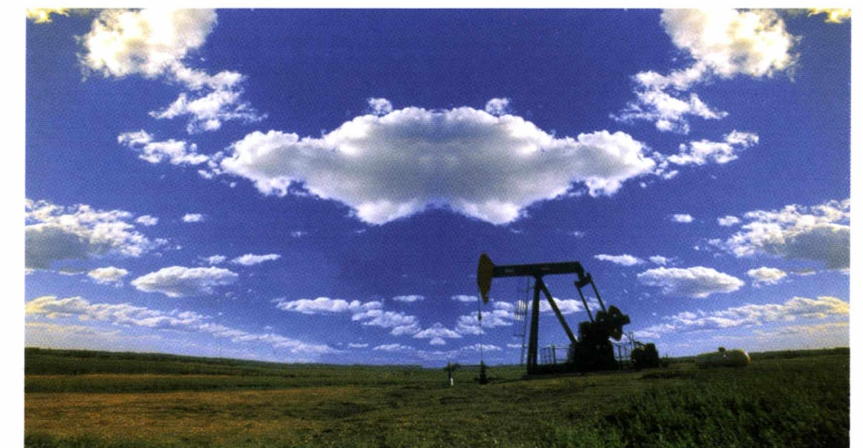
El análisis de sensibilidad ambiental sugiere que los esfuerzos de expansión en determinadas cuencas, como la Cordillera Oriental, Llanos Orientales, y Sinú-San Jacinto, que tienen abundancia de capital natural y capturan el interés de grupos industriales, aumentarán el interés de las organizaciones públicas y privadas, fomentando requerimientos adicionales de regulación ambiental

Del mismo modo, la sensibilidad ambiental en cuencas como la del Cauca Patía, Catatumbo, el Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, tendrá un efecto moderado sobre las actividades de desarrollo de acuerdo con las características de capital natural de estas cuencas.

Varias cuencas limitan con áreas donde se encuentran parques nacionales y reservas, entre ellas las

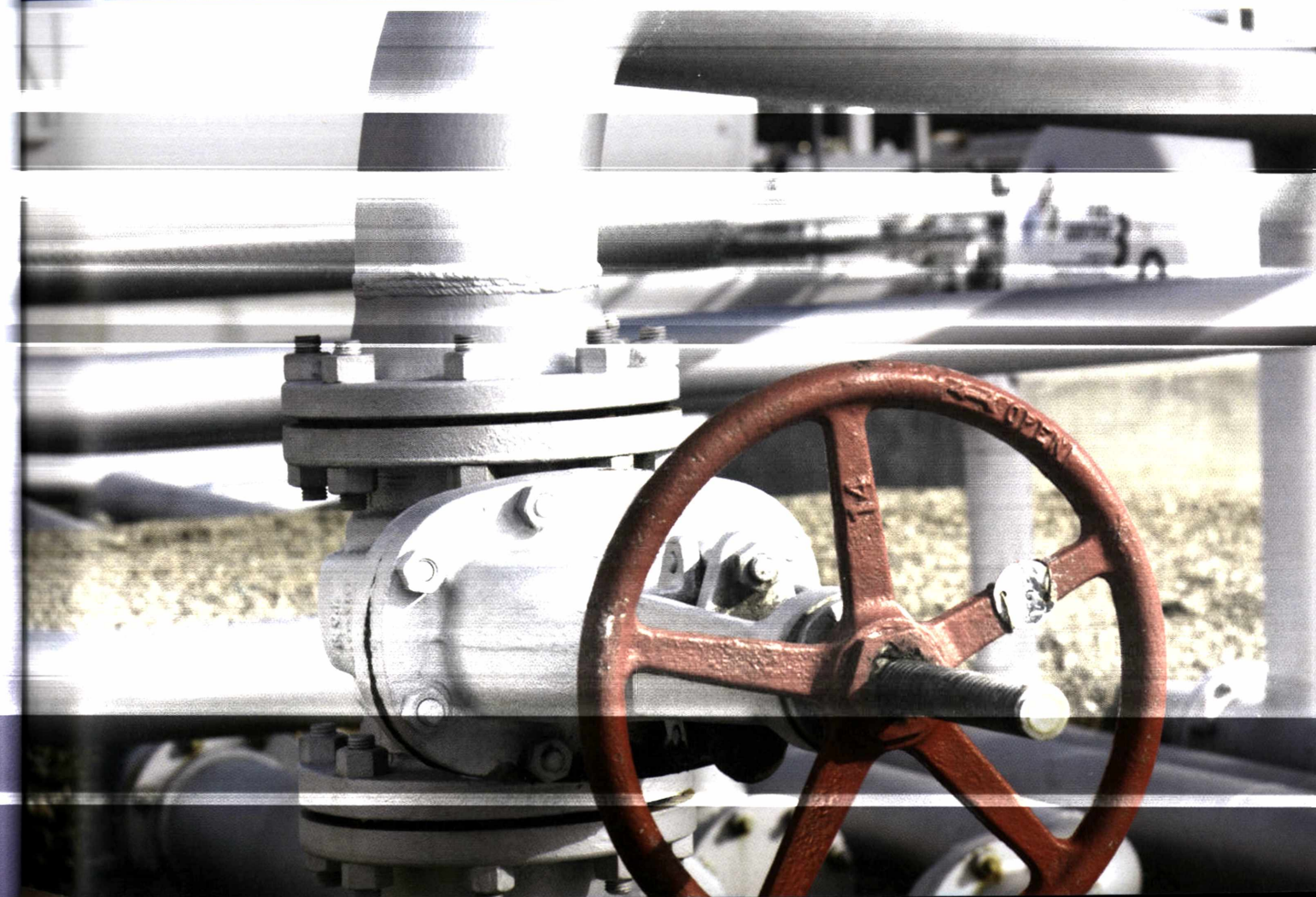
del Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, Tumaco, Cauca, Patía, Caguán-Putumayo, Sinú-San Jacinto. Estos parques nacionales son de grandes dimensiones y representan una gran parte del Sistema Nacional de Parques de Colombia. Por lo tanto, actividades de E&P que puedan afectar a estos parques probablemente influirán indirectamente en la sensibilidad ambiental de la cuenca y, por consecuencia, en su desarrollo

Del análisis se colige una amplia necesidad de aumentar el conocimiento de la sensibilidad ambiental de las cuencas y del impacto potencial de las actividades de E&P tanto de los recursos conocidos como los potenciales (e.g. impacto ambiental de explotación de no convencionales). Se destaca el poco conocimiento de las cuencas offshore y de la vulnerabilidad de ciertas cuencas de frontera. Por ello, las estimaciones limitan la producción en áreas potencialmente muy vulnerables como el Amazonas y ciertas cuencas costa afuera (Cayos, aguas profundas).



3. INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES

La definición de mecanismos de acceso y remuneración del uso de infraestructura de almacenamiento y transporte garantiza un retorno aceptable para la inversión y la participación privada.



3. INFRAESTRUCTURA E INVERSIONES

En términos de infraestructura, la red de transporte de crudo en Colombia está diseñada para el abastecimiento de las refinerías y el acceso a los terminales de exportación, desde los campos de producción. El transporte se realiza fundamentalmente a través de oleoductos pero el sistema incorpora adicionalmente cabotaje, transporte fluvial y terrestre. Es evidente que el sistema actual tiene limitaciones de manejo de crudos extra-pesados que deben ser mezclados con nafta buscando reducir la viscosidad a niveles de manejo adecuado con tecnologías convencionales que permiten su movilización.

En cuanto al transporte de crudo al Complejo Industrial de Barrancabermeja está integrado en primera instancia por tres líneas, una desde Velásquez y Vasconia y una tercera desde Ayacucho, de por sí, muy limitada y en segunda instancia por la alimentación desde de Apiay y Rubiales, cuya producción confluye en la Estación Porvenir y desde allí, los crudos son transportados hasta la Estación Vasconia. Se trata de un sistema simple, radial, sin anillos ni redundancias que permita compensar cualquier deficiencia en el sistema con producción de otros campos.

El esquema de transporte de crudo a Cartagena es mucho más sencillo y cuenta con un línea que va desde el puerto de Coveñas hasta dicha refinería. Al puerto llegan tres líneas correspondientes a los oleoductos de Orensa, Colombia y Caño Limón, lo cuales cuentan con capa-

cidad suficiente para transportar los crudos.

Para la evaluación de la capacidad de transporte y la identificación de las potenciales necesidades de infraestructura de crudo se realizó el siguiente análisis:

- ♦ Se identificó la ruta de evacuación natural de los hidrocarburos de cada una de las cuencas (la producción de las cuencas Tumaco y Putumayo se exportan por Tumaco y las del resto del país por Coveñas.
- ♦ Se adicionó el total de producción de las cuencas a ser evacuadas por cada terminal
- ♦ Se comparó la producción anual con la capacidad de los sistemas medulares (oleoductos) tomando en cuenta los proyectos firmes de expansión
- ♦ Se evaluó el impacto de construir un mejorador que permitiría reducir el volumen de crudo a ser transportado al disminuir los requerimientos de nafta diluyente

Dentro del sistema de transporte de crudo se considera la construcción del Oleoducto Bicentenario que con una extensión de 960 kilómetros será el mayor de Colombia partiendo de la estación Arguaney, en Casanare, llegará al puerto de Coveñas, con una inversión estima en US\$4.200 millones de dólares y se espera que esté concluido en diciembre de 2012. Se planea en 3 fases, alcanzando al final una capacidad de 450 KBD así:

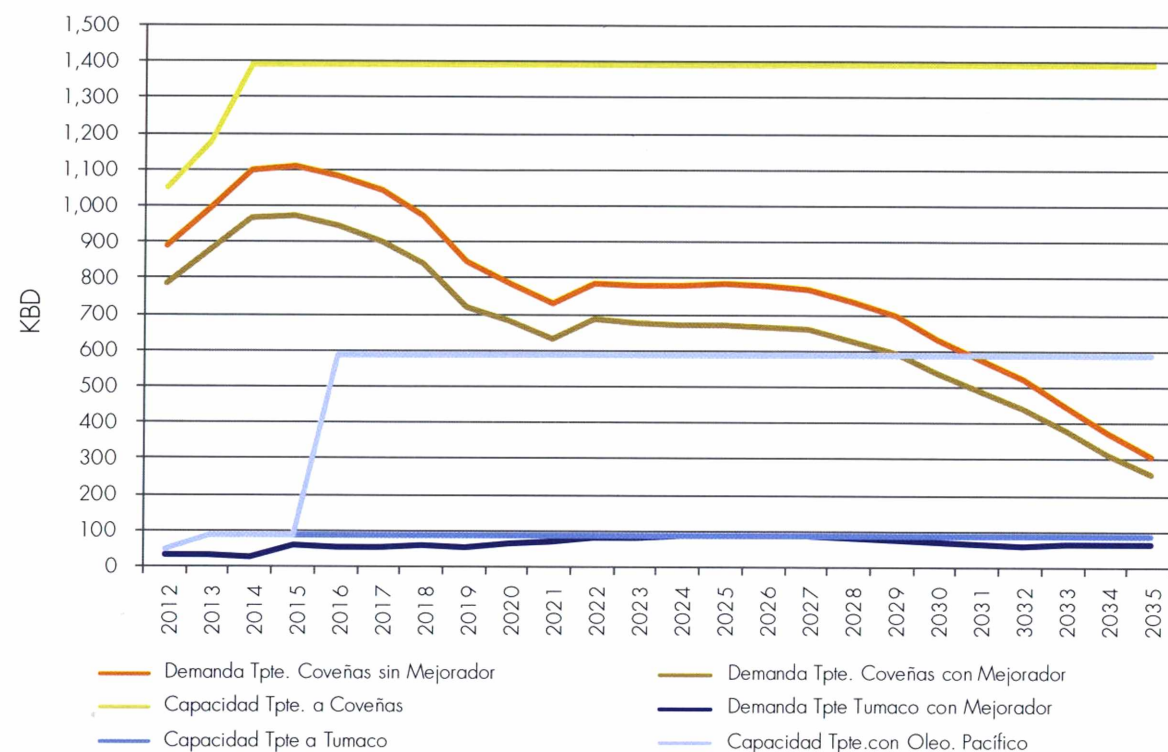
- ♦ Primera fase: 140 mil barriles por día
- ♦ Segunda fase: 240 mil barriles por día
- ♦ Tercera fase: 450 mil barriles por día

En general los crudos mezclados y centralizados en Vasconia se procesan en Barrancabermeja, y los crudos recolectados y mezclados en Ayacucho se procesan en Cartagena. Además hay en marcha otros proyectos de aumento de capacidad de transporte y almacenamiento que se encuentran en evaluación, aunque en una etapa preliminar.

En el caso base y de acuerdo con la capacidad total de transporte del sistema actual a Coveñas, ésta es suficiente para la evacuación de crudos aún si no se construye un mejorador de crudos pesados y se utilizan diluyentes. Ver gráfica No 8.

El incremento de la producción en el sur del territorio (Putumayo, zona sur de los Llanos, etc.) demandará mayor capacidad de transporte hacia Tumaco a partir del año 2016 como se puede apreciar en la gráfica No 8, lo cual podría solventarse con la construcción del Oleoducto del Pacífico, facilitándose incluso la exportación de crudo a los mercados asiático. En el caso de abundancia, la capacidad de transporte incluyendo el Oleoducto del Pacífico alcanzará para evacuar los crudos hacia Tumaco

Gráfica 8. Infraestructura Manejo de crudos a Coveñas y Tumaco



Fuente: Estudio ADL

A partir del análisis de la infraestructura y del balance oferta demanda se identificaron las necesidades de infraestructura adicional que se refleja en requerimientos de inversión para los próximos años en cada uno de los componentes de la cadena de valor:

- Exploración
- Producción
- Transporte
- Refinación y/o mejoramiento de crudos extra-pesados (upgrading)
- Comercialización (exportación)

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 realizando hipótesis de cantidad

de pozos perforados por año ya sean offshore o en tierra en razón a la diferencia de costos. Adicionalmente, se calcularon las necesidades de sísmica según la cantidad total de pozos perforados, asumiéndose que se requieren 200 km de sísmica por pozo.

El cálculo de inversiones en desarrollo, para los diferentes escenarios incluyó el costo de producción según cada uno de los componentes de las proyecciones y tipo de recursos, a fin de diferenciar los requerimientos específicos de acuerdo con su complejidad (recuperación mejorada, crudos convencionales, crudos pesado, desarrollos offshore, no convencionales gas y no convencionales de crudo).

Las inversiones en transporte fueron estimadas acorde con los requeri-

mientos de capacidad adicional para el manejo de los crudos en las rutas de transporte hacia Coveñas y Tumaco según el costo de oleoducto en USD por barril y por kilómetro de recorrido. Con respecto al transporte de crudos hacia Tumaco, en los casos base y abundancia es clave la construcción del Oleoducto del Pacífico y fue incluida la inversión en el mismo entre el 2012 y 2014.

Adicionalmente, se calculó el costo de construcción de un mejorador de crudos para todos los escenarios, lo que reduce la necesidad de capacidad de transporte (esta menor capacidad fue tenida en cuenta para las inversiones en transporte). Se asumió 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 disponibles de la costa en los casos base y abundancia. La capacidad sería de 550 y 850 MMPCD en los casos base y abundancia, respectivamente y comenzaría a operar en el año 2020.

Según los cálculos realizados, el escenario base contempla inversiones del orden de 6 millones anuales en los próximos 5 años, incrementándose a más de 6 millones en el periodo 2027 a 2030, para el desarrollo de los recursos no convencionales. Ver gráfica 9. En el primer período, se contemplan inversiones en: a) exploración y desarrollo de proyectos, b) en la construcción de un mejorador de crudo con capacidad de 300 KBD que comienza a operar en 2017 (por

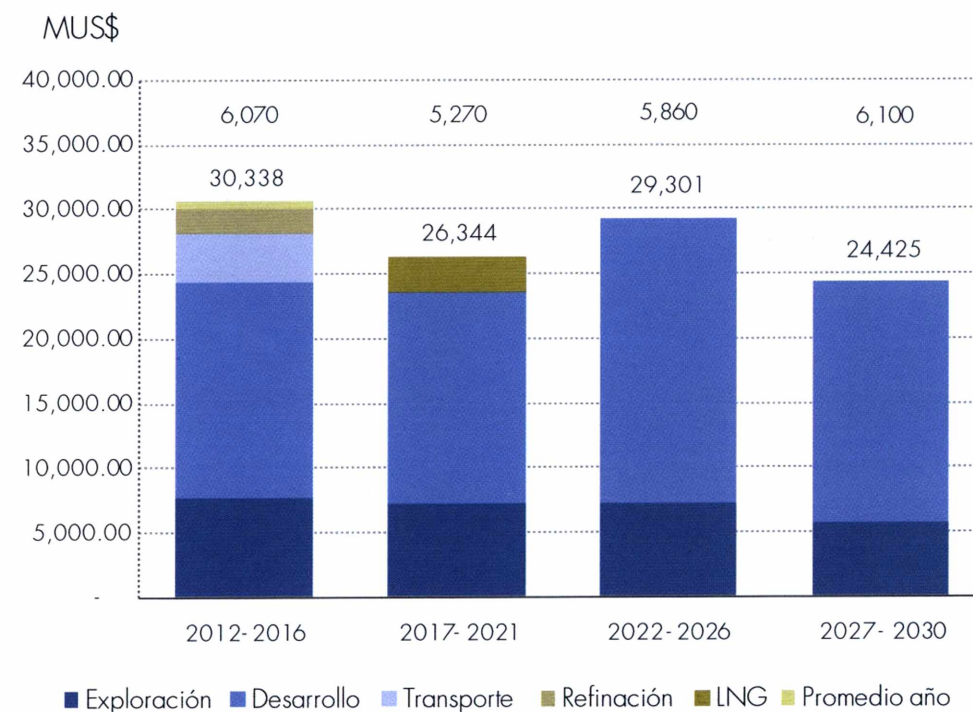
un monto de 3.7 millones de dólares) y la construcción del oleoducto del pacífico (por un monto 2.2 millones de dólares).

En el segundo período, se incluye además de inversiones en exploración y desarrollo, la construcción de una planta de LNG de 550 MPCD de capacidad para la exportación de los excedentes de gas natural y que comienza a operar en el año 2020, para el resto de los años se incluyen inversiones en exploración y desarrollo. Ver gráfica 9.

El escenario de escasez contempla inversiones anuales del orden de 3.5 millones en los próximos 20 años, dedicados principalmente al desarrollo de reservas. En este escenario se contempla únicamente la construcción del mejorador de crudos con una capacidad de 300 KBD.

Entre tanto, el escenario de abundancia estima inversiones anuales de alrededor de 11 millones, superando los niveles históricos para el desarrollo de los recursos prospectivos. En este escenario, en el primer período se incluyen inversiones en un mejorador de crudo y la construcción del Oleoducto del Pacífico, además de las inversiones en exploración y producción. En el segundo período, se contempla la construcción de capacidad de transporte adicional y una planta de LNG para la exportación de los excedentes de gas natural, además de las inversiones en exploración y producción que son significativas dado el desarrollo costa afuera y los recursos no convencionales.

Gráfica 9. Inversiones Estimadas - Caso Base



Fuente: Estudio ADL

4. ESCENARIO DE REFERENCIA

El escenario de referencia implica un cambio de la política pública en materia de hidrocarburos.



4. ESCENARIO DE REFERENCIA

La toma de decisiones de inversión debe realizarse invariablemente en condiciones de incertidumbre y es evidente que no existe certeza alguna sobre el futuro. Sin embargo, la técnica de escenarios es un instrumento que permite reducir el grado de incertidumbre, por cuanto constituyen una imagen coherente del sistema en distintos puntos del futuro que cubre diversas trayectorias, en las cuales debe estar inmersa la trayectoria real del sistema.

Normalmente, suele proponerse un Escenario de Referencia que constituye un escenario de continuidad respecto de la evolución histórica del sistema de reservas y producción de hidrocarburos dejando de lado los eventos coyunturales, manteniendo las tendencias y continuidad histórica de los hallazgos que han determinado el funcionamiento del sistema colombiano de hidrocarburos y estimando que no se efectuaran nuevos descubrimientos, es decir como si se suspendiera la actividad exploratoria.

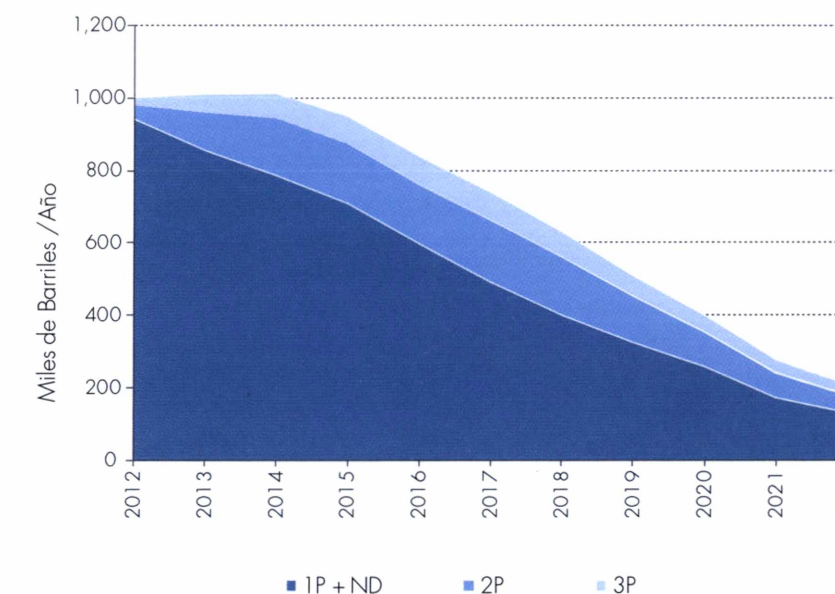
Este escenario sólo considera el desarrollo de las reservas auditadas, tanto de las probadas (P1), probables (P2), como de las posibles (P3) y los nuevos descubrimientos que aún no han sido auditados, pero que se encuentran dentro de los análisis de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. La tabla 5 resume la información de reservas de hidrocarburos (crudo y gas) a 31 de diciembre de 2011 y los nuevos descubrimientos a septiembre de 2012. Conjuntamente la gráfica 10, presenta los perfiles de producción crudo considerando los cuatro componentes.

Tabla 5. Reservas Actuales de Hidrocarburos

TIPO	PETRÓLEO MBIs	GAS TPC
1. Reservas Probadas (P1)	2,259	5.46
2. Reservas Probable (P2)s	554	0.65
3. Reservas Posibles (P3)	255	0.51
4. Nuevos Descubrimientos (NA)	42	

Fuente: MME y ANH

Gráfica 10. Perfil de Producción de Crudo - Reservas Actuales



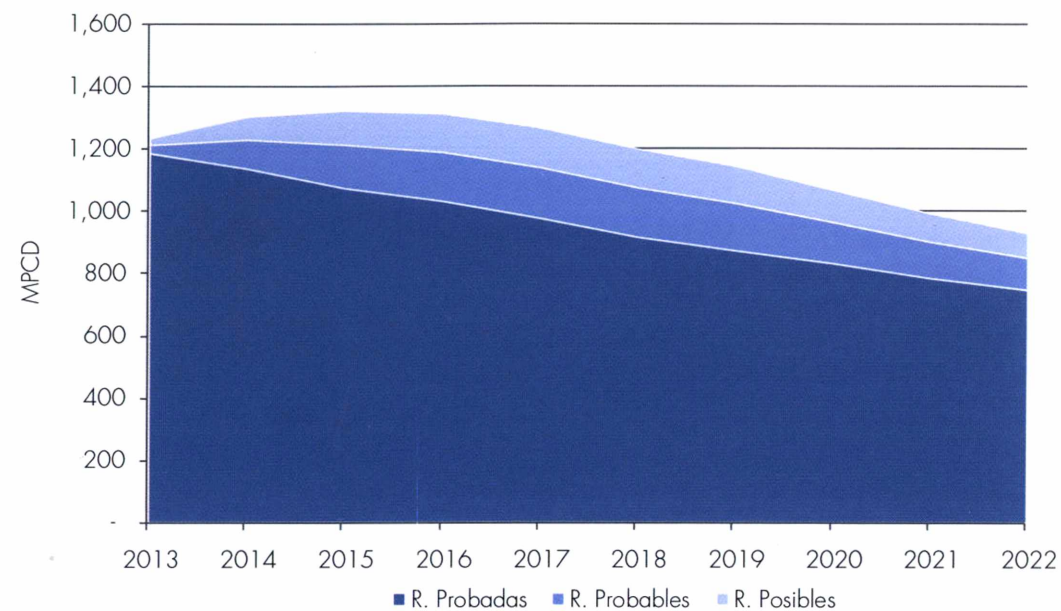
Fuente: MME y ANH

Los resultados señalan un máximo de producción de 1,000,000 de barriles día de crudo en el año 2014, que luego declinan en forma acelerada, retornando a niveles de 200,000 barriles día hacia el 2022.

En el caso de gas natural las cantidades consideradas se refieren a las reservas probadas, probables y las posibles que se encuentran debidamente auditadas y reportadas oficialmente. Los resultados indican que la pro-

ducción conjunta de los tres segmentos alcanzaría un máximo de 1,330 MPCD de gas natural en el año 2015, declinando posteriormente de manera moderada. Ver gráfica No 11.

Gráfica 11. Perfil de Producción de Gas - Reservas Totales



Fuente: MME y ANH

En general, es claro que el escenario de referencia plantea una situación de cambio abrupto en las políticas de exploración de hidrocarburos, con respecto a lo ocurrido en los últimos 6 años, es decir evolucionando hacia un sistema totalmente contrario al que viene desarrollándose.



5. CONCLUSIONES

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 9 mil millones de barriles de crudo y 6 TPC de gas natural en los próximos 18 años. Los escenarios propuestos dependen de unos niveles de inversión que si bien se están alcanzando en Colombia deben sostenerse a futuro y dependen de:

- a) Las variables externas (precios, términos contractuales, etc.) seguirán jugando un rol importante para favorecer los niveles de inversión.
- b) La atención se está centrando fundamentalmente en la actividad de desarrollo.
- c) Ecopetrol sigue jugando un rol preponderante por las inversiones necesarias para concretar los planes de optimización y expansión de sus refinerías, así como para introducir mejoras en la calidad de los productos

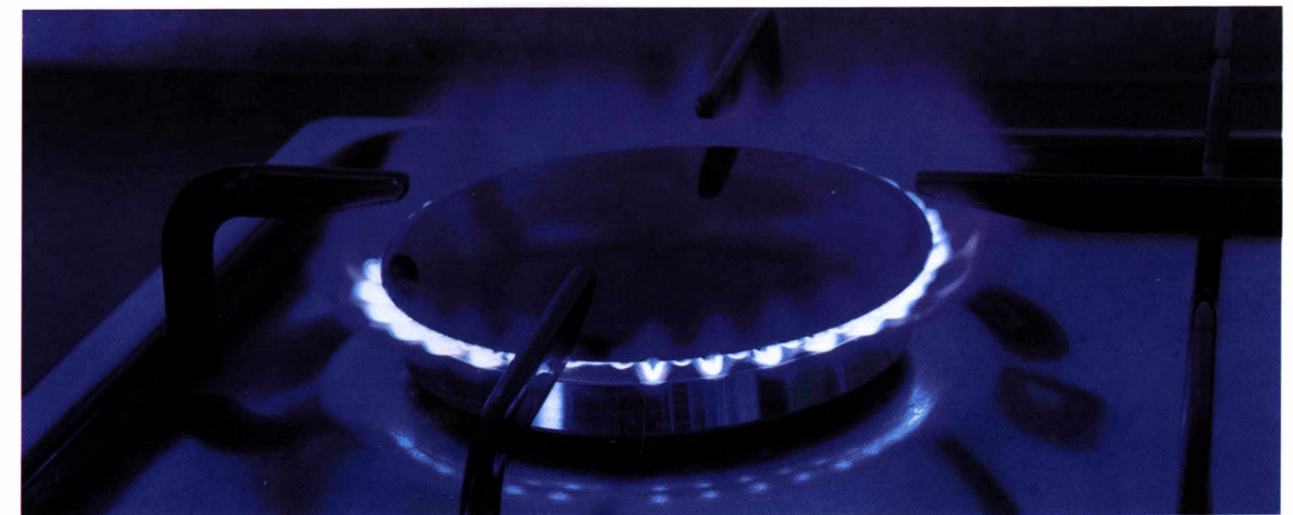
y a través de su plan de negocios en el upstream y midstream.

- d) La ejecución de otros proyectos potencialmente requeridos (mejorador de crudo, oleoductos, exportación de gas) permitirá certidumbre para alcanzar los escenarios propuestos por lo se podría incorporar socios estratégicos para asegurar la disponibilidad de capital.
- e) Es fundamental 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.
- f) El desarrollo de recursos no convencionales no está técnicamente ni comercialmente garantizado, por lo que el país también podría enfrentar un escenario de escasez, en el cual la oferta de hidrocarburos

podría declinar paulatinamente hacia niveles significativamente inferiores a los actuales.

- g) En Colombia está empezando a aumentar la sensibilidad ambiental y se anticipan políticas más deliberadas de preservación de la biodiversidad. Esto podría limitar la actividad en áreas de mayor vulnerabilidad y demandará, en general, un seguimiento más cercano a los proyectos por parte de las autoridades.
- h) El escenario de referencia implica un cambio de la política pública en materia de hidrocarburos.

Frente a la complejidad creciente del potencial incremental, el país debe intensificar sus esfuerzos para atraer inversión petrolera y asegurar la incorporación de las tecnologías y know-how operacional que permitan asegurar los nuevos desarrollos.



ANEXOS

Escenarios

Año	Abundancia Oil- KBPD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	974.4		100.8		
2014	895.8	63.1	261.2		
2015	808.3	84.5	465.3		
2016	680.5	130.6	632.3	15.3	
2017	558.8	110.2	766.8	30.6	
2018	455.3	94.3	854.3	57.6	
2019	369.0	81.6	876.1	93.1	
2020	292.5	71.5	844.5	206.0	
2021	193.7	63.2	785.5	385.3	226.0
2022	151.4	56.5	710.4	575.6	213.4
2023	125.2	50.8	629.8	790.2	427.4
2024	97.8	46.1	563.3	994.4	403.5
2025	79.1	42.1	505.6	1,196.3	654.9
2026	64.8	38.7	450.3	1,360.2	617.1
2027	50.1	35.8	405.7	1,525.5	951.4
2028	42.5	33.2	361.1	1,670.4	893.8
2029	35.6	24.9	323.5	1,807.7	1,086.3
2030	29.8	14.1	290.9	1,926.4	1,019.5
2031	22.5	12.5	262.0	2,029.4	956.8
2032	20.1	11.2	236.9	2,126.1	898.0
2033	15.1	10.0	213.6	2,214.7	842.8
2034	12.3	8.9	165.1	2,298.1	791.1
2035	11.2	8.0	118.9	2,355.9	742.5

Año	Abundancia Gas - MPCD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	1,183.8		51.0		
2014	1,134.5		170.1		
2015	1,071.7		252.2		232.9
2016	1,029.6		283.6		221.2
2017	974.6		293.3		210.2
2018	914.2		285.6		199.7
2019	871.3		273.6		189.7
2020	830.7		238.0		810.3
2021	783.8		209.8	149.6	1,001.5
2022	746.1		184.7	299.3	950.4
2023	719.9		163.5	598.6	1,230.6
2024	690.9		141.0	897.8	1,165.8
2025	622.0		121.2	1,197.1	1,268.8
2026	533.6		103.0	1,346.7	1,201.3
2027	436.8		88.1	1,279.4	1,301.8
2028	368.1		65.7	1,222.2	1,232.0
2029	307.1		53.5	1,106.2	1,330.3
2030	162.5		43.5	940.3	1,258.4
2031	150.5		98.4	799.2	1,190.4
2032	136.0		25.2	679.3	1,058.3
2033	122.5		21.8	577.4	972.8
2034	0.9		13.1	490.8	919.9
2035	0.6		5.8	417.2	869.9

Año	Base Oil - KBPD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	974.4		85.8		
2014	895.8	42.1	216.2		
2015	808.3	56.3	372.8		
2016	680.5	87.1	490.6	15.3	

Año	Base Gas - MPCD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	1,183.8		50.9		
2014	1,134.5		169.9		
2015	1,071.7		251.9		116.4
2016	1,029.6		283.3		110.6

Año	Base Oil - KBPD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2017	558.8	73.5	578.2	30.6	
2018	455.3	62.8	629.2	57.6	
2019	369.0	54.4	635.9	93.1	
2020	292.5	47.6	606.8	84.0	
2021	193.7	42.2	557.8	147.6	75.3
2022	151.4	37.6	496.6	226.7	71.1
2023	125.2	33.9	433.3	341.0	142.5
2024	97.8	30.7	385.5	444.6	134.5
2025	79.1	28.1	344.7	539.4	127.0
2026	64.8	25.8	304.7	605.7	119.9
2027	50.1	23.8	273.9	669.0	113.1
2028	42.5	22.1	241.9	739.2	106.8
2029	35.6	16.6	215.5	778.5	100.8
2030	29.8	9.4	193.2	803.0	95.2
2031	22.5	8.3	173.6	787.1	89.9
2032	20.1	7.5	156.9	767.3	84.8
2033	15.1	6.7	141.2	730.4	80.1
2034	12.3	6.0	109.5	691.5	75.6
2035	11.2	5.3	78.6	655.7	71.4

Año	Base Gas - MPCD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2017	974.6		293.1		105.1
2018	914.2		285.4		99.8
2019	871.3		273.5		94.8
2020	830.7		237.8		370.9
2021	783.8		209.7	89.8	351.2
2022	746.1		184.6	179.6	332.6
2023	719.9		163.4	359.1	314.9
2024	690.9		140.9	538.7	298.2
2025	622.0		121.1	718.3	282.4
2026	533.6		102.9	808.0	267.4
2027	436.8		88.1	767.6	253.2
2028	368.1		65.7	733.3	239.8
2029	307.1		53.5	663.7	227.1
2030	162.5		43.5	564.2	215.1
2031	150.5		98.4	479.5	203.7
2032	136.0		25.2	407.6	159.0
2033	122.5		21.8	346.5	136.4
2034	0.9		13.1	294.5	129.1
2035	0.6		5.8	250.3	122.1

Año	Escasez Oil - KBPD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	974.4		40.2		
2014	895.8	25.3	101.7		
2015	808.3	33.8	179.3		
2016	680.5	52.2	239.3	15.3	
2017	558.8	44.1	285.4	30.6	
2018	455.3	37.7	310.2	57.6	
2019	369.0	32.6	312.8	93.1	
2020	292.5	28.6	297.2	80.7	
2021	193.7	25.3	271.3	138.3	
2022	151.4	22.6	240.4	197.2	
2023	125.2	20.3	210.5	284.0	
2024	97.8	18.4	187.4	346.5	
2025	79.1	16.8	167.6	411.3	
2026	64.8	15.5	149.5	439.7	
2027	50.1	14.3	134.3	497.1	

Año	Escasez Gas - MPCD				
	Existente	EOR	Descubrimientos No Desarrollados	YTF	No Convencional
2013	1,183.8		39.8		
2014	1,134.5		121.3		
2015	1,071.7		195.5		
2016	1,029.6		232.8		
2017	974.6		247.0		
2018	914.2		236.6		
2019	871.3		221.3		
2020	830.7		187.4		
2021	783.8		158.7	32.9	
2022	746.1		135.3	65.8	
2023	719.9		115.9	131.7	
2024	690.9		99.0	197.5	
2025	622.0		84.1	263.4	
2026	533.6		71.2	281.5	
2027	436.8		60.7	268.9	

