



**Comisión de Regulación  
de Energía y Gas**

**PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS  
PARA EL GAS NATURAL EN LOS  
CAMPOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA -  
EXPORTACIONES DE GAS NATURAL-  
COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA Y  
OTRAS DISPOSICIONES  
Documento Preliminar**

**DOCUMENTO CREG-035**  
ABRIL 25 DE 2002

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

## ANÁLISIS RESOLUCIONES CREG-096 y CREG- 123 de 2001 Y OTROS TEMAS RELACIONADOS

### PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS PARA EL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS DE CUSIANA Y CUIPIAGUA DE QUE TRATA EL ARTICULO 3° DE LA RESOLUCIÓN CREG-023 DE 2000, EXPORTACIONES DE GAS NATURAL (RESOLUCIÓN CREG-017 DE 2000); COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA ( RESOLUCIÓN CREG-071 DE 1998) Y OTRAS DISPOSICIONES

#### DOCUMENTO PRELIMINAR

#### ÍNDICE

1. Antecedentes.....	326
2. Metodología de fijación de precios de Gas Natural.....	328
2.1 Evolución de Precios y regulación actual para Gas Natural de los Campos de la Guajira .....	328
2.2 Precio actual de Gas natural del Campo de Opón.....	332
2.3 Precio Actual de Gas Natural de los campos de Cusiana y Cupiagua.....	333
2.4 Precios de gas en Otros campos - Liberación de precios para campos de producción marginal.....	336
3. Análisis del Mercado de Gas Natural .....	337
3.1 El Gas Natural en el Contexto Mundial.....	337
3.4 El mercado de gas natural en Colombia.....	348
4. Régimen de Exportaciones.....	350
4.1 Antecedentes y análisis .....	350
México .....	351
Argentina.....	351
Colombia .....	351
5. Consulta mediante Resolución CREG-096 y CREG-123 de 2001... ..	355
5.1 Análisis respuesta Resolución CREG-096 y 123 de 2001.....	355
5.2 ECOPETROL, TEPMA, TRITON, y BP .....	356
Comentarios Generales:.....	356
Estudio de mercado y demanda esperada:.....	356
Planta de tratamiento .....	357
Recuperación de líquidos.....	358
Facilidades de superficie .....	359
Transporte.....	359
Escenario de crudo perdido (BOL) .....	360
6. PROPUESTAS GENERALES Y SUPUESTOS BÁSICOS DEL ESCENARIO UTILIZADO .....	362
6.1 Modificación del precio máximo regulado para el gas de Cusiana-Cupiagua para capacidades de producción inferiores a 110 MPCD.....	362

6.2 Supuestos precio máximo regulado para el gas de Cusiana-Cupiagua para capacidades de producción inferiores a 180 MPCD .....	362
Inversión en planta de tratamiento:.....	362
Facilidades de superficie .....	362
Tasa de descuento .....	363
Horizonte para valoración de pérdida de crudo (BOL) .....	366
Recuperación de Líquidos.....	368
7. Ajustes a la Resolución CREG 071 de 1998, respecto a la Comercialización Conjunta. ....	371

## **ANÁLISIS RESOLUCIONES CREG-096 y CREG-123 de 2001 Y OTROS TEMAS RELACIONADOS**

### **PRECIOS MÁXIMOS REGULADOS PARA EL GAS NATURAL EN LOS CAMPOS DE CUSIANA Y CUIAGUA DE QUE TRATA EL ARTICULO 3° DE LA RESOLUCIÓN CREG-023 DE 2000, EXPORTACIONES DE GAS NATURAL (RESOLUCIÓN CREG-017 DE 2000); COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA ( RESOLUCIÓN CREG-071 DE 1998) Y OTRAS DISPOSICIONES**

#### **DOCUMENTO PRELIMINAR**

#### **1. Antecedentes**

La Ley 142 de 1994, entre otros, en sus Artículos 1o, 14.2, 14.18, 14.28 y 74, le atribuyen a la CREG la facultad de regular las actividades complementarias del servicio público domiciliario de gas combustible, tales como la comercialización del Gas Natural desde la producción. Además, el Artículo 23 de la misma Ley 142, establece que las Comisiones de Regulación podrán prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el gas combustible o el acceso a redes cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por las comisiones.

La evolución en la revisión de la regulación de precios máximos para el gas natural en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte por parte de la CREG inició con la expedición de la Resolución CREG-055 de 1999, mediante la cual se sometió a consideración de los agentes las condiciones bajo las cuales se establecería el Precio Máximo regulado para el gas natural colocado en el punto de entrada al sistema nacional de transporte de gas, incluyendo el de Cusiana. Como resultado de dicho proceso y del análisis de los comentarios recibidos de parte de los agentes y de la demás información disponible, la Comisión expidió la Resolución CREG-023 de 2000.

Mediante esta Resolución la Comisión de Regulación de Energía y Gas, aprobó el régimen de regulación de precios para los productores-comercializadores de gas natural con destino al mercado interno. Dicha Resolución estableció Precios Máximos Regulados para tres campos: a) el campo de Ballena (Guajira), mayor productor nacional; b) los campos de Cusiana y Cupiagua (Piedemonte) que tienen el potencial de convertirse en el mayor productor conjunto del interior del país en el corto plazo y quizás en el mediano plazo; y c) el campo de Opón (Magdalena medio) que a pesar de no ser un gran productor tiene algún volumen de producción contractualmente referenciado a él.

Los demás campos descubiertos y por descubrir no tienen precios regulados, y están bajo el régimen de libertad vigilada, y de incurrir los respectivos productores-comercializadores en conductas restrictivas de la libre competencia, podrían serlo.

En resumen el régimen regulatorio vigente es el siguiente:

- Los precios se determinarán libremente por parte de los productores-comercializadores en todos los campos del país, con excepción de los campos ubicados en la Guajira (Ballena), en Opón y en Cusiana-Cupiagua.
- El régimen de precios para el gas producido en los campos de la Guajira se rige por lo dispuesto en la Resolución-039 de 1975 del Ministerio de Minas y Petróleos, mientras que el régimen de precios para el gas comercializado con referencia al campo de Opón se rige por lo dispuesto en la Resolución-061 del Ministerio de Minas y Energía de 1983, disposiciones que fueron adoptadas por la CREG mediante Resolución CREG-023 de 2000.
- Para Cusiana y Cupiagua, se aplicó un esquema de precios máximos que busca incentivar el incremento en la explotación de gas utilizando una rentabilidad base sobre unos costos de oportunidad calculados en base a un escenario amplio de supuestos.

Así, la rentabilidad se aplicó al valor de las potenciales pérdidas de crudo del yacimiento de Cusiana, causadas al producir y comercializar el gas en lugar de reinyectarlo nuevamente para producción de crudo, de tal manera que el precio del gas se asocia con un costo de oportunidad tal que para el productor de gas asociado sea indiferente producir gas o crudo. De igual manera se estableció un esquema de regulación por precios y capacidad de producción, que busca incentivar un incremento en la producción.

Dicho esquema se fundamentó en lo siguiente: cuando la capacidad en las plantas de tratamiento para el gas natural, sea menor a 110 MPCD, el precio será el correspondiente al establecido en la Resolución 061 de 1983. Cuando la capacidad de tratamiento instalada sea mayor a 110 MPCD, y menor de 180 MPCD, el precio será US\$ 1.10/MBTU, indexado semestralmente con las variaciones del NYMEX y el PPI Americano. Si la capacidad supera los 180 MPCD, el precio será libre para el productor - comercializador.

Estas disposiciones regulatorias se aplicarán hasta el 10 de septiembre del año 2005, cuando el precio del gas no estará sujeto a tope alguno, siempre y cuando se presenten las condiciones de competencia fijadas en el Artículo 88 de la Ley 142 de 1994.

## **2. Metodología de fijación de precios de Gas Natural**

A continuación se describen las metodologías utilizadas en la determinación del precio máximo de gas natural para cada uno de los campos sujetos a la regulación de precios:

### **2.1 Evolución de Precios y regulación actual para Gas Natural de los Campos de la Guajira**

Hacia mediados de 1973, la compañía Texaco encontró yacimientos de Gas Natural en la Guajira. Originalmente no se valoró su potencial ni se comprendió su trascendencia, desconociendo el importante papel que iría a tener este combustible en el país.

A comienzos de los años setenta, en el contexto internacional el mundo petrolero vivía unos de los períodos de mayor agitación. En 1973 los Países Árabes decretaron el embargo petrolero a las economías occidentales, y el precio del crudo se elevó dramáticamente. Colombia en esta coyuntura tuvo la oportunidad de incrementar sus exportaciones de hidrocarburos, aunque sus reservas eran limitadas y la actividad exploratoria muy pobre. Pronto el país pasó de exportador de crudo a importador, con las implicaciones económicas que este desbalance, con precios de petróleo muy altos, podía causar.

En estos momentos la industria de la Costa Atlántica consumía Fuel Oil como combustible en sus procesos productivos. Cuando se descubrió el potencial de reservas y producción de Gas Natural en Guajira, estratégicamente se planteó que el Fuel Oil debía dedicarse a la exportación, porque generaría mayores recursos y aportaría al pago del crudo importado, y que el Gas Natural debía dedicarse al consumo interno.

A fin de impulsar esta estrategia, algunas de las políticas para incentivar el consumo del Gas Natural fueron las siguientes<sup>1</sup>:

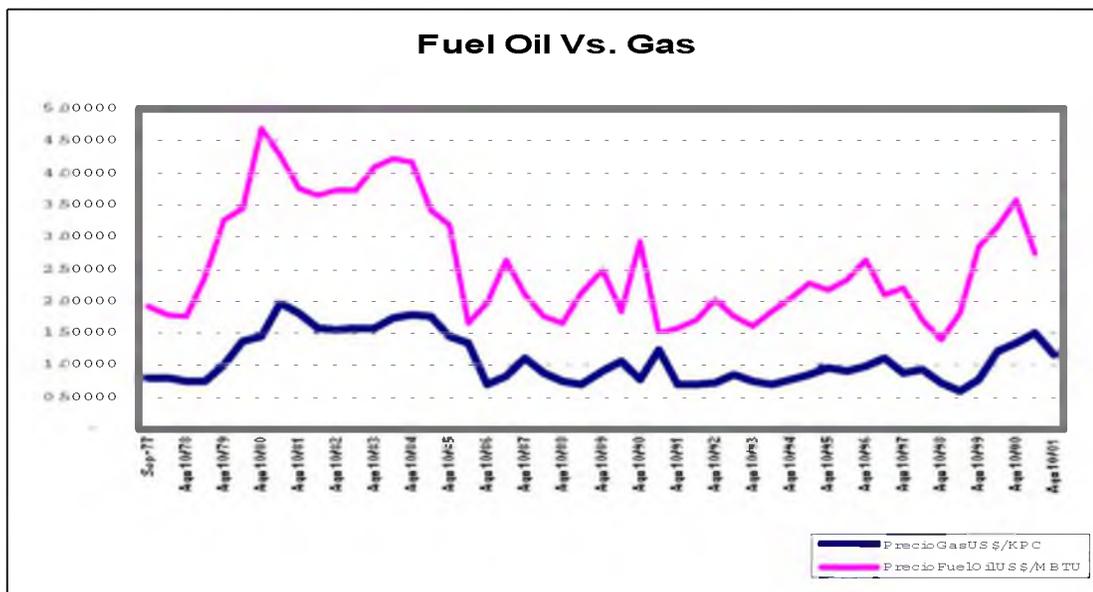
- Definir un Precio del Gas Natural inferior al precio del Fuel Oil.
- Propiciar que el Gas Natural llegara directamente a la industria. Se eliminan costos de inventario asociados con el consumo del Fuel Oil, y se reducen los costos de mantenimiento en equipos y los índices de contaminación con el uso del Gas Natural.
- Se evitan los costos por reducir la exigencia de pagos por anticipado. Lo anterior por que la política de pagos del Fuel Oil exigía pagos anticipados, en tanto que el gas natural se factura normalmente después de su consumo.
- Se estableció una política de financiamiento para la conversión de equipos industriales, a tasas preferenciales y sumas pagaderas con las facturas del gas.

---

<sup>1</sup> Revista Confedegas. No.69. El Gas: Energía Para Vivir Mejor, Junio 2001, Yepes, Luis A.

El Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Petróleos, y con base en los anteriores antecedentes, en Resolución 039 de 1975, fijó los precios del Gas Natural proveniente de la Guajira<sup>2</sup>. El criterio utilizado fue el de Net Back, calculando un precio de gas natural a partir del precio de un sustituto, Fuel Oil de exportación.

Se estableció como mecanismo de indexación un promedio móvil ponderado que variaría en forma proporcional a los precios del Fuel Oil de exportación FOB Cartagena, durante el semestre anterior.



Fuente: ECOPETROL

Nota: Precios están acotados inferiormente con un precio piso de US\$/KPC 0.7, según contratos ECOPETROL.

Mediante Resolución CREG-029 de 1995, incorporada y sustituida por la Resolución CREG-057 de 1996, la Comisión dio a los productores de gas libre de la Costa Atlántica la posibilidad de acogerse a la fórmula tarifaria para los productores del interior del país a partir del 11 de Septiembre de 2000, o que podrían continuar con el régimen vigente<sup>3</sup>.

Posteriormente, en Resolución CREG-023 de 2000 la Comisión mantuvo vigente la metodología de los Precios Máximos Regulados de la Resolución CREG-039 de

<sup>2</sup> Gas natural no asociado proveniente de los yacimientos que explotan conjuntamente la Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos. El contrato de asociación expira el 31 de diciembre de 2004.

<sup>3</sup> Fuentes consultadas en ECOPETROL consideran que esta señal regulatoria fue importante para los inversionistas a pesar de que ninguno se acogió a ésta. Básicamente consistía que la indexación de precios se haría a partir del índice NYMEX. No obstante en Resolución CREG-023 de 2000 esta opción se eliminó.

1975, que aplica a los campos de la Guajira. Se consideró en esa oportunidad mantener estables las condiciones del mercado en la Costa Atlántica, asumiendo que estas habían sido suficientes para el desarrollo del mercado en esta área.

El texto de los Artículos Primero y Segundo de la Resolución CREG-039 de 1975, que fija los precios para el Gas Natural de la Guajira, es el siguiente:

**“Artículo Primero:** *Fijase el precio de US\$ 0.50 por cada mil pies cúbicos, en campo de producción, para el gas natural no asociado proveniente de los yacimientos que explotan conjuntamente Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos, y que se adquiera por la Electrificadora de la Guajira, filial del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, con destino a la generación de esta forma de energía para el servicio público del Departamento de la Guajira”.*

**Nota:** En el momento, la Electrificadora de la Guajira está en liquidación y los precios a que hace referencia este párrafo no aplican.

**“Artículo Segundo:** *Fijase el precio de US\$ 0.80 por cada mil pies cúbicos, en campo de producción, para el gas natural no asociado proveniente de los yacimientos que explotan conjuntamente Texas Petroleum Company y la Empresa Colombiana de Petróleos, que se adquiera para usos distintos del mencionado en el artículo anterior”.*

En el cuadro siguiente se puede observar un ejemplo de la aplicación de la metodología de actualización, para el período entre 10 de agosto de 2001 y 9 de febrero de 2002, que publica ECOPETROL.

MECANISMO DE INDEXACION			
PRECIO DE REFERENCIA DEL GAS NATURAL DE ACUERDO CON LA RESOLUCION 039 DE 1975 PERIODO 10 DE AGOSTO/01 - 9 DE FEBRERO/02			
1) EXPORTACIONES DE FUEL OIL			
Periodo	Volumen (BLS)	Precio US\$/BL	Valor (US\$)
10 - 28 Feb 01	637,632	17.8929	11,409,069
Marzo - 01	1,556,613	18.1972	28,326,009
Abril - 01	1,556,065	19.9246	31,003,911
Mayo - 01	1,935,031	17.7517	34,350,152
Junio - 01	1,756,911	14.9974	26,349,119
Julio - 01	1,318,295	15.9225	20,990,542
1-9 Agosto 01	464,185	15.8136	7,340,424
<b>Totales</b>	<b>9,224,732</b>	<b>17.3197</b>	<b>159,769,226</b>

2) PRECIO PROMEDIO DE REFERENCIA DE EXPORTACION DEL FUEL OIL  
Feb. 10/77 - Ago 09/77 = 11.9098 US\$

3) CALCULO NUEVO PRECIO DEL GAS

$$\frac{0.80 \times 17.3197}{11.9098} = 1.16339$$

Notas:  
(1) Expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y Gas

Formula

$$P_t = (0.80 * F_{0-t-1}) / 11.9098$$

Pt= Precio (US\$/KPC), que será fijado para el semestre (I SEM.: Feb. 10 - Ago. 9, II Sem.: Ago. 10-feb.9)  
F0t-1= Promedio del precio de exportación ponderado por volumen de Fuel - Oil (FOB) Cartagena durante el precedente de seis (6) meses.

FUENTE: ECOPETROL

Sin embargo como estrategia adicional de los productores, para desarrollar el Gas de Guajira, en el contrato de ECOPETROL y Texas Petroleum Company, se incorporaron mecanismos de contratación del tipo Pague lo Contratado (Take or Pay, -TOP-) y precios piso, que apoyaron el desarrollo de gas en esta región del país.

En el Contrato 3357 de compraventa de Texas-ECP a Promigas, firmado en agosto de 1976, con vigencia hasta noviembre de 1987, los mecanismos adoptados fueron los siguientes.

Cantidades en firme y compromisos de compra:

- Hasta noviembre 1978: contrato firme de 100 MPCD, con TOP 70%
- Hasta noviembre 1979: contrato firme de 120 MPCD, con TOP 75%
- En adelante: contrato firme de 200 MPCD, con TOP 80%

Precios a aplicar según Resolución 39 de 1975, con un precio mínimo de 0.70 US\$/KPC.

En la información sobre los precios históricos de la Resolución 39 de 1975, enviada por ECOPETROL, se evidencian varios períodos donde el precio estuvo en 0.70 US\$/KPC. En estos periodos el precio debió ser menor, pero las condiciones del contrato lo mantuvieron en este nivel.

Mediante contrato LEG – 111 del 21 de diciembre de 1984, se prorrogó el contrato anterior por un término de 10 años hasta el 1 de noviembre de 1997. En este contrato Promigas cedió sus derechos y obligaciones a ECOPETROL, conservando el precio mínimo.

Este documento no presenta ninguna modificación al esquema de precios para el gas de Guajira.

## 2.2 Precio actual de Gas natural del Campo de Opón

El campo Opón, que comenzó a operar en 1997, originalmente se valoró con un gran potencial, sin embargo hoy su producción, en el contexto del país, no es significativa.

El precio del gas de Opón se fijó mediante la Resolución CREG-061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía. Esquema que fue adoptado por la CREG, en la Resolución CREG-023 de 2000, Artículo 3.2, así:

*“Para el Gas Natural Libre del campo de Opón se mantiene el Precio Máximo Regulado del que trata la Resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía, que esté vigente.”*

Hasta hace muy poco, los contratos de largo plazo de las termoeléctricas estaban referenciados a este pequeño campo. Por esta razón, se mantuvo la señal regulatoria.

A continuación se exponen los principales apartes de la Resolución CREG-061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía:

**“ARTICULO PRIMERO.-** Fijase un precio de US\$ 2.00 por cada millón de BTU (MMBTU), en boca de pozo, para el gas natural no asociado que se descubra en la Costa Norte y el Valle del Magdalena.

**ARTICULO SEGUNDO.-** Fijase un precio de US\$ 2.20 por cada millón de BTU (MMBTU), en boca de pozo, para el gas natural no asociado que se descubra en la Región Oriental (este de la Cordillera Oriental), Región Pacífica (oeste de la Cordillera Occidental) y en la Región Costa Afuera

**ARTICULO TERCERO.-** Los precios señalados en los artículos primero y segundo de la presente Resolución se modificarán semestralmente, a partir del primero de enero de 1984, de acuerdo con la siguiente fórmula

$$P_i = P_o \times (FO1/FOo)$$

Donde:

*Pi= Precio (US\$/MMBTU) a ser fijado para el semestre*

*Po= Precio (US\$/MMBTU) vigente en el semestre anterior.*

*FO1 = Promedio ponderado del precio de exportación del Fuel Oil de ECOPETROL (FOB Cartagena) durante el semestre inmediatamente anterior al cual se va a establecer el precio.*

*FOo = Promedio ponderado del precio de exportación del Fuel Oil (FOB Cartagena) durante el mismo semestre del año anterior a aquel en que se va a fijar el precio.*

**ARTICULO CUARTO.-** *Fijase para el gas natural asociado que se descubra un precio equivalente al 50% del precio del gas natural no asociado, calculado conforme a lo establecido en los artículos anteriores.*

**ARTICULO QUINTO.-** *Se autoriza el pago en moneda extranjera hasta un máximo del 75% del precio del gas natural no asociado que se procese o utilice en el país y que provenga de yacimientos de campos que se descubran a partir de la vigencia de la presente Resolución.*

**PARÁGRAFO.-** *De acuerdo con las normas vigentes, no habrá lugar al pago en moneda extranjera cuando se trate de gas asociado.*

**ARTICULO SEXTO.-** *Los precios fijados en los artículos anteriores se aplicarán solamente a la producción de gas natural que provenga de yacimientos que se descubran a partir de la vigencia de la presente Resolución, en campos distintos a los actualmente en explotación. “*

Aunque actualmente solo existe un contrato de suministro de gas natural, asociado con el gas de Opón, este aún sirve de referencia para el precio, por lo cual se mantiene esta regulación de carácter general.

### **2.3 Precio Actual de Gas Natural de los campos de Cusiana y Cupiagua**

Para el caso particular de los campos de Cusiana y Cupiagua, el objetivo de la Comisión con la expedición de la Resolución CREG-023 de 2000, fue regular por precios para volúmenes pequeños y medianos de producción, y regular por cantidades cuando se presenten incrementos importantes en el volumen producido, manteniendo en ambos casos un criterio de rentabilidad y eficiencia.

Así, la Resolución CREG-023 de 2000 previó que de no producirse incrementos en la capacidad de tratamiento de Cusiana y Cupiagua (que hoy se sitúa alrededor de 20 MPCD), su precio de venta continuará siendo establecido con base en lo dispuesto en la Resolución 061 de 1983. Es decir máximo un 50 % del precio del gas no asociado, según la misma Resolución. En el presente documento, como se verá posteriormente, se propone eliminar este escalón.

De aumentarse la capacidad de tratamiento de tal manera que supere los 110 MPCD, el precio del gas tratado de Cusiana y Cupiagua se incrementa a US\$1.10 (valor vigente hasta el 1 de enero de 2001, indexado para períodos posteriores). La determinación de este Precio Máximo Regulado se basó en el costo de oportunidad de producción de gas, el cual, en yacimientos de gas asociado, está relacionado con el valor del crudo perdido (Black Oil Losses).

Los principales supuestos y consideraciones metodológicas para la determinación del costo de oportunidad del gas de US\$/KPC 1.1, producido en los campos de Cusiana y Cupiagua son los siguientes:

#### **a) Estimación de pérdidas de crudo**

Tomando como base un supuesto de producción de gas tratado según especificaciones RUT de 100 MPCD, el perfil de pérdidas de crudo utilizado, corresponde al escenario menos optimista, lo que significa el mayor perfil de pérdidas de crudo, más favorable al precio, reportado por ECOPETROL, el cual totaliza 60 millones de barriles de crudo perdido en un periodo de 25 años. Este valor corresponde a 1.5 veces el valor estimado por ECOPETROL, es decir 50% más de las pérdidas esperadas de crudo, con el fin de cubrir en un 95% las eventualidades geológicas que afectan el estimativo de dichas pérdidas de crudo. Con esto se adoptó un criterio bastante conservador para el manejo de los niveles de incertidumbre asociados a este efecto cubriendo de manera amplia cualquier desviación que se pueda presentar en las simulaciones con las que se estimaron las pérdidas de crudo.

Para la valoración de las pérdidas de crudo se tomó un precio de crudo de US\$16/Barril en boca de pozo, que representa alrededor de US\$ 20/Barril en Golfo de México.

Bajo la consideración de producción de gas de Cusiana y Cupiagua durante un período de sólo 15 años y de pérdida de crudo durante 25 años y utilizando una tasa de descuento del 14%, se obtuvo un costo unitario de crudo perdido equivalente a US\$ 0.998 /MBTU. Este criterio debe ajustarse, haciendo coincidir los escenarios de tiempo para la estimación de pérdida de crudo con el tiempo de producción de gas.

#### **b) Tasa de descuento**

Para la determinación de la tasa de descuento se utilizó la siguiente recomendación del estudio de Betancourt y Ramírez:

“Se considera apropiado establecer un margen entre 11 y 14%. Este último valor representa los casos donde, adicionalmente, hay riesgos geológicos asociados con la estimación de reservas y potencial de producción" (Betancourt y Ramírez (1999).

Se escogieron entonces, tasas de descuento del 11% cuando se trataba de establecer la remuneración de costos fijos y del 14% cuando se trataba de costos variables.

### c) Recuperación de líquidos

Se tomó el correspondiente a los residuos del proceso de tratamiento de gas, que de acuerdo con el estudio adelantado por Hernando Gutiérrez y Félix Betancourt (Anexo 5), representaban 2520 barriles diarios de un crudo liviano, los cuales fueron valorados a precio de crudo (US\$16/Barril en boca de pozo).

Para efectos de la valoración del beneficio por recuperación de líquidos fueron considerados el mismo periodo de producción de gas y la misma tasa de descuento utilizadas para la valoración de pérdidas de crudo. De esta forma se obtuvo un beneficio de -0.398 US\$/MBTU.

### d) Costo de facilidades de superficie

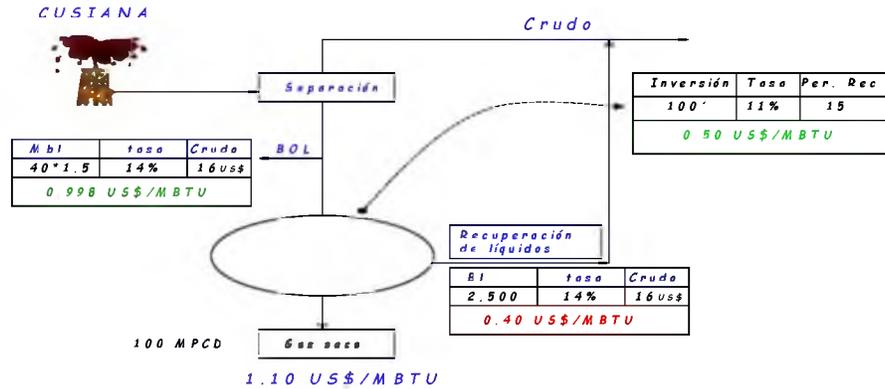
Corresponde al costo del gasoducto Cusiana-El Porvenir, que según la información disponible en ese momento, era necesario para llevar el gas de los campos productores a la planta de tratamiento, para dicha infraestructura se estimó un costo de US\$20 millones. Se supuso un período de remuneración de la inversión de 15 años con tasa de descuento de 11%, con lo cual se obtuvo un costo unitario de US\$0.069/MBTU.

### e) Costos de Planta de Tratamiento

La Planta de tratamiento fue valorada en US\$80 millones y remunerada en un período de 15 años a una tasa de descuento del 11%. Como gastos de AO&M se consideraron gastos anuales equivalentes a un 8% del costo de capital de la Planta de Tratamiento.

Con base en estos supuestos, los valores obtenidos fueron los siguientes:

<b>Costo de Crudo perdido</b>	<b>US\$ 0.998 /MBTU</b>	
<b>Beneficio de Líquidos</b>	<b>-US\$ 0.398 /MBTU</b>	
<b>Costo facilidades de superficie</b>	<b>US\$ 0.069 /MBTU</b>	<b>(incluyendo AO&amp;M)</b>
<b>Costo de tratamiento</b>	<b>US\$ 0.432 /MBTU</b>	<b>(incluyendo AO&amp;M)</b>
<b>COSTO TOTAL</b>	<b>US\$ 1.10 /MBTU</b>	



Teniendo en cuenta los estimativos sobre posibles demandas de gas futuras adicionales a las actuales para el gas de Cusiana, se estableció la liberación de precios cuando la capacidad de tratamiento de gas de los campos de Cusiana y Cupiagua fuera superior a 180 MPCD. Esta cifra corresponde a las siguientes demandas potenciales para el gas de Cusiana: a) 60 MPCD para atender la demanda termoeléctrica del interior del país en condiciones de baja hidrología con posterioridad al año 2003, que no pudiera ser atendida con el gas proveniente de los campos de la Guajira; b) 50 MPCD, para atender nuevas demandas potenciales del interior del país; c) 70 MPCD, que se requerirían para atender eventuales exportaciones de gas a Panamá. Se consideró en su momento que con esta capacidad de tratamiento se aseguraba la oferta suficiente para atender los incrementos de demanda esperados en el mediano plazo.

El resultado final en producción ha sido muy limitado, en principio por el desarrollo del mercado, el interés de los inversionistas y la evolución del campo. Se espera que este proceso se acelere, dada la reactivación económica, el ajuste de la señal regulatoria y la disponibilidad de más gas en los campos, dada la evolución de la producción de crudo y las menores necesidades de reinyección de gas.

## 2.4 Precios de gas en Otros campos - Liberación de precios para campos de producción marginal

Con base en los análisis internos del grupo técnico de la Comisión se consideró en su momento conveniente sustituir el régimen de precios propuestos en la Resolución CREG-055/99, por un régimen de libertad vigilada de precios para el caso de los campos de producción marginal. Es decir se implementó un régimen de libertad vigilada, sobre la base de las siguientes consideraciones.

- Existen condiciones de competencia con otros productores-comercializadores para algunos de los campos (Güepajé, Río Ceibas, Montañuelo)

- El régimen de precios libre puede estimular el incremento de producción marginal de estos campos, que en la situación actual se encuentran en proceso de decaimiento.
- Gran parte de los campos en mención ya tienen en la práctica precios libres (Payoa, Provincia, El Centro, Cantagallo, Llanito, Dina y Apiay) y no se han presentado inconvenientes con dicho régimen.

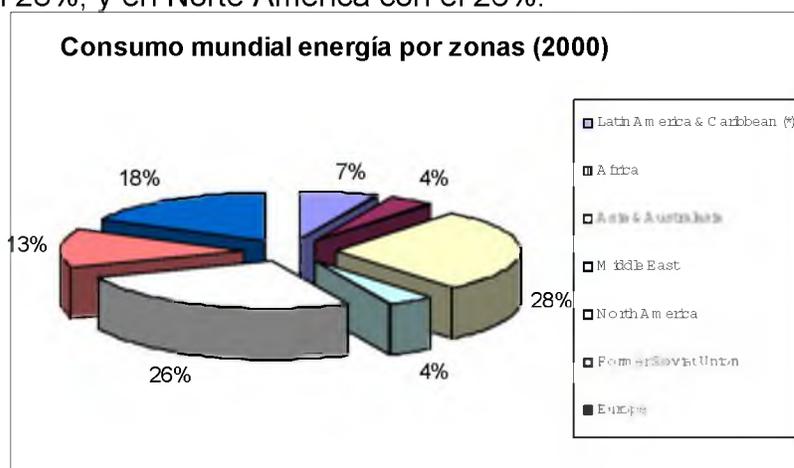
La producción de dichos campos representó en 1998 aproximadamente un 14% de la producción total del país, y sus reservas tan sólo representan un 11% de las reservas totales del país<sup>4</sup>. Desde el punto de vista regulatorio, la propuesta de liberación de precios a estos campos ha sido una oportunidad interesante para observar, a pequeña escala, el comportamiento de algunos productores-comercializadores en condiciones de competencia. Se reitera que el control a la libertad vigilada no se abroga.

### 3. Análisis del Mercado de Gas Natural

#### 3.1 El Gas Natural en el Contexto Mundial

En los últimos veinte años la demanda mundial de gas natural ha crecido con mayor rapidez que la de los otros combustibles fósiles (petróleo y carbón). En el período 1971 – 1991, su tasa anual de crecimiento llegó a 3.3% frente al 2.1% para el carbón y el 1.4% para el petróleo<sup>5</sup>

En el contexto mundial de consumo de energía, el gas natural representa el 21.3%. En el contexto latinoamericano, este valor corresponde al 22.1%. En cuanto al consumo de gas natural por zonas, los mayores consumos se encuentran en Asia y Australia con el 28%, y en Norte América con el 26%.



<sup>4</sup> Ver Anexo 2 del presente Documento

<sup>5</sup> Revista de la CEPAL 68 – Agosto 1999 “El comportamiento de la demanda y las proyecciones del consumo mundial de gas natural”.

### Consumo Mundial Por Zonas (2000)

REGION	TOTAL	(%)
Latin America & Caribbean (*)	4,711.6	7%
Africa	2,773.0	4%
Asia & Australasia	19,523.3	28%
Middle East	2,708.3	4%
North America	17,989.6	26%
Former Soviet Union	8,936.6	13%
Europe	12,078.3	18%
<b>TOTAL</b>	<b>68,720.7</b>	<b>100%</b>

Fuente: OLADE

Los menores consumidores de gas Natural por Zona son África con un 4 % del total mundial, los países del medio oriente con otro 4% y le sigue en tercer lugar, los países de Latinoamérica y del caribe con tan solo un 7%. Así, existe un gran potencial de demanda por desarrollar en el continente.

En cuanto a la distribución de la producción de Gas Natural en el Mundo encontramos:

## PRODUCCIÓN MUNDIAL DE GAS NATURAL 2000 ( GPCD )

Regiones	1995	1996	1997	1998	1999	2000*	Variación 00/99%
MEDIO ORIENTE	13,4	12,8	13,3	13,6	12,9	13,0	0,8
EUROPA ORIENTAL Y C.E.I.	63,8	73,8	68,5	70,9	69,0	68,8	-0,3
NORTE AMERICA	66,2	72,6	72,2	72,8	72,4	74,4	2,8
AMERICA LATINA	10,3	11,4	11,9	12,6	12,9	13,1	1,6
AFRICA	8,2	8,1	8,4	8,2	8,3	9,0	8,4
EUROPA OCCIDENTAL	23,5	26,2	26,5	25,8	26,9	27,9	3,7
LEJANO ORIENTE	19,6	21,2	21,8	22,5	22,8	25,0	9,6
<b>TOTAL</b>	<b>205,0</b>	<b>226,1</b>	<b>222,6</b>	<b>226,4</b>	<b>225,2</b>	<b>231,2</b>	<b>2,66</b>
COLOMBIA( Suministro)	0,43	0,45	0,62	0,66	0,50	0,62	
* Producción promedio diaria a diciembre de 2000							
Fuentes							
OIL & GAS JOURNAL, 03/ 12/ 2001. Vol. 99-11							
ECCOPETROL, Dirección de Planeación Corporativa							

La producción mundial de Gas natural en el 2000 alcanzó un valor de 231.2 GPCD con un crecimiento global de 2,66 % respecto al año anterior. Los mayores porcentajes de producción de gas natural en el 2000 están en Norte América, con el 31.17% y en Europa Oriental y Occidental con el 29.75%.

Latinoamérica produjo un 1.6% del total mundial de gas natural, del cual Colombia solo contribuyó en un 4.7% del mismo.

### 3.2 Gas Natural Licuado (LNG)<sup>6</sup>

Otra posibilidad comercial para el gas natural, aun sin explorar significativamente en América Latina, la representa el LNG, donde las mayores exportaciones de LNG son desde Trinidad y Tobago, destinadas a Estados Unidos, Puerto Rico y España. Estados Unidos importa un volumen pequeño desde Katar.

El mercado europeo es abastecido principalmente desde Argelia y Nigeria, y en menor grado, desde Libia, Emiratos Árabes, Katar y Omán.

<sup>6</sup> Gas Natural, principalmente metano, que se licua reduciendo su temperatura a -260 ° F a presión atmosférica

El mercado Asiático (Japón y Corea del Sur) es atendido por Australia, Estados Unidos, Indonesia y los Países Árabes.

El único país de Latinoamérica que consume LNG es Puerto Rico con 12.33 BCF, suministrado por Trinidad y Tobago.

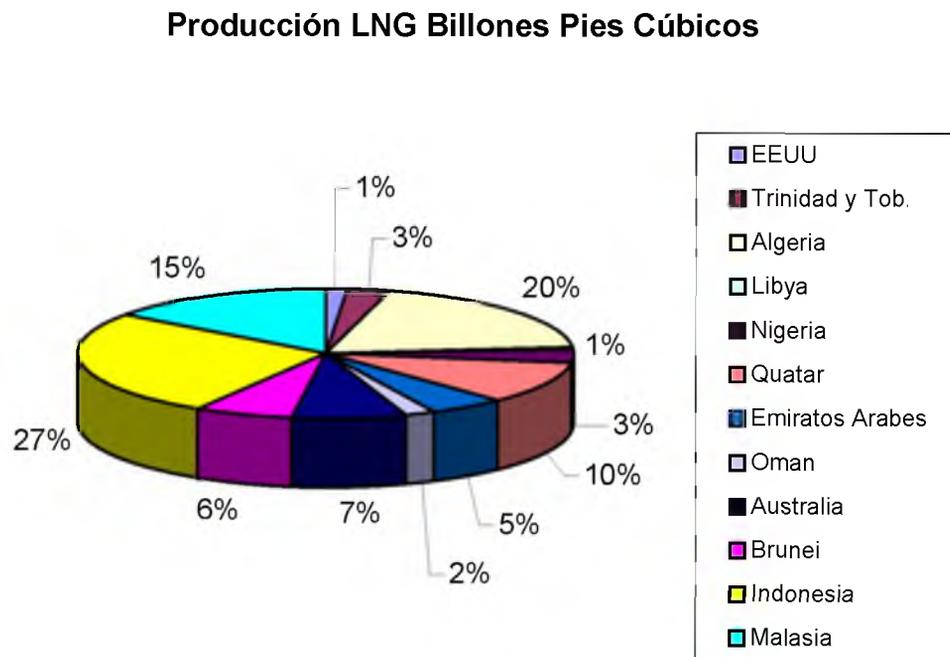
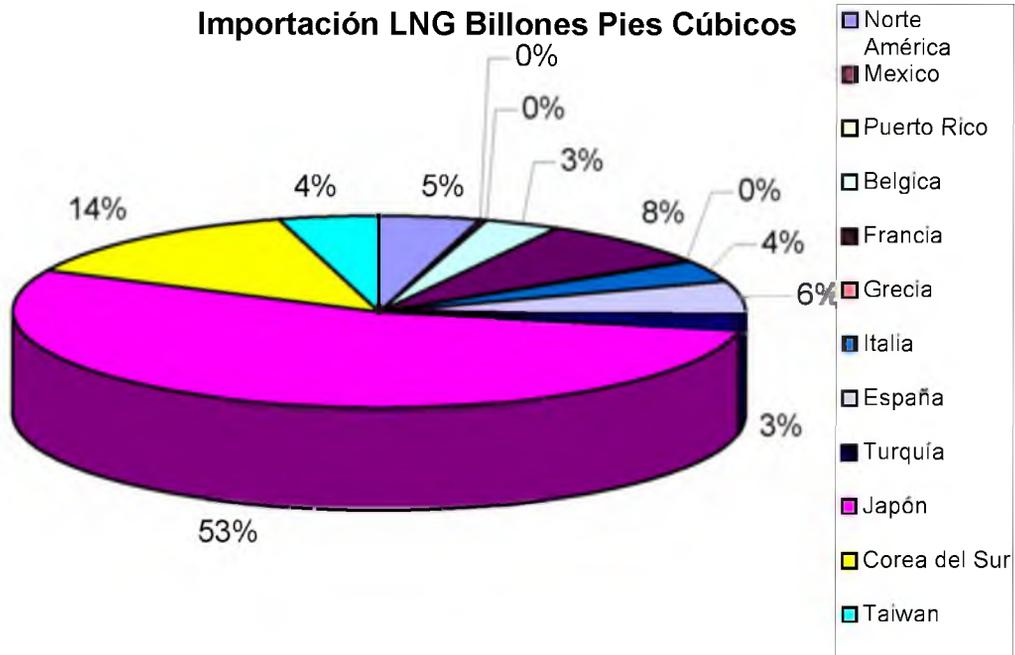
## World LNG Imports by Origin, 2000 (Billion Cubic Feet)

	ORIGIN												
	United States	Trinidad and Tobago	Algeria	Libya	Nigeria	Qatar	United Arab Emirates	Oman	Australia	Brunei	Indonesia	Malaysia	Total Imports
<b>IMPORTERS</b>													
<b>North America</b>	0.42	98.95	46.95		12.65	46.06	2.73	10.00	5.95		2.76		226.46
United States		98.95	46.95		12.65	46.06	2.73	10.00	5.95		2.76		226.04
Mexico <sup>1</sup>	0.42												0.42
<b>Central/South America</b>		12.33											12.33
Puerto Rico		12.33											12.33
<b>Western Europe</b>		29.45	903.99	27.37	148.89	28.46	4.84	7.06					1150.07
Belgium			162.63										162.63
France			365.12		8.83	2.83							376.78
Greece			17.90										17.90
Italy			99.31		77.76	1.41							178.48
Spain		29.45	139.67	27.37	59.47	4.17	4.84	7.06					272.03
Turkey			119.36		2.83	20.06							142.25
<b>Asia/Oceania</b>	65.61					442.04	241.80	76.28	361.94	319.25	1297.29	739.97	3544.17
Japan	65.61					291.35	230.61	2.83	359.47	282.38	886.09	538.66	2656.99
South Korea						150.69	11.19	73.46	2.47	36.87	282.41	112.30	669.40
Taiwan											128.78	89.01	217.79
<b>Apparent Exports</b>	66.03	140.73	950.94	27.37	161.54	516.56	249.36	93.34	367.89	319.25	1300.05	739.97	4933.03

<sup>1</sup> Imports to Mexico from the United States are delivered by truck.

Sources: Imports to the United States and Imports to Japan and Mexico from the United States: Energy Information Administration, *Natural Gas Monthly* (November 2001). Taiwan

Last Updated on 12/7/2001



### 3.3 Perspectiva del Gas Natural en Latinoamérica

En 2000, las reservas de gas natural en Latinoamérica llegaron a 249,4 TPC. Este valor representa un 5.2% del total de las reservas mundiales, mientras que en la producción, como ya se dijo, solo aporta un 5.7%

El importante incremento de las reservas en la región, principalmente durante 1999, se explica por los recientes descubrimientos de Gas Natural en Bolivia. Las reservas actuales de este país están en 18,3 TPC<sup>3</sup>.

Del total de las reservas en la región, los países con mayor aporte son Venezuela (50%), México (24%), Argentina (8.4%) y Bolivia (4.4%), Colombia 2.47%.

La producción de gas natural de América Latina y el Caribe correspondió al 5.7%

#### Gas Natural 2000

COUNTRY	PROVEN RESERVES 10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup>	PRODUCTION 10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup>	R / P Years
ARGENTINA	729.0	44,870.0	16.2
BARBADOS	0.2	37.9	5.3
BOLIVIA	675.1	3,848.9	175.4
BRAZIL	221.4	12,058.2	18.4
COLOMBIA	204.0	8,079.6	25.2
COSTA RICA	0.0	0.0	
CUBA	0.0	574.1	0.0
CHILE	45.0	4,783.1	9.4
ECUADOR	28.6	378.5	75.6
EL SALVADOR	0.0	0.0	
GRENADA	0.0	0.0	
GUATEMALA	0.6	3,298.5	0.2
GUYANA	0.0	0.0	
HAITI	0.0	0.0	
	0.0	0.0	
JAMAICA	0.0	0.0	
MEXICO	2,000.0	62,255.0	32.1
NICARAGUA	0.0	0.0	
PANAMA	0.0	0.0	
PARAGUAY	0.0	0.0	
PERU	246.0	1,872.0	131.4
DOMINICAN REP.	0.0	0.0	
SURINAME	0.0	0.0	
TOB.	664.1	15,525.0	42.8
URUGUAY	0.0	0.0	
VENEZUELA	4,148.0	39,546.0	104.9
REGIONAL TOTAL	8,962.0	197,126.8	45.0

Fuente: O la de

(119 MTOE<sup>7</sup>), de la producción mundial y alcanzó en el 2000 a 13.1 GPCD, que representa para la región un incremento del 1.6 % respecto a 1.999. El mayor incremento anual se encuentra en Bolivia, con una tasa de crecimiento del 30% en producción durante el período 1999 – 2000.

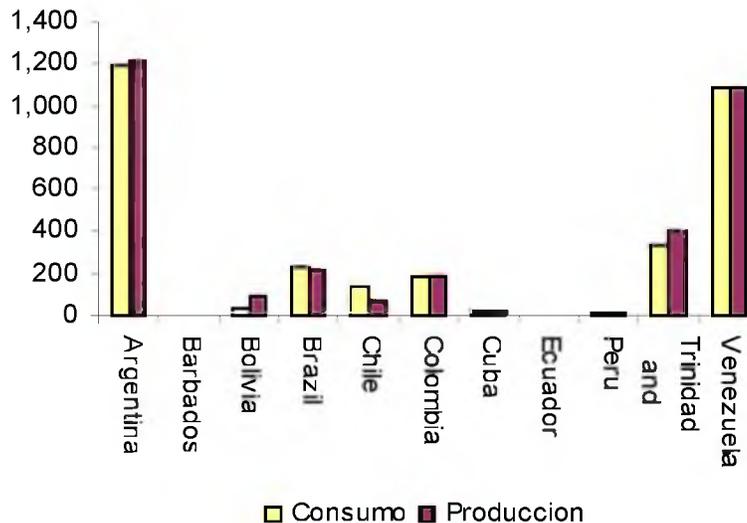
En cuanto a las mayores producciones en la región, México tiene el 27.10% (32.3 MTOE), Venezuela el 20.55% (24.5 MTOE) y Trinidad y Tobago el 9.48 % (11.3 MTOE). La producción de Colombia representa el 4.45% (5.3 MTOE) de la producción de América Latina.

A nivel mundial las mayores participaciones en producción de gas se encuentran en Estados Unidos con el 22.9% (500 MTOE) y la Federación Rusa con el 22.5% (490.5 MTOE)

La EIA/2001, proyecta que Latinoamérica incrementará su participación en el total mundial. Varios desarrollos se vienen adelantando en el MERCOSUR, específicamente en interconexiones internacionales.

La siguiente gráfica presenta el consumo y la producción para cada uno de los países de Centro y Sur América:

**Consumo y producción de Gas Natural Centro Y sur America (Billion Cubic Feet) 2000**



Fuente EIA

<sup>7</sup> millions tonnes oil equivalent

En la gráfica anterior se evidencia una tendencia a cubrir la demanda con producción interna. Esto advierte posiblemente una limitante para el desarrollo de estos mercados, es así que países como Argentina, Colombia, Cuba, Trinidad y Tobago, y Venezuela cubren su demanda con producción interna (Argentina la completa con importaciones aunque también exporta); mientras que solo Bolivia y Trinidad y Tobago<sup>8</sup> tienen excedentes de producción. Brasil tiene un déficit entre consumo interno y producción.

En Latinoamérica, gran parte del incremento en la demanda futura de gas natural está asociado con la demanda de Brasil. En el corto plazo está proyectada la construcción de una nueva línea que conecta Brasil y Bolivia, para incrementar las importaciones de Brasil desde este País. Adicionalmente, se concretó la primera exportación de gas natural argentino al Brasil, proveniente del mayor yacimiento argentino, el neuquino de Loma de la Lata, que circuló por el gasoducto transfronterizo Paraná-Uruguaiana, Brasil. Brasil viene realizando múltiples acciones tendientes a incrementar la participación progresiva del gas natural en la matriz energética para alcanzar la meta de un 12% en el 2010

Tanto en Barbados, Ecuador y Perú, la producción y consumo son menores. Sin embargo en Perú está en desarrollo el campo de Camisea, uno de los eventos de mayor trascendencia en la explotación de gas natural en Latinoamérica.

La Shell, en los años 1983 – 1987 descubrió los yacimientos del gas de Camisea (áreas de San Martín y Cashiri en el Cusco) a 500 km de la ciudad de Lima. El yacimiento se ha clasificado como de gas condensado retrógrado, con empuje de un acuífero del cual no se conoce la extensión.

El siguiente cuadro muestra las reservas probadas de hidrocarburos en los campos de Camisea<sup>9</sup>:

---

<sup>8</sup> En Trinidad y Tobago la empresa BPAmoco Trinidad Exploration anunció el descubrimiento de dos nuevos campos durante el año 2000, Red Mango y Manakin, con reservas estimadas de 5 billones (1012) de pies cúbicos, lo que garantiza los proyectos de aprovechamiento del gas que se vienen dando desde mediados de 1999 cuando inició sus operaciones la primera planta de gas natural licuado (GNL) en el hemisferio occidental, con una capacidad de 3 Mt/año. Fuente: Olade.

<sup>9</sup> El Gas de Camisea, la reserva de Perú. [www.MundoEnergia.com](http://www.MundoEnergia.com)

**Rervas de gas probadas en la zona de Camisea (Perú)**

<b>Estructuras</b>	<b>Gas (Tcf)</b>	<b>Líquidos (MMBIs)</b>
Area de Cashirari	5.4	330
Area de San Martín	3.3	215
<b>Total</b>	<b>8.7</b>	<b>545</b>

Fuente: Ministerio de Energía y Minas de Perú, PETROPERU

México analiza la posibilidad de importar gas natural en cantidades de 270 MPCD. Para los próximos tres años, es posible que se incremente esta importación hasta llegar a más de 900 MPCD

La siguiente gráfica presenta la red de gasoductos existente y proyectados en el cono sur.

Figure 45. Major International Natural Gas Pipelines in South America



Source: Adapted from "South America: A Flair for Gas," *Petroleum Economist*, Vol. 67, No. 6 (May 2000), pp. 30-34.

## RESERVAS DE GAS NATURAL EN AMÉRICA LATINA 2000 ( TPC )

Países	1995	1996	1997	1998	1999	2000*	Variación 00/99 %
VENEZUELA	139,9	141,6	143,1	142,5	142,5	146,8	3,0
MÉXICO	68,4	67,7	63,9	63,5	30,0	30,4	1,3
BRASIL	5,2	5,4	5,6	8,0	8,0	8,2	2,4
COLOMBIA	7,6	7,7	6,9	6,9	6,6	6,9	5,1
ECUADOR	3,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	0,0
ARGENTINA	18,6	21,9	24,3	24,1	24,2	26,4	9,2
BOLIVIA	4,5	4,5	4,6	4,3	4,3	18,3	321,7
PERÚ	7,0	7,0	7,0	7,0	9,0	8,7	-3,3
TOTAL	255,0	259,5	259,1	260,1	228,3	249,4	9,2
<b>VARIACION ANUAL %</b>	3,6	1,8	-0,2	0,4	-12,2	9,2	

\* Reservas estimadas a diciembre de 2000 - El valor de dichas reservas corresponde a estimadas probadas y excluye las probables y posibles.

Fuentes:  
OIL & GAS JOURNAL, 12 / 18 / 2000. Vol. 98 - 51  
ECOPETROL, Dirección de Planeación Corporativa

**Comportamientos**  
Para América Latina, también hubo recuperación de sus reservas de Gas Natural, comparado con el año anterior el cual el significativo decremento se justificaba por la desaceleración de la economía y los precios del crudo que desestimulaban la inversión en cualquier proyecto de desarrollo energético. De nuevo Bolivia sorprendió con el incremento en más de cuatro veces del valor estimado inicial al valor aproximado de sus reservas de Gas Natural, siendo este incremento el 65,4 % del total de los nuevos hallazgos; el otro valor significativo lo tiene Venezuela con el 20 %.

**Perspectivas**  
Como con el petróleo, los países de la zona, continuarán con su programa de exploración, explotación y comercialización de este producto que resulta ser una alternativa excelente. Algunos países vienen trabajando intensamente con sus reservas, mientras que otros aun deben definir sus marcos legales para su aprovechamiento. Tanto México como Brasil, seguirán trabajando en el área marítima.

Si bien las reservas de Colombia no son las mayores de Latinoamérica, si ofrecen potenciales desarrollos importantes.

Es importante resaltar que los esquemas institucionales, regulatorios y de contratos son diferentes entre los países de Latinoamérica; pasando por regímenes de participación privada, monopolios estatales y contratos de Concesión y/o Asociación

### 3.4 El mercado de gas natural en Colombia

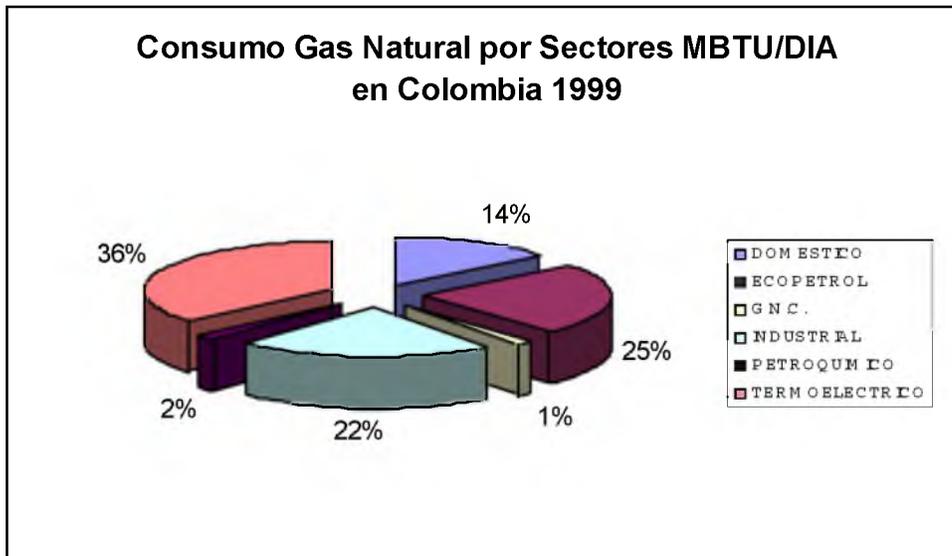
Se advierte que el mercado de gas natural colombiano no alcanza aún un desarrollo consecuente con su potencial, en el contexto latinoamericano, un posible dinamizador para la exploración, producción y comercialización de gas natural en Colombia lo puede constituir la ampliación del mercado colombiano hacia el internacional y no solo el doméstico.

Es importante resaltar que adicionalmente, un desarrollo de exportaciones contribuiría a mejorar la confiabilidad y calidad de suministro interno dado que: a) En la medida en que se aumente la demanda se incentiva la exploración, y b) con el

consecuente aumento de producción se puede desarrollar el mercado y la comercialización, promoviendo las opciones de competencia.

Los datos de consumo de gas evidencian que el impulsor de la demanda de gas natural en el país, en los últimos años es el sector termoeléctrico. Este representa una proporción de la demanda de ceca de 36%, sin embargo los contratos que respaldan dichos consumos representan un compromiso de suministro mucho mayor.

En el caso de ECOPETROL, el consumo esencialmente está destinado a refinación, sin embargo cerca del 50% de este consumo puede ser sustituido por las refinerías para ser destinado a otros usos en casos de necesidad, por periodos de varios meses.

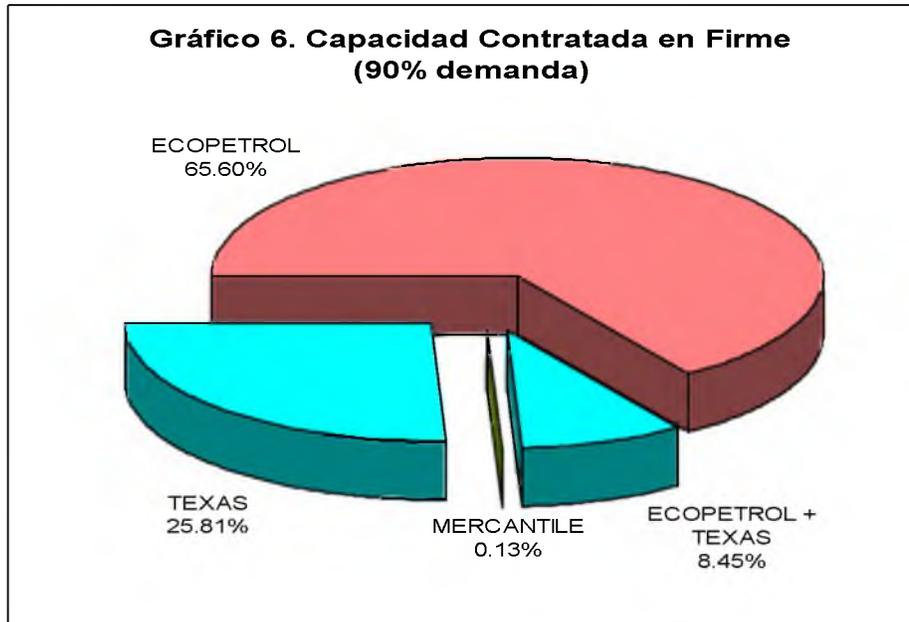


El otro sector importante de consumo es el sector residencial, que representa cerca del 14 % del total del país.

### Producción-Comercialización

El siguiente gráfico muestra la participación de Productores-comercializadores en el mercado nacional. Dicha participación corresponde aproximadamente al 90% de la demanda de capacidad contratada en firme. El 10% restante está en proceso de negociación con ECOPETROL o ya existe acuerdo verbal. Del gráfico se pueden observar dos hechos: i) actualmente sólo ECOPETROL, TEXAS y MERCANTILE comercializan gas, lo cual es un número muy reducido de Productores-comercializadores si se tiene en cuenta que hay 12 Productores de gas en el país y; ii) hay una alta concentración del mercado por parte de ECOPETROL.

Los anteriores hechos son una consecuencia directa de la figura de "Comercialización Conjunta" realizada por ECOPETROL y sus asociados. De persistir la anterior situación y/o al no producirse la entrada de nuevos productores con nuevos hallazgos, a partir del 31 de Diciembre de 2004 ECOPETROL tendría una participación de 99% del mercado. Lo anterior dado que para dicha fecha TEXAS entrega su participación (campos de la Guajira) a ECOPETROL al terminar el contrato de Asociación.



La disposición regulatoria que prohíbe la comercialización conjunta es uno de los mecanismos previstos para mitigar la concentración de la comercialización por parte de un solo productor. Como se ilustró anteriormente, dicha disposición no se ha cumplido por parte de los productores comercializadores. No obstante, para exigir el estricto cumplimiento de dicha disposición se considera necesario reglamentar los aspectos operativas y comerciales (Ej. desbalances, acceso a facilidades de tratamiento, etc.) relacionados con la comercialización independiente de gas natural producido en asociación.

## 4. Régimen de Exportaciones

### 4.1 Antecedentes y análisis

A continuación se presenta un análisis de los marcos regulatorios y legales aplicables a la exportación de gas natural en algunos países de América latina.

## México<sup>10</sup>

El régimen aplicable a la exportación de gas en México es de libertad sin previa autorización según la reglamentación emanada de Comisión de Regulación de Energía –CRE- México

## Argentina

Se autoriza automáticamente la exportación de gas cuando se da alguna de las siguientes condiciones:

- a) El índice de reposición de las reservas de gas natural (IR), sea mayor o igual a CERO (0).
- b) La relación entre (i) las reservas de gas natural al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior a la fecha en que se presenten las solicitudes de autorización de exportación y (ii) la producción total de gas natural del país, excluyendo los volúmenes reinyectados, del año inmediato anterior a la fecha en que se presente la solicitud de autorización de exportación, sea igual o mayor a doce (12).

El índice (IR) se calcula como  $IR = R_f - R_i$  donde:

IR = Índice de reposición de reservas de gas natural vigente al momento de presentación de la autorización.

$R_f$  = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del último año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1º de junio de cada año o del anteúltimo año anterior, si se realiza antes del 1º de junio de cada año.

$R_i$  = reservas de gas natural totales del país al 31 de diciembre del sexto año anterior al de la presentación, si la misma se realiza a partir del 1º de junio de cada año o del séptimo año anterior, si se realiza antes del 1º de junio de cada año.

Para el cálculo de las reservas de gas natural totales se sumarán el 100% de las reservas comprobadas y el 50% de las reservas probables.

## Colombia

A continuación se describe la regulación aplicable a las exportaciones de gas en Colombia así como un recuento del proyecto de Ley presentado en el año 1999 en el Congreso de la República y su evolución, el cual tenía planteado inicialmente como objetivo la prohibición de exportación de gas.

---

<sup>10</sup> Tomado de [www.gas.pemex.com](http://www.gas.pemex.com)

A finales del año 1999 fue presentado en el Congreso de la República el proyecto de Ley titulado *“Por el cual se prohíbe las exportaciones de gas natural colombiano”*, el cual estaba contenido en dos Artículos. El primer Artículo señalaba la prohibición condicionada para la Nación de vender para exportaciones el gas natural del territorio, y para el efecto contrario estipulaba los siguientes requisitos:

- a. “Que esté cubierto el servicio público de gas natural domiciliario en un 85% de la totalidad de los hogares del país;
- b. Que las reservas de gas natural probadas técnicamente en el país, garanticen su consumo interno durante 70 años al menos.”

Dentro de las razones que motivaban el proyecto, mencionadas en la Gaceta de publicación No. 562 de 1999, por las cuales el congresista que presentó el proyecto justificaba el debate y aprobación de esta prohibición se encontraban:

- Que antes de la posible exportación de gas natural, se garantizará el abastecimiento del servicio a todos los habitantes del territorio colombiano.
- Que antes de las exportaciones de gas natural se debe garantizar que los habitantes del territorio colombiano no tengan la necesidad de utilizar combustibles como el cocinol o el gas propano para el uso doméstico.
- Que la Ley serviría para la reglamentación de la actividad de exportación de gas natural colombiano.

El proyecto de Ley surtió su trámite ante el Senado, siendo aprobado en los dos debates respectivos, convirtiéndose en un proyecto cuya finalidad era promover las exportaciones. Los aspectos predominantes de estos debates se centraron en el cambio del título del proyecto por: *“Por el cual se adopta una política nacional de promoción de exportaciones de gas natural y se dictan otras exportaciones”*, y en incluir varias modificaciones y adiciones al texto original. Estos cambios anotaban la importancia del establecimiento de un mercado internacional competitivo, destacando la relevancia del recurso a nivel mundial y elevando su carácter a un asunto de interés nacional, buscando un equilibrio producción/reservas, y otorgando mayores incentivos para la exploración del recurso.

Adicionalmente se incluyó una propuesta nueva sobre la liberación de los precios internos del gas natural.

Por su parte en la Cámara de Representantes el proyecto de Ley se debatió en sus dos instancias.

En los debates surtidos en la Cámara se realizaron nuevas modificaciones como la implementación de principios generales de promoción de la libre competencia, neutralidad y control de abuso de posición dominante y se profundizó en el tema de la desregulación de los precios del gas natural en boca de pozo y el aumento en la oferta competitiva dentro del sector. Este proyecto no terminó su trámite dentro de

las legislaturas previstas constitucionalmente, razón por la cual debió ser archivado en Julio 9 de 2001.

Es evidente que la discusión y divulgación de este proyecto, generada por el deseo de liberar los precios de un monopolio, cuya consecuencia evidente era extraer la mayor renta posible, causó traumatismos y demoras en la regulación y en el desarrollo del sector mismo, ya que generó señales de inestabilidad y amenazas a la institucionalidad.

Sin embargo es importante anotar, que ya existía un marco regulatorio sobre el tema. Así en materia de interconexiones internacionales y exportaciones de gas natural las disposiciones aplicables son las contenidas en la Resolución CREG-017 de 2000 en la cual se establece que:

**“ARTICULO 5o. PROHIBICIÓN DE EXPORTACIONES DE GAS NATURAL.** De conformidad con lo establecido en la Ley 142 de 1994, Artículo 23 que faculta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas para prohibir que se facilite a usuarios en el exterior el gas natural, cuando haya usuarios en Colombia a quienes exista la posibilidad física y financiera de atender, pero cuya demanda no hubiese sido satisfecha a las tarifas que resulten de las fórmulas aprobadas por la CREG; y con el fin de garantizar una oferta energética eficiente en el país, de acuerdo con el Artículo 74 de la misma Ley, se prohibirá la exportación de gas natural, si se presenta cualquiera de las siguientes condiciones:

a) Por existir reservas insuficientes de gas natural;

b) Por existir restricciones transitorias de suministro y/o transporte de gas natural;

Cuando existan manifestaciones de solicitudes de suministro de gas natural no atendidas, se aplicará lo dispuesto en el Artículo 8° de la presente Resolución.

Para verificar la existencia de cualquiera de las condiciones señaladas en este Artículo se aplicarán las reglas establecidas en los siguientes Artículos de esta Resolución.

**PARÁGRAFO.** La prohibición de suministro de gas a usuarios en el exterior se revocará cuando se supere la condición que originó la prohibición, siempre y cuando no se presente alguna de las condiciones establecidas en los literales a) y b) del presente Artículo.

**ARTÍCULO 6o. RESERVAS INSUFICIENTES DE GAS NATURAL.** Se entenderá que existen reservas insuficientes de gas natural producido en Colombia para exportar, cuando el Factor R/P sea inferior a seis (6) años.

$$\text{Factor R/P} = \frac{\text{Reservas Probadas Remanentes}}{\text{Producción Total Nacional}}$$

De conformidad con lo establecido en el Art. 67.7 de la Ley 142 de 1994 y demás funciones atribuidas por la Ley, el Factor R/P será calculado anualmente por el Ministerio de Minas y Energía, el 31 de Enero de cada año. Para realizar dicho cálculo se utilizará la Producción Total Nacional de gas del año calendario inmediatamente anterior y las Reservas Probadas Remanentes a 31 de Diciembre de dicho año.

*Si el resultado del Factor R/P es menor a seis (6) años, queda prohibida la exportación de gas natural. Dicha prohibición cubrirá la cantidad de gas total exportada por todos los Agentes Exportadores.”*

#### 4.1 Propuesta en materia de exportaciones

Cabe resaltar que hasta el momento se han dado señales necesarias para el desarrollo de este mercado, como la liberación de precios para el gas de exportación y para nuevos campos. No obstante, se necesita avanzar más en este sentido y ajustar la regulación, aplicable al racionamiento por déficit de gas, que incentive su desarrollo, disminuyendo la incertidumbre sobre la ejecución de estos contratos para el mercado externo. Específicamente se puede aplicar un criterio que no establezca distinción en los potenciales racionamientos sobre la demanda de exportación y la demanda doméstica, y aclarar el alcance de esta medida, para incluir la producción de LNG dentro de esta limitación.

Analizadas las reservas de Gas Natural actuales, cuadro siguiente, y considerando que la relación R/P en el 2001 fue de 20.67, se realiza la propuesta siguiente.

#### ECOPETROL OPERACION ASOCIADA RESERVAS DE GAS A DIC 31/2001 - GPCS

	PROBADO			Vendido 2,001	PROBADO	
	Desarrollado Comercializado Remanente 2,000	No Desarrollado (en comercialización) Remanente 2,000	Total Remanente 2,000		Desarrollado Comercializado Remanente 2,001	No Desarrollado (en comercialización) Remanente 2,001
Satal Tauram R Chit	160.60	1,500.00	1,660.60	5.60	155.00	1,679.00
Pedemonte - Recetor	0.00	0.00	0.00	0.00		
	<b>160.60</b>	<b>1,500.00</b>	<b>1,660.60</b>	<b>5.60</b>	<b>155.00</b>	<b>1,679.00</b>
Casanare	18.00	10.40	28.40		14.00	
Guepaje	15.10		15.10	3.77	8.48	
	<b>33.10</b>	<b>10.40</b>	<b>43.50</b>	<b>3.77</b>	<b>22.48</b>	<b>0.00</b>
Caguan	12.47	1.06	13.53	4.74	8.81	0.99
Las Monas	46.47		46.47	7.52	58.20	
Opón	8.99		8.99	4.34	11.81	
Palermo	0.00		0.00			
Puli	0.00		0.00			
San Luis	8.92		8.92	2.20	6.72	
Arjona	0.00		0.00			
Guajira	1,863.32	791.12	2,654.44	177.11	1,700.21	777.12
	<b>1,940.17</b>	<b>792.18</b>	<b>2,732.35</b>	<b>195.91</b>	<b>1,785.75</b>	<b>778.11</b>
<b>Total</b>	<b>2,133.87</b>	<b>2,302.58</b>	<b>4,436.45</b>	<b>205.28</b>	<b>1,963.23</b>	<b>2,457.11</b>

Fuente: Ecopetrol

En el momento, cuando la relación R/P es inferior a 6 años se considera regulatoriamente que las reservas de gas natural son insuficientes en el país, y queda prohibida la exportación de gas natural.

Se recomienda modificar esta disposición, permitiendo que en el evento en que el factor R/P sea inferior a 6 años se pueda continuar cumpliendo los contratos de exportación existentes, imponiendo restricción únicamente a la firma de nuevos contratos o a la ampliación de los existentes, dando tratamiento simétrico, en las restricciones de suministro, a los consumos en el exterior y a los consumos internos.

El racionamiento a aplicar sobre las exportaciones ya comprometidas en contratos, bajo las anteriores condiciones, cumpliría reglas claras iguales al resto de la demanda nacional. La regulación pertinente se propondrá cuando sea el Decreto que sobre el tema esta preparando el Ministerio de Minas y Energía.

## **5. Consulta mediante Resolución CREG-096 y CREG-123 de 2001**

La Comisión consideró que, transcurrido más de un año de expedida la Resolución CREG-023 de 2000, podría existir nueva información para la determinación de los Precios Máximos Regulados de los campos de Cusiana y Cupiagua. Por lo anterior, y con el objeto de asegurar un nivel de precios que permita incrementar la producción de gas en los campos de Cusiana y Cupiagua, encontró conveniente presentar a la industria la información y los supuestos utilizados. Así, aprobó una consulta que fue realizada mediante la Resolución CREG-096 de 2001. El plazo establecido, de 3 meses, fue prorrogado por solicitud directa de ECOPETROL y sus asociados. Mediante la Resolución CREG-123 de 2001, con el fin de que dichas empresas allegaran a la Comisión los resultados de los estudios que en ese momento adelantaban, con participación de consultores internacionales, se extendió dicho plazo hasta Diciembre 4 de 2001.

A continuación se presenta un análisis de los comentarios y estudios remitidos por los productores de gas y algunas empresas de generación.

### **5.1 Análisis respuesta Resolución CREG-096 y 123 de 2001**

En respuesta a la consulta realizada mediante la Resolución CREG-096 y CREG-123 de 2001, se obtuvo información proveniente de las siguientes empresas:

- ECOPETROL y asociados (Tepma, Triton, Bp)
- Gases del Caribe
- Isagen
- Empresas Públicas de Medellín
- Merilectrica

Los estudios y recomendaciones realizados por cada una de las anteriores empresas se analizan a continuación.

## **5.2 ECOPETROL, TEPMA, TRITON, y BP**

### **Comentarios Generales:**

- Manifiestan haber identificado “diferencias materiales” con algunos criterios utilizados por la CREG para la determinación del precio máximo de gas para los campos de Cusiana-Cupiagua, sin embargo no precisan cuáles son.
- Contrataron estudios pertinentes para suministrar información adicional en temas técnicos, económicos y de mercado.
- Enfatizan en la alta incertidumbre de los resultados y por lo tanto proponen considerar no solo costos sino condiciones de mercado, sin generar subsidios.

### **Estudio de mercado y demanda esperada:**

Consideraciones del estudio de mercado realizado por CO-SENIT SA, ESTUDIOS ENERGÉTICOS Y ECONÓMICA CONSULTORES:

A continuación se resumen los objetivos y resultados del estudio.

#### **Objetivos**

1. Analizar la competitividad del gas de Cusiana y Cupiagua frente a sustitutos.
2. Analizar la posición del gas de Cusiana y Cupiagua frente al gas de Guajira.
3. Analizar la disponibilidad a pagar de los grandes consumidores por el gas de Cusiana y Cupiagua.
4. Evaluar el mercado de los hidrocarburos líquidos derivados del tratamiento del gas natural

#### **Resultados**

- Necesidad en el mercado de interior del país de contar con el gas de Cusiana y Cupiagua en el año 2003, debido fundamentalmente al esquema de asignación de prioridades y a la posible aparición de un fenómeno “Niño”.
- Demanda estimada en volumen de 100 MPCD a 130 MPCD de gas natural a principios del 2004.
- Capacidad técnica recomendada, escenario base ventas de gas, de 100 MPCD.
- Demanda residencial, comercial e industrial entre 2001 y el 2015:

- La demanda residencial es inelástica y su incremento depende de la gestión comercial de las distribuidoras: 35.8 MPCD a 91.3 MPCD.
- Demanda comercial: 5 MPCD a 10 MPCD
- Demanda industrial: elasticidad alta (interior del país) en función de precios de sustitutos, tarifas de distribución y transporte: 50 MPCD a 250 MPCD (1.25 US\$/kpc) o 100 MPCD (2.25 US\$/kpc)
- Concluyen que “ la planta tiene mercado base asegurado y no limitado a la atención de consumos pico”
- Existe demanda para el 2004 con altas posibilidades de trasladarse al 2003
- La utilización del gasoducto se mantiene a pleno nivel hasta el 2010, sin tener en cuenta exportaciones
- La producción esperada a largo plazo de la planta es de 450 MPCD en el 2011
- El mercado objetivo es el área de Bogotá y el sur de Vasconia (eje cafetero y occidente)
- Demanda de la Costa Inelástica, demanda del interior elástica, demanda térmica inelástica, volátil y estacional
- Supuestos: tarifas transporte sin actualizar y descuentos del 50% en el Dt
- Ya existe restricción en el mercado: no se suscriben más contratos en firme

El estudio es claro en afirmar primero que existe prácticamente una demanda firme de mínimo 100 MPCD, para el año 2003- 2004. Segundo que el gasoducto Ballena Barranca continuaría utilizado a su máxima capacidad en la próxima década.

La anterior proyección de demanda considera para su análisis, las actuales tarifas de transporte de gas natural, lo que implica que dicha evaluación de demanda podría ser afectada considerablemente con el nuevo régimen de cargos para el sistema nacional de transporte de gas.

### **Planta de tratamiento**

- Inversión de la planta para tratamiento de 100 MPCD de gas seco, cumpliendo con las especificaciones establecidas en el RUT es de US\$ 105 millones con un factor de incertidumbre de más o menos 25% a precios del 2001. Valor entre US\$ 78.8 millones y US\$131.3 millones, que implica US\$ 24 millones adicionales a los considerados en el cálculo original.

Es importante resaltar que en el estudio presentado por la asociación, después de evaluar diferentes metodologías para cada uno de los procesos, concluyó que tanto por criterios técnicos como por criterios económicos, la tecnología a usar en cada uno de éstos es similar a la supuesta por la CREG para la determinación del precio máximo de la Resolución CREG-023 de 2000.

Respecto a la tasa de descuento, los productores proponen "14% a 16% después de impuestos en términos reales más riesgo de mercado después de impuestos". Sin embargo se basan en una tasa de 12% nominal más 2 puntos. Lo que significa que realmente solicitan una tasa nominal de 14%. Aceptando esto, y de acuerdo con el modelo de eficiencia anexo 8, la tasa a aplicar antes de impuestos, para el cálculo, equivale a 14.78% real antes de impuestos.

### **Recuperación de líquidos**

Consideraciones del estudio:

- Depende de la composición del gas, que es variable en el tiempo, resultando gas más pobre en líquidos con el tiempo de explotación
- En 1998 el perfil de recuperación de líquidos estabilizados fue de 1250 bpd
- El actual estudio, considerando un factor de carga de la planta del 100%, para una producción de 100 MPCD de gas seco, la recuperación de líquidos estabilizados alcanzaría los 1,156 BPD.
- La producción de GLP sería mínima, y la gasolina natural sería el líquido principal generado en el tratamiento.
- Se considera que el precio para la valoración de estos líquidos estabilizados corresponde al precio de la gasolina natural de US\$ 16.41 por barril en boca de pozo: 0.41 US\$ adicionales a los considerados en el cálculo.
- A una temperatura de -3 grados Fahrenheit, la recuperación de líquidos aumentaría de 1400 a cerca de 1500 bpd, sin embargo teniendo en cuenta la composición más pobre del gas la recuperación sería de 1250 bpd.

El estudio, aunque muy detallado en los aspectos de la ingeniería de la planta es muy restringido en lo relacionado con las potenciales pérdidas de crudo y en la evolución de las características fisicoquímicas del gas que permitan establecer un escenario de recuperación de líquidos, ya que no se entregaron estudios completos ni detallados del perfil del campo ni de la evolución de la composición del gas, y solo se entregaron dos valores puntuales de líquidos recuperables según escenarios de

producción de gas pobre, sin una correspondencia al momento de producción del yacimiento y el comportamiento en la composición de los fluidos en éste.

En noviembre del 2001, la CREG<sup>11</sup>, solicitó a BP exploración, operador de los campos, la composición del gas y la proyección del comportamiento de la misma, de los fluidos de los yacimientos, sin recibir ninguna respuesta a la fecha. Esto limita significativamente, los elementos de análisis requeridos para una evaluación práctica.

Se considera un supuesto de cambio lineal en la composición del gas pasando de gas rico a pobre, que es consecuente con el comportamiento lineal propuesto por los productores para las pérdidas de crudo consideradas. Así, el perfil a aplicar, corresponde a una trayectoria lineal en el tiempo, en el mismo horizonte de tiempo considerado en la simulación de las pérdidas de crudo. Estas condiciones se reflejan en la propuesta final.

### **Facilidades de superficie**

- Adecuación red de líneas de flujo y de facilidades centrales de producción
- Inversión US\$ 17 millones que sumada a los US\$ 105 millones de inversión, representaría un total de inversión de US\$ 123 millones, sin considerar las inversiones del gasoducto que se habían previsto en un valor de US\$ 20 millones.
- Estos US\$ 17 millones se justifican en el estudio en trabajos de ingeniería de pozos, conversión de inyectores en las cabezas de pozos, instrumentación, modificaciones en la red de líneas de flujo e interconexiones (5 km), automatización e interfases con los trenes de producción actuales.

### **Transporte**

- El nodo de entrada de la planta actual (20MPCD) es Cusiana y no El Porvenir. Sin embargo, se determinó El porvenir como nodo de entrada, para producciones mayores en Cusiana.
- Proponen vender el gasoducto Cusiana – El porvenir (33.5 km) a un transportador.
- Inversión en la construcción: US\$ 24 millones en 1994
- Precio de reposición 2001 sería US\$ 24.7 millones
- Inversiones adicionales de conversión y mantenimiento US\$ 1 millón más o menos 20% ( US\$ 0.8 millones a US\$ 1.2 millones)
- Estas inversiones deberían ser consideradas en una tarifa de transporte de acuerdo con la solicitud que se haga al respecto.

---

<sup>11</sup> Mediante comunicación MMECREG-3424 del 6 de noviembre de 2001 se solicitó a BP, como operador de los campos, información de los campos Cusiana-Cuapiagua que permitiera establecer un escenario de recuperación de líquidos, sin que hasta la fecha se tenga respuesta alguna sobre el tema.

Se excluyeron de la simulación las inversiones del gasoducto Cusiana - el porvenir, que se encontraban en el escenario inicial de US\$20M. Como se mencionó anteriormente el análisis correspondiente a los costos de este gasoducto deben ser considerados a la luz de la metodología para la determinación de los cargos del sistema nacional de transporte de gas. Se reportaron los siguientes valores:

El Oleoducto Cusiana – El Porvenir de 20” a costos de reposición:

Costos directos = US\$ 19,9 millones

Gerencia Proyecto = US\$ 1,9 millones

En comunicación de la CREG del 10 de Abril de 2002, radicado MMCREG-1293, se solicitó información adicional, que permitirá fijar tarifas de transporte para este gasoducto, una vez se haya aprobado los nuevos supuestos y ajustado la Resolución pertinente.

### **Escenario de crudo perdido (BOL)**

Se propone un ajuste en este escenario, siendo consistentes con el periodo de recuperación de la inversión. Considerando una pérdida de crudo (BOL) solo hasta el año 2016 (15 años) de acuerdo con el escenario de recuperación de la inversión.

### **5.3 COMENTARIOS OTRAS EMPRESAS**

A continuación se resumen los comentarios enviados agentes diferentes a los productores de gas natural, es importante resaltar que agremiación tales como NATURGAS, ACOLGEN, USUARIOS, INDUSTRIALES etc., no presentaron comentarios a la consulta realizada.

Sugerencias y Comentarios Resolución CREG-096 de 2001

Radicado CREG 8790 de 2001	Gases del Caribe	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Precio inicial de acuerdo a costos y condiciones técnicas propias de los campos de Cusiana y Cupiagua</li> <li>* Precio inicial dentro de una banda de precios establecida por la CREG. Esta podría basarse en concordancia con precios históricos del gas natural</li> <li>* Actualización con referencia en una canasta de sustitutos energéticos</li> </ul>
Radicado CREG 8852 de 2001	EPM	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Que el precio del gas natural sea competitivo en el mercado nacional de energía</li> <li>* Que se permita una rentabilidad razonable para todos los involucrados en el negocio</li> </ul>
Radicado CREG 10787 de 2001	Meriléctrica	<ul style="list-style-type: none"> <li>* En tanto se mantenga los precios regulados de Gas de Guajira, ello es suficiente para controlar los precios (incluso libres), del gas de estos nuevos pozos.</li> <li>* Como mecanismo de control de precios se sugiere comercialización de gas natural en el mercado secundario por parte de generadores térmicos.</li> <li>* ¿Qué disponibilidad de gas natural hay en el país ante el fenómeno del niño?</li> </ul>
Radicado CREG 8795 de 2001	ISAGEN	<p><u>En cuanto al costo del crudo perdido:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* ¿Por qué para una misma meta de ventas, el perfil de pérdidas varía?</li> <li>* Tasa de descuento apropiada para establecer pérdidas actualizadas</li> <li>* Factor de incertidumbre del 50% muy conservativo (de acuerdo a experiencia de ECOPETROL)</li> <li>* Precio del barril con base en proyección de precios de largo plazo de tal manera que con base en ellos se pueda determinar, según el perfil de pérdidas, la valoración de este ítem.</li> <li>* Incoherencia entre el horizonte de ventas de gas que va hasta el año 2016 y el perfil de pérdida de crudo que va hasta el año 2025.</li> <li>* Teniendo en cuenta que los líquidos recuperados corresponden a crudos livianos, que tienen un alto nivel de refinación, deben presentar precios superiores al crudo sin ningún nivel de refinación, fijado en este estudio, en US\$ 16 por barril en boca de pozo.</li> </ul> <p><u>Comentarios generales:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>* En relación al mecanismo para el precio libre (180 MPCD), ¿ La CREG establece la frontera económica que genere un equilibrio de mercado entre los inversionistas y los consumidores finales? ¿Lo anterior sin frenar la dinámica del sector?</li> <li>* Expectativas de exportación de gas Guajira adelantarán la declinación del campo y se verán afectados tanto los térmicos de la costa Atlántica como los del interior.</li> <li>* El presente estudio usa metodología de costo incremental promedio de largo plazo (1996). Esta podría ser usada para establecer los costos de exploración, desarrollo y colocación en el Sistema Nacional de Transporte, reconociendo un margen de rentabilidad.</li> <li>* Señales que en su momento se dieron con el Plan de Masificación del Gas Natural deben ser coherentes con la nueva metodología que se pretende adoptar. Lo contrario puede generar retiros de plantas.</li> </ul>

## **6. PROPUESTAS GENERALES Y SUPUESTOS BÁSICOS DEL ESCENARIO UTILIZADO**

### **6.1 Modificación del precio máximo regulado para el gas de Cusiana-Cupiagua para capacidades de producción inferiores a 110 MPCD.**

Para el caso de una capacidad de producción del campo de Cusiana-Cupiagua inferior a los 110 MPCD, al cual hoy se aplica un criterio para la determinación del precio máximo de gas asociado correspondiente al 50% del precio del gas libre, según Resolución CREG-061 de 1983. Sin embargo, se considera conveniente establecer como Precio Máximo Regulado un valor igual al resultante de aplicar la metodología definida mediante la Resolución CREG-023 de 2000 con los ajustes que son propuestos para el caso correspondiente a una planta con capacidad de producción igual a 100 MPCD. Lo anterior, considerando que dicha metodología puede reflejar adecuadamente el precio unitario para el gas de dicho campo, para volúmenes de producción inferiores a los esperados con la construcción de la nueva planta de tratamiento

### **6.2 Supuestos precio máximo regulado para el gas de Cusiana-Cupiagua para capacidades de producción inferiores a 180 MPCD**

Se propone hacer algunos ajustes a ciertos supuestos del cálculo, manteniendo los principios metodológicos aprobados, de acuerdo con el siguiente análisis:

#### **Inversión en planta de tratamiento:**

Para efectos de la determinación del precio máximo del gas proveniente de los campos de Cusiana-Cupiagua, se propone aceptar como costo de la planta de tratamiento el determinado por el estudio realizado por ECOPETROL y sus asociados el cual corresponde a 105 Millones de Dólares.

#### **Facilidades de superficie**

En referencia a las facilidades de superficie y al costo asociado con éstas, el estudio remitido por ECOPETROL y sus asociados, establece un valor de 17 Millones de Dólares, considerando la inclusión de estos para la determinación del precio máximo.

Si bien en los supuestos utilizados en la Resolución CREG-023 de 2000, se consideraba una inversión de 20 Millones de Dólares, como facilidades de superficie, dichas facilidades correspondían al tramo de gasoducto Cusiana-El Porvenir, bajo el supuesto de que la planta de tratamiento se encontraba dentro de las facilidades Centrales de Producción -CPF-, de Cusiana. Una vez analizada la información remitida por los productores, se determina que la planta de tratamiento será del tipo

“stand alone”, lo cual implica construir facilidades logísticas que se ven reflejadas en esta componente de facilidades de superficie.

En esta nueva situación que incluye la determinación de Cusiana como el nodo de entrada del gas al sistema de transporte, el gasoducto Cusiana El Porvenir es retirado de la base de costos para la determinación del Precio Máximo, y pasa a ser parte del Sistema Nacional de Transporte. Se requiere la aprobación de una tarifa para este tramo.

### Costos de Operación y Mantenimiento

Se utilizan los costos de operación y mantenimientos reportados como parte del estudio de la planta de tratamiento realizado por ECOPETROL y sus asociados.

La siguiente grafica muestra para cada año, dicho flujo.



### Tasa de descuento

Se esta considerando como tasa de descuento del capital para la planta de tratamiento y las facilidades de superficie, el 14% después de impuestos. Este valor equivale a una tasa real antes de impuestos de 18.45%, si no se toma en cuenta la tasación efectiva de la compañía.

Para el cálculo de esta tasa se usa la metodología de Costo Promedio del Capital (WACC) con las mismas consideraciones que usa la Comisión en el caso del WACC para la distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes.

Como tasa impositiva se usa el 35% y no se hacen consideraciones de la tasación real efectiva de la compañía.

El Beta desapalancado (0.84) utilizado para cuantificar el riesgo sistemático corresponde al que provee la firma especializada Ibbotson para la actividad de "Oil and Gas Field Services" que se agrupa en el Standard Industrial Code (SIC) con el número 13812.

Metodológicamente se usa el Beta desapalancado y se apalanca en concordancia con la estructura de capital considerada para la compañía.

El siguiente cuadro presenta la metodología seguida:

<b>Weighted Average Cost of Capital para la actividad de desarrollo de gas y petróleo</b>	
	Valor
Tasa Impositiva	35%
Estructura de Capital	
Pasivos	60%
Capital	40%
Inflación USD	2,60% (A)
Costo deuda real en Colombia	7,18% (B)
Costo nominal $[(1+(A)) \times (1+(B))] - 1$	9,97% (D)
Costo Deuda US\$ después de impuestos (D) $\times (1-0.65)$	6,48%
Tasa libre Rf	5,83%
Prima de Mercado	7,80%
B desapalancado SIC Code 138	0,84
B apalancado	1,659
Riesgo País	6,50%
Costo del Capital	25,27%
WACC después de Impuestos	14,00%
WACC antes de impuestos	21,53%
<b>WACC real antes de impuestos</b>	<b>18,45%</b>

### Consideraciones metodológicas calculo del WACC

El cálculo del costo promedio del capital (WACC) para la actividad de desarrollo de gas y petróleo, sigue la misma metodología desarrollada por la Comisión en el caso del WACC para la distribución de energía eléctrica y gas combustible por redes.

- Estructura de capital: 60% pasivos y 40% capital

<sup>12</sup> Industry description SIC Code 138: Drilling oil and gas wells; oil and gas field exploration services; oil and gas field services, not elsewhere classified.

- Tasa impositiva: 35% (No se están haciendo estimaciones de la tasación efectiva de impuestos para la compañía)
- Costo deuda real en Colombia promedio DTF + 4 puntos básicos de los últimos 24 meses, desde 28 de febrero de 2002
- El parámetro B se toma para la actividad de "Oil and Gas Field Services" que se agrupa en el Standard Industrial Code (SIC) con el número 138. Este parámetro lo provee la firma especializada Ibbotson.
- Para la tasa libre de riesgo se tomó el promedio de los últimos 24 meses de 20 year treasury constant maturity rate
- Para el riesgo país se tomó el promedio de los spreads en los últimos 12 meses, para los Bonos Yankees con vencimientos 2009, 2016 y 2020.

Ahora bien, si se considerara la tasación efectiva en la compañía de acuerdo con la metodología de la Comisión, la tasa real antes de impuestos sería de 14.78%.

La metodología seguida – en este caso - para llegar a este valor es la siguiente:

- Tasa nominal en dólares (US) después de impuestos de 14%, Vida útil de los activos a remunerar de 15 años.
- Para el cálculo de la tasa nominal antes de impuestos se utiliza la siguiente fórmula:

$$t_{nai} = t_{ndi} / (1-T)$$

Donde T es una tasa de impuestos.

- Para el cálculo de la tasa de impuestos a utilizar se debe tener en cuenta el efecto de la depreciación, ya que los ingresos que se calculan para la recuperación del costo de la inversión más el retorno sobre el capital, representan ingresos netos de los costos operativos, a los que deben descontarse los gastos no efectivos que son deducibles para efecto del pago del impuesto sobre la renta.

Es decir:

$$T = T_n \cdot (1 - \text{DEP}/\text{INGNETO})$$

Donde  $T_n$  : tasa nominal del impuesto sobre la renta, 35% en Colombia

DEP = Depreciación

I NGNETO = Ingresos netos de los costos y gastos de la operación.

- Para estimar el valor de la depreciación se asume una depreciación económica en línea recta durante la vida útil de los activos, tomando la misma vida útil que se utiliza para la remuneración de los activos. Este es un supuesto estricto, ya que la depreciación que se lleva a libros puede considerar vidas útiles mayores, pero consistente con el período de remuneración de los activos.
- Para efectos de cálculo, existe una circularidad entre la determinación de T y del Ingreso Neto, por tanto se utiliza un proceso iterativo para converger al valor final. Para una tasa del 14% nominal (USD) después de impuestos se obtiene el resultado de la Tabla.

Tasa después de impuestos	14.00%
Tasa antes de impuestos	14.78%

El modelo de cálculo es:

**Datos de Entrada**

Inflación esperada USD = 2.60% (US Fed Livingston Survey)  
 Tasa Nominal de Impuestos = 35.0%

**Cálculo de la tasa antes de impuestos**

Tasa nominal USD d. imp. = 14.00%  
 Tasa de Impuestos, T = 21.21%  
 Tasa nominal USD a. imp. = 17.77%  
 Tasa real a. imp. = 14.78%

**Tasa real antes de impuestos = 14.78%** Vida Útil = 15 años

<b>ACTIVO</b>	Año X	
	100.00	
<b>Ingreso Neto</b>	16.92	T
<b>Depreciación</b>	6.67	21.21%

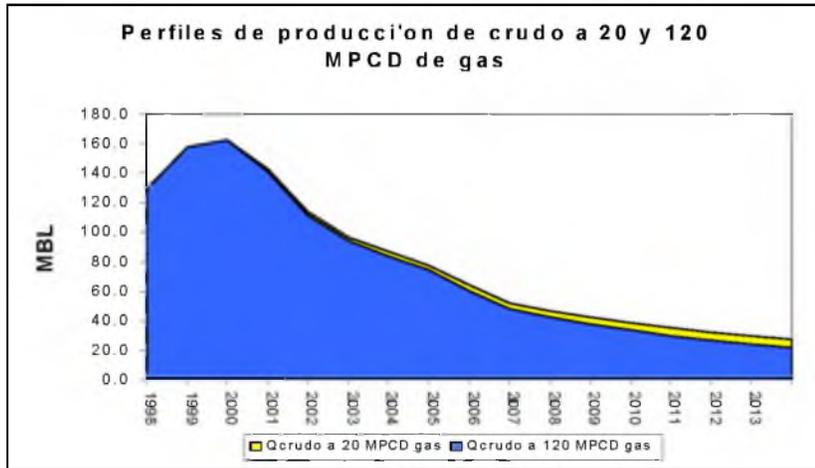
Ahora bien considerando el anterior WACC de 14.78 el precio máximo resultante sería de 1.31 US\$/MBTU.

**Horizonte para valoración de pérdida de crudo (BOL)**

Como horizonte a utilizar para la valoración de la pérdida de crudo (BOL), se propone utilizar el mismo considerado para la producción de gas, es decir 15 años.

La producción de bienes ligados, como lo es el gas y el crudo para campos asociados tiene como característica fundamental que el incremento en la producción

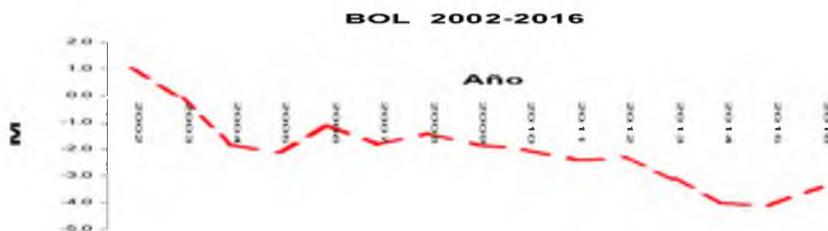
de uno de los productos conlleva generalmente a una disminución en la producción del otro, en este caso un incremento en la producción de gas de los campos de Cusiana y Cupiagua implica una variación (disminución) en la producción de crudo a lo largo del horizonte de explotación del campo. Dicha variación en el perfil de producción de crudo debido al incremento en la producción de gas se muestra en la siguiente figura.



De la anterior gráfica se puede establecer que al momento de incrementar la producción de gas, el perfil de producción de crudo se incrementa para el primer año, pero luego disminuye para todo el horizonte de análisis.

Esta diferencia entre el perfil de producción inicial y el perfil de producción resultante al considerar un incremento en la producción de gas de 100 MPCD se denomina "Black Oil Losses" (BOL).

La siguiente gráfica muestra en detalle la curva de BOL utilizada para la determinación del precio máximo de gas, para los campos de Cusiana-Cupiagua.



Es importante aclarar que el escenario utilizado para la determinación del (BOL) corresponde al menos favorable para el campo según la información suministrada por ECOPETROL. Los mayores volúmenes de (BOL) ocurren cuando la producción de gas se da solo en el campo de Cusiana.

Adicionalmente la estimación de BOL se incrementa en un 50% con el fin de cubrir en un 95% las eventualidades geológicas que pueden afectar el valor de esta variable.

La anterior estimación en MB de crudo perdido (BOL), es valorada considerando un precio internacional del crudo de US\$16/Barril en campo, lo cual corresponde aproximadamente a US\$20/Barril en golfo.

Como resultado de la componente de -BOL- y considerando una tasa de descuento del 18.45% se tiene que el valor presente neto de esta componente equivale aproximadamente a US\$ 147 millones.



## Recuperación de Líquidos

Dado que el tratamiento del gas de los campos de Cusiana-Cupiagua tiene como uno de sus objetivos la remoción de hidrocarburos pesados, dicho proceso genera una corriente de hidrocarburos que una vez estabilizados se puede asemejar a una corriente de crudo virgen la cual puede ser inyectada a la corriente de crudo. Esto representa claramente un beneficio que debe ser descontado del precio total resultante.

Inicialmente y como resultado del estudio adelantado por Félix Betancourt (Betancourt, 1998), se consideró una recuperación de líquidos igual a 2500 BI/día.

Como resultado de las simulaciones remitidas por Ecopetrol y según las cual para el año 2003 la composición del gas corresponde a un gas pobre, se utiliza como volumen de líquidos recuperados un valor correspondiente a 1156 BI/día durante todo el horizonte de análisis (15 años).

Sin embargo, cada año este valor será actualizado considerando la recuperación real de líquidos estabilizados para el año anterior. Por ejemplo la actualización para el año 2 (T2) será:

$$LR_{T2} = VPN \{1156, T_{2-Real\ T-1}, \dots, T_{15-Real\ T-1}\}$$

La valoración de estos líquidos recuperados a una tasa de descuento del 18.45% y considerando un precio de crudo en campo de US\$16/Bl corresponde a un valor cercano a los MUS\$ 34, como se muestra en la siguiente gráfica.



**Precio máximo de gas para los campos de Cusiana y Cupiagua.**

Considerando las variables anteriormente descritas, el precio máximo del gas para los campos de Cusiana y Cupiagua se determina de la siguiente manera.

$$P_M = \{I_o + VPN(OM) + VPN(BOL) - VPN(RL)\} / VPN(Q)$$

Donde

- $P_M$  : Precio Máximo.
- $I_o$  : Inversión en planta de tratamiento y facilidades de superficie
- $VPN(OM)$  : Valor presente neto de los costos de operación y mantenimiento.
- $VPN(BOL)$  : Valor presente neto costo crudo perdido (BOL).
- $VPN(RL)$  : Valor presente neto de los beneficios por líquidos recuperados.
- $VPN(Q)$  : Valor presente neto de la producción durante el horizonte de análisis.

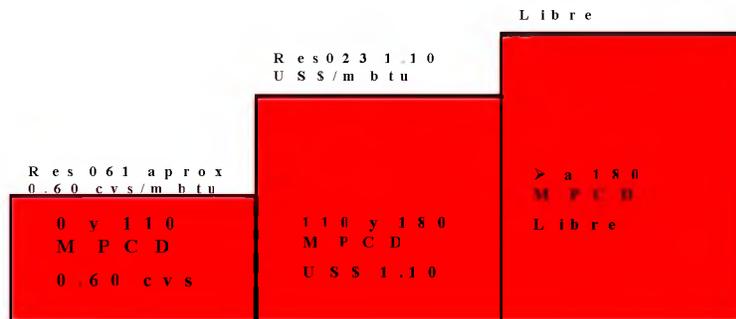
De la aplicación de la anterior expresión se tiene:

$I_o + VPN(OM)$	$VPN(BOL)$	$VPN(RL)$	$VPN(Q)$	$P_M$
135.2 MUS\$	147.1 MUS\$	33.7 MUS\$	185.418x10 <sup>6</sup> mbtu	<b>1.34 US\$/mbtu</b>

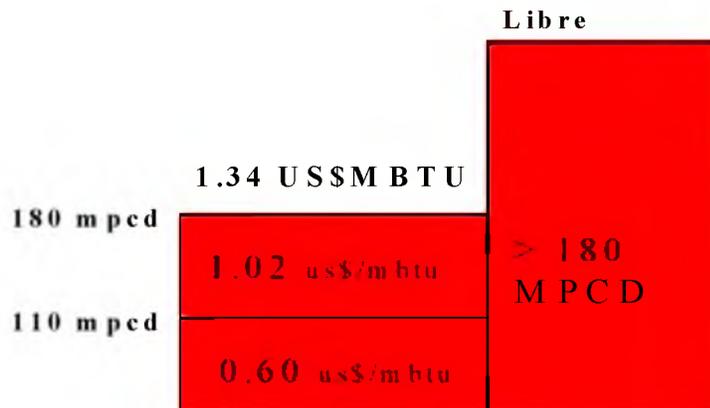
## Escalones de Precios

Como se explicó anteriormente, el esquema regulatorio adoptado por la Comisión mediante la Resolución CREG-023 de 2000, refleja un mecanismo de regulación de precios para capacidades pequeñas y medianas de producción, y un esquema de regulación por cantidades, para capacidades importantes de producción. En este sentido se establecieron los siguientes escalones en función de la capacidad de producción de la planta de tratamiento de Cusiana-Cupiagua, tal y como se muestra en la siguiente gráfica:

Actual



Actual vs Propuesta



## Producción de los campos de Cusiana-Cupiagua inferior a los 110 MPCD

La Resolución CREG-023 de 2000 previó que de no producirse incrementos en la capacidad de tratamiento de Cusiana y Cupiagua (que hoy se sitúa alrededor de 20 MPCD), su precio de venta continuará siendo establecido con base en lo dispuesto en la Resolución 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía. Es decir como precio máximo se considera el 50 % del precio del gas no asociado, lo cual en la actualidad equivale aproximadamente a 0.60 cvs/mbtu.

## Producción de los campos de Cusiana-Cupiagua superior a 110 MPCD pero inferior a 180 MPCD.

De aumentarse la capacidad de tratamiento de tal manera que la capacidad de producción se encuentre entre 110 MPCD y 180 MPCD la determinación del precio máximo se basa en el costo de oportunidad de producción de gas, el cual, en yacimientos de gas asociado, está relacionado con el valor del crudo perdido (Black Oil Losses) tal y como se establece en el capítulo 2 de este documento el valor resultante considerando las propuestas de modificación corresponde a US\$1.34/mbtu, es decir el precio cambia de US\$1.02/mbtu a US\$1.34/mbtu.

## Producción de los campos de Cusiana-Cupiagua superior a 180 MPCD.

Cuando la capacidad de producción de gas tratado para los campos de Cusiana-Cupiagua sea igual o superior a 180 MPCD el régimen a aplicar será el de libertad vigilada.

### IMPACTO EN LA TARIFA AL USUARIO FINAL

La siguiente tabla muestra la tarifa resultante al usuario final considerando tanto el precio de gas para Cusiana-Cupiagua como los cargos de transporte aplicables al Sistema Nacional de Transporte de gas.

ORIGEN	DESTINO	BOGOTA COGUA	BOGOTA USVE	CALI	NEIVA	BOY.-SANT.	TERMO SIERRA	TERMO VALLE	TERMO DORADA
BARRANCA	Actual	2.1527		2.2427	2.3427	2.3427	1.7127	2.2427	1.8527
	Simulación Feb.*	2.461		2.921	3.33	3.161	1.431	2.921	1.791
CUSIANA	Actual	1.8527	1.7127	2.2027	2.3027	1.8527	1.7827	2.2027	1.8127
	Simulación Feb.*(1)	2.552	3.312	3.932	4.482	2.832	2.552	3.932	2.809

\* Cálculo tarifario aplicando simulación preliminar prevista para presentar a CREG en Feb. 14 de 2002

(1) Incluye tramo Cusiana - El Porvenir y gas de Cusiana a 1.34 US\$/KPC

## 7. Ajustes a la Resolución CREG-071 de 1998, respecto a la Comercialización Conjunta.

En 1996, a través de la Resolución CREG-057, la Comisión anunció la posibilidad de prohibir la comercialización conjunta, si se daban las siguientes condiciones:

*“ARTICULO 71o. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA. Hasta el 11 de septiembre del año 2000 los productores de gas natural podrán comercializar su producción de manera independiente o en conjunto con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo, y podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción*

*diferentes. Luego de la fecha antes mencionada, la Comisión podrá en cualquier momento prohibir la comercialización conjunta, examinando si se da una cualquiera de las siguientes condiciones:*

- a) Si ECOPETROL comercializa conjuntamente con sus asociados más del 25% del total del mercado nacional.*
- b) Si los productores no cotizan de manera independiente a los distribuidores, grandes usuarios o comercializadores que lo soliciten.*
- c) Si las cotizaciones de gas en campo a los distribuidores, grandes consumidores o comercializadores independientes, indican que los productores están incurriendo en prácticas de fijación o acuerdo de precios y, en general, las que limiten la libre concurrencia;*
- d) Si algún comercializador controla en forma independiente o en conjunto la capacidad de transporte en un porcentaje superior al 50 % de las ventas contratadas.”*

Posteriormente, la comisión determinó, en la Resolución CREG-071 de 1998, lo siguiente:

**“ARTÍCULO 6º. COMERCIALIZACIÓN CONJUNTA.** *A partir del 12 de septiembre del año 2000, los productores de gas natural no podrán comercializar su producción de manera conjunta con otros socios del contrato de exploración y producción respectivo (contrato de asociación), ni podrán comercializar conjuntamente la producción de dos o más contratos de exploración y producción diferentes, de acuerdo con lo establecido en el artículo 71 de la Resolución 057 de 1996.”*

Sin embargo, a la fecha la CREG se encuentra avanzando en la contratación de estudios para definir las reglas de comercialización para casos específicos y generales. Los términos de referencia fueron puestos a disposición para comentarios, y se recibieron comentarios de los productores- comercializadores en conjunto, y de Texas, independientemente.

Adicionalmente, ECOPETROL ha manifestado<sup>13</sup>, la necesidad de flexibilizar esta prohibición con el fin de agilizar una producción temporal adicional de 20 MPCD en el 2002 y 20 MPCD adicionales en el 2003, de los campos de Cusiana y Cupiagua, en los próximos 4 meses. De otra parte manifiesta que para los campos marginales es un costo importante, la comercialización independiente, que limita su operación y comercialización.

Por lo tanto se considera que temporalmente, se debe flexibilizar esta prohibición, hasta tanto la Comisión no expida la regulación específica sobre el desarrollo de este tema, solo para volúmenes menores de producción por productor. Para producción mayor, ya en la práctica se aplica la comercialización independiente, por lo tanto, esta se mantiene.

Considerando la participación en la producción del gas de ECOPETROL relacionado a producción asociada, se propone que para volúmenes menores o iguales a 60 MPCD, para cada productor, se levante dicha prohibición.

---

<sup>13</sup> Comunicación radicado CREG No. 2324 de marzo 7 de 2002.

# **ANEXO 1**

## GAS NATURAL: Composición Química

El gas natural es una mezcla gaseosa de ciertos elementos en condiciones normales de presión y temperatura. No tiene olor y no tiene color. Por lo general se encuentra en forma natural, mezclado con otros hidrocarburos fósiles. En la extracción, el gas natural contiene impurezas como agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y nitrógeno. Estos elementos deben ser removidos antes del transporte y de la comercialización.

Típicamente el gas natural comercial está compuesto en un 95% o más, de metano, y el 5% restante de una mezcla de etano, propano y otros componentes más pesados. Por seguridad, siempre se adiciona un odorizante al gas natural para que se pueda percibir su presencia en caso de fugas. Se observa en la tabla siguiente las propiedades del gas según campo de producción en Colombia

PROPIEDADES (1)								
Especificación	Guajira	Apiay	Cusiana	Payoa	Güepajé	Río Ceibas	Montañuelo	Cerrito-1
Poder calorífico bruto (BTU/pie3-std)	1003	1146	1131	1044	1001	1150	991	965
Peso molecular	16.41	20.12	21.03	16.67	16.55	18.91	16.96	17.61
Gravedad específica	0.57	0.7	0.73	0.58	0.57	0.65	0.59	0.61
COMPOSICION (2)								
Especificación	Guajira	Apiay	Cusiana	Payoa	Güepajé	Neiva 540	Montañuelo	Cerrito-1
Metano	97.7600	78.4580	77.7120	95.6800	96.9390	88.4560	96.1700	93.9810
Etano	0.3800	14.0635	10.4180	4.2000	0.5550	5.8580	0.7000	0.6250
Propano	0.2000	1.9636	4.1550	0.1200	0.1510	2.2560	0.2400	0.0220
i-Butano	0.0000	0.4845	0.6680	0.0000	0.0700	0.5090	0.0500	0.0050
n-Butano	0.0000	0.4493	0.7200	0.0000	0.0250	0.8400	0.0000	0.0030
i-Pentano	0.0000	0.4059	0.1370	0.0000	0.0180	0.2830	0.0000	0.0020
n-Pentano	0.0000	0.0898	0.0810	0.0000	0.0060	0.2020	0.0000	0.0000
Hexano	0.0000	0.0000	0.0620	0.0000	0.0120	0.3850	0.0000	0.0000
Heptano	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0750	0.1040	0.0000	0.0000
Nitrógeno	1.2900	1.6894	0.0530	0.0000	2.1210	0.6510	0.4200	0.1820
Dióxido de Carbono	0.3700	2.3960	5.5440	0.0000	0.0280	0.1280	2.4200	5.1800
Agua								

Nota: (1) Son propiedades que pueden cambiar  
(2) Son composiciones que pueden cambiar

## COMBUSTOLEO (Fuel Oil No. 6)

El combustóleo, también conocido como fuel oil No. 6, es un combustible elaborado a partir de productos residuales que se obtienen de los procesos de refinación del petróleo crudo.

Está diseñado para usarse especialmente como combustible en hornos, secadores y calderas. También puede utilizarse para calentadores (unidades de calefacción) y en plantas de generación de energía eléctrica.

Se clasifica como un líquido inflamable clase III de acuerdo con la Norma 321 de la NFPA (National Fire Protection Association). Para su manejo, operaciones de cargue y descargue del producto, deben conectarse a la tierra los carrotanques, las tuberías, bombas y tanques. Debe tenerse especial precaución cuando se maneje este producto a temperaturas superiores a 90°C. No debe contener agua porque puede generar sobre-ebullición o ebullición desbordante (boilover) por expansión del agua.

Cuando se diseñen plantas de almacenamiento o cualquier otra instalación para el manejo de este producto, deben aplicarse las normas NFPA para lo relacionado con la protección contra incendio, las Normas API (American Petroleum Institute) y las reglamentaciones expedidas por las autoridades gubernamentales de control tanto nacional como regional y local.

ECOPETROL lo vende y despacha bajo las modalidades de entregas por carrotanque (mínimo 20.000 galones), botes y buquetanques. Los sitios de entrega son las Refinerías de Barrancabermeja, Cartagena y Orito.

COMBUSTOLEO (Fuel Oil No. 6)				
CLASE: COMBUSTIBLE INDUSTRIAL				
GRADO: Fuel Oil No. 6				
REFERENCIA: ASTM D 396				
FECHA DE ACTUALIZACION: ENERO DE 2001				
PROPIEDADES METODO UNIDADES ESPECIFICACION				
	ASTM		MIN	MAX
AGUA	D 95	mL/100mL		0.5
AGUA Y SEDIMENTO	D 1796	mL/100mL		2
AZUFRE TOTAL	D 4294 [1]	g/100g		1.7
GRAVEDAD API	D 287		Reportar	
POTENCIA CALORIFICA BRUTA	D 4868 [2]	kJ/kg	41500	
PUNTO DE FLUIDEZ	D 97	°C(°F)		15(59)
PUNTO DE INFLAMACION	D 93	°C(°F)	60(140)	
VISCOSIDAD SAYBOLT FUROL A 50°C	D 445	SSF	180	300

NOTAS:

[1] Métodos alternos: ASTM D 2622 y D 1552

[2] Método alterno ASTM D 240

Fuente: ECOPETROL

## **ANEXO 2**

### **COMERCIALIZADORES Y USUARIOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA**

Esta muestra los grandes usuarios, que comprenden principalmente generadores térmicos, y los distribuidores de gas natural que compran gas directamente a los productores comercializadores<sup>14</sup>. Así mismo, se indica la capacidad contratada en firme por cada usuario. Cabe anotar que los agentes que no han definido la cantidad en firme tienen contrato de suministro vencido y, a Julio 31 de 2001, estaban en proceso de negociación con ECOPETROL.

**Tabla 2. COMERCIALIZADORES Y USUARIOS DE GAS NATURAL**

COMERCIALIZADOR	USUARIO	CANTIDAD EN FIRME(MBTUD)
GASES DEL CARIBE S.A.	GASES DE LA GUAJIRA S.A. E.S.P.	Indefinido
ECOPETROL	ALCANOS DE COLOMBIA S.A. E.S.P.	No firme, Ocasional
ECOPETROL	GAS NATURAL DEL CENTRO S.A. E.S.P.	Por Definir
TEXAS	GASES DEL CARIBE S.A.	26,943 para usuarios Regulados; 48,098 para usuarios no regulados
ECOPETROL	GASES DEL QUINDÍO S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GAS DE RISARALDA S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GASES DEL CUSIANA S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GAS NATURAL CUNDIBOYACENSE	Por Definir
ECOPETROL	PROELÉCTRICA	15,000
ECOPETROL	CEMENTOS DIAMANTE DE IBAGUÉ	5,600
ECOPETROL	CORELCA	160,000
ECOPETROL	GAS NATURAL E.S.P.	29,300 de Guajira; 5,300 de Apiay; 11,700 de Cusiana
ECOPETROL	GAS NATURAL E.S.P. (para GNV)	1,000 hasta 14,000 para el 2004
ECOPETROL	MADIGAS INGENIEROS S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	ISAGEN	19,200
ECOPETROL	GASES DE OCCIDENTE S.A. E.S.P.	16,250
ECOPETROL	GASES DEL ORIENTE S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GASORIENTE S.A. E.S.P.	No firme, Ocasional
ECOPETROL	LLANOGAS S.A. E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GAS NATURAL DEL CESAR E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL	GASES DE BARRANCABERMEJA E.S.P.	Por Definir
ECOPETROL + TEXAS*	FLORES III LTDA & CIA. S.C.A. E.S.P.	30,600
ECOPETROL	TERMOEMCALI	27,600 hasta 2004; 35,700 después de 2004
ECOPETROL	MERILECTRICA S.A. E.S.P.	19,680 hasta el 2002 y 32,800 en adelante
ECOPETROL	EPSA E.S.P.	36,000
ECOPETROL	ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P.	5,000
ECOPETROL	EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN	55,000
ECOPETROL	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P.	7,200 hasta el 2003; 9,624 de 2004 a 2012
ECOPETROL + TEXAS*	FLORES II LTDA & CIA. S.C.A. E.S.P.	21,420
TEXAS	TERMOCANDELARIA	84,000
MERCANTILE COLOMBIA OIL AND GAS	TERMOPIEDRAS	800

NOTA: Debe tenerse en cuenta que la fecha de corte de la anterior información es Julio 31 de 2001.

<sup>14</sup> Se exceptúa Gases de la Guajira S.A. E.S.P. quien le compra a Gases del Caribe S.A. E.S.P.