



**Comisión de Regulación
de Energía y Gas**

ANÁLISIS DEL MECANISMO DE INDEXACIÓN RESOLUCIÓN CREG-018 DE 2002

DOCUMENTO CREG-064
JULIO 11 DE 2002

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

ANÁLISIS DEL MECANISMO DE INDEXACIÓN RESOLUCIÓN CREG-018 DE 2002 PRECIOS MÁXIMOS DE GAS NATURAL PARA CUSIANA Y CUPIAGUA

1. ANTECEDENTES

Mediante Resolución CREG-018 de 2002, la Comisión aprobó el precio máximo del gas natural proveniente de los campos de Cusiana-Cupiagua, en condiciones de ser entregado al sistema nacional de transporte, según consulta realizada mediante Resoluciones CREG-096 y CREG-123 de 2001; conservando las disposiciones en materia de actualización de dicho precio máximo, establecidas mediante la Resolución CREG-023 de 2000.

Posteriormente mediante radicado CREG-5088 del 29 de mayo de 2002, el Ministerio de Minas y Energía, remitió comentarios en referencia al mecanismo de actualización de precios, y particularmente al período de tiempo del índice Nymex, a ser utilizado en la actualización del componente variable de precios de gas natural para estos campos.

El Ministerio sugirió utilizar como fórmula de indexación, para la actualización del componente variable del precio máximo aplicable al gas natural de los campos de Cusiana-Cupiagua, el mismo índice de referencia Nymex, utilizando los valores para el mes 29 en el mercado de futuros de crudo dulce transados en el mercado de New-York, en lugar del promedio de los semestres anteriores según lo establecido en la Resolución CREG-023 de 2000 y la Resolución CREG-187 de 2002.

La propuesta del Ministerio considera que ese cambio introduciría mayor estabilidad en los precios y una señal de largo plazo, para el precio del gas natural proveniente de estos campos. Igualmente ECOPETROL manifestó que una señal de referencia de precios para la indexación del precio máximo establecido, podría ser un valor de largo plazo mayor a 24 meses y menor a 30 meses, considerando la volatilidad y liquidez de las mismas. Para efecto del análisis de su propuesta envió información de precios Nymex desde 1997 a la fecha.

En la siguiente expresión, establecida mediante la Resolución CREG-017 de 2002, se presenta la fórmula de actualización adoptada:

$$P_s = PF_{s-1} \left(\frac{PPI_{s-1}}{PPI_{s-2}} \right) + BOL_{s-1} \left(\frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_{s-2}} \right) - VLR \left(\frac{NYMEX_{s-1}}{NYMEX_0} \right)$$

donde:

NYMEX_s: Promedio semestral, para el semestre *s*, del índice de precios diario para el crudo estándar cotizado en el mercado de Nueva York (New York Mercantile Exchange); el semestre cero (0) corresponderá al primer semestre del año 2002.

Como puede observarse la actualización de los costos variables del precio máximo definido para el gas natural de los campos de Cusiana y Cupiagua, se determina con el comportamiento histórico del índice NYMEX. Para esto se utiliza un promedio móvil de los dos semestres anteriores al período en el cual se aplica la fórmula correspondiente, o respecto al semestre base de cálculo, respectivamente.

Lo anterior, considerando que los valores de pérdidas de crudo y de recuperación de líquidos son calculados en valor presente neto referidos al año base de cálculo, y que sobre estos valores se aplica la indexación al semestre respectivo del año en el cual se está determinando el precio a aplicar; lo cual refleja en forma consecuente los impactos de las variaciones del precio internacional del crudo.

2. ANÁLISIS DE LA PROPUESTA

Es importante recordar que en la determinación del precio máximo de gas natural para los campos de Cusiana y Cupiagua, de que tratan la Resolución CREG-023 de 2000 y la Resolución CREG-018 de 2002, se buscó reflejar el costo de oportunidad para la producción de gas natural con base en las pérdidas de crudo por ser este un gas asociado. De esta forma su costo de oportunidad depende de las variaciones del precio internacional del crudo.

Adicionalmente es necesario resaltar que durante todo el período de consulta sobre Artículo 3º de la Resolución CREG-023 de 2000, que estuvo abierta a comentarios por más de 6 meses, no se recibió en la Comisión ningún comentario relacionado con el mecanismo de indexación de precios de la fórmula de cálculo del precio máximo regulado para el gas natural de Cusiana y Cupiagua, que además ha estado vigente desde el mes de marzo del año 2000.

Por decisión de la Comisión, en su sesión 187 del día 24 de junio de 2002, se acordó programar una reunión con ECOPETROL con el fin de analizar el mecanismo de indexación aplicable al precio máximo de gas natural de los campos de Cusiana-Cupiagua contenidos en la Resolución CREG-018 de 2002, ante lo cual se programó y realizó dicha reunión el día 03 de julio.

En esta reunión se analizaron los siguientes puntos presentados por ECOPETROL:

- Año de entrada de la fórmula que determina el año base para el cálculo de la indexación

ECOPETROL analizó el efecto que sobre el nivel de precios promedio estimados, tiene el semestre base para la actualización del precio de gas natural de Cusiana y Cupiagua, que para el caso corresponde al primer semestre del año 2002. Manifestó que dado el año de inicio de vigencia de la Resolución CREG018 de 2002 y los precios promedio estimados, sería más conveniente utilizar los precios de otro año como año base, fuera este el anterior o el próximo. El argumento planteado es que esta referencia base afecta el ingreso y el precio promedio del proyecto.

El comité reitera que el año que determina el punto de entrada de la Resolución es simplemente consistente con la fecha de aprobación del ajuste aprobado en los precios máximos del gas natural de Cusiana y Cupiagua, y totalmente consistente con las disposiciones establecidas mediante la Resolución CREG-023 de 2000. No existe justificación técnica para escoger otro año base, y solo se plantea tal alternativa con la consideración que esto le pudiera convenir a los inversionistas.

ECOPETROL argumentó que aunque el precio promedio de US\$ 20/barril utilizado en el análisis es totalmente razonable, preferían un precio cercano a US\$ 24/barril del año actual, lo cual les daría, según sus simulaciones, un mayor valor promedio del precio del gas.

El Comité sostuvo que la señal de precios considerada en la metodología, refleja un precio de largo plazo y que no existe razón técnica ni económica para utilizar un precio coyuntural, sea este mayor o menor al estimativo de largo plazo. Así mismo, cuestionó la simulaciones de ECOPETROL, ya que no son concluyentes dado que utilizan supuestos que no son válidos, tales como conservar un escenario constante de valor de recuperación de líquidos, cuando esta variable es la de mayor incertidumbre en la simulación y está prevista su actualización con valores reales de producción.

- Volatilidad del precio máximo de gas asociada con el índice utilizado para la actualización del precio máximo de gas natural de Cusiana y Cupiagua

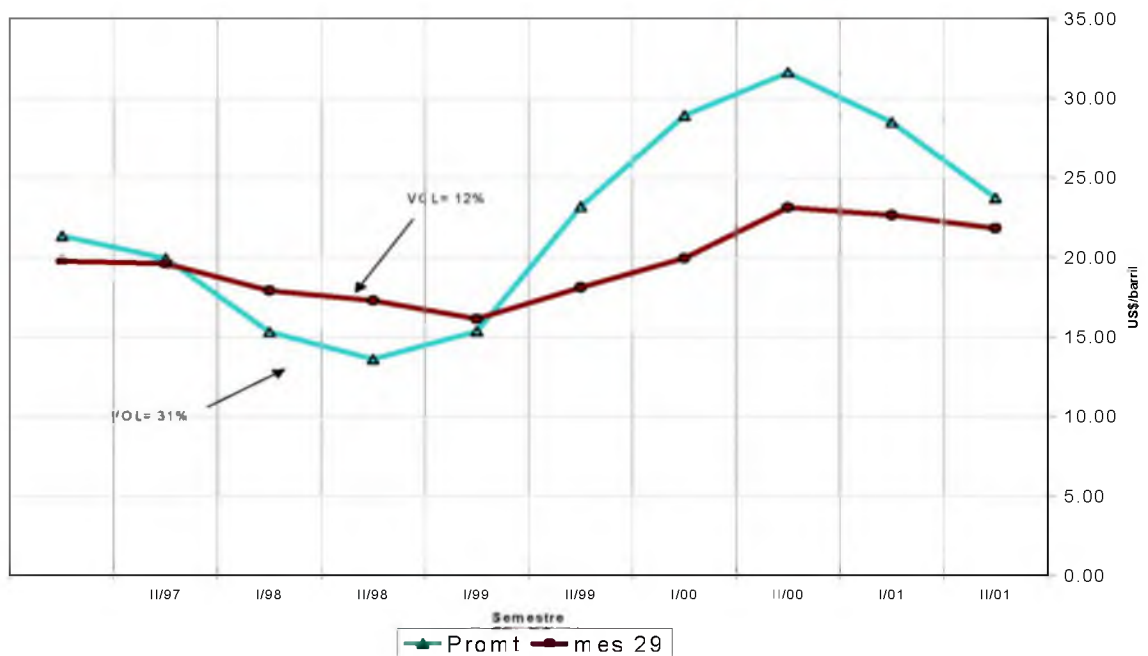
ECOPETROL igualmente manifestó que el tema de una posible mayor volatilidad no era en sí importante, sino que se relacionaba con el efecto simultaneo al punto del año base, descrito anteriormente. Sin embargo, el análisis de esta empresa concluye que el uso de un índice de precios futuros, para la actualización del precio máximo de gas natural para los campos de Cusiana-Cupiagua, genera una señal con un mayor grado de estabilidad, como se observa en la siguiente grafica que compara la

evolución de los precios utilizando referencias para el caso del precio promedio de los dos semestres anteriores y el índice de precio de futuros para el mes 29.

Si bien es cierto que la evolución de precios es menos variable y volátil dependiendo del índice de actualización que se utilice, este análisis no puede ser realizado sin considerar el volumen de transacciones asociadas con cada uno de los índices, lo que determina la liquidez de los mismos.

GRAFICA 1

PROMEDIO 6 MESES PRECIO WTI



- Liquidez

Para llevar a cabo una indexación de precios, para su actualización se requiere utilizar un índice, ya sea de referencia histórica o de precios futuros, que presente un grado aceptable de liquidez y que ofrezca certeza sobre la aplicación real de un precio de referencia. El Ministerio en su comunicación propone el uso del índice de futuros para el mes 29, y en la reunión sostenida con ECOPEPETROL se analizó la posibilidad de utilizar un índice de precios futuros para un período comprendido entre el mes 24 y el mes 29.

El Comité de expertos analizó lo siguiente sobre este tema:

- Características básicas del contrato de futuros de crudo liviano en el mercado de Nueva York, tomadas de la información disponible en Nymex.com:

	Futures and Options Home Description Specifications Futures Termination Schedule Options Expiration Schedule Margins Request Information
Light, Sweet Crude Oil	

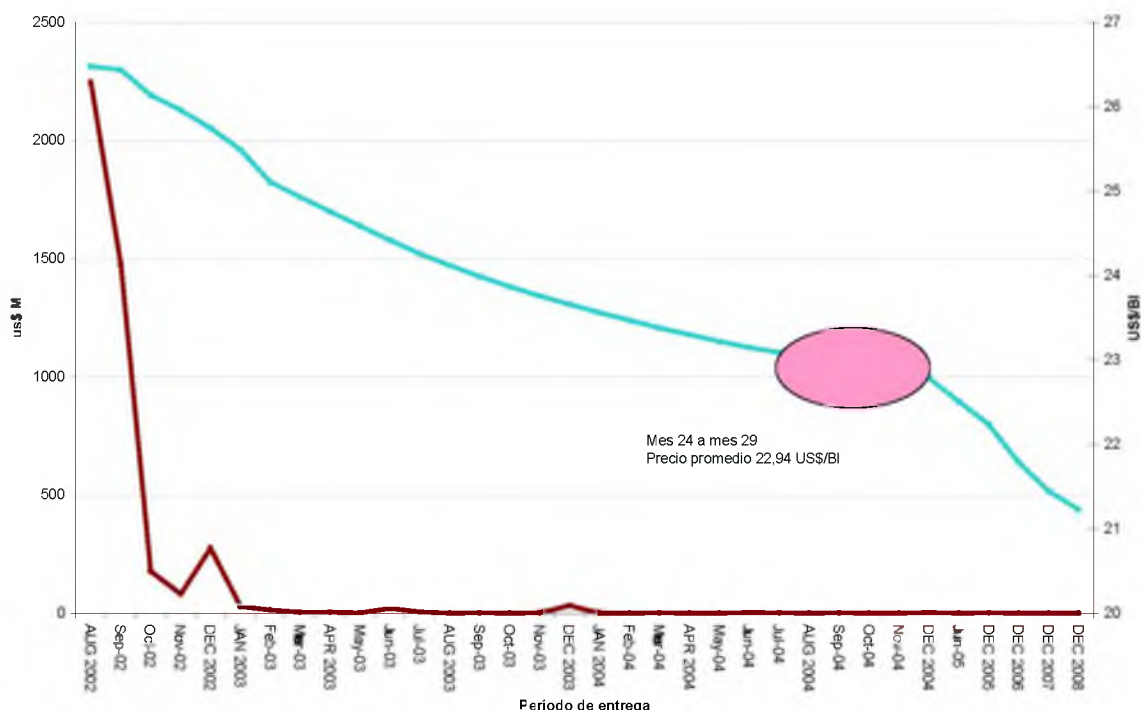
Trading unit
Futures: 1,000 U.S. barrels (42,000 gallons)
Options: One NYMEX Division light, sweet crude oil futures contract.
Trading Hours
Futures and Options: Open outcry trading is conducted from 10:00 A.M. until 2:30 P.M. After hours futures trading is conducted via the NYMEX ACCESS® internet-based trading platform beginning at 3:15 P.M. on Mondays through Thursdays and concluding at 9:00 A.M. the following day. On Sundays, the session begins at 7:00 P.M. All times are New York time.
Trading Months
Futures: 30 consecutive months plus long-dated futures initially listed 36, 48, 60, 72, and 84 months prior to delivery. Additionally, trading can be executed at an average differential to the previous day's settlement prices for periods of two to 30 consecutive months in a single transaction. These calendar strips are executed during open outcry trading hours.
Options: Twelve consecutive months, plus three long-dated options at 18, 24, and 36 months out on a June/December cycle.
Price Quotation
Futures and Options: Dollars and cents per barrel..... "

Fuente Nymex.com

Las opciones probables de referencia mensual de precios de futuros es del mes 1 al mes 29. La escogencia de posible mes de referencia debe por lo tanto realizarse con base en el volumen de transacciones que refleje un nivel aceptable de liquidez para que sea realmente representativo.

A continuación se analiza el grado de liquidez de cada uno de estos mercados. La siguiente gráfica muestra el volumen y precios para cada uno de los diferentes periodos de entrega.

Volumen promedio diario (contratos)
1000 BI por contrato vs Precio (US\$/BI)



Es evidente que el volumen de transacciones es solo significativo para los contratos de los 3 primeros meses, con un pico en el sexto mes, para luego decrecer dramáticamente a valores no significativos. Así por ejemplo en el mes uno, el número de contratos transados es mayor de 80.000 por día, mientras que entre el mes 24 y el mes 29 el promedio de contratos transados es solo de 32. Y el valor en millones de dólares es aproximadamente MUS\$ 2.000 para el mes uno y de solo MUS\$ 2.7 para el mes 29, es posible concluir entonces que el contrato de futuros de 29 meses no es representativo.

Como se puede observar claramente, la conclusión sobre el análisis de liquidez es que, si bien el precio presenta una mayor estabilidad para los futuros del mes 24 al 29, el volumen de transacciones para los contratos de este período es prácticamente cero, lo cual implica que existe para este caso una componente fundamental que debe ser determinada y es la asociada con la volatilidad implícita del activo subyacente. Esto significa que no se pueden comparar las volatilidades de los precios futuros sin considerar los descuentos en el precio que aplicaría el mercado ante el riesgo asociado con la incertidumbre de la evolución del precio Spot, o lo que es lo mismo, que en la medida en que avanza el tiempo, los precios futuros se aproximan al valor que determina el mercado al precio spot. Es por esto que el precio del futuro del mes 29 no refleja el precio real del activo.

Para lo anterior se debe considerar que el valor actual de un futuro está determinado por:

$$f_t = S_t e^{-yt} - K e^{-rt};$$

donde:

S_t precio spot del activo subyacente

F_t precio forward del activo

R tasa libre de riesgo

Y rendimiento del activo (asociado con la liquidez del mercado)

K precio de compra fijado en el contrato

L plazo para el vencimiento.

Lo anterior implica que el tenedor del contrato puede estar sujeto a fluctuaciones sustanciales en el valor del mismo, es decir el precio esta determinado por una serie de factores observables, excepto la volatilidad del precio del activo subyacente.

De esta manera, si se quisieran comparar las volatilidades simples, se deberían asumir comportamientos futuros del mercado o realizar alguna ponderación considerando características del bien, tales como el número de contratos transados en cada uno.

Adicionalmente, ECOPETROL aceptó que la referencia comercial de transacciones y la negociación de precios reales se hace con referencia al precio del crudo WTI del primer mes, después de la fecha del cargamento. Por otro lado ECOPETROL manifestó, que aunque prefería un precio de contratos futuros de largo plazo, como entidad estatal no puede tomar decisiones de cobertura de riesgo con opciones o futuros a largo plazo, ya que estaría expuesto al riesgo de una investigación de la Contraloría por pérdida patrimonial, lo cual, a juicio del Comité de Expertos es contradictorio con la pretensión de que se actualice el precio de gas usando el mercado de futuros.

Por otro lado, la volatilidad real del precio máximo del gas natural de Cusiana y Cupiagua estará determinada principalmente por el valor de líquidos realmente recuperados, más que por cualquier índice de actualización.

- Utilización o no de un mecanismo de indexación

En el transcurso de la mencionada reunión, ECOPETROL propuso que no se utilizara un mecanismo de indexación de las componentes variables (BOL, LR) del precio máximo de gas natural de Cusiana y Cupiagua, con el fin de eliminar definitivamente el riesgo asociado con la volatilidad del precio del crudo. No expresó ninguna argumentación detallada al respecto.

En este sentido es importante recordar que la metodología de indexación fue adoptada mediante la Resolución CREG-023 de 2000, la cual buscaba mantener un punto de equilibrio económico (indiferencia), entre una mayor producción de gas natural y una menor producción de crudo, es decir la producción de gas natural está asociada con el costo de oportunidad de disminuir la producción de crudo. Por lo anterior se debe conservar un esquema de indexación de precios de las componentes variables, asociado con el precio internacional del crudo.

3. RESULTADOS DE LA REUNIÓN CON PRODUCTORES SOCIOS DE CUSIANA Y CUPIAGUA

El día 9 de julio se realizó una reunión con los socios del contrato Santiago de las Atalayas-Tauramena - Río Chitamina, con el fin de analizar las disposiciones establecidas mediante la Resolución CREG-018 de 2002. Después de una detallada descripción de la metodología y resueltas las inquietudes planteadas por los participantes, se concluyó de esta reunión, que no existía ningún comentario específico en desacuerdo con dichas disposiciones.

4. RECOMENDACIÓN

Basados en el anterior análisis, se recomienda mantener la metodología de actualización de precios para el precio máximo regulado de gas Natural proveniente de los campos de Cusiana y Cupiagua.