



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

REVISIÓN DE LA REGULACIÓN DE PRECIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

DOCUMENTO CREG-054
24 de agosto de 2012

**CIRCULACIÓN:
MIEMBROS DE LA COMISIÓN
DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS**

Tabla de Contenido

1.	Antecedentes	6
1.1.	Evolución de la regulación de precios de suministro de gas natural	7
1.2.	Características de los contratos de asociación y su incidencia sobre la estructura de la industria	12
1.2.1.	Contrato de Asociación Guajira	14
1.3.	Alcance de la reforma del sector del año 2003 y sus efectos sobre la estructura de la industria	20
2.	Análisis económico.....	23
2.1.	Aspectos básicos de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos..	25
2.1.1.	Riesgo e incertidumbre	29
2.1.2.	Reservas	32
2.1.3.	Producción.....	35
2.2.	Teoría económica de los recursos agotables y no renovables	37
	Esfuerzo exploratorio y estática comparativa	39
2.2.2	Condiciones para el ejercicio de poder mercado en mercados de recursos no renovables	42
3.	Entorno Internacional	45
3.1.	Reglas de participación en la exploración y explotación de hidrocarburos	50
3.2.	Nivel de desarrollo de la demanda	51
4.	Propuestas Regulatorias	53
4.1.	Alternativas de regulación de precios	54
4.2.	Consideraciones para el análisis	54
4.3.	Recomendaciones.....	56

En este documento se desarrolla un análisis de los precios de gas natural en Colombia, basado en los principales elementos económicos y técnicos de la industria *upstream* de hidrocarburos, la teoría económica de los recursos agotables y el mercado internacional de gas natural.

A modo de introducción, a continuación se presentarán extractos de las posiciones de vendedores y compradores frente al precio del petróleo, dentro del marco del shock petrolero de mitad de los setenta, que Sir Partha Dasgupta¹ y Geoffrey Heal² citan en su libro *Economic Theory and Exhaustible Resources*, con el fin de ilustrar la lógica económica de cada una de las partes, basada en argumentos erróneos:

"(OPEC supporters) ... seem to be rejecting the play of free market forces in determining prices. In such a market the price of a product is closely related to the cost of producing the last unit of supply that is demanded by a buyer. No one anywhere in the world is pumping oil that cost \$10 a bbl. to 'produce'. The cost of bringing up a barrel ranges from 10¢ in Saudi Arabia to 60¢ in Venezuela to \$3 or so in the US. OPEC's defenders seem to have the notion that somehow market forces have never properly recognized the value of oil, that its price always should have been higher. This tosses rational economic analysis out of the window,"³

"Nearly every OPEC member ... rejects the notion that the price of oil is now too high. 'What do they mean by high?' asks Iran's Minister of the Interior ... incredulously. He reasons that the price is about equal to what it would cost to obtain an alternative form of energy, such as gas produced from coal. Thus he... insist(s) that \$9.70 per bl. is a fair price"⁴

1. Antecedentes

La Ley 142 de 1994 encargó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, la regulación económica de las actividades del servicio público domiciliario de gas combustible, entre las que se consideran la distribución, el transporte y la comercialización desde la producción.

Por su parte, la Ley 401 de 1997 hizo explícito el alcance de la regulación de la CREG en materia de la cadena de valor del gas natural, al indicar que las actividades de exploración, explotación y procesamiento no estarán sujetas a las normas de la Ley 142 de 1994, y por lo tanto siguen reguladas por el Código de Petróleos, el Decreto 2310 de 1974 y por las disposiciones que los complementan, adicionan o reforman.

Como se puede observar, las disposiciones en materia de precios de suministro del gas natural que puede emitir la CREG son aplicables únicamente cuando se comercialice gas natural extraído de yacimientos en Colombia con destino al uso domiciliario, residencial, comercial e industrial. De acuerdo con la normatividad vigente, la regulación de la Ley 142

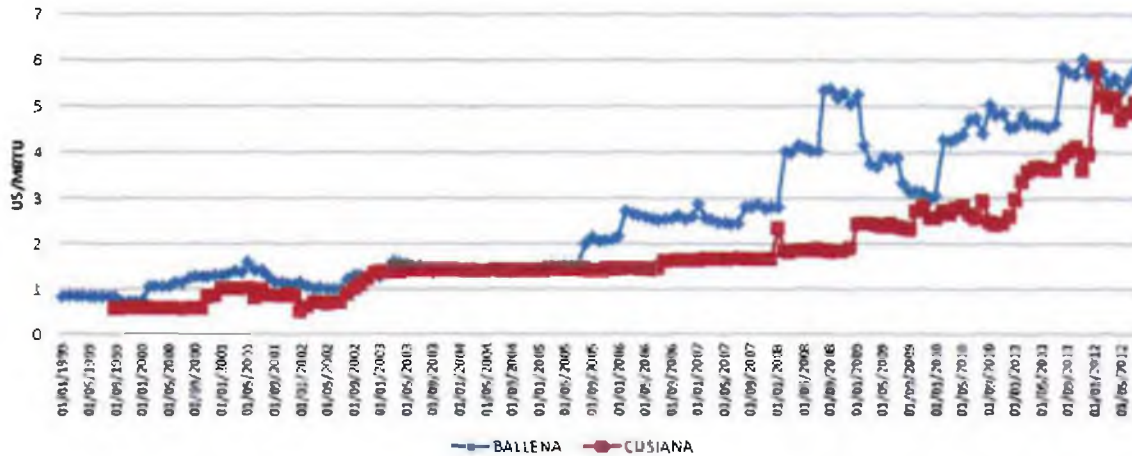
¹ Frank Ramsey Professor Emeritus of Economics en la Universidad de Cambridge

² Paul Garrett Professor of Public Policy and Business Responsibility en la Universidad de Columbia

³ Tomado de Time magazine, Octubre 14, 1974, p.36

⁴ Tomado de Time magazine, Octubre 14, 1974, p.36

Precios corrientes de compra del Gas



Fuente: Elaboración con base en el reporte de las empresas de Gas Natural en la aplicación de compras y transporte de la CREG.

Como se indicó anteriormente, diferentes razones explican la regulación de precios del suministro de gas natural para cada yacimiento, las cuales se presentan en el recuento sobre el régimen de precios que se realiza a continuación para cada caso.

- Guajira

Las reservas de gas natural en los yacimientos del departamento de La Guajira (Ballena y Chuchupa), fueron descubiertas en la década de los 70 cuando no existía un mercado local donde se pudieran comercializar las mismas. Como ya se conoce, el precio para la venta del gas producido en estos yacimientos se estableció con el objetivo de sustituir el consumo de fuel oil (combustóleo) en la Costa Atlántica.

Con este objetivo, el precio inicial del gas natural en boca de pozo (es decir el precio que le era reconocido al productor) se definió como una proporción del precio del fuel oil (un 56% de su precio aproximadamente) y se estableció un mecanismo de indexación semestral en función de las variaciones del precio de exportación del fuel oil de Ecopetrol⁶, lo cual garantizó un diferencial estable para promover la sustitución por parte de la demanda.

Esta metodología de fijación y actualización de precios fue adoptada por la CREG con la Resolución 029 de 1995 y posteriormente por las Resoluciones 057 de 1996 y 023 de 2000. Posteriormente, en el año 2005 (Resolución CREG 119), la Comisión modificó la metodología de indexación del precio, cambiando la referencia del índice del precio de exportación del fuel oil de Ecopetrol al precio spot del fuel oil en el puerto de Nueva York publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos. Es oportuno aclarar que este ajuste no modificó el nivel de precio y por lo tanto resulta neutral tanto para compradores como para productores. Mediante Resolución CREG 187 de 2010 se modificó la descripción de la variable *INDICE* contenida en el Artículo 1 de la Resolución CREG – 119 de 2005 aplicable a la fórmula para determinar el precio máximo regulado

⁶ Resolución 039 de 1975 del Ministerio de Minas y Petróleos

de 1994 y por lo tanto de la CREG no se aplica cuando el gas natural se utilice como materia prima de procesos industriales petroquímicos.

En este contexto, desde la creación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, se ha analizado en diferentes ocasiones la regulación de los precios de suministro del gas natural que se comercializa en el país con destino al uso domiciliario, residencial, comercial e industrial, y a la fecha se ha mantenido el régimen de regulación, es decir, precios máximos regulados para el gas de los campos de La Guajira y Opón, para una capacidad de tratamiento inferior a 180 MPCD en el caso de los campos de Cusiana y Cupiagua, y precios libres para los nuevos descubrimientos⁵.

En este documento se analiza la evolución de la regulación de precios de suministro del gas natural, las reformas normativas e institucionales que ha enfrentado el sector, la teoría económica de los recursos agotables y no renovables, el mercado internacional de gas natural, el comportamiento de reservas y producción en Colombia, y finalmente las alternativas regulatorias de régimen de precios.

1.1. Evolución de la regulación de precios de suministro de gas natural

Como es bien conocido, en el mercado de gas natural colombiano subsisten diferentes regímenes de precios de suministro que son aplicables dependiendo principalmente de la fuente de producción de donde proviene el hidrocarburo (Ver Tabla a continuación). La existencia de cada uno de ellos se sustenta más en razones históricas relacionadas con políticas regulatorias, que en razones técnicas o económicas que justifiquen una diferenciación de precios.

Fuente de Producción o Yacimiento	Régimen de Precios de Suministro
Guajira	Precio máximo regulado
Opón	Precio máximo regulado
Cusiana y Cupiagua	Precio máximo regulado o libre
Nuevas reservas a partir de 1995	Libertad vigilada

Adicionalmente, los regímenes de precios aplicables a los esquemas regulados se basan en metodologías diferentes que generan niveles de precios diferenciados también según el yacimiento donde se produce el gas natural, como se puede observar en la siguiente figura.

⁵ En 1995 y 1996 con las Resoluciones CREG 029 de 1995 y 057 de 1996. En el año 2000 con la Resolución CREG 023 y finalmente en el 2005, con la Resolución CREG 088.

aplicable al gas natural producido en los campos de la Guajira y Opón, adoptando el índice Platts US Gulf Coast Residual Fuel No.6 1.0% sulfur fuel oil y mediante Resolución CREG 199 de 2011 se modificó la Resolución CREG 187 de 2010, precisando que el índice Platts a utilizar debía corresponder a aquel del precio de cierre.

En particular el esquema de regulación de precios del gas natural de los campos de La Guajira ha sido analizado en 3 ocasiones por parte de la Comisión, y a continuación se presenta el enfoque adoptado en cada una de ellas:

1995

La Comisión realizó un análisis de estructura del mercado, en términos de concentración y condiciones para el desarrollo de la competencia⁷. En ese entonces, a partir del análisis se concluyó que principalmente la concentración de la participación de Ecopetrol en la producción y comercialización de gas natural no ofrecía las condiciones suficientes para desarrollar un mercado competitivo desde el punto de vista de la oferta (como se presenta con mayor detalle más adelante, esto se derivó de las reglas aplicables al upstream en Colombia, donde Ecopetrol siempre debía participar).

La estrategia regulatoria fue establecer un horizonte de tiempo (10 años) durante el cual se esperaba que se desarrollaran las condiciones normativas y de mercado que permitieran una liberación de precios en el año 2005. Entre tanto, la Comisión decidió mantener los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo para los campos de La Guajira y Opón y dejar libres los precios de los nuevos descubrimientos.

2000

En el Documento CREG 078 de 1999, la Comisión estudió la evolución de las condiciones del mercado, de acuerdo con lo identificado en 1995 y a la luz de las modificaciones adelantadas. Los resultados de esta evaluación reiteraban que aún no estaban presentes las condiciones suficientes para proponer una liberación de los precios y por lo tanto, después de las consultas respectivas, se adoptó la continuación de la señal de precios vigente para el gas de La Guajira, y la promesa de liberación, sujeto a la evaluación previa de la CREG en el año 2005.

2005

En el año 2005, la Comisión realizó el último análisis sobre las condiciones de oferta y demanda de gas natural en Colombia, el cual le permitió sustentar la decisión de mantener regulado el precio del gas de La Guajira. En el Documento CREG 057 de 2005, se revisó nuevamente la situación de la oferta y la demanda en términos de su concentración, encontrándose que *"(...) las condiciones del mercado de gas colombiano distan de ser las requeridas para que se produzca verdadera competencia gas-gas. Ante una oferta concentrada, con diferenciación de precios, conformación de mercados regionales con pocos participantes y sin la información necesaria para transar, difícilmente se obtendrán resultados deseables (...)"*.

Adicional a lo tradicionalmente evaluado por la Comisión, en dicho documento se revisó el nivel de captura que tenía la demanda, es decir el nivel de exposición que podría tener

⁷ Documentos CREG 048 y 057 de 1995

ante posibles incrementos en el precio, buscando determinar el poder de negociación de la demanda y las consecuencias que podrían tener incrementos de precios ante una posible liberación.

El resultado de la evaluación indicaba que la demanda no era totalmente elástica y que además de no existir competencia gas-gas, tampoco era creíble una competencia por parte de los combustibles líquidos sustitutos en la medida que eran ofrecidos por el mismo productor de gas natural con posición dominante. La decisión fue mantener la regulación de precios para el gas de La Guajira hasta tanto existieran las condiciones suficientes para adoptar una liberación.

- Opón

A mediados de la década de los 90, se proyectó un potencial de reservas representativo en el yacimiento conocido como Opón. El precio del gas de este yacimiento fue regulado por el Ministerio de Minas y Energía⁸ con una metodología similar a la del gas de La Guajira, no obstante se generó una diferenciación adicional por ubicación geográfica de las reservas (tierra adentro y costa afuera).

Con base en la producción inicial de este yacimiento, se suscribieron contratos de suministro de gas natural que si bien se cumplen con producción de otros campos, quedaron referenciados al campo de Opón en lo relacionado con el precio. Por lo anterior, la Comisión con las Resoluciones 029 de 1995, 057 de 1996 y 023 de 2000 también adoptó la metodología de definición y actualización de los precios del gas producido en los campos de Opón.

En el año 2005 (Resolución 119), la CREG también aplicó el cambio de la referencia del indexador al cálculo de los precios del gas producido en los campos de Opón. En la práctica, en la actualidad este precio no se aplica en el mercado, debido a que estos campos no se encuentran en producción.

- Cusiana y Cupiagua

A principios de la década de los 90, se descubrieron reservas de petróleo y gas en el piedemonte llanero, en lo que se denominó los campos de Cusiana y Cupiagua. A diferencia de los campos de la Guajira y Opón, estos yacimientos se han dedicado principalmente a la producción de crudo y por lo tanto, la mayor proporción de la producción del gas natural que allí se extrae se destina a la reinyección con el objeto de mantener la presión que permita la extracción de crudo⁹.

Adicionalmente, por tratarse de gas natural asociado, requiere de un proceso de "enduzamiento" para que pueda ser inyectado al Sistema Nacional de Transporte con las especificaciones de calidad del producto que se exigen en el RUT (Resolución CREG 071 de 1999).

Según el Documento CREG 035 del 25 de abril de 2002, la regulación de precios para estos campos se estableció con referencia al precio definido por la Resolución 061 de

⁸ Resolución 061 de 1981 del Ministerio de Minas y Energía

⁹ A Agosto de 2012 los campos Cusiana, Floreña y Recetor reinyectan 510MPCD, 70MPCD y 160 MPCD.

1983 del Ministerio de Minas y Energía y en función de la oferta disponible de la producción de Cusiana y Cupiagua. Esto es:

Capacidad de Tratamiento	Precio Regulado
Menor o igual a 20 MPCD	50% del PMR de Opón
Entre 110 y 180 MPCD	US\$1,10/MBTU
Mayor a 180 MPCD	Libre

Posteriormente con la Resolución CREG 018 de 2002, la regulación de precios para el gas de Cusiana y Cupiagua se modificó así:

Capacidad de Tratamiento	Precio Regulado
Entre 110 y 180 MPCD	US\$1,40/MBTU
Mayor a 180 MPCD	Libre

La metodología para establecer el valor de US\$1,10/MBTU, que posteriormente se cambió por US\$1,40/MBTU, tomó como referencia un costo de oportunidad, que buscaba representar el valor futuro¹⁰ del crudo dejado de producir por el efecto de destinar un volumen de gas natural para su posterior tratamiento e inyección al mercado interno (de no tratarse sería reinyectado en los yacimientos para producción de petróleo).

En la práctica, los productores de los campos de Cusiana y Cupiagua instalaron una planta con una capacidad de tratamiento de 180 MPCD, con lo cual desde el año 2005, se aplica un precio libre para la totalidad del gas natural proveniente de estos yacimientos y que se comercializa en el mercado interno.

- Nuevas reservas a partir de 1995

Desde 1995, con la expedición de la Resolución CREG 029, la Comisión consideró conveniente establecer la liberación de precios de suministro de gas natural para las nuevas reservas como un incentivo para fomentar la exploración y explotación de gas natural adicional al existente¹¹.

En particular, para reservas descubiertas en desarrollo de contratos de exploración y explotación firmados después del 11 de septiembre de 1995, bien se trate de gas libre o asociado, los precios se determinan libremente sin sujeción a topes máximos. Igual sucede para las nuevas reservas descubiertas por Ecopetrol a partir del 1º de enero de 1998.

En esta categoría se encuentran, entre otros, el gas natural proveniente de los siguientes yacimientos: Gibraltar, La Creciente, Don Pedro, Arianna y otros de producción marginal.

En resumen, la regulación de precios aplicable a los diferentes yacimientos productivos y operativos que existen en el mercado colombiano es la siguiente:

¹⁰ El valor futuro tomado fue de US\$14 por barril en un período de 15 años vista a partir del año 99 – 00

¹¹ Documento CREG 048 del 20 de Junio de 1995

Yacimiento	Capacidad de Producción 2011¹²	Esquema de Precios
Ballena y Chuchupa	685.963 MBTUD	Regulado
Cusiana y Cupiagua	353.100 MBTUD	Regulado y libre
La Creciente	80.000 MBTUD	Libre
Gibraltar	33.000 MBTUD	Libre
Don Pedro	2.583 MBTUD	Libre
Arianna	6.673 MBTUD	Libre
Otros		Libre

1.2. Características de los contratos de asociación y su incidencia sobre la estructura de la industria

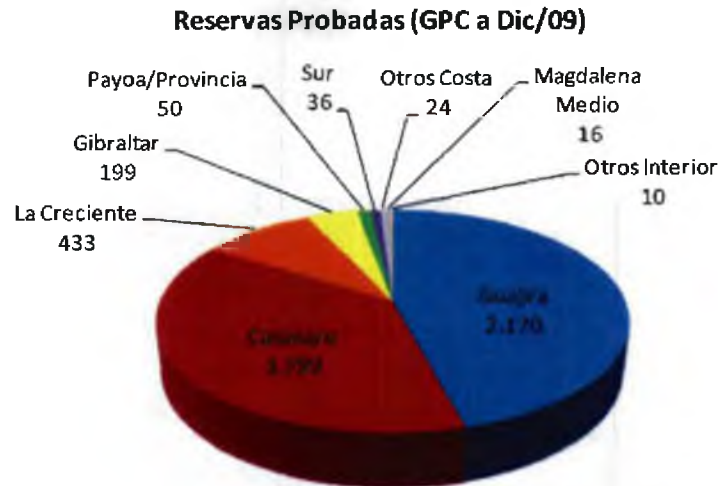
Teniendo en cuenta el alcance de la regulación de la CREG, es definitivo considerar las características de los contratos a través de los cuales se desarrollan las actividades de exploración, explotación y procesamiento del gas natural en Colombia, ya que pueden ser determinantes de la estructura de la industria, en particular de la composición de la oferta.

La Comisión ha analizado este aspecto en detalle en documentos anteriores, como es el CREG-107 del 6 de diciembre de 2005, que sirvió de soporte para la propuesta de regulación de la comercialización independiente de gas natural (Resolución CREG 093 de 2006).

Con la aprobación de la Ley 20 de 1969 y el Decreto Legislativo 2310 de 1974 se encargó a ECOPELROL la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, actividad que podría desarrollar directamente o a través de contratos de asociación, operación, o servicios celebrados con terceros. En el caso del gas natural, los yacimientos de los que proviene la mayor proporción de la producción que se comercializa en el mercado (así como el mayor volumen de reservas), son explotados bajo la figura de contratos de asociación como se presenta a continuación:

Yacimiento o Campo de Producción	Socios de Ecopetrol
Guajira (Ballena y Chuchupa)	Chevron
Casanare (Cusiana y Cupiagua)	BP, Tepma

¹² Capacidad correspondiente al año 2011 de acuerdo con la declaración al Ministerio de Minas y Energía. Resoluciones MME 180638, 180765, 180757 y 180881 de 2010.



Fuente: ANH

Típicamente, en estos contratos Ecopetrol se asocia con una o varias compañías petroleras con el objeto de explorar y desarrollar yacimientos de hidrocarburos. Los socios de Ecopetrol asumían el 100% del riesgo exploratorio y las inversiones requeridas para adelantar la exploración. La producción proveniente de los yacimientos se distribuye entre todos los socios de acuerdo a las participaciones definidas en el contrato y los costos era compartidos una vez se declaraba la comercialidad del campo. Existieron diferentes tipos de contratos de asociación (entre 1974 y 2002), que principalmente se diferenciaron en la distribución de las participaciones entre los socios como se puede ver en el cuadro que se presenta a continuación.

Contrato/Años	Tipo A 1970-1989	Tipo B 1990-1994	Tipo C 1994-1999	Tipo D 1999-2002
Duración	28 años	28 años	28 años	28 años
Participaciones	Ecopetrol: 50% Socios: 50%	Socios: Entre 30% y 50% (en función de la producción acumulada)	Socios: Entre 25% y 50% (en función de un factor R ¹³)	Socios: Entre 35% y 70% (en función de un factor R)
Reembolso de costos de exploración	50% en términos corrientes	50% en términos corrientes	50% en términos corrientes	30% en términos constantes
Reembolso de costos de desarrollo	50%	Según la participación	Según la participación en la producción	Según la participación en la producción

Fuente: Tomado de "¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?" (Barrios, 2003)

Como se puede observar, este esquema implicó la participación de Ecopetrol en la comercialización del gas de los principales yacimientos productores de gas natural en el país, en proporciones sobre las reservas y la producción estimadas entre un 50% y un

¹³ El factor R se determina como una relación entre ingresos y gastos (de desarrollo, operativos y de exploración) del asociado, con el cual se determina la distribución de las participaciones en la producción.

65%. Adicionalmente, Ecopetrol actuaba como agente productor y también como administrador de los recursos de hidrocarburos.

Estos contratos de asociación ya terminaron su vigencia o están próximos a terminar. En el caso de Guajira, las partes pactaron una extensión del período de explotación¹⁴, modificando las participaciones iniciales, incrementando la participación de Ecopetrol, que pasó del 50% al 66%, y reduciendo la participación del socio privado al 34% (Chevron). En el caso de Cusiana y Cupiagua, algunos de los contratos de asociación no fueron extendidos, y se revirtió la propiedad de las reservas de los socios privados a Ecopetrol.

Se podría afirmar entonces que el régimen fiscal aplicado desde los 70 generó y promovió la concentración del mercado de gas natural, no obstante, es necesario aclarar que este régimen fiscal fue diseñado con un sesgo hacia el petróleo por tratarse del hidrocarburo que tenía un valor de mercado atractivo para incentivar la inversión en exploración. En efecto, solo hasta el año 2002 el Estado colombiano realizó una discriminación explícita en el régimen fiscal entre el petróleo crudo y el gas natural, al flexibilizar el esquema de regalías para los yacimientos de explotación de gas natural¹⁵.

1.2.1. Contrato de Asociación Guajira

El Contrato de Asociación Guajira se firmó el 31 de mayo de 1974 entre ECOPETROL y TEXAS PETROLEUM COMPANY. El mismo dispuso como fecha de iniciación efectiva el 1° de enero de 1974, con una duración inicial de 31 años, por lo que, de acuerdo a lo inicialmente pactado finalizaría el 31 de diciembre de 2004. Comprende los campos de Ballena, Chuchupa "A" y Riohacha e incorporó contratos de asociación anteriores (Chuchupa No. 1,2,3,4 y Ballena No. 1). En este contrato las partes pactaron una participación en inversiones y producción de 50/50 con unas regalías del 20%.

En 1995, las partes celebraron el Otrosí No. 1 mediante el cual se autorizó la celebración de un contrato BOMT con el propósito de desarrollar el proyecto "Chuchupa B" dentro del área del Contrato de Asociación. El Contrato BOMT, celebrado entre ECOPETROL Y TEXPET, de un lado y GUAJIRA GAS SERVICES INC. - GGSI- del otro, contenía las siguientes actividades: la construcción de la plataforma Chuchupa B, perforación de pozos, construcción de demás facilidades accesorias, manejo de las facilidades de producción. La transferencia está programada para el día 31 de diciembre de 2016. El 22 de diciembre de 1997 se celebra un contrato de prestación de servicios entre TEXPET y GGSI, mediante el cual TEXPET asume la prestación de los servicios de operación y mantenimiento de las facilidades, hasta el 31 de diciembre de 2004, fecha de terminación del contrato de asociación.

El 15 de diciembre de 2003, y luego de un debate en torno al Contrato de Producción Incremental, conocido como Contrato "Catalina", se firmó el Otrosí No. 2 mediante el que

¹⁴ El CONPES 3245 de 2003 recomendó a Ecopetrol aplicar la estrategia de extensión de los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico después de definir los términos y condiciones para hacerlo.

¹⁵ Ley 756 de 2002, Artículo 16. "(...) El régimen de regalías para proyectos de explotación de gas quedará así: Para explotación en campos ubicados en tierra firme y costa afuera hasta una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo; para explotación en campos ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000) pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo. (...)"

se pactó la extensión del Contrato de Asociación a partir del 1 de enero de 2005 hasta el límite económico de los campos, circunstancia que es establecida por las partes con sujeción a los lineamientos establecidos en el mismo, pudiendo haber discrepancias entre las partes en cuanto a la ocurrencia de esta situación. Además de modificar la vigencia del Contrato de Asociación, el Otrosí establece una participación en la producción de 57% para ECOPETROL y 43% para la Asociada, contiene cláusulas relacionadas con el contrato BOMT, con la terminación del contrato de Asociación, obligaciones en caso de terminación y en relación con el BOMT, entre otras (i.e. Fuerza Mayor, Desacuerdos, Ley del Contrato).

a. *Antecedentes del Otrosí número 2:*

El 8 de febrero de 2003 ECOPETROL y La Asociada, suscribieron el Contrato de Producción Incremental Catalina con el objeto de obtener producción incremental de hidrocarburos en los campos iniciales. Aun faltando la aprobación de dicho contrato que conforme al Decreto Legislativo 2310 de 1974 se requería de parte del Ministerio de Minas y Energía, la Contraloría General de la República, en ejercicio del control de advertencia¹⁶, manifestó, entre otros que:

"1. ECOPETROL, al celebrar este contrato, se aparta del esquema estándar del contrato de producción incremental y ha omitido los términos de exploración adicional, métodos de recuperación secundaria y nuevas tecnologías.

"2. En el caso de Catalina es importante notar que no se está buscando la aplicación de técnicas de recobro mejorado secundario o terciario, ni se está realizando exploración adicional.

"3. A pesar de que en el caso del proyecto de Producción Incremental Catalina las inversiones están orientadas a aumentar el factor de recobro, la Ley 756 de 2002, establece que dichas inversiones deben estar orientadas al recobro mejorado en el subsuelo.

"4. Aun cuando en el Contrato de Producción Incremental Catalina se define una curva básica y con base a ella se define la producción incremental, esta definición no es concordante con lo que define el contrato estándar de ECOPETROL, la industria, la Society of Petroleum Engineers - SPE-, ni la ley 756 de 2002 como producción incremental"¹⁷.

Y concluyó la Contraloría que:

"Desde el punto de vista técnico, la opción más acertada en opinión de la CGR, es la realización del proyecto Catalina a través del esquema de desarrollo de producción normal del campo debido a que:

- 1. El Proyecto Catalina no es un proyecto de producción incremental.*
- 2. En cualquier campo se contempla la realización de pozos de desarrollo adicionales para optimizar la producción y la construcción de las respectivas facilidades de superficie.*
- 3. La proyección de la demanda interna de gas del país amerita la perforación de nuevos pozos.*

¹⁶ Artículo 5 del decreto 267 de 2000-

¹⁷ En CONSEJO DE ESTADO, SALA DE CONSULTA Y SERVICIO CIVIL, Concepto 1499 de 31 de Julio de 2003, M.P. Dra. Susana Montes de Echeverri.

4. Actualmente el campo Chuchupa cuenta con la infraestructura básica necesaria para desarrollar el proyecto¹⁸.

El Ministerio de Minas y Energía¹⁹ procedió a dar respuesta a la CGR y la Comisión V de la Cámara de Representantes sugirió elevar una consulta a la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, con el fin de zanjar las divergencias en torno al "Contrato Catalina" y si éste correspondía a un contrato de producción incremental o no; las divergencias además de tener implicaciones sobre el modelo contractual a adoptarse, implicaban consecuencias de importancia en relación con las regalías, ya que en tratándose de producción normal, conforme a la Ley se causaban unas regalías del 20% más un 12% una vez finalizado el contrato de asociación, para un total de 32% para la Nación y las regiones, mientras que, tratándose de una producción incremental la ley permitía regalías variables entre un 8% y un 25% según factores técnicos, la profundidad del campo, la ubicación costa afuera.

Así, acogiendo las recomendaciones efectuadas, el Ministerio de Minas y Energía elevó consulta a la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado, que emitió el concepto N° 1499 de fecha 31 de Julio de 2003.

Del pronunciamiento de la Alta Corporación, fundamentado en el concepto "riesgo-retorno" debido a la vaguedad de las normas (Ley 756 de 2002 y Decreto 3176 de 2002), se destacan los siguientes apartes:

"En el análisis que hace la Sala para absolver la consulta en estudio, que un concepto importante a propósito de los contratos celebrados por ECOPETROL con terceros, es la relación entre aleatoriedad y retorno, ya que conceptualmente el retorno que debe tener el asociado debe estar directamente relacionado con el nivel de aleatoriedad en diferentes etapas de la vida de los proyectos. Esto es, que la participación que se le da a ese tercero en el desarrollo del contrato, tiene que tener una justificación soportada en el riesgo que asume con ocasión de la ejecución del proyecto".

(...)

"Este concepto de riesgo-retorno es particularmente importante para el caso de los proyectos petroleros, en la medida en que estos a lo largo de su desarrollo, presentan perfiles de riesgos muy distintos".

(...)

Dado el alto riesgo de la actividad petrolera, los retornos se estiman sobre valores esperados, sobre probabilidades. El retorno de cualquier proyecto, no se puede determinar sobre los ingresos y los costos de ese campo individualmente considerado en la etapa de operación, sino que estos deben ser castigados por la posibilidad de hallazgo. El álea en sí misma es el mayor costo de la actividad petrolera.

Dentro de esa misma argumentación, sería necio pretender que alguien entregara un proyecto en producción y con sus reservas probadas, en las mismas condiciones en que lo hubiese entregado cuando era un campo incierto en la zona de exploración.

¹⁸ Ibidem.

¹⁹ Oficio N° 305844 del 25 de marzo de 2003.

Los farm outs, que básicamente son titularizaciones de flujo de petróleo altamente predecibles, no se entregan bajo las mismas tasas de descuento implícitas en un contrato de asociación que apenas se inicia. Basta comparar, en el caso de ECOPETROL, las condiciones que se establecen para la firma de un nuevo contrato de exploración y las que se otorgan en el mercado financiero para las titularizaciones o farm outs que se han desarrollado con la producción base de un campo como el de Cusiana. La diferencia, evidentemente, es el álea asociada al contrato mismo.

Todo lo dicho conduce a la Sala a una primera conclusión fundamental y es que dos contratos con áleas fundamentalmente diferentes no pueden ser entregados bajo condiciones similares. Lo que es patrimonialmente razonable y aceptable bajo condiciones de alta incertidumbre, es patrimonialmente lesivo bajo condiciones de alta certeza".

(...)

Ahora bien, sentadas las premisas anteriores, procede la Sala a referirse a la noción de incrementalidad y su relación con el álea.

Para la Corporación, a partir de la definición legal, la noción de incrementalidad resulta necesariamente muy simple, pues contractualmente el retorno esperado, es decir ya castigado por su probabilidad de éxito, de un proyecto de producción incremental debe estar asociado al riesgo, al álea de esa incrementalidad.

De esta manera, utilizando nociones y términos financieros, si la producción denominada "incremental" es prácticamente segura, razonablemente no puede tener las mismas condiciones económicas asociadas a eventos probabilísticos con altos niveles de incertidumbre.

De lo anterior se desprende una conclusión particularmente relevante para el análisis en cuestión: **si a la denominada producción incremental se le va a dar un tratamiento contractual e impositivo asociado a eventos con alta incertidumbre, necesariamente esta producción debe estar asociada a altos niveles de incertidumbre. Pero si, por el contrario, la producción que se califica como incremental no tiene esa incertidumbre o no está asociada a ella, la denominación del tipo de contrato es equivocada**

En otras palabras, la aplicación de retornos definidos para condiciones de alto riesgo implica necesariamente que el tipo de contrato tiene que estar asociado a él; si ello no ocurre de esta manera, la calificación del contrato no corresponde a su naturaleza". (Negrilla en texto original)

Más adelante en el concepto procedió la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado a dar un ejemplo empleando para ello el campo de Cusiana y si constituiría en ese caso una producción incremental el montaje de una planta de tratamiento, concluyendo que:

"Bajo la línea de análisis que hemos seguido, la respuesta es negativa. Y es negativa ya que el álea que tiene la producción de gas de Cusiana en este momento es mínima respecto, por ejemplo, al riesgo que se corrió en la exploración original del campo.

Se sabe perfectamente que con un tratamiento estándar este gas es comercializable. Se sabe, además, con un nivel de certeza aceptable, cuál va a ser la dinámica de precios del gas, en la medida en que se sabe cuál es la fecha en que este precio se va a liberar y cuál es el precio del combustible sustituto contra el cual está compitiendo. Se sabe, con un nivel aceptable de precisión, cuál va a ser la demanda eléctrica, industrial y domiciliaria que permitirá proyectar el volumen a ser vendido. (...)".

Así, luego de este ejemplo y de traer a colación los contratos de producción incremental celebrados con anterioridad por ECOPETROL, el Consejo de Estado señaló que:

"El proyecto Catalina no reviste las características de un proyecto de producción incremental ni la producción obtenida después de realizadas las obras o inversiones proyectadas constituyen nuevas reservas. Se trata como se dijo antes, de una manera de optimizar el factor de recobro dentro de la denominada Curva Básica de Producción". (Negrilla fuera del texto original)

Adicionalmente y de no menor importancia, la Sala en este concepto avaló la posibilidad de extender los contratos de asociación, en los siguientes términos:

"Desde luego es posible y así está contemplado en la legislación vigente, extender un contrato de asociación. En efecto, cuando la ley faculta a la Junta Directiva de ECOPETROL a celebrar cualquier clase de contrato distinto al de concesión de petróleos, para realizar las actividades exploratoria y de explotación, lo está facultando también para que lo haga a través de la prórroga de los contratos celebrados, a condición naturalmente, que con buen juicio se adecúe el retorno de las inversiones que sea necesario hacer, a los riesgos actuales en el desarrollo del campo en cuestión.

Es más, es posible y válido suscribir cualquier modalidad de contrato, típico o atípico; en cada caso la Junta Directiva de ECOPETROL debe evaluar la conveniencia de asumir directamente la explotación del campo en cuestión o hacer la explotación a través de un tercero, esto es, bajo la celebración de uno cualquiera de los contratos que la ley le permite celebrar, y en uno u otro caso debe considerar cuál forma le reporta mejores ventajas económicas para hacerlo.

*(...) Aún más, podría encontrar conveniente y útil la celebración o extensión del contrato inicial en los mismos términos contractuales en cuanto a la participación y a las regalías, en la medida en que el asociado adopte compromisos que previamente no tenía o ceda derechos que previamente tenía, que implicaran un menor riesgo para la Nación, y que compensen el menor riesgo asociado a la producción en el período de extensión. **Si la evaluación de estos nuevos compromisos y de estas cesiones, tiene un mayor valor presente neto que los ingresos netos que tendría la Nación si optara por el mecanismo de la reversión o la explotación directa, la extensión del contrato constituye una medida racional y lógica.** Pero, es claro que debería manejarse bajo su propia naturaleza, esto es como una extensión del contrato y no como producción incremental" (negrilla en texto original).*

El anterior concepto se publicó con posterioridad al CONPES 3245 del 15 de septiembre de 2003, mediante el que se recomendó *"Adoptar y aplicar la estrategia de extender en el tiempo los contratos de asociación vigentes hasta su límite económico y definir los términos y condiciones para ello sobre la base que le reporte mejores ventajas para hacerlo"*.

Así, el 15 de Diciembre de 2003, se suscribió el Otrosí 2 del Contrato de Asociación, cuyos apartes más importantes ya se reseñaron. No obstante, al revisar el Otrosí 2, nuevamente la Contraloría General de la República presentó reparos y manifestó que *"En este caso, con el fin de atender cabalmente el Concepto de la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado del 31 de julio de 2003, Ecopetrol debió haber estipulado una cláusula en el Otrosí No. 2 del contrato que contemplara los eventos en los cuales el precio del gas no se comportara según los supuestos adoptados por la empresa. Al no haberlo hecho así, y a fin de cumplir con lo dispuesto por el Consejo de Estado, la Contraloría considera que la empresa se enfrentaría a una revisión de las condiciones financieras de la extensión del Contrato, buscando condiciones de participación más ventajosas para la Nación en el caso de presentarse escenarios de precios superiores a los estimados por la empresa"*²⁰.

Lo anterior en consideración a que conforme a las proyecciones efectuadas por la UPME el VPN de la No Extensión es superior al VPN de la Extensión en US\$ 87 millones, es decir en 9.3%.

A este llamado de atención de la CGR siguieron debates en la Comisión V del Senado de la República, emitiéndose la Proposición 047 mediante la que se recomendó al Gobierno Nacional (ECOPETROL y MME) analizar la inclusión de provisiones en el contrato para el caso que ocurrieran fluctuaciones extraordinarias de los precios de venta de gas en el mercado.

Así, se suscribe por ECOPETROL y CHEVRON-TEXACO el 4 de Abril de 2005, el Otrosí número 3 al Contrato de Asociación, en el que se incluye la "Cláusula 1 "Derechos por precios altos" que otorga a ECOPETROL mayor participación en las utilidades del proyecto si el precio promedio real de venta del gas por cada mil pies cúbicos al cual CHEVRON venda los volúmenes que le corresponden es superior a 1.26 US\$/KPC (dólares constantes de 2005) y menor participación si se presentan precios de gas inferiores a 0.91 USD/KPC (dólares constantes de 2005). Estos Valores se actualizan a partir del 1° de enero de 2006 con el índice de precios al consumidor de EEUU (CPI).

Según el ex Contralor General de la República Antonio Hernández Gamarra, el Otrosí 3 le ha representado a ECP utilidades adicionales, por valor de 207.9 millones de dólares (corte: agosto de 2010)²¹.

Es preciso destacar que en los considerandos del Otrosí N° 3 se dispone que dado que el Contrato de Asociación implica una relación contractual de riesgo, en el Contrato de Asociación nunca se han incluido condiciones relacionadas con las fluctuaciones del

²⁰ En http://200.93.128.205/html/auditorias/con_beneficios_sector_minas.htm y HERNANDEZ GAMARRA, Antonio, Las regalías del gas de la Guajira: Milagro y Santo, Observatorio del Caribe Colombiano, Septiembre de 2010.

²¹ HERNANDEZ GAMARRA, Antonio, Las regalías del gas de la Guajira: Milagro y Santo, Observatorio del Caribe Colombiano, Septiembre de 2010.

precio del gas y que el precio del gas en el mercado no es un elemento del Contrato de Asociación, vendiendo cada parte el gas de su propiedad de manera independiente.²²

1.3. Alcance de la reforma del sector del año 2003 y sus efectos sobre la estructura de la industria

Los niveles de actividad exploratoria descendieron significativamente hacia finales de la década de los 90 y principios del 2000, entre otras razones, por la pérdida de competitividad del régimen fiscal colombiano, el esquema de asociación y el riesgo asociado a la exportación de gas, lo cual generó la necesidad de reestructurar el ordenamiento institucional de sector de hidrocarburos a fin de modificar el régimen fiscal aplicable a la actividad petrolera, se liberaron los intercambio internacionales de gas y se permitió extender los contratos de asociación hasta su límite económico.

Con la expedición del Decreto 1760 de 2003, se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como entidad encargada de la administración y la asignación de los recursos hidrocarburíferos del Estado para su desarrollo. Anteriormente estas funciones eran desarrolladas por Ecopetrol, como ya se explicó.



Para la asignación de las áreas de exploración y explotación, la ANH introdujo un esquema de competencia por la entrada, es decir, a través de procesos públicos y competitivos se selecciona un operador para cada una de las diferentes áreas donde existe un potencial de hidrocarburos, para que a través de contratos de concesión, se desarrollen las actividades de exploración y producción de las reservas que allí se descubran.

En este esquema, Ecopetrol participa como un agente adicional en igualdad de condiciones a los demás interesados en las diferentes áreas que la ANH se encuentre adjudicando. El contratista que resulte adjudicatario (cualquiera que sea), deberá asumir todos los riesgos exploratorios con plena autonomía y responsabilidad operativa, a

²² Otrosí N° 3 al Contrato de Asociación.

cambio de la posibilidad de disponer del 100% de la producción que resulte después del pago de regalías e impuestos (Ver Figura).

Nuevo contrato E&P

- Tipo de contrato: regalías + impuestos + derechos precios altos

- Etapas y duración:
 - Exploración 6 años + 4 años de extensión
 - Evaluación 1-2 años + 3 años de extensión
 - Explotación 24 años + extensión hasta agotamiento

- Asignación: mediante procedimientos modernos, transparentes y eficientes

- Seguimiento: con altos estándares internacionales

Fuente: ANH

Como lo indicó la CREG en el año 2005 (Documento CREG 017 de 2005), el análisis del nuevo esquema arrojaba las siguientes conclusiones.

"(...) Del nuevo esquema es relevante destacar los siguientes efectos para el mercado de gas natural:

- *Se definieron condiciones especiales para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural, en consistencia con el desarrollo del mercado.*

- *La participación de ECOPETROL en los contratos de explotación no es obligatoria, por lo tanto, presumiblemente en el futuro existirá un mayor número de agentes productores para la comercialización de las reservas de los nuevos descubrimientos.*

- *Si la ANH ejerce la potestad de recaudar en especie el volumen de gas de regalías para su posterior comercialización, podría existir un agente más en el mercado de suministro de gas.*

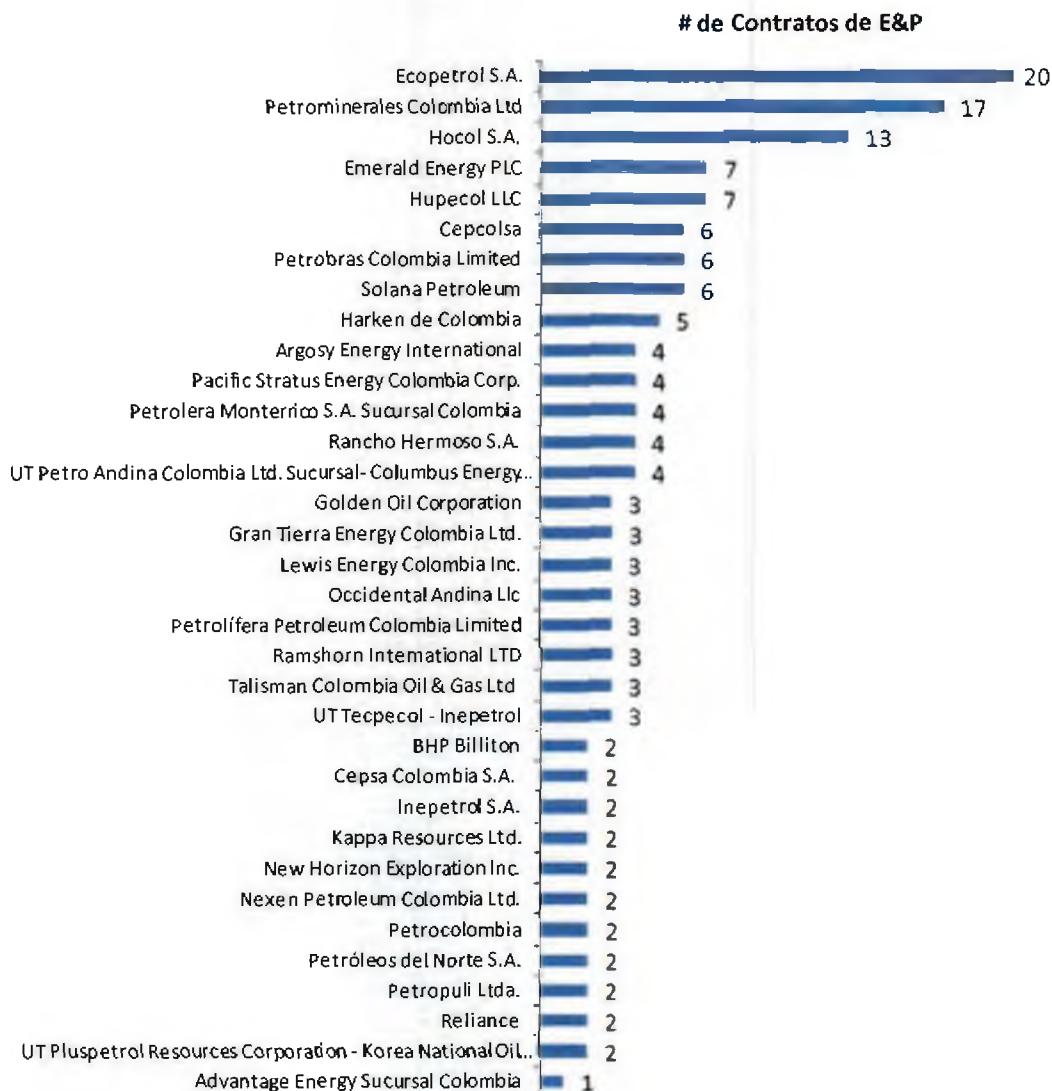
- *La CREG deja de ser la autoridad competente para definir esquemas de venta del gas natural de regalías, como el establecido en el Artículo 158 de la Resolución CREG 057 de 1996. (...)"*

La aplicación de este nuevo esquema registra una historia de actividad contractual de al menos 7 años (desde el año 2004), cuyo análisis permite afirmar que en efecto se ha promovido y atraído la participación de agentes diferentes a Ecopetrol y por lo tanto podría contarse con nuevos agentes comercializadores de gas natural en aquellos bloques donde se descubrieran reservas suficientes de este energético. Si bien el agente más activo ha sido Ecopetrol, debe destacarse la participación de más de 100 agentes diferentes en bloques operados exclusivamente por éstos.

En la siguiente figura se presenta la estadística del número total de contratos de E&P (exploración y producción) suscritos por las diferentes compañías allí listadas en el período 2004-2010 (este último año con cifras hasta el mes de septiembre). En la gráfica se presentan el 65% de los contratos (154 de 235) y se debe entender que no todas las compañías que allí aparecen, se encuentran en la actualidad operando en Colombia, toda vez que a la fecha, es posible que un buen número de estos contratos ya no se encuentren vigentes o los resultados exploratorios no permitieron avanzar a la fase productiva.

No obstante, para efectos de este documento, lo que se pretende representar es el efecto del nuevo esquema en la oferta de gas natural, es decir, no implica la participación de Ecopetrol en todos los campos productores como sucedía con el contrato de asociación utilizado desde 1974 hasta el 2003, y por lo tanto, además de tratarse de un esquema más atractivo para la inversión, también se puede afirmar que promueve la concurrencia en la oferta de gas natural (en caso de materializarse nuevos descubrimientos²³).

²³ El campo La Creciente es un ejemplo de lo mencionado, en la medida que se trata de un campo operado en un 100% por una compañía privada.



Fuente: Elaboración CREG con datos tomados de la ANH

2. Análisis económico

Desde 1931, cuando Harold Hotelling escribió el artículo *The Economics of Exhaustible Resources*²⁴, la rama de la economía de los recursos agotables²⁵ ha construido un marco

²⁴ Ver Hotelling, Harold. *The Economics of Exhaustible Resources*, *The Journal of Political Economy*, Vol. 39, No. 2, (Apr., 1931) pp. 137 - 175

²⁵ Un recurso es agotable si:

- a. El stock se reduce a medida que es utilizado
- b. El stock nunca aumenta en el tiempo
- c. La tasa de decrecimiento del stock es una función monótona creciente de la tasa de uso del recurso

Ver Sweeney, James L. *Economic theory of depletable resources: An introduction*. *Handbook of Natural Resource and Energy Economics*, Volume 3, Eds. Allen V, Kneese y James L. Sweeney, pp. 761.

teórico que se ha beneficiado de contribuciones posteriores realizados por economistas como Partha Dasgupta y Geoffrey Heal²⁶, Joseph Stiglitz²⁷, Robert Pindyck²⁸ y James Sweeney²⁹, entre otros, y que sirve como base para el análisis económico de la industria *upstream* de hidrocarburos.

La teoría económica de los recursos agotables analiza las condiciones bajo las cuales el mercado determina asignaciones intertemporales eficientes de recursos que tienen un stock finito.

Los elementos que fundamentan la teoría económica de los recursos agotables son los siguientes:

- a. Asignación intertemporal³⁰: Se fundamenta en la teoría del capital contemporáneo, que se enfoca en el análisis de las elecciones inter - temporales tomadas por actores racionales dentro de un contexto de equilibrio general, donde los precios y las asignaciones son determinadas por el mercado.

El tiempo juega un rol central, en la medida que la producción de una unidad de un bien hoy sacrifica la opción de producirlo posteriormente.

- b. Existencia de mercados forward³¹: existencia de mercados en los cuales es posible la realización de transacciones de venta y compra de derechos propiedad de un recurso que es entregado en un período futuro.
- c. Hipótesis de racionalidad³²: Se asume que los productores maximizan el valor presente descontado del flujo de beneficios.
- d. No Arbitraje intertemporal.
- e. Costo de oportunidad³³: Es la evaluación asignada a la alternativa u oportunidad rechazada de más alto valor.

²⁶ Ver por ejemplo, Dasgupta, Partha S. y Geoffrey Heal. *Economic Theory and Exhaustible Resources*. Cambridge University Press, 1979

²⁷ Ver por ejemplo Stiglitz, Joseph E. *Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources*, *The American Economic Review*, Vol. 66, No.4, Septiembre de 1976, pp. 655 - 661

²⁸ Ver por ejemplo Pindyck, Robert S. *Optimal Exploration and Production of a Nonrenewable Resource*, MIT Working Paper MIT-EL 77-013 WP. Mayo de 1977; Pindyck. *Prices and Shortages: Evaluating Policy Options for the Natural Gas Industry*. MIT Working Paper MIT-EL 77-022WP, Julio de 1977; Pindyck y McAvoy, *The Economics of the Natural Gas Shortage (1960 -1980)*. Report MIT-EL 74-011, Septiembre de 1974 y Pindyck. *Uncertainty and Exhaustible Resource Markets*, *The Journal of Political Economy*, Vol. 88, No. 6, Diciembre de 1980, pp. 1203-1225

²⁹ Ver por ejemplo Sweeney, James L. *Economics of Depletable Resources: Market Forces and Intertemporal Bias*, *Federal Energy Administration Discussion Paper OES-76-1*, Agosto de 1975 y Sweeney, James L. *Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction en Handbook of Natural Resources and Energy Economics* Eds. Allen V. Kneese y James L. Sweeney, Elsevier North Holland, 1993

³⁰ Tomado de Becker, Robert A. "capital theory" *The New Palgrave of Economics*, Second Edition. Eds. Steven N. Durlauf and Lawrence E. Blume. Palgrave Macmillan, 2008.

³¹ Ver Dasgupta, Partha y Geoffrey Heal. *Economic Theory and Exhaustible Resources*. Cambridge University Press, 1979, pp. 5.

³² Ídem, Becker, Robert A. "capital theory"

Sobre estos elementos se plantean modelos de optimización dinámicos de los cuales se obtienen las condiciones de primer orden que determinan la tasa de extracción óptima en función del tiempo, así como las sendas en el tiempo del costo de oportunidad y el stock remanente.

Previo a la presentación de los resultados de los modelos asociados al marco teórico de los recursos agotables, se presentará en la siguiente sección algunos aspectos económicos y técnicos asociados a la exploración y producción de hidrocarburos, que permitirán un entendimiento empírico para una mayor comprensión de los resultados de la teoría económica.

2.1. Aspectos básicos de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos

La esencia de la industria *upstream* de petróleo y gas es el desarrollo económicamente viable de reservas de hidrocarburos. Para adelantar esta actividad, la industria invierte^{34,35} sistemáticamente en la adquisición y análisis de información geológica³⁶ y petrofísica³⁷ con el fin de estructurar un portafolio^{38,39} eficiente de proyectos⁴⁰, es decir, un portafolio que agregue valor⁴¹ y flexibilidad a la firma, minimizando el perfil de riesgo⁴².

³³ Tomado de Buchanan, James M. "opportunity cost" The New Palgrave Dictionary of Economics. Second Edition. Eds. Steven N. Durlauf and Lawrence E. Blume. Palgrave Macmillan, 2008.

³⁴ De acuerdo con estimaciones de Wood Mackenzie, las compañías petroleras más grandes del mundo invertirán cerca de US\$100 mil millones en proyectos de desarrollo en 2011, lo que representa un crecimiento del 10% frente a 2010. (Tomado de: Financial Times, *Global resources spending soars*, diciembre 14 de 2010)

³⁵ De acuerdo con cifras del Banco de La Republica, la inversión extranjera del sector petrolero en 2010 fue de US\$ 2,862 millones.

³⁶ Geology: the science that deals with the study of the planet earth (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

³⁷ Petrophysics: the study of reservoir and their reactions (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

³⁸ De acuerdo con Ross, esta aproximación es una práctica estándar de la industria y provee información para alimentar el análisis de los portafolios corporativos.

³⁹ El argumento original establece que el valor de un portafolio puede ser mayor o menor que la suma de los proyectos que lo compone y no existe el mejor portafolio, sino una familia de portafolios óptimos que logran un balance entre valor y riesgo. Ver en Suslick, Schiozer. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. Journal of Petroleum Science and Engineering.

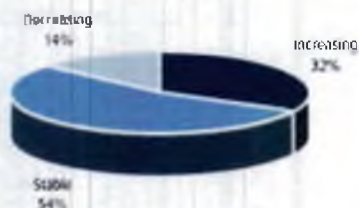
⁴⁰ Un proyecto puede ser: i) la perforación de un pozo exploratorio; ii) el desarrollo de un yacimiento o campo; iii) el desarrollo incremental de un campo de producción; o iv) el desarrollo integrado de un grupo de campos. (Ver Ross, Risk and Uncertainty in Portfolio Characterization, Journal of Petroleum Science & Engineering y SPE, WPC, AAPG, Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources)

⁴¹ De acuerdo con el Financial Times (*Oil companies choose different paths*, Shaile McNulty, Enero 31 de 2011) Exxon, Chevron y ConocoPhillips han estructurado portafolios diferentes para gestionar las dificultades que enfrentan para asegurar el acceso a fuentes convencionales de petróleo y gas. Por ejemplo Exxon adquirió la firma XTO con el objeto de participar en la producción de gas no convencional en Estados Unidos. De otro lado, Chevron está invirtiendo en un nuevo portafolio de proyectos, asignando una gran porción de sus recursos a los proyectos de gas natural licuado (Wheatstone y Gorgon) en Australia. Y ConocoPhillips durante los años 2009 – 2010 ha ejecutado un programa de desinversión en activos no estratégicos que alcanza los US\$15.000 millones. El mercado ha premiado de forma significativa la estrategia de Conoco Phillips con un incremento del valor de la acción de 33%. Las acciones de Chevron y Exxon subieron 19% y 7% respectivamente.

Las compañías petroleras asignan recursos de capital significativos en proyectos de exploración y desarrollo, con el objeto de mantener una tasa consistente de reemplazo de reservas de al menos el 100%⁴³. Lo anterior, como se analizará ampliamente en la sección 2.1.2, busca asegurar la construcción de valor de la compañía y su desarrollo futuro. De acuerdo con una encuesta realizada por Barclays Capital⁴⁴ a 402 firmas, y cuyo resultado es publicado en The Original E&P Spending Survey, se estima que la inversión global proyectada para 2011 en proyectos de exploración y producción (E&P) sería de US\$ 489.510 millones. Esta proyección está fundamentada en precios promedio de petróleo de US\$ 77.32 por barril (WTI) y de gas natural de US\$4.27 por kpc⁴⁵ (US\$4.17 por MBTU).

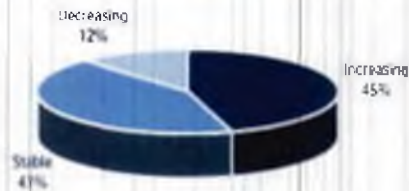
De otro lado, el 88% de las compañías encuestadas manifiesta que los gastos en proyectos de exploración, tendrán mayor ponderación en los portafolios asociados a este presupuesto de inversión. El gráfico siguiente presenta los resultados proyectados para 2010 y 2011 como proporción de la inversión total proyectada.

Figure 29: 2010 Exploration Budget versus Total E&P Capital Expenditures



Source: Barclays Capital estimates

Figure 30: 2011 Exploration Budget versus Total E&P Capital Expenditures



Source: Barclays Capital estimates

La encuesta también indica que los tres factores que mayor ponderación han tenido en el proceso de estructuración de los portafolios de proyectos E&P para 2011, son el flujo de caja, el precio del petróleo y el precio del gas natural. Las ponderaciones han cambiado en los últimos 10 años, pero la tabla que a continuación se presenta, hace evidente que las compañías petroleras han ponderado sistemáticamente el precio del gas natural como uno de los factores claves más importantes al momento de estructurar los presupuestos de inversión.

⁴² Ver Suslick, Schiozer. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview. Journal of Petroleum Science and Engineering.

⁴³ Moody's, Fitch y Standard and Poors evalúan la tasa de reemplazo de reservas (RRR, Reserve Rate Replacement) con el propósito de estimar el potencial futuro de producción y viabilidad de la compañía. Moody's considera que como punto de referencia para obtener grado de inversión, una compañía petrolera debe tener un RRR de 100%, en la medida que una compañía que no reemplaza reservas está poniendo en riesgo su existencia futura. Ver más en Moody's Global Corporate Finance. Global Integrated Oil & Gas Industry, Noviembre de 2009; Fitch Ratings. Rating Oil and Gas Exploration and Production Companies, Abril de 2010 y Standard and Poors, Business and Financial Risks In The Oil And Gas Exploration And Production Industry, Noviembre de 2008

⁴⁴ The Original E&P Spending Survey es un informe elaborado por Barclays Capital desde 1982. El reporte citado a lo largo de este documento corresponde a la publicación realizada el 15 de diciembre de 2010.

⁴⁵ Kilo pie cúbico

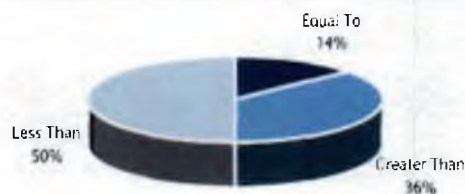
Determinantes Claves para la Inversión en E&P 2000 - 2011E (porcentaje de respuestas)												
Columna1	2011	2010	2009	2008	2007	2006	2005	2004	2003	2002	2001	2000
Flujo de Caja	53%	48%	48%	47%	42%	36%	60%	54%	53%	59%	65%	68%
Precio del Petróleo	49%	45%	49%	39%	39%	51%	50%	44%	43%	51%	47%	59%
Precio del Gas	42%	54%	55%	51%	53%	61%	52%	73%	55%	67%	66%	68%
Disponibilidad de Capital	26%	35%	29%	23%	28%	23%	32%	39%	36%	37%	43%	52%
Éxito de Perforación	25%	21%	26%	39%	35%	34%	43%	43%	30%	30%	44%	41%
Costos de Perforación	24%	24%	31%	36%	37%	40%	41%	38%	35%	40%	35%	31%
Disponibilidad de Prospectos	22%	18%	23%	45%	42%	53%	52%	51%	55%	39%	60%	45%

Fuente: The Original E&P Spending Survey 2011, Barclays Capital.

El flujo de caja es un factor determinante en la medida que el 66% de las compañías encuestadas manifiesta que la fuente de financiación de las inversiones en proyectos de E&P será menor o igual al flujo de caja generado por la compañía. En el gráfico siguiente se presenta los resultados comparativos para los años 2010 y 2011.

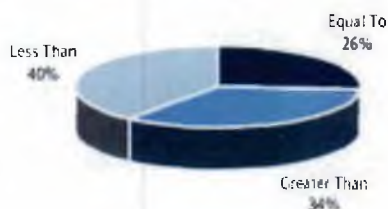
7. How will E&P spending compare with cash flow in 2010 and 2011?

Figure 26: E&P Spending vs. Cash Flow in 2010



Source: Barclays Capital estimates

Figure 27: E&P Spending vs. Cash Flow in 2011



Source: Barclays Capital estimates

La fase de exploración y desarrollo, puede ser vista como un conjunto secuencial de proyectos⁴⁶ que tienen por objeto la adquisición de información para fundamentar la asignación de recursos futuros de inversión⁴⁷. Durante la fase de exploración se busca reducir el nivel de incertidumbre asociado al stock de hidrocarburos en la formación geológica (OIIP, por su nombre en inglés, Oil Initially in Place o STOIP, Stock Tank Oil Initially in Place⁴⁸) y el factor de recobro⁴⁹, es decir, el porcentaje de hidrocarburos en la formación geológica que efectivamente puede ser extraído con la implementación de programas de producción primario⁵⁰, secundario⁵¹ y terciario⁵².

⁴⁶ Adquisición de sísmica 2D y 3D

⁴⁷ Ídem, Suslick, Schiozer. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview.

⁴⁸ Ver en Deutsche Bank, Integrated Oil & Gas for Beginners, Septiembre de 2010

⁴⁹ Recovery factor: the percentage of the hydrocarbon in place that can be produced with each production plan: primary, secondary and tertiary (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

⁵⁰ Primary Recovery – Uses only the natural energy of the reservoir, which in turn originates from burial of the reservoir units, and the natural buoyancy of both oil and gas. (Ver en Oil & Gas for Beginners, Deutsche Bank, Septiembre de 2010).

⁵¹ Secondary Recovery – Involves adding energy to the natural system, for example by injecting water into the reservoir to maintain pressure and displace, or sweep oil. (Ver en Oil & Gas for Beginners, Deutsche Bank, Septiembre de 2010)

Para la definición del factor de recobro, se requiere la integración de distintas fuentes de información y modelos (geológicos, geofísicos y geoquímicos) y, la realización de ejercicios de simulación que tienen como propósito la proyección de desempeño del campo⁵³ en términos del flujo de producción. Los rangos de flujo de producción derivados de las simulaciones del campo son incorporados como variable de entrada en la definición de la estrategia de producción. La estrategia de producción se materializa como una función de densidad de probabilidad en términos del volumen de reservas⁵⁴.

Durante la fase de desarrollo⁵⁵ y con el objeto de definir la estrategia de producción, se requiere la integración de incertidumbres geológicas y económicas con el objeto de cuantificar el impacto de las decisiones sobre el riesgo del proyecto, calcular el valor de la información y cuantificar el valor de la flexibilidad.

En esta fase se abre la opción de extracción de hidrocarburos y el ejercicio o no de dicha opción determina la fase de producción. Para ejercer la opción, la firma debe evaluar factores como el flujo de caja esperado, el precio del petróleo y gas, el costo de perforación, entre otros⁵⁶.

El enfoque en la industria petrolera, por lo tanto, son los proyectos, más que los campos⁵⁷ o prospectos⁵⁸, en la medida que los proyectos son el vínculo entre una acumulación de hidrocarburos y la asignación de recursos de inversión para su desarrollo.

El gráfico siguiente resume el ciclo de exploración, evaluación y producción explicado anteriormente y hace evidente la incertidumbre en la estimación de reservas incluso durante la fase de producción.

⁵² Tertiary recovery – Includes all methods used to maximize recovery. (Ver en Oil & Gas for Beginners, Deutsche Bank, Septiembre de 2010)

⁵³ Ídem, Saito, De Castro, Mezzomo y Schiozer. Value assessment for reservoir recovery optimization

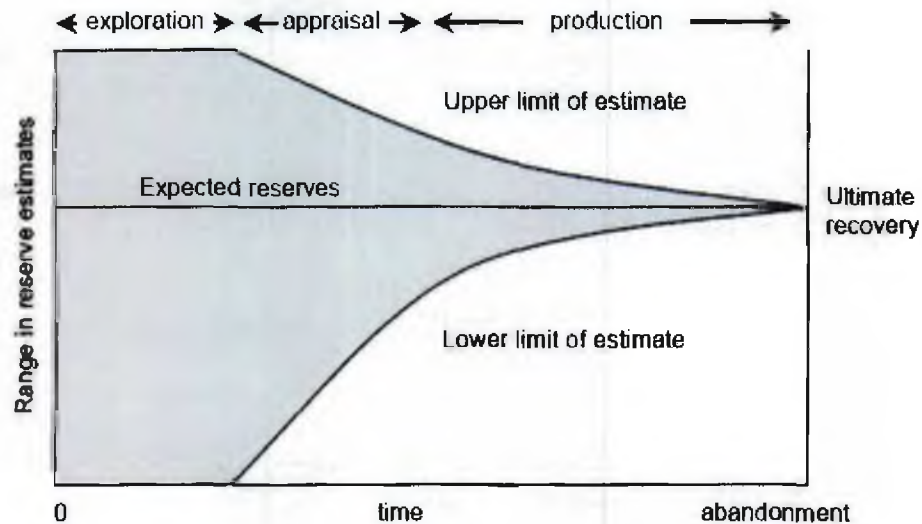
⁵⁴ Ídem, Suslick, Schiozer. Risk analysis applied to petroleum exploration and production: an overview.

⁵⁵ Durante esta fase se perforan pozos de desarrollo y de evaluación con el objeto de desarrollar el potencial de producción de hidrocarburos del campo y confirmar el tamaño del yacimiento.

⁵⁶ Ídem, Salto, De Castro, Mezzomo y Schiozer. Value assessment for reservoir recovery optimization

⁵⁷ Field: one or more reservoirs grouped by or related to the same general geologic structural feature or stratigraphic condition (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

⁵⁸ Prospect: a location where a well is to be drilled (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)



Source: Deutsche Bank

Tomado de: Oil & Gas for Beginners, Deutsche Bank, Septiembre de 2010

2.1.1. Riesgo e incertidumbre

Los proyectos dentro de un portafolio de una firma petrolera pueden ser caracterizados en términos del nivel de madurez⁵⁹ e incertidumbre volumétrica. Estos dos aspectos de la clasificación de proyectos representa esencialmente la diferencia entre riesgo e incertidumbre⁶⁰.

El riesgo⁶¹ es la probabilidad que un proyecto alcance producción comercial⁶². La valoración de dicho riesgo está en función de tres probabilidades:

- Probabilidad geológica (PG): la probabilidad que en un pozo exploratorio se encuentren hidrocarburos extraíbles.
- Probabilidad de desarrollo (PD): la probabilidad que el descubrimiento sea de tamaño suficiente para que sea comercialmente viable. La decisión de desarrollo está basada en la valoración económica del proyecto.
- Probabilidad comercial (PC): es la multiplicación de probabilidad geológica y de desarrollo.

La probabilidad geológica de un recurso descubierto es por definición 1, sin embargo, existe el riesgo que el proyecto no alcance la fase de producción, por lo que la

⁵⁹ De acuerdo con Ross, cualquiera sea el nivel de madurez de un proyecto de exploración y producción, siempre habrá un rango de incertidumbre en la estimación de los volúmenes recuperables y por lo mismo en la valoración del mismo.

⁶⁰ Ver Ross, Risk and Uncertainty in Portfolio Characterization, Journal of Petroleum Science & Engineering.

⁶¹ De acuerdo con Ross, el riesgo puede ser definido como la probabilidad que un evento ocurra o no. El riesgo puede ser representado por un único valor estimado de probabilidad. Por ejemplo, hay 20% de probabilidad que un pozo exploratorio resulte en un descubrimiento de hidrocarburos.

⁶² Idem, Ross, Risk and Uncertainty in Portfolio Characterization

probabilidad de desarrollo es menor a 1. Como regla general, si la probabilidad de desarrollo es menor a 90%, el proyecto debería ser clasificado como un recurso contingente y no como reserva, lo que indica que la firma requiere un mayor nivel de información que permita completar el mapa de decisión con el fin de ejercer la opción de producción ⁶³.

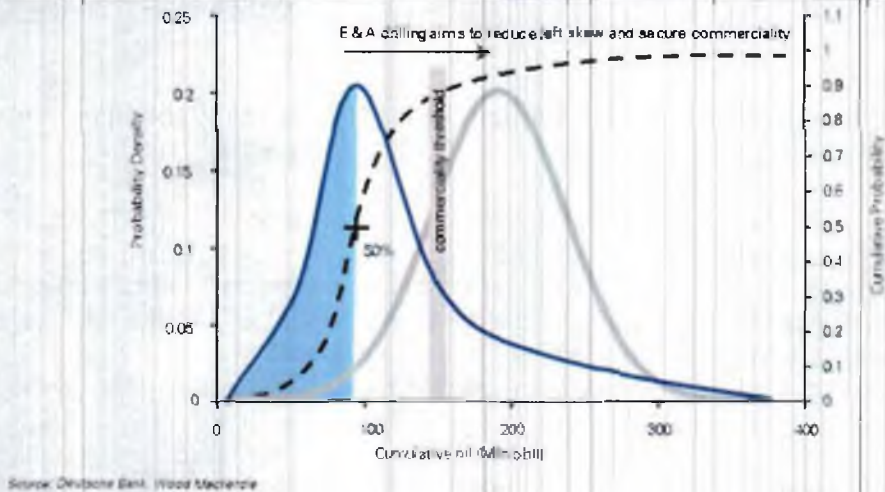
La incertidumbre volumétrica es representada por una función de densidad de probabilidad, en la que cada rango de volumen tiene asociado una probabilidad relativa de ocurrencia.

En general, hay dos variables de incertidumbre en la evaluación de estos proyectos:

- a. Técnicas: Asociadas a la definición de las siguientes cantidades
 - i. Stock de hidrocarburos inicialmente en lugar (STOIIP).
 - ii. Factor de recobro

Las actividades de exploración y desarrollo explicadas al inicio de la sección 2.1 tienen como propósito reducir el sesgo de la función de densidad de probabilidad de las reservas. El gráfico siguiente ilustra este punto. La función de probabilidad (curva azul) se traslada a la derecha a medida que hay un mayor nivel de información (curva gris).

Figure 45: Success case probability density function, drilling aims to remove left-skew



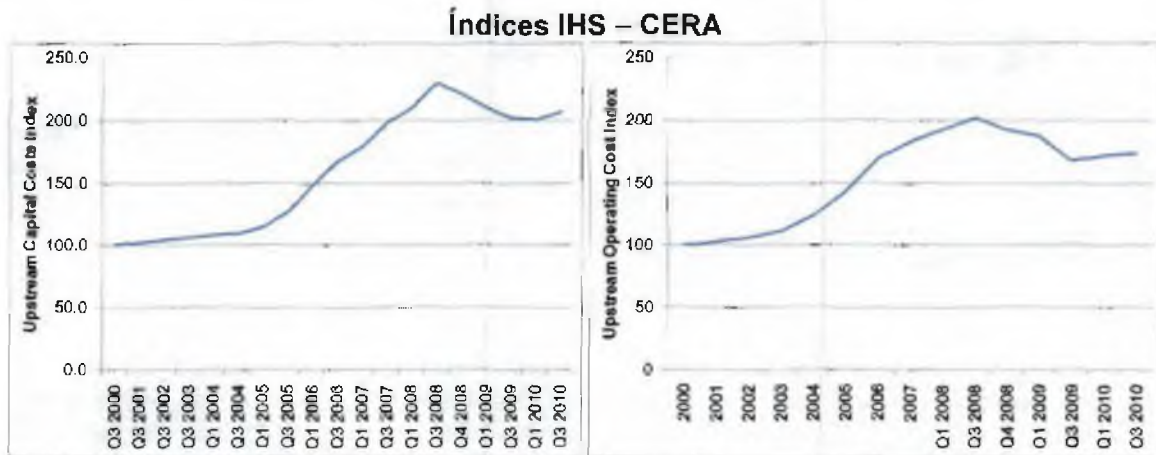
- b. Económicas: Asociados a la valoración de los siguientes parámetros:
 - i. Volatilidad del precio del gas y petróleo y,
 - ii. Volatilidad de los costos de capital y de operación

⁶³ Ídem, Ross, Risk and Uncertainty in Portfolio Characterization

Por ejemplo, un análisis de Moody's⁶⁴ indica que a medida que el precio de los *commodities* se ha incrementado, la estructura de gastos de capital (CAPEX, por su sigla en inglés) y operación (OPEX, por su sigla en inglés) está enfrentado una creciente presión al alza. En particular, existen dos factores que fundamentan este crecimiento:

- i. Creciente competencia por servicios petroleros
- ii. Perforaciones más profundas y complejas

En el gráfico siguientes se presentan los índices Upstream Capital Costs (UCCI)⁶⁵ y Upstream Operating Costs (UOCI)⁶⁶ publicados por IHS, una firma consultora, que hacen evidente el crecimiento sostenido de los gastos de capital y operación a partir del años 2000⁶⁷. Los resultados, de acuerdo con IHS, están asociados con el aumento en la actividad petrolera a nivel mundial. De la serie se puede inferir que un CAPEX de US\$ 1.000 millones en 2000 es equivalente a US\$2.180 millones en 2010 y un OPEX de un campo de producción en 2000 de US\$100 millones es equivalente en 2010 a US\$173 millones:



Fuente: IHS – CERA (www.ihsindexes.com)

De la encuesta realizada por Barclays Capital, se puede inferir que las compañías petroleras mantienen expectativas al alza en el costo de los servicios petroleros

⁶⁴ Moody's Global Corporate Finance. Global Integrated Oil & Gas Industry, Noviembre de 2009

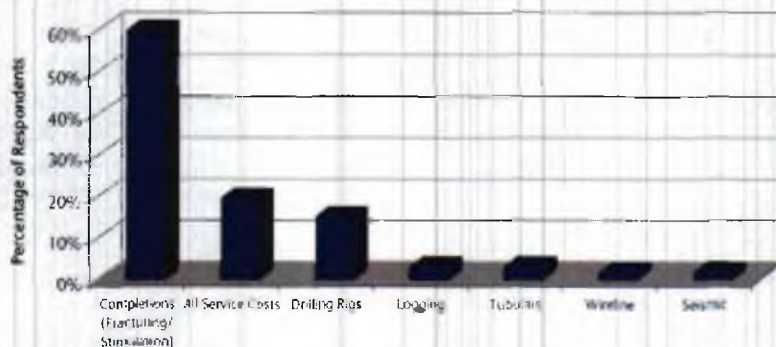
⁶⁵ The IHS CERA UCCI tracks the costs of equipment, facilities, materials, and personnel (both skilled and unskilled) used in the construction of a geographically diversified portfolio of twenty eight onshore, offshore, pipeline and LNG projects. It is similar to the consumer price index (CPI) in that it provides a clear, transparent benchmark tool for tracking and forecasting a complex and dynamic environment. The UCCI is a work product of CERA's Capital Costs Analysis Forum for Upstream (CCAF-U).

⁶⁶ The IHS CERA UOCI measures cost changes in the oil and gas field operations arena. It is similar to the consumer price index (CPI) in that it provides a clear, transparent benchmark tool for tracking and forecasting a complex and dynamic environment. The UOCI is a work product of CERA's Operating Costs Analysis Forum for Upstream.

⁶⁷ Ver IHS Pressroom, Costs of Building and Operating Upstream Oil and Gas Facilities Begin Measured Rise, Diciembre 9 de 2010 (<http://press.ihs.com/press-release/energy-power/costs-building-and-operating-upstream-oil-and-gas-facilities-begin-measur>)

durante 2011. El 60% de las compañías petroleras espera que los mayores incrementos se concentren en las operaciones de fracturación⁶⁸ y el 15% espera que los costos de drilling rig⁶⁹ continúen su tendencia alcista. En el gráfico que se presenta a continuación se presenta las expectativas de las empresas petroleras con respecto a otros factores que presionarán al alza los costos de capital y operación.

Figure 34: Product Areas expected to have Increased Costs in 2011



Source: Barclays Capital estimates

La evaluación del perfil de riesgo e incertidumbre en la valoración de proyectos cumple el propósito de identificar las variables que mayor impacto generan en las proyecciones de producción, cuantificar la incertidumbre del stock de reservas en términos de una función de densidad de probabilidad y determinar el esquema de producción futura que maximice el valor del proyecto⁷⁰.

2.1.2. Reservas

De acuerdo con la Guía para la Evaluación de Recursos y Reservas Petrolíferas, elaborado por la SPE⁷¹, WPC⁷² y AAPG⁷³, una reserva es la cantidad de petróleo que puede ser extraída como resultado de la implementación de un proyecto.

⁶⁸ Fracturing: a method of stimulating production by increasing permeability of the production formation. Under extremely high hydraulic pressure, a fluid (a water, oil, alcohol, dilute hydrochloric acid, liquefied petroleum gas, or foam) is pumped downward through tubing or drill pipe and forced into the perforations in the casing. The fluid enters the formation and parts or fractures it. Sand grains, aluminum pellets, glass beads, or similar materials are carried in suspension by the fluid into the fractures. These are called propping agents or proppants. When the pressure is released at the surface, the fracturing fluid returns to the well, and the fractures partially close on the proppants, leaving channels for oil to flow through them to the well. This process is often called a frac job. (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

⁶⁹ Drilling rig: the equipment at the surface used to lift and run the drilling string, provide the rotation and pump fluids down the string. (Tomado de SPE E&P Glossary: <http://www.spe.org/glossary/wiki/doku.php/>)

⁷⁰ Mezghani, Manceau, Feraille y Jourdan. Uncertainty Management: From geological scenarios to production scheme optimization.

⁷¹ Society of Petroleum Engineers

⁷² World Petroleum Council

⁷³ American Association of Petroleum Geologists

Las reservas pueden ser estimadas mediante un análisis estático⁷⁴, o como la suma de las ventas proyectadas durante un período de tiempo⁷⁵. Las reservas probadas (1P), por ejemplo, indican que hay un 90% de probabilidad (P90) que las cantidades realmente extraídas igualen o superen la estimación agregada de ventas proyectadas⁷⁶.

Por lo general, las reservas se presentan como una función de densidad de probabilidad y en general, no hay un solo escenario P90, P50 o P10⁷⁷ a lo largo del tiempo. En el gráfico siguiente se presenta las tres categorías de reservas en función de su probabilidad.

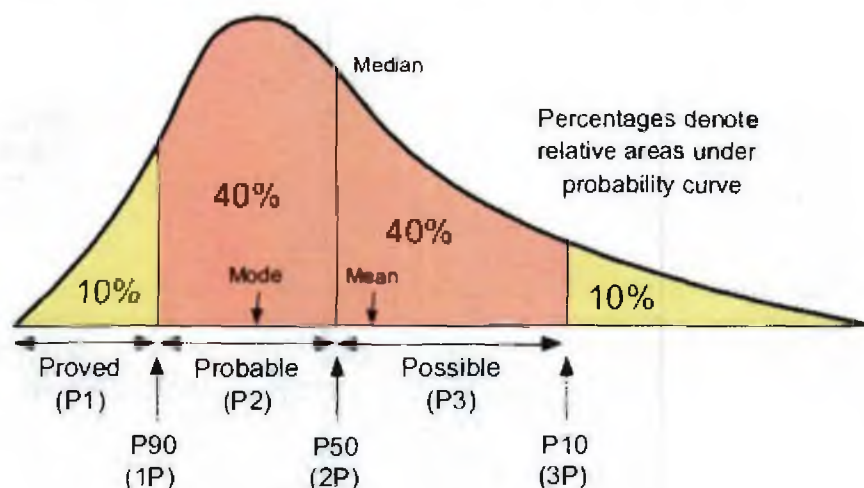


Fig. 2—Probabilistic reserves definition.

Tomado de: Journal of Petroleum Technology, Mayo de 2007⁷⁸

Las reservas en este sentido son una variable económica y la importancia de la evaluación del perfil de riesgo e incertidumbre analizado en la sección 2.1.1 hace evidente este punto, dado que la expectativa de producción futura determina la capacidad de generación de flujo de caja de una compañía petrolera⁷⁹.

⁷⁴ De acuerdo con el Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources "In the static and volumetric reserve calculation, the Gross Rock Volume (GRV) of a reservoir containing a petroleum accumulation is multiplied by net-to-gross rock volume ratio, porosity, hydrocarbon saturation, the volume conversion factor for going from reservoir to standard conditions, the recovery factor, and the entitlement factor".

⁷⁵ Idem, Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources.

⁷⁶ Ver Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, pp. 44 - 52

⁷⁷ De acuerdo con la clasificación de reservas, se asocia probabilidades de recobro de la siguiente manera: hay un 50% de probabilidad que las cantidades realmente recobradas sean mayores a la suma de las reservas probadas y probables (2P) y un 10% de probabilidad que las cantidades realmente recobradas sean mayores que la suma de las reservas probada, probables y posibles (3P). Ver más en Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources, pp. 44 - 52

⁷⁸ Demirmen, Ferruh. Reserves Estimation: The Challenge for the Industry, Journal of Petroleum Technology, Mayo de 2007

⁷⁹ Ver más en: Arnott, Rob. Oil and Gas Reserves: Communication with the Financial Sector, Chatam House y Oxford Institute for Energy Studies, SDP BP 04/02, Octubre de 2004; Moody's Global Corporate Finance. Global Integrated Oil & Gas Industry, Noviembre de 2009; Fitch Ratings, Rating Oil and Gas Exploration and Production Companies, Abril de 2010 y, Standard and Poors,

En particular, los indicadores basados en reservas agregadas y adición de reservas proveen información sobre las perspectivas de crecimiento de mediano plazo, sostenibilidad del negocio, y eficiencia y capacidad de exploración de una compañía petrolera. Algunos de los principales indicadores son los siguientes⁸⁰:

- a. La tasa de reemplazo de reservas (RRR, por su sigla en inglés) provee una medida de sostenibilidad y crecimiento de mediano plazo de una empresa petrolera⁸¹. En general, una empresa petrolera debe mantener un RRR de 100%, es decir, reemplazar las reservas consumidas en un año.
- b. Un indicador complementario de sostenibilidad de la empresa es el número de años al cual una compañía puede mantener la tasa presente de producción. Este indicador se obtiene de dividir las reservas totales al cierre de cada año sobre la producción anual. A mayor número de años de potencial de producción, mayor es el valor y sostenibilidad de la compañía. A manera de ejemplo, para que una compañía con una tasa de crecimiento de 1% anual en el largo plazo y con un ciclo de reservas de 10 años, mantenga el mismo nivel, debe tener una tasa de reemplazo de reservas de 110.5% por año.
- c. Los costos de descubrimiento (*finding cost*, \$/BOE), obtenidos a partir de la división de los costos de exploración y desarrollo entre el volumen de reservas incorporadas en un año, proveen información sobre la eficiencia del capital usado para la compañía.
- d. Capacidad de exploración: la información de reservas ofrece a los inversionistas una perspectiva del éxito relativo de la compañía en la actividad exploración con respecto a sus pares. Manteniendo todo lo demás constante, se espera que una compañía exitosa en el reemplazo de su reserva base tenga un mayor valor que aquellas menos exitosas.

Sobre esta base resulta consistente que en la metodología de calificación de riesgo de Moody's⁸², los factores asociados a reservas y producción ponderen el 29% de la evaluación para determinar la calificación de una compañía petrolera⁸³. Para efectos de análisis crediticio, por ejemplo, Moody's, Fitch y Standard and Poors utilizan únicamente las reservas probadas. Estas a su vez son divididas entre reservas probadas desarrolladas y no desarrolladas, con el objeto de diferenciar el grado de certidumbre de los flujos de caja para atender el servicio de deuda y los requerimientos de inversión en producción existente y adición de nuevas reservas. De acuerdo con Fitch, un portafolio óptimo de activos es aquel que constantemente tiene una proporción de reservas probadas desarrolladas en un rango de 60% a 80% y en general, la calificación asignada a dichas compañías está en el rango de AAA a A⁸⁴. Portafolios con proporciones menores o mayores indican, respectivamente, que las compañías deberán presupuestar mayores gastos de capital (CAPEX, por su nombre en inglés) y tiempo en el desarrollo de

Business and Financial Risks In The Oil And Gas Exploration And Production Industry, Noviembre de 2008

⁸⁰ Ver más en Deutsche Bank. Oil & Gas for Beginners. Septiembre de 2010, pp. 95

⁸¹ $RRR = \frac{\Delta \text{Reservas}_t}{\text{Producción Anual}_t} \times 100$, donde RRR es la sigla de Reserve Replacement Rate, por su nombre en inglés-

⁸² Idem Moody's, Global Integrated Oil & Gas Industry, 2009

⁸³ Idem Moody's, Global Integrated Oil & Gas Industry, 2009

⁸⁴ Ver más en Fitch Ratings, Rating Oil and Gas Exploration and Production Companies, Abril de 2010

proyectos futuros, ó, que la tasa de nuevos descubrimientos es baja, indicando un potencial de producción decreciente a futuro.

En este contexto, el Sistema de Gestión de Riesgos Petrolíferos, desarrollado por la SPE, AAPG, WPC y SPEE, y marco estándar para la industria a nivel global, establece que las expectativas razonables acerca de las estimaciones de volúmenes asociados a las reservas probadas, deben estar sustentados en contratos de venta (para el caso del gas natural) y en compromisos significativos de gasto en desarrollo (para el caso del petróleo)⁸⁵.

Por lo expuesto anteriormente, es común afirmar que el valor intrínseco de las compañías petroleras está fundamentado en el volumen de reservas sobre los cuales tiene derechos de explotación y en ese sentido, el incentivo de cualquier productor es comercializar las reservas probadas, desarrolladas y no desarrolladas. De hecho, los esfuerzos de reemplazo de reservas de las compañías petroleras, mediante la actividad de exploración y desarrollo, son el vínculo entre el flujo de caja presente y futuro. La generación interna de caja resultante de la producción de hidrocarburos, apalanca en el presente las inversiones de reemplazo de reservas⁸⁶, que en última instancia y sujeto al éxito exploratorio, fundamentan la proyección de flujo de caja futuro.

2.1.3. Producción

En esta sección se resaltan dos conceptos asociados a la producción de hidrocarburos que serán considerados en el análisis del capítulo 2.2. - Economía de Recursos Agotables. El primero es económico, estrechamente relacionado con el análisis presentado en la sección 2.1.2 y, el segundo, es técnico, que toma en consideración lo analizado en la sección 2.1.1.

Del análisis presentado en la sección 2.1.2, el flujo de producción es una fuente de ingresos que a diferencia de las reservas, puede ser estimado con un mayor grado de certeza. La práctica estándar de la industria a nivel global es proyectar un flujo de producción de 3 a 5 años, basado en el desarrollo presente de los proyectos y los descubrimientos identificados⁸⁷.

Tanto para los inversionistas en los mercados de capital como para las agencias calificadoras de riesgo, en esta variable, el tamaño importa, es decir, el volumen de reservas y de producción, es un indicador del flujo de caja de corto y largo plazo, así como de capacidad de gestión de riesgo y flexibilidad. Para ilustrar este punto a continuación se presenta la perspectiva de evaluación de Moody's y Fitch sobre esta variable. De las tablas es evidente que a mayor flujo de producción, en barriles de petróleo equivalente, mayor es el grado de calificación de riesgo.

⁸⁵ Mitchell, John. Petroleum Reserves in Question. Oxford Institute for Energy Studies Briefing Paper, BP 04/03, octubre de 2004

⁸⁶ Ver más en Weijermars, Ruud. Credit Ratings and Cash Flow Analysis of Oil & Gas Companies: Competitive Disadvantage in Financial Costs for Smallest Companies in Tight Capital Markets, SPE Economics and Management, Abril 2011

⁸⁷ Ver en Moody's Global Corporate Finance. Global Integrated Oil & Gas Industry. Noviembre de 2009

Perspectiva de Moody's

Factor 1 Mapping: Reserves & Production Characteristics							
	Aaa	Aa	A	Baa	Ba	B	Caa
Average Daily Production (Mboe/d)	< 2,750	1,100 to 2,750	550 to 1,100	140 to 550	55 to 140	27 to 55	< 27
Proved Reserves (Million boe)	> 10,000	5,000 to 10,000	2,000 to 5,000	500 to 2,000	100 to 500	30 to 100	< 30
Total Proved Reserve Life (Yrs)	>13	11 to 13	9 to 11	7 to 9	5 to 7	3 to 5	0 to 3

Tomado de: Moody's Global Corporate Finance. Global Integrated Oil & Gas Industry. Noviembre de 2009

Perspectiva de Fitch Ratings

Table 1: Reserve Size

	Proven oil and gas reserves in billion barrels of equivalent oil (bn boe)	Observations
Large	More than 5 bn boe	'AA'/'AAA' rating categories
Medium	1-5 bn boe	'BBB'/'A' rating categories
Small	Less than 1 bn boe	Less than 'BBB' rating categories

Source: Fitch

Tomado de: Fitch Ratings, Rating Oil and Gas Exploration and Production Companies, Abril de 2010

Sin embargo las reservas son extraídas a una tasa máxima eficiente por limitaciones técnicas, que en todo caso, tienen efectos económicos. Para explicar este concepto usualmente se debe hacer referencia primero al concepto de Recuperación Final Estimada (EUR, por su nombre en inglés). La EUR se define como la suma de las cantidades potencialmente recuperables de una acumulación de hidrocarburos, a una fecha dada, y aquellas ya producidas.

La tasa máxima eficiente de producción⁸⁸, es aquella que evita la disminución de la Recuperación Final Estimada de un reservorio de hidrocarburos. Es decir que si la tasa máxima eficiente de producción de un reservorio es superada, hay una pérdida de las cantidades potencialmente recuperables y por lo tanto una reducción de la EUR. Una disminución de la EUR, ceteris paribus, es equivalente a una disminución en el valor presente del proyecto.

Varios factores técnicos afectan la tasa máxima eficiente de producción⁸⁹:

- a. Porosidad del yacimiento⁹⁰
- b. Permeabilidad del yacimiento⁹¹: a mayor permeabilidad, se minimiza la necesidad de realizar fracturas y por lo tanto el costo del proyecto. Cuando la porosidad es

⁸⁸ Frontiers of Technology, Reservoir Engineering: Primary Recovery, Journal of Petroleum Technology, Vol. 51 No. Special, Octubre de 1999

⁸⁹ Ver más en: Wang, Xiuli. The state-of-the-art in the natural gas production, Journal of Natural Gas Science and Engineering

⁹⁰ La porosidad de un yacimiento es la tasa resultante de dividir el volumen de espacio vacío entre el volumen de roca, con el propósito de determinar la cantidad de espacio vacío disponible para almacenar fluidos. Ver más en Frontiers of Technology, The Journal of Petroleum Technology, March 1999, Vol No. 3.

baja, se requieren fracturas mucho más largas para acceder al reservorio, reduciendo el valor presente del proyecto.

- c. Turbulencia: la turbulencia ocurre cuando la permeabilidad del yacimiento es alta y el desempeño del pozo se incrementa. Para yacimientos cuya permeabilidad es mayor a 5md, puede presentarse una reducción de entre el 20% y 60% en la tasa eficiente de producción de un pozo por cuenta de la turbulencia. Para reducir la turbulencia e incrementar el índice de productividad del pozo, se requiere la aplicación de fracturas hidráulicas.

Para maximizar el valor de un portafolio de proyectos, una compañía petrolera preferirá implementar proyectos de fractura en pocos pozos de gas con alta permeabilidad, que proyectos de fractura en muchos pozos con baja permeabilidad.

Los conceptos explicados a lo largo de la sección 2.1 permiten concluir que un productor de hidrocarburos tiene fuertes incentivos a comercializar las reservas de hidrocarburos estimadas, en la medida que representan el flujo de ingresos que mayor certeza tienen inter – temporalmente. Estos recursos son fundamentales para financiar los proyectos de inversión en exploración y desarrollo que deriven en la reposición de reservas, como se explicó anteriormente. Adicionalmente un productor tendrá el incentivo a producir a una tasa superior a la máxima eficiente, siempre y cuando el precio del mercado, remunere el valor presente del costo de oportunidad de los recursos perdidos.

2.2. Teoría económica de los recursos agotables y no renovables

Los conceptos presentados en la sección 2.1 se pueden vincular con algunos elementos presentados al inicio del capítulo 2. En particular, la práctica de la industria petrolera en la estructuración de portafolios de proyectos de exploración y producción con el objeto de agregar valor y flexibilidad a las firmas evidencia la hipótesis de racionalidad económica y asignación intertemporal.

Tomando en consideración lo anterior, el problema de un productor de recursos agotables, en un contexto de mercado de competencia perfecta, con presencia de mercados forward y no arbitraje intertemporal, es maximizar el valor presente del flujo de beneficios futuro, sujeto al stock de reservas existente, con el objeto de definir la tasa máxima eficiente de producción. De manera general, se puede plantear el problema como⁹².

Maximizar

$$\pi = \sum_{t=1}^T [P_t E_t - C_t(E_t, S_{t-1})] e^{-rt}$$

⁹¹ La permeabilidad es una medida de la capacidad de un recurso del fluir a través de la formación geológica. A mayor permeabilidad, es más fácil que un recurso fluya por la roca matriz. Las formaciones más productivas son aquellas cuyo valor de Darcy está entre 0.001 y 1000 md (1 md = 1/1000 de un Darcy. Esta es una medida de permeabilidad) Ver más en *Frontiers of Technology, The Journal of Petroleum Technology*, March 1999, Vol No. 3.

⁹² Ver más en Sweeney, James L. *Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction*. Handbook of Natural Resource and Energy Economics, Volumen 3, Capítulo 17, Elsevier – North - Holland

Sujeto a:

$$\begin{aligned} S_t &= S_{t-1} - E_t \text{ para todo } t \\ S_T &\geq 0 \\ E_t &\geq 0 \end{aligned}$$

Donde,

P_t , Precio del bien en el período t

E_t , Tasa máxima de eficiente de producción en el período t

$C_t(E_t, S_{t-1})$, función de costo mínimo⁹³ que depende de la tasa máxima de eficiente de producción E_t y el stock de reservas S_{t-1}

e^{-rt} , factor de descuento

La función de maximización es:

$$\mathcal{L} = \sum_{t=1}^T [P_t E_t - C_t(E_t, S_{t-1})] e^{-rt} - \sum_{t=1}^T (S_t - S_{t-1} + E_t) \phi_t e^{-rt} + \mu S_T$$

Las condiciones de primer orden derivan las siguientes relaciones:

$$P_t = \frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \phi_t \text{ entonces } E_t > 0 \quad (1)$$

$$\phi_t = \phi_{t-1} e^r + \frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}} \quad (2)$$

$$\mu = \phi_T e^{-rT} \quad (3)$$

$$\mu S_T = 0 \quad (4)$$

La relación (1) define la condición de equilibrio que determina la tasa máxima eficiente de producción en cada período t . En particular, la tasa máxima eficiente de producción E_t es aquella que se deriva de la condición de equilibrio entre el precio del recurso y la suma del costo marginal de producción y un precio sombra o costo de oportunidad⁹⁴.

El costo de oportunidad⁹⁵ en el período t es simplemente el valor presente, descontado al período t , de los costos incrementales futuros como resultado de extraer una unidad

⁹³ El problema de la firma planteado podría considerarse equivalente a un problema de dos etapas: primero minimizar costos y después seleccionar la escala óptima de operación. La función de costos mínimo $C_t(E_t, S_{t-1})$ resulta del problema de minimización de costos sujeto a la frontera tecnológica de producción.

⁹⁴ Robert Pindyck en el documento de trabajo "Optimal Exploration and Production of a Nonrenewable Resource"; MIT EL- 77-013 WP; respalda la afirmación de Fisher en el sentido que *... an appropriate scarcity measure "should summarize the sacrifices required to obtain a unit of the resource" and if by a resource we mean the raw material in the ground, the "rent" or "user cost" component of price (i.e. the components of price other than extraction cost) is a better measure of scarcity. Extraction costs may rise or fall independently of how much of the resource is left in the ground, but rent (i.e. the difference between price and marginal extraction cost in a competitive market) represents the opportunity cost of resource extraction which better reflects resource scarcity.*

⁹⁵ Robert Pindyck en el documento de trabajo "The Measurement of Monopoly Power in Dynamic Markets"; Sloan School of Management Working Paper No. 1540 - 84; define el costo de oportunidad (algunos nombres alternativos en la literatura son: renta o user cost) como *"...the*

adicional del recurso en el período t . La relación (2) define la dinámica del costo de oportunidad de reservorios agotables a partir de dos factores conceptualmente diferentes:

- a. De un lado, $\phi_{t-1}e^r$ representa el efecto de la regla de Hotelling. Este indica que la única forma en la que un stock de recursos no extraído genera retornos a su propietario es apreciando su valor⁹⁶. Por lo anterior, bajo condiciones de competencia, si el precio del recurso aumenta a la tasa de interés compuesta r , la firma será indiferente en el margen entre extraer el recurso (y obtener ganancias vía flujo de caja) o mantener el stock⁹⁷. A medida que el recurso se agota, $\phi_{t-1}e^r$, converge al precio en el cual la demanda es cero.
- b. De otro lado, $\frac{\partial C_t}{\partial S_{t-1}}$ representa los costos adicionales de extracción por reducción del stock base en el período t .

2.2.1. Esfuerzo exploratorio y estática comparativa⁹⁸

En la sección 2.1.2 se analizó la importancia de una tasa de reemplazo de reservas de 100% con el fin de asegurar la sostenibilidad de la industria en el largo plazo. Para mantener un nivel de reservas \bar{R} , las empresas deben emprender programas de exploración y desarrollo, que pueden resumirse en una variable de esfuerzo exploratorio w_t .

Por lo anterior, el problema al inicio de la sección 2.2 se puede replantear como,

Maximizar

$$\sum_{t=1}^T [p_t E_t - C_t^1(E_t, S_{t-1}) - C_t^2(w)] e^{-rt}$$

Sujeto a

$$\begin{aligned} S_t &= S_{t-1} + \Delta S_t - E_t \text{ para todo } t \\ \Delta S_t &= f(w_t, x_t) \\ x_t &= \sum \Delta S_t \end{aligned}$$

marginal social value of an incremental unit of reserves, i.e. $\lambda_c(t) = \frac{\partial V_s(t)}{\partial R(t)}$, where $V_s(t)$ is the present value of the flow of consumer plus producer surplus (from time t on) accruing from the extraction and consumption of reserves $R(t)$ ".

⁹⁶ Los retornos de la inversión se dan vía ganancias de capital y no mediante flujos de caja.

⁹⁷ Ver más en Dasgupta y Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Capítulo 6. Vale la pena resaltar la afirmación de los autores acerca de este punto cuando manifiestan "It is worth re-emphasizing this point, and in particular the fact that under competitive conditions the spot price of the exhaustible resource rises at the compound rate r_t . This tilt in the competitive price path is an inescapable feature of an exhaustible resource with negligible extraction costs, and to look at the matter from another point of view, a necessary condition for an efficient utilization of the resource. The fact that the spot price is rising over time is in itself no evidence of a growing monopoly power of the owners of the resource."

⁹⁸ Lo contenido en esta sección está basado en el modelo presentado en el artículo de Robert Pindyck "The Optimal Exploration and Production of Nonrenewable Resources, *Journal of Political Economy*, Vol. 86, No. 5, Octubre de 1978.

$$\begin{aligned} S_T &\geq 0 \\ E_t &\geq 0 \end{aligned}$$

Donde,

P_t , Precio del bien en el período t

E_t , Tasa máxima eficiente de producción en el período t

$C_t(E_t, S_{t-1})$, función de costo mínimo⁹⁹ que depende de la tasa máxima de eficiente de producción E_t y el stock de reservas S_{t-1}

e^{-rt} , factor de descuento

$C_t^2(w)$, función de costos que depende del esfuerzo exploratorio w_t

ΔS_t , es el volume de reservas incorporadas en el período t

$f(w_t, x_t)$, es la función de exploración de la firma, donde w_t , es el esfuerzo exploratorio.

w_t puede ser medido en términos del número de pozos taladrados.

$$\begin{aligned} \mathcal{L} = \sum_{t=1}^T [p_t E_t - C_t^1(E_t, S_{t-1}) - C_t^2(w_t)] e^{-rt} + \sum_{t=1}^T (S_t - S_{t-1} - \Delta S_t + E_t) \phi_t e^{-rt} \\ + \lambda (\Delta S_t - f(w_t, x_t)) \end{aligned}$$

Las condiciones de primer orden derivan las siguientes relaciones,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial E_t} &= \left(p_t - \frac{\partial C_t^1}{\partial E_t} \right) e^{-rt} + \phi_t e^{-rt} = 0 \quad (1') \\ \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial S_{t-1}} &= -\frac{\partial C_t^1}{\partial S_{t-1}} e^{-rt} - \phi_t e^{-r(t-1)} + \phi_t e^{-rt} = 0 \quad (2') \end{aligned}$$

Las condiciones de primer orden (1') y (2') son idénticas a aquellas derivadas al inicio de la sección 2.2. Adicionalmente, se derivan las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial w_t} &= -\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t} e^{-rt} - \lambda \frac{\partial f}{\partial w_t} = 0 \\ -\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t} e^{-rt} &= \lambda \frac{\partial f}{\partial w_t} \\ -\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t} e^{-rt}}{\frac{\partial f}{\partial w_t}} &= \lambda \quad (5) \end{aligned}$$

Donde $\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t}}{\frac{\partial f}{\partial w_t}}$ es el costo marginal de agregar una unidad de reservas o el costo de descubrimiento. Además,

$$\begin{aligned} \frac{\partial \mathcal{L}}{\partial \Delta S_t} &= -\phi_t e^{-rt} + \lambda = 0 \\ \lambda &= \phi_t e^{-rt} \quad (6) \end{aligned}$$

⁹⁹ El problema de la firma planteado podría considerarse equivalente a un problema de dos etapas: primero minimizar costos y después seleccionar la escala óptima de operación. La función de costos mínimo $C_t(E_t, S_{t-1})$ resulta del problema de minimización de costos sujeto a la frontera tecnológica de producción.

Combinando (5) y (6) se obtiene,

$$-\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t} e^{-rt}}{\frac{\partial f}{\partial w_t}} = \phi_t e^{-rt}$$

$$-\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial f}}{\frac{\partial w_t}{\partial f}} = \phi_t \quad (7)$$

Combinando las condiciones (2) y (7) se obtiene las condiciones que definen el esfuerzo exploratorio del productor,

$$-\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial f}}{\frac{\partial w_t}{\partial f}} = \phi_{t-1} e^r + \frac{\partial C_t^1}{\partial S_{t-1}} \quad (8)$$

La relación (8) determina que el nivel de esfuerzo exploratorio depende del costo de oportunidad y el costo de reposición de reservas. En la medida que la práctica de la industria petrolera es mantener una tasa de reemplazo de reservas del 100%, ocurre que la tasa de reposición de reservas debe ser igual a la tasa máxima eficiente de producción en el estado estacionario, $\bar{E} = \Delta S_t$ y por lo tanto el stock de reservas en cada momento del tiempo es igual al stock en el estado estacionario, $S_t = \bar{S}$. Por lo anterior, no hay agotamiento de los recursos y en este sentido el factor de crecimiento de la Regla de Hotelling es depreciable, $\phi_{t-1} e^r \rightarrow 0$, y por lo tanto (8) se puede redefinir de la siguiente manera,

$$\frac{\partial C_t^1}{\partial S_{t-1}} = -\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial f}}{\frac{\partial w_t}{\partial f}} \quad (10)$$

Pindyck, define la expresión anterior como la regla de oro de acumulación de reservas. Esta regla indica que independiente del stock de reservas inicial, estas deben ser incrementadas (o si el stock es grande, reducidas) hasta alcanzar el nivel estacionario de maximización de beneficios. Por lo anterior, intertemporalmente, el esfuerzo exploratorio dependerá del costo de oportunidad de declinación de reservas en un portafolio de proyectos en producción y el costo de reposición de reservas, como se presenta a continuación:

- a. Si $-\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t}}{\frac{\partial f}{\partial w_t}} > \frac{\partial C_t^1}{\partial S_{t-1}}$, los beneficios serán mayores con un nivel de exploración superior al nivel estacionario y entonces se tendrá que $w_t > \bar{w}$ and $\Delta S_t > E_t$, es decir aumentará reservas
- b. Si $-\frac{\frac{\partial C_t^2}{\partial w_t}}{\frac{\partial f}{\partial w_t}} < \frac{\partial C_t^1}{\partial S_{t-1}}$, los beneficios serán mayores con un nivel de exploración inferior al nivel estacionario y entonces se tendrá que $w_t < \bar{w}$ y $\Delta S_t < E_t$, es decir disminuirá reservas

Este resultado, es determinante para considerar un recurso como agotable o no renovable. Si intertemporalmente, se puede reemplazar el stock de reservas mediante esfuerzo exploratorio, el recurso se entiende como no renovable. En el muy largo plazo, sin embargo, un recurso es agotable si el costo de reemplazo del stock de reservas es superior al costo de un recurso o tecnología sustituto. A partir de este punto, asumimos que los recursos son no renovables y las condiciones que se derivan en las secciones siguientes tienen en consideración este punto.

2.2.2 Condiciones para el ejercicio de poder mercado en mercados de recursos no renovables

La teoría de los recursos agotables y/o no renovables deriva las condiciones de equilibrio parcial cuando en el mercado hay una sola firma que tiene derechos de explotación de todas las reservas conocidas. La condición de primer orden que define la tasa de extracción óptima es la siguiente:

$$\left(p_t + Q_t \frac{\partial p_t}{\partial Q_t}\right) = \left(\frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \phi_t\right) \quad (11)$$

Es decir, la empresa maximiza beneficios cuando la contribución marginal de producir una unidad adicional de un recurso es igual a la suma del costo de extracción y los costos adicionales de extracción por reducción del stock base en el período t . En particular, el equilibrio parcial difiere del de competencia por el margen $Q_t \frac{\partial p_t}{\partial Q_t}$. Reordenando algebraicamente (11), evidencia que el margen de precios en un mercado monopólico frente a uno en competencia depende significativamente de la elasticidad precio de la demanda.

$$p_t \left(1 + \frac{1}{\epsilon_t}\right) = \left(\frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \phi_t\right) \quad (12)$$

Dasgupta¹⁰⁰ ha argumentado que el valor absoluto de la elasticidad que enfrenta un productor de recursos no renovables es una función creciente del precio, en la medida que depende inversamente del costo de oportunidad de las opciones alternativas que enfrentan los consumidores. El rango de opciones alternativas incluye el uso de bienes sustitutos o no consumir el recurso (por ejemplo, mediante el cierre y traslado de fábricas a puntos geográficos con precios eficientes).

Por el lado de la oferta, si $\epsilon_t < 1$, el precio de un recurso es mayor al precio de competencia, y por lo tanto incentiva la invención de sustitutos que no estaban previamente disponibles en el mercado, o el desarrollo de potenciales sustitutos por cuenta de precios bajos. Precios de gas más altos promueven el desarrollo de recursos como el gas de esquisto o gas asociado a carbón, inversión en proyectos de recuperación terciaria y EOR (por su nombre en inglés, Enhanced Oil Recovery), la inversión en infraestructura de importación y la implementación de tecnologías para uso eficiente de la energía.

¹⁰⁰ Ver más en Dasgupta y Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge University Press, Páginas 323 – 359.



Stiglitz¹⁰¹ en su artículo *Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources*, llama la atención sobre la limitada capacidad de ejercicio de poder de mercado por parte de una firma monopólica que explota recursos agotables. La primera aproximación que utiliza para explicar su argumento está fundamentada en el supuesto que la firma enfrenta una función de demanda de elasticidad constante¹⁰² y cero costos de extracción. Bajo estas condiciones, las sendas de precio de una estructura de mercado monopólico y una en competencia son de hecho idénticas. En la medida que, tanto en un mercado monopólico como en competencia, hay agotamiento del stock de reservas, el análisis no se basa en la perspectiva conceptual de un monopolio de flujo, donde la cantidad total eventualmente vendida por una firma monopólica es menor que bajo un ambiente de competencia. La pregunta en un mercado de monopolio de stock, es si la firma puede reasignar el patrón de producción en el tiempo para incrementar el valor presente de sus beneficios. De acuerdo con Stiglitz, el ejercicio de poder de mercado para asegurar lo anterior es limitado.

En particular, si la elasticidad de la demanda aumenta en el tiempo, como consecuencia de la disponibilidad de opciones sustitutas, la senda de precio será idéntica a la senda de precio en un mercado competitivo.

Cuando se incorpora en el análisis una función de costos, como la definida en la condición (12), la firma en un mercado monopólico definirá una tasa máxima eficiente de producción inferior a la de competencia ($E^M < E^C$). El efecto neto de esta condición de optimalidad es que el monopolista extrae el recurso en un mayor tiempo que una firma que enfrenta un mercado competitivo.

Una perspectiva similar a la de Stiglitz es la analizada por Robert Pindyck¹⁰³, en su artículo *The Measurement of Monopoly Power in Dynamic Markets*, en el cuál revisa el índice de Lerner para mercados dinámicos como la extracción de recursos agotables. Pindyck en primer lugar, aclara que en un mercado competitivo las firmas maximizan el valor presente de los beneficios esperados, lo que no implica que el precio sea igual al costo marginal en cada período. Por lo anterior, redefine el índice de Lerner, basado en el equilibrio definido en la condición (11) como a continuación se presenta,

$$L = \frac{p_t - \left(\frac{\partial C_t}{\partial E_t} + \phi_t \right)}{p_t} = \frac{1}{\epsilon_t} \quad (13)$$

La expresión anterior, de acuerdo con Pindyck, es una medida apropiada para medir el poder de mercado, bajo condiciones dinámicas, es decir, donde precios y producción son

¹⁰¹ Ver más en Stiglitz Joseph, *Monopoly and the Rate of Extraction of Exhaustible Resources*, *The American Economic Review*, Vol. 66, No. 4, Septiembre de 1976.

¹⁰² En este punto Stiglitz resalta que si $\alpha < 0$, la firma en un mercado monopólico obtiene mayores beneficios reduciendo las cantidades disponibles. Se argumenta también que la demanda por petróleo en el corto plazo, por ejemplo, tiene una elasticidad inferior a 1. Sin embargo, sí es óptimo o no para el monopolista aumentar los precios bajo esta circunstancias depende de la elasticidad de la demanda en el largo plazo también.

¹⁰³ Pindyck., Robert. *The Measurement of Monopoly Power in Dynamic Markets*. Sloan School of Management Working Paper No. 1540 - 84

definidos intertemporalmente¹⁰⁴. En particular, Pindyck manifiesta que la versión clásica del índice de Lerner, que no incluye el costo de oportunidad, sobreestima el poder de mercado de un productor de recursos agotables y/o no renovables en la medida que el costo de oportunidad, ϕ_t , reduce el poder de mercado.

En otras palabras, dada una función de demanda y de costos marginales de extracción, el poder de mercado de la firma será menor comparado con el caso en el cual no hay reposición de reservas o el costo de oportunidad de agotamiento es igual a 0.

Pindyck, adicionalmente incorpora en el análisis el efecto de funciones de demanda dinámicas. Desde el punto de vista de una firma o un grupo de firmas con poder de mercado, el efecto de respuesta de la demanda ocurre en la medida que se ajuste el patrón de consumo. Si una firma va ejercer poder de mercado racionalmente, la respuesta dinámica de la demanda debe tomarse en consideración.

Si el monopolista enfrenta una curva de demanda más elástica en el largo plazo que en el corto plazo, la estrategia óptima del monopolista es definir una tasa de extracción por encima del punto donde el costo marginal y el ingreso marginal de corto plazo son iguales. Al implementar esta estrategia, genera una ventaja en la medida que retarda la respuesta de la demanda y el ajuste al equilibrio de largo plazo.

De lo anterior, es evidente que lo que importa es el valor presente de ejercer poder de mercado dado que hay condiciones de monopolio y sujeto a las condiciones asociadas al agotamiento o reemplazo del stock de reservas y la elasticidad de largo plazo de la demanda. A partir de lo anterior, Sweeney¹⁰⁵ define el siguiente marco de análisis para revisar el efecto en la tasas de extracción iniciales dada esta falla de mercado. La dirección de los cambios en la tasa de extracción dependerá del valor presente del ejercicio de poder de mercado, es decir $\sum_{t=2}^T (Q_t \frac{\partial p_t}{\partial Q_t}) e^{-rt}$ y si el stock de reservas es agotado totalmente.

Condición de Monopolio	Explotación hasta el final de la vida económica del reservorio?	
	Si	No
$\sum_{t=2}^T (E_t \frac{\partial p_t}{\partial E_t}) e^{-rt} < E_1 \frac{\partial p_1}{\partial E_1}, \forall t > 1$	$\Delta E_1 > 0$	$\Delta E_1 > 0$
$\sum_{t=2}^T (E_t \frac{\partial p_t}{\partial E_t}) e^{-rt} = E_1 \frac{\partial p_1}{\partial E_1}, \forall t > 1$	$\Delta E_0 = 0$	$\Delta E_1 > 0$
$\sum_{t=2}^T (E_t \frac{\partial p_t}{\partial E_t}) e^{-rt} > E_1 \frac{\partial p_1}{\partial E_1}, \forall t > 1$	$\Delta E_1 < 0$	Indeterminado

La tabla indica que si el valor presente del ejercicio de poder de mercado es positivo en el período 1 pero se reduce en los siguientes períodos, la tasa de extracción se incrementara como resultado de la elasticidad de la demanda y el costo de oportunidad independientemente que el stock sea agotado hasta el final de su vida económica. De otro

¹⁰⁴ Contrario a la expresión clásica $L = (P_t - \frac{\partial c}{\partial E_t}) / P_t$

¹⁰⁵ Ver más en Sweeney, James L. Economic Theory of Depletable Resources: An Introduction. Handbook of Natural Resource and Energy Economics, Volumen 3, Capítulo 17, Elsevier - North - Holland.

lado, si el valor presente del ejercicio de poder de mercado es igual en todos los períodos, la tasa de extracción sólo aumentará si los derechos de extracción no se mantienen hasta el final de la vida económica. Finalmente, si el valor presente del ejercicio de poder de mercado es mayor después del período 1, la tasa de extracción será menor que la definida en el período 1, si los derechos de extracción se mantienen hasta el final de la vida económica del reservorio.

Con base en lo anterior, se puede concluir lo siguiente:

- a. En primer lugar, la firma actúa como un monopolista de stock y no de flujo.
- b. En segundo lugar, el ejercicio de poder de mercado está limitado por la elasticidad precio de la demanda y precio cruzada de la demanda de largo plazo.
- c. La tasa de extracción óptima, dependiendo de la elasticidad precio de la demanda, puede ser inferior a la tasa de extracción óptima en condiciones competitivas.
- d. Con esta tasa de extracción, el productor agota el stock de reservas en un período más largo que una firma en competencia.
- e. Lo anterior, deriva que el precio de competencia, p_t^C , en algún período τ sea mayor que el precio de monopolio, p_t^M . Lo anterior es consecuencia del agotamiento de los yacimientos lo que deriva en que $\frac{\partial c_t^C}{\partial S_{\tau-1}} > \frac{\partial c_t^M}{\partial S_{\tau-1}}$.
- f. Al final, la estrategia de la firma dependerá del valor presente del ejercicio de poder de mercado, que depende al menos de los factores citados anteriormente.

3. Entorno Internacional

A diferencia del petróleo crudo y sus derivados, que históricamente han sido productos que se transan y comercializan en mercados internacionales, el gas natural es un energético que solo hasta hace unos 20 años¹⁰⁶ principalmente se producía para ser consumido en mercados regionales aislados entre sí o interconectados físicamente por redes de gasoductos.

Los altos costos asociados al almacenamiento y al transporte del gas natural habían impedido que este energético se pudiera llevar desde aquellos países donde se descubrían reservas significativas hasta aquellos mercados más desarrollados que pudieran requerir mayor oferta del mismo.

La vocación de consumo regional que se le atribuía al gas natural desincentivaba la inversión en exploración y explotación de los yacimientos de este tipo y en consecuencia, los precios de este energético eran bajos cuando se comparaban con los precios que podían obtenerse por la comercialización de petróleo crudo.

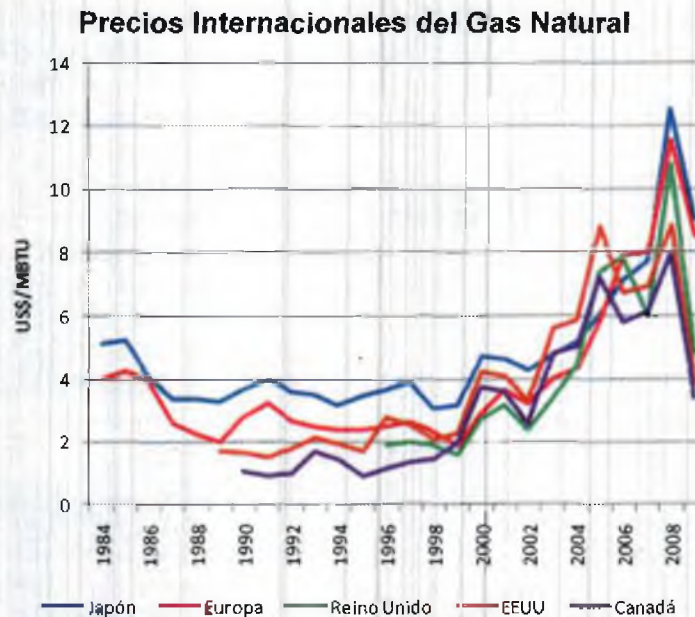
En este contexto se desarrollaron mercados regionales como el europeo (países continentales de la Unión Europea y Rusia) y el norteamericano (Estados Unidos, México y Canadá). En el caso europeo, el mercado de gas se desarrolló con base en la producción proveniente de grandes campos ubicados en Holanda, Argelia, Rusia y Noruega, que era transportada a los diferentes países a través de gasoductos internacionales.

¹⁰⁶ Si bien los primeros despachos de GNL de Argelia al Reino Unido y de Alaska a Japón se registraron en 1964 y 1969 respectivamente, solo en la década de los 90 se registran crecimientos importantes del comercio de GNL a nivel mundial.

Por su parte, el mercado norteamericano se ha caracterizado por su alto nivel de integración entre Estados Unidos y Canadá. Este último se ha caracterizado por su vocación de país exportador de gas natural hacia los Estados Unidos, que si bien cuenta con diversas fuentes de producción, requiere del gas de Canadá para satisfacer una porción de su demanda interna. La existencia de múltiples oferentes y consumidores dispersos por todo el país ha permitido el desarrollo de redes de transporte suficientes para que exista competencia entre todos los productores y se desarrolle un mercado de corto plazo líquido como complemento al mercado de contratos de largo plazo, el cual permite el ajuste de desbalances y al mismo tiempo se constituye en una señal de precios única para todo el mercado.

En la siguiente figura se presenta la evolución de los precios del gas natural en diferentes mercados y países del mundo desde 1984. En general, se observa que en todos los casos se conserva la tendencia de los precios, sin embargo si bien en los últimos años el diferencial de precios se ha reducido, en 2009 se registró una diferencia de unos US\$4/MBTU entre el precio del gas en Europa y el gas en el mercado de Henry Hub (representativo del mercado de Estados Unidos), explicada por el exceso de oferta interna en el mercado norteamericano.

Al respecto es oportuno indicar que la convergencia de los precios del gas en el ámbito internacional puede estar influenciada por el crecimiento que ha tenido en los últimos años el comercio de gas natural licuado (GNL) a medida que se reducen los costos de la tecnología para la licuefacción, el transporte y la regasificación.

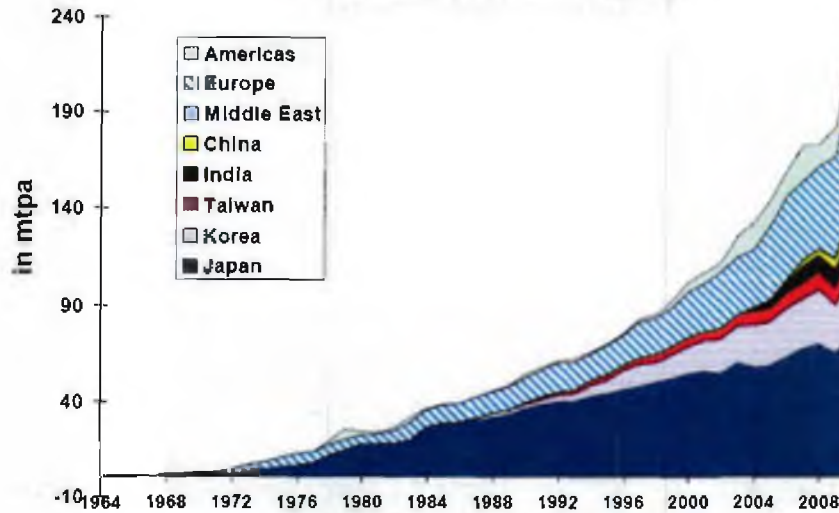


Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2010)

En efecto, como se observa en las siguientes figuras, desde inicios de los 90 han aparecido nuevos países en el escenario de los importadores tradicionales (Japón y Europa) como son Corea, Taiwan, India, China y algunos del medio oriente. Paralelamente, se han incorporado nuevas fuentes de oferta del gas natural en forma

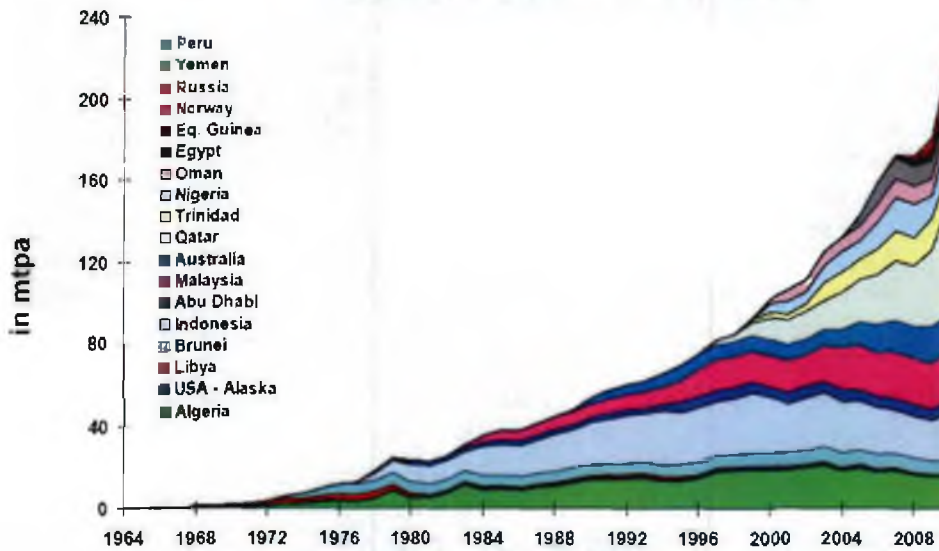
líquida, entre los que se cuentan Australia, Qatar, Trinidad y Tobago, Nigeria, Oman, Guinea Ecuatorial y Egipto, entre otros.

Transacciones de GNL por países importadores



Fuente: Andrew Flower (2010)¹⁰⁷

Transacciones de GNL por países exportadores



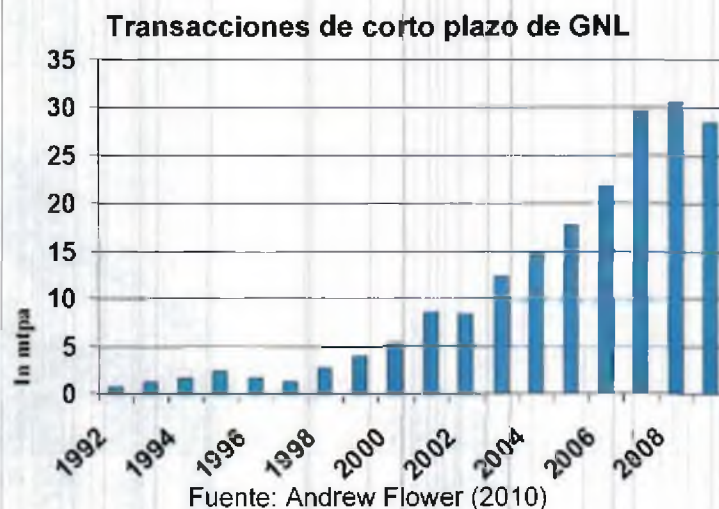
Fuente: Andrew Flower (2010)

El gas natural tiende a convertirse en un energético transable a nivel internacional gracias a la tecnología del GNL, que ha permitido acercar las fuentes de oferta a los grandes centros de consumo. Esta tendencia puede confirmarse con la evolución que han presentado las transacciones de corto plazo¹⁰⁸ en el mercado mundial, favorecidas por

¹⁰⁷ Andrew Flower has been working as a consultant in LNG and Natural Gas since his retirement from BP in 2001. For last 22 of his 32 years of service with BP he was involved in LNG and natural gas activities. At various times, Andy managed BP's interests in projects in Nigeria, Abu Dhabi, Qatar, Trinidad, Indonesia and Australia.

¹⁰⁸ Transacciones de corto plazo pueden considerarse: i) ventas spot o ventas del GNL de un buque o ii) ventas de GNL por un término inferior a los 2 años.

diferentes razones: i) el crecimiento de la oferta; ii) el incremento y disponibilidad de buques o tanqueros de GNL; iii) la construcción de plantas de regasificación en diferentes mercados; y iv) la aparición de alternativas económicas para recibir el GNL (buques regasificadores y plantas de fácil y rápida construcción).



Ante un escenario de un mercado cada vez más líquido de GNL y una creciente disponibilidad de este producto, resulta conveniente permitir que la señal de precios de gas natural en un país sea acorde con la realidad internacional de tal manera que este mercado pueda convertirse en una fuente de suministro de la demanda y en muchos casos contribuir a la seguridad de abastecimiento interno, al tiempo que promueve la competencia entre los productores domésticos que en todo momento deberán enfrentar la entrada de otras fuentes de suministro provenientes del exterior.

Adicional al análisis de los mercados internacionales, resulta relevante estudiar los mercados regionales con los cuales podría compararse el mercado colombiano para efectos de entender la evolución que han tenido otras industrias y regulaciones de precios del gas a nivel de producción.

En la siguiente tabla se presentan los esquemas de regulación aplicables al gas en boca de pozo en diferentes países de la región. Todos estos países tienen algunas condiciones similares o comparables con el mercado colombiano. De esta comparación se observa que a excepción de Chile que es un país tradicionalmente importador y Perú que se cuenta hoy en día como un país exportador, los demás (Brasil, Argentina y México) son mercados con alguna producción doméstica y a pesar de ello cuentan con la alternativa de importación de gas natural licuado, bien sea con unidades en tierra o flotantes, lo cual confirma la tendencia de esta alternativa como medidas para complementar y garantizar el abastecimiento interno.

Efectivamente, como se observa en el mapa a continuación el número de plantas o sitios adecuados para recibir GNL se ha incrementado en el continente, si se tiene en cuenta que hasta hace un par de años, esta tecnología no participaba como parte de la oferta en los mercados regionales.

En términos generales se puede afirmar que el esquema de regulación de precios aplicable corresponde a un esquema de precios libres. En el caso de México, si bien es

un precio máximo regulado, la metodología de cálculo corresponde a un precio de paridad importación que permitió viabilizar las importaciones, tanto por gasoductos, como a través de plantas de regasificación. Por su parte, el caso de Argentina, corresponde a un precio regulado que se traslada al usuario final, pero en ese caso, el diferencial de precios con respecto al gas importado es asumido vía subsidio por parte del Gobierno.

País	Esquema de Regulación del gas en boca de pozo	Observaciones y consideraciones sobre cada uno de los mercados
Perú	Libre	Tope máximo definido en los contratos de explotación del gas natural. Es un país exportador de GNL.
Brasil	Libre	Es un país interconectado por gasoductos con Bolivia y Argentina. Desde enero de 2009 recibe GNL a través de unidades de regasificación flotantes en Pecem y Guanabara.
Chile	Libre	País importador de gas natural a través de gasoductos y plantas de regasificación. Recibe GNL desde julio de 2009.
Argentina	Regulado	Fue el primer país en liberar el sector y los precios, no obstante la conversión a pesos afectó a toda la industria. Desde septiembre de 2008 reciben GNL en Bahía Blanca a través de una unidad de regasificación flotante.
México	Regulado	Precio paridad importación con referencia al mercado Henry Hub (precio spot más transporte). Está interconectado con Estados Unidos e importa GNL en Altamira y Costa Azul.

Fuente: Tomado de información de ARIAE y de los entes reguladores de cada país¹⁰⁹

Es necesario mencionar que tanto en el caso Latinoamericano, como en el de otras regiones en el mundo, a comienzos de la década del 2000, ningún analista pronosticaba la necesidad del GNL como alternativa de suministro, en particular por el hecho de tratarse de una región donde existen países con un potencial de reservas de gas natural suficiente para abastecer la región a través de interconexiones físicas de gasoductos. No obstante, en la actualidad es una alternativa real de suministro y con excepción de Argentina, se ha viabilizado por el esquema de precios libres del gas.

¹⁰⁹ Bolivia y Venezuela no se incluyen en este análisis ya que a pesar de contar con el mayor potencial de reservas del continente, sus políticas relacionadas con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos se han enfocado hacia el desarrollo de dichas actividades por parte del Estado con criterios no necesariamente económicos para la definición de precios.

Plantas de recibo de GNL en Latinoamérica



Fuente: Andrew Flower (2010)

Para el entendimiento de las razones que han llevado al esquema de precios libres en estos mercados, es necesario considerar la evolución histórica del gas natural en el continente, que ha estado marcada, entre otros, por los siguientes elementos relevantes:

3.1. Reglas de participación en la exploración y explotación de hidrocarburos

A diferencia de países con régimen legal anglosajón como son los Estados Unidos, en Latinoamérica, las reservas de petróleo y gas natural típicamente se definen como de propiedad del Estado¹¹⁰, con lo cual existe la necesidad de la creación de mecanismos normativos y contractuales que permitan la participación de empresas privadas en la explotación de los recursos. En los cinco países analizados la situación en este aspecto sería la siguiente:

Perú: La gestión de exploración y producción estuvo a cargo de PERUPETRO (empresa del Estado), la cual se realiza a través de concesiones con una empresa privada. Se permitió explícitamente la libre venta de la producción.

Brasil: En 1997, se eliminaron los derechos de exclusividad de PETROBRAS en la exploración y producción de hidrocarburos. Conservó las áreas que se encontraba operando y se crearon mecanismos para asignar nuevas áreas con procesos abiertos y competitivos y neutrales donde también pueden participar empresas privadas.

Chile: El sistema legal chileno permite la participación privada en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos a través de contratos de operación con el Gobierno.

¹¹⁰ En Colombia, conforme al Artículo 332 de la Constitución Política: "El Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglo a las leyes preexistentes".

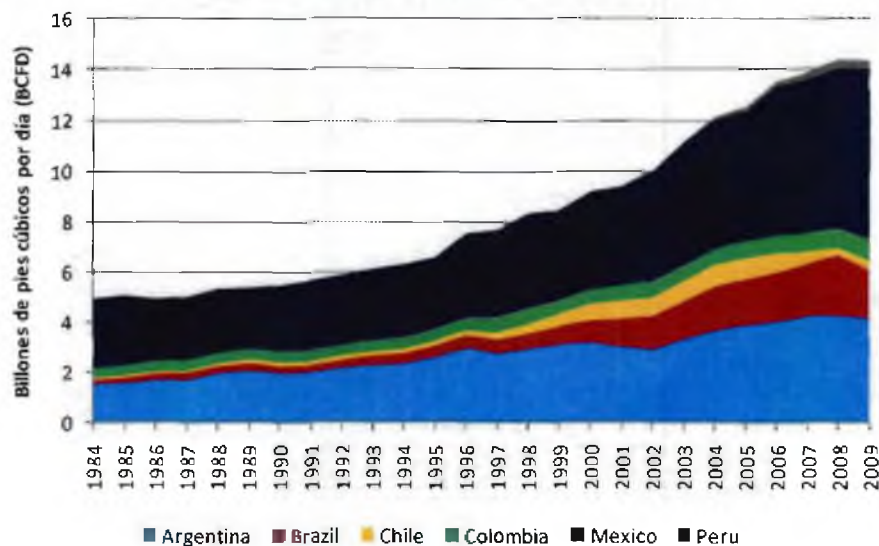
Argentina: No existe una ley explícita que defina la política relacionada con las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos. La eliminación de la exclusividad en la exploración y explotación se hizo a través de diferentes decretos expedidos desde 1989.

México: En 1995 se reformó el sector de gas natural y se permitió la participación privada en las actividades de transporte, distribución y comercialización, sin embargo, en exploración, producción y procesamiento se mantiene la exclusividad de PEMEX.

3.2. Nivel de desarrollo de la demanda

En general podría afirmarse que en toda la región, la demanda de gas natural se encuentra todavía en crecimiento, jalonada particularmente por las necesidades de generación de electricidad. Desde el punto de vista del consumo, en general se tiene un consumo per cápita bajo y en algunos casos con coberturas del servicio bajas. Con excepción de Argentina, en la región no existen necesidades de calefacción. En los cinco países analizados la situación en este aspecto sería la siguiente:

Evolución del Consumo de Gas Natural



Fuente: BP Statistical Review 2010

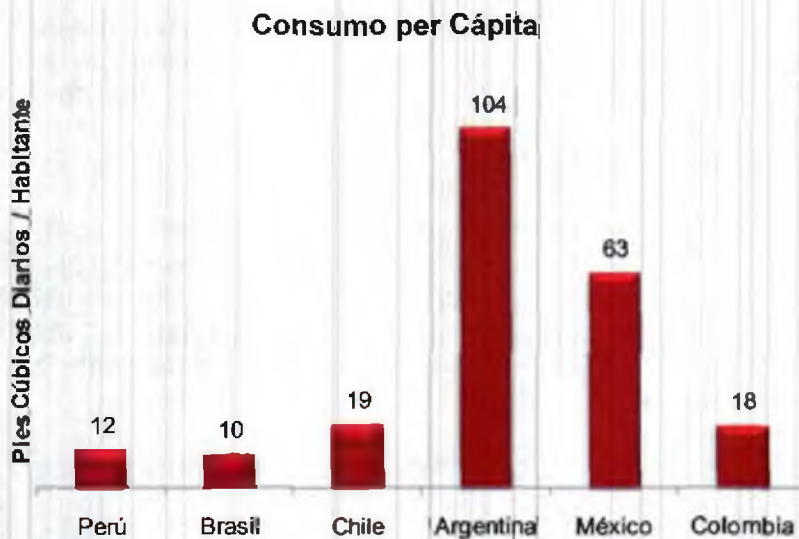
Perú: El consumo per cápita para el año 2009 asciende a 12 pies cúbicos diarios por habitante. El mayor consumo es en generación de electricidad. La demanda residencial, comercial e industrial se encuentra en desarrollo.

Brasil: El consumo per cápita para el año 2009 asciende a 10 pies cúbicos diarios por habitante. Los sectores de mayor consumo son la industria y el sector eléctrico.

Chile: El consumo per cápita para el año 2009 asciende a 19 pies cúbicos diarios por habitante. El mayor consumo corresponde a la generación eléctrica y la minería.

Argentina: El consumo per cápita para el año 2009 asciende a 104 pies cúbicos diarios por habitante. Los mayores consumos se encuentran en generación eléctrica (estacional anual), sector residencial (calefacción durante el invierno) y el sector industrial.

México: El consumo per cápita para el año 2009 asciende a 63 pies cúbicos diarios por habitante.

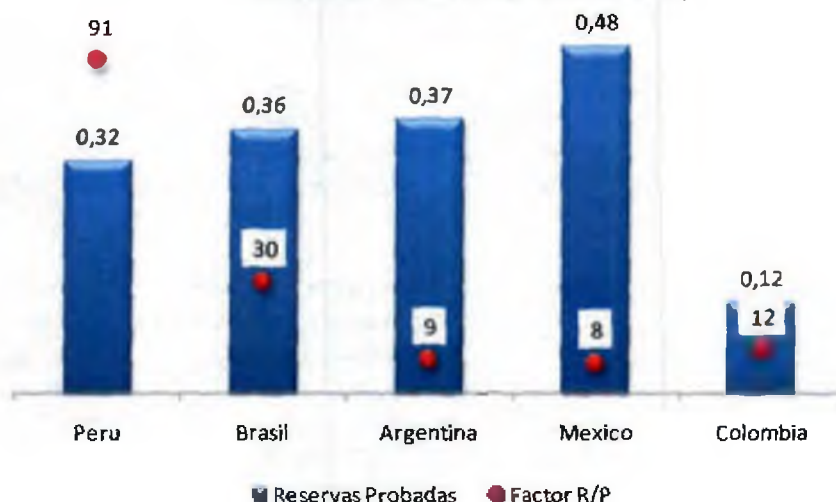


Fuente: BP Statistical Review 2010

- **Situación de la oferta o potencial geológico**

En términos de oferta de gas natural, se puede afirmar que el país con mayor disponibilidad de gas para atender la demanda interna es Perú (único exportador neto de gas en el grupo analizado). En cuanto a la autosuficiencia, el grupo de países compuesto por Argentina, México y Colombia se encuentran en el rango de los 10 años y de ellos, Argentina y México ya han recurrido al GNL como alternativa de abastecimiento y garantía de suministro. Para mayor detalle, se presenta la siguiente gráfica donde se comparan las reservas probadas y el factor R/P de cada país.

Reservas Probadas de Gas Natural (Tera Metros Cúbicos) y Factor R/P (Años)



Fuente: BP Statistical Review 2010

En conclusión, el esquema generalizado de participación en el upstream es la vinculación de agentes privados a través de mecanismos que promueven la competencia, buscando una pluralidad de agentes en la oferta. Es una tendencia, la eliminación de la exclusividad que en un principio se le asignaba a la empresa estatal petrolera para la exploración y explotación de los hidrocarburos. Todos los países analizados a nivel regional, han adoptado reformas en este sentido.

La señal de precio es definitiva para incentivar el desarrollo de nueva oferta de gas natural. El caso Argentino, demuestra que niveles de precios insuficientes no generan los incentivos necesarios para asegurar el abastecimiento, el cambio de un precio libre a uno regulado y sumado a la conversión de los precios a pesos argentinos generó una reducción de la producción y un desincentivo a la exploración y comercialización de nuevas reservas. Esto llevó al país a iniciar importaciones de GNL. La diferencia entre el precio de importación y el precio regulado es cubierta por el gobierno a través de subsidios lo que no permite que el precio refleje la señal de escasez. En el caso Chileno, la señal de precios libres permitió que el sector privado desarrollara un proyecto de regasificación que les permitió garantizar el suministro del gas para la demanda de generación eléctrica entrando al mercado internacional de GNL. Situación similar ocurre con México y Brasil.

4. Propuestas Regulatorias

En consideración con los análisis realizados anteriormente, en esta sección se desarrolla la propuesta regulatoria asociada con el esquema de precios aplicable al gas natural en boca de pozo. En primer lugar se presentan las posibles alternativas para la regulación de precios, posteriormente se definen algunos criterios para su comparación y finalmente se define la propuesta en concreto.

4.1. Alternativas de regulación de precios

Después del año 2005 se han expedido algunas resoluciones que modifican el funcionamiento del mercado de comercialización al por mayor del gas natural, entre las que se encuentran fundamentalmente, la Resolución CREG 070 de 2006, 095 de 2008, 045 y 147 de 2009. Las modificaciones contenidas en estas normas se fundamentan en los cambios que ha enfrentado el balance entre oferta y demanda desde el año 2006, que han convertido al mercado en uno de vendedores, por la escasez de gas natural en firme a largo plazo.

En este escenario, la CREG adoptó un mecanismo de subastas como una medida económica y de mercado para lograr una asignación eficiente de un bien escaso. En efecto, el mecanismo de la subasta busca que a través de la señal de precios, el mercado decida de una forma neutral y transparente cuál es el destino del gas natural, es decir, se busca que el gas disponible se dirija hacia aquellos sectores de consumo que mayor valor pueden extraer de este recurso y por lo tanto tienen una disponibilidad a pagar mayor.

El principal supuesto que existe en este mecanismo de asignación de bienes escasos es precisamente que la señal de precios es la única variable que puede ajustarse, lo cual aplica perfectamente para el gas proveniente de campos con un esquema de regulación de precios libres.

Por lo anterior, en el caso del gas de La Guajira se ha hecho necesaria la expedición de normas por parte del Ministerio de Minas y Energía (Decreto 2687 y 4670 de 2008), aplicando su facultad normativa de asignación del uso del gas, realizando una adjudicación administrada del gas disponible de este campo y sustituyendo de esta manera el mecanismo de mercado (subastas) diseñadas por la CREG.

Bajo este contexto las posibles alternativas para la regulación de los precios del gas de los campos de La Guajira serían:

- Mantener la metodología vigente: Consiste en conservar los precios regulados aplicando la metodología definida en la Resolución CREG 119 de 2005¹¹¹.
- Liberación de precios para nuevas reservas asociadas a dichos campos: Consiste en establecer precios libres para la comercialización de nuevas reservas como un mecanismo para incentivar la exploración o la declaración de mayor producción.
- Liberación de precios sujeta a la venta del gas a través de subastas: Consiste en aplicar un esquema de precios libres para aquella producción de gas que sea comercializada a través de subastas.

4.2. Consideraciones para el análisis

1. Liberación de Precios en boca de pozo ha sido anunciada como una posibilidad desde 1995:
 - Resolución 039 de 1975 del Ministerio de Minas y Petróleos: precio regulado. Metodología de fijación y actualización de precios adoptada

¹¹¹ Modificada por las Resoluciones CREG 187 de 2010 y 199 de 2011.

por la CREG mediante Resoluciones 029 de 1995, 057 de 1996 y 023 de 2000 (Actualización: Resoluciones 119 de 2005, 187 de 2010 y 199 de 2011)

- Documentos CREG 048 y 057 de 1995: la CREG estableció un horizonte de tiempo de 10 años durante el cual se esperaba que se desarrollaran las condiciones normativas y de mercado que permitieran una liberación de precios en el año 2005, y decidió mantener los precios máximos regulados del gas natural en boca de pozo para los campos de La Guajira y Opón y dejar libres los precios de los nuevos descubrimientos.
 - Documento CREG 078 de 1999, la Comisión estudió la evolución de las condiciones del mercado, y optó por continuar con la señal de precios vigente para el gas de La Guajira, y la promesa de liberación, sujeta a la evaluación previa de la CREG, para el año 2005.
 - Documento CREG 057 de 2005, la Comisión realizó el último análisis sobre las condiciones de oferta y demanda de gas natural en Colombia, a partir del cual decidió mantener regulado el precio del gas de La Guajira.
2. El precio del gas en el mercado no constituye un elemento del Contrato de Asociación. Así lo han declarado las partes en los considerandos del Otrosí 3 del Contrato de Asociación Guajira.
 3. No obstante, en dicho Otrosí 3, ECOPETROL y CHEVRON pactaron previsiones relacionadas con fluctuaciones del precio del gas, con lo cual las partes en ejercicio del principio de la autonomía de la voluntad que rige los contratos de derecho privado –como lo es el Contrato de Asociación- previeron en esta modificación las consecuencias de fluctuaciones de los precios del gas, tanto hacia arriba como hacia abajo-, asumiendo los riesgos correspondientes.
 4. Cuando un solo agente tiene el derecho único de explotación de todos los reservorios en un mercado se afirma que hay un monopolio de stock.
 5. Aun así, el precio bajo una estructura de mercado monopólica no necesariamente es más alto que bajo un mercado en competencia.
 6. En la medida que la firma en un ambiente de competencia agota más rápido el stock de reservas el costo de oportunidad de producción aumenta.
 7. Adicionalmente, en el largo plazo el monopolista venderá un mayor volumen en la medida que debe compensar por los menores niveles de producción al inicio de la etapa de producción.
 8. Este aplanamiento de la senda de precio en el largo plazo tiene el efecto de la elasticidad de la demanda
 9. En el largo plazo la demanda que enfrenta el monopolista es muy elástica.
 10. En Colombia no hay ni han existido todas las condiciones de mercado monopólicas



11. El marco institucional rezagó la inversión en Exploración y Producción durante más de 20 años.
12. El precio de La Guajira adicionalmente no reflejó el costo de oportunidad de adicionar reservas. El marco institucional definido en el Decreto 1760 de 2003 cambió la estructura del mercado upstream.
13. La entrada de nuevos agentes genera competencia en el mediano plazo.
14. De otro lado, el control al potencial ejercicio de poder de mercado de Ecopetrol no esta por el lado del control de precios, sino de la tasa de explotación del stock o del período de la extensión de la explotación.
15. Lo anterior depende de las condiciones de exploración y explotación de los contratos suscritos entre Ecopetrol S.A. y la ANH.
16. Adicionalmente Ecopetrol ha incursionado a la bolsa de Nueva York y coloca acciones en el mercado, lo cual conlleva a contar con contratos de venta de gas en firme para activar las reservas actuales, mantener un esfuerzo exploratorio para reposición de reservas y mantener el flujo de caja de la compañía. Esto conforme a la teoría económica expuesta en el presente documento y el comportamiento de la industria a nivel mundial limitan su posición dominante en el mercado Colombiano.
17. No está en la esfera de la Comisión resolver la tasa óptima de producción.

4.3. Recomendaciones

Con base en el análisis presentado, la Comisión recomienda:

1. Liberar el precio del gas proveniente de los campos de La Guajira a partir de la entrada en vigencia de la resolución propuesta; pero éste gas se comercializará conforme el esquema de comercialización de gas natural de largo plazo
2. Para efectos de la extensión o no de contratos de asociación que se venzan en el futuro, se recomienda homogenizar las condiciones de exploración y explotación suscritas con aquellas definidas en los contratos de concesión.