MODELO DE COBERTURA PARA EL RIESGO DE PRECIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

MARIA JULIANA CACERES

ISABEL CRISTINA CACERES

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA

FACULTAD DE INGENIERÍA FINANCIERA

BUCARAMANGA

2006

MODELO DE COBERTURA PARA EL RIESGO DE PRECIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

MARIA JULIANA CACERES
ISABEL CRISTINA CACERES

Asesor
JAIME HUMBERTO SOLANO RUIZ

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERÍA FINANCIERA
BUCARAMANGA
2006

Nota de aceptación

_____

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Presidente del Jurado

_____

Jurado

_____

Jurado

_____

Tutor

Bucaramanga, Abril 21 de 2006

TABLA DE CONTENIDO

PAGINA

CAPITULO I. **INTRODUCCION Y OBJETIVOS**.....1

1.1 Introducción.....1

1.2 Objetivos.....2

1.2.1 Objetivo General.....2

1.2.2 Objetivos Específicos.....2

CAPITULO II. **MARCO TEÓRICO**.....3

2.1 Riesgo.....3

2.2 Cobertura.....3

CAPITULO III. **MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA**.....7

3.1 El sector energético.....7

3.2 El Gas Natural.....8

3.2.1 Infraestructura del Gas Natural..... 9

3.2.2 Competidores del Gas Natural.....10

3.2.3 Consumo del Gas Natural por sectores.....11

3.2.4 Producción del Gas Natural.....12

3.3 Programa de Masificación de Gas.....13

3.4 Comercialización.....15

3.5 Consumidores.....16

CAPITULO IV. **FIJACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL**..... 18

4.1 historia.....18

4.2 Sistema actual.....19

CAPITULO V. RIESGO DE LOS CONSUMIDORES DE GAS NATURAL……..23
5.1 Mercado de derivados……..23
5.2 Instrumentos derivados para el sector energético……23
5.3 Posición corta……24
5.4 Alternativas de cubrimiento……..24
5.4.1 Contrato de futuros……25
5.4.2 Contratos a plazo……...28
5.4.3 Contratos de Opciones Financieras……30
5.4.4 Contratos con Swaps……..34
5.4.5 Estrategia de Collars……36
5.5 Comparación entre los mercados OTC y los mercados organizados……..38

CAPITULO VI. ESTRATEGIA DE COBERTURA PARA EL RIESGO DE PRECIO DEL GAS NATURAL……...39
6.1 Recopilación de datos para la realización de la cobertura……39
6.2 Desarrollo de la cobertura……43
6.3 Estructuración de un Collar para la cobertura…..……48
6.3.1 Compra de un CAP para un mayor aprovechamiento a las variaciones del precio del Gan Natural……..49

CAPITULO VII. CONCLUSIONES……..51
BIBLIOGRAFIA……...53
ANEXOS

CONTENIDO DE GRAFICAS

PAGINA

Grafica No 1. Consumo de Gas Natural por sectores……..12

Grafica No 2. Proyección del consumo del gas Natural por sectores……12

Grafica No 3. Producción del Gas Natural…… ….13

Grafica No 4. Relación entre el precio del futuro y el precio spot dependiendo de la aproximación a la fecha de entrega……..27

Grafica No 5. Perfiles de riesgo del contrato de futuros……...28

Grafica No 6. Perfil de riesgo de los contratos a plazo…….29

Grafica No 7. Posiciones básicas de los contratos de opciones…….31

Grafica No 8. Estructura de un Collar prestatario……..36

Grafica No 9. Estructura de un collar prestamista…….37

Grafica No 10. Diferencia entre el funcionamiento del mercado organizado y el mercado OTC….....38

Grafica No 11. Estructura del swap ……..42

Grafica No 11. Evolución de precios de Gas Natural y visualización de la cobertura realizada……46

Grafica No 12. Estrategia del swap adicionándole un Collar…….49

CONTENIDO DE TABLAS Y CUADROS

PAGINA

Tabla No 1. Empresas distribuidoras de gas natural…….....15

Tabla No 2. Promedio del indexador para el periodo t-2……...21

Tabla No 3. Promedio del indexador para el periodo t-1……..……22

Tabla No 4. Resultados de las posiciones básicas……31

Tabla No 5. Datos Históricos del Gas Natural y del índice……40

Tabla No 6. Precios del swap del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur……41

Tabla No 7. Consumo de gas en el sector industrial……..42

Tabla No 8. Cobertura de Gas Natural para el sector industrial……..42

Tabla No 9. Cobertura con Collar para el Gas Natural……..46

Cuadro No 1. Como realizar una estrategia de cobertura ……..…..41

CONTENIDO DE ANEXOS

ANEXO 1. ESTRUCTURA TARIFARIA DE GAS NATURAL POR RED – CARGO FIJO Y CARGO VARIABLE A JUNIO DE 2005.

ANEXO 2. INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

ANEXO 3. RESOLUCION CREG 119 DE 2005

ANEXO 4. PROMEDIO ARITMETICO DEL PRECIO DEL NEW YORK HARBOR RESIDUAL FUEL OIL 1.0% SULFUR LP SPOT PRICE

ANEXO 5. MODELO DE COBERTURA

RESUMEN

TITULO

MODELO DE COBERTURA PARA EL RIESGO DE PRECIO DEL GAS NATURAL EN COLOMBIA

AUTORES

MARIA JULIANA CACERES
ISABEL CRISTINA CACERES

ACESOR

JAIME HUMBERTO SOLANO RUIZ

FACULTAD DE INGENIERIA FINANCIERA
COBERTURA Y PRODUCTOS ESTRUCTURADOS
MERCADOS DERIVADOS

PALABRAS CLAVES

Cobertura, volatilidad, Riesgo, Precios

CONTENIDO

El trabajo consiste en realizar una evaluación del entorno del sector de hidrocarburos en especial la historia del gas natural en Colombia para mirar cual es la situación actual de este producto en el país ya que esta cogiendo un gran auge a nivel mundial, además, se mirara la metodología de precios del gas natural de Colombia, mas específicamente del gas que se origina de los campos productores de la Guajira.

Por otro lado se revisaran las diferentes maneras que hay para mitigar el riesgo de precio a través de una cobertura utilizando las herramientas que nos brinda el mercado de derivados como los futuros, las opciones o los swaps, con el análisis de cada una de estas herramientas del mercado de derivados se pretende realizar un modelo de cobertura para llegar a determinar, de acuerdo con el análisis que se realizará y las condiciones del mercado de este producto, la mejor estrategia para nuestro objetivo que es, como anteriormente se especifica, cubrir el riesgo que tiene el precio del gas natural en Colombia.

CONTENT

This written is about how you can make an evaluation over the hydrocarbon sector atmosphere, giving major attention to the natural gas history in Colombia, to get an inside look of present situation of this product in the country due to its world-wide height, beside, it will show the natural gas pricing methodology in Colombia, more specific of the natural gas originated in the fields of Guajira.

On the other hand, it will show different ways to mitigate the price risk trought cover using tools given by derivate market like futures, options and swaps, the main idea by analyzing each one of these tools is to conclude which one is better to create a cover model to determinate, based on the analysis that will be make an d the conditions of this product market, the best strategy for our goal that is in fact, as mention before, to cover the natural gas price risk.

CAPITULO I. INTRODUCCION Y OBJETIVOS

1.1 Introducción

“El gas natural es una combinación de hidrocarburos en estado gaseoso que se encuentra en yacimientos en el subsuelo, y es utilizado como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte terrestre, ya que puede reemplazar la gasolina, el ACPM, la electricidad, etc.”[1]. Durante los años 90´s el Gobierno Nacional expidió unos documentos denominados: el Plan de Gas y el Programa para la Masificación del Consumo de Gas para promover el consumo del gas natural y GLP (gas propano) en los sectores industrial, comercial, residencial y termoeléctrico. La meta es llevar gas natural y propano a más de 3.7 millones de familias en el mediano plazo y fortalecer la oferta, por medio de la interconexión de los principales campos de producción de gas natural de la Costa Atlántica (Ballena) y el interior del país (Cusiana- Cupiagua) con los principales mercados regionales del País, a través de la construcción de una infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

Lo anterior muestra la importancia del hidrocarburo no solo para Colombia sino también para el resto del mundo; por lo que se realizará un análisis del comportamiento del gas natural en el mercado colombiano y se plantearan alternativas de mejoramiento para que los compradores de este producto tengan mejores oportunidades y diferentes opciones en el mercado mediante instrumentos financieros del mercado de derivados.

[1] www.ecopetrol.com.co

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Realizar una estrategia de cobertura de riesgo de precio para los compradores del Gas Natural en Colombia utilizando el mercado de derivados como herramientas para llevar a cabo la cobertura.

1.2.2 Objetivos específicos

- Hacer una evaluación del Gas Natural para mirar como esta el producto en el mercado, además, observar el comportamiento de las empresas que compran gas para poder detectar sus necesidades con respecto a las negociaciones de este producto hablando del comportamiento del precio del mismo en el mercado.
- Mirar las estrategias de cobertura tales como los futuros, las opciones y los swaps para finalmente escoger la estrategia de cobertura más conveniente, según las expectativas de los compradores de gas natural en Colombia.
- Proponer una estrategia de cobertura para quienes enfrenten el riesgo de precio del gas natural, según el estudio realizado para finalmente evaluar sus resultados.

CAPITULO II. MARCO TEORICO

Los derivados sirven para transferir riesgo, particularmente el riesgo de precio a quienes tienen la capacidad o simplemente estén dispuestos a asumirlo, pero en la forma como este se transfiere es complicado y frecuentemente mal interpretado. En este capitulo se dará explicación a dos términos importantes para la elaboración de estrategias de cobertura los cuales son riesgo y cobertura ya que si no tenemos claros estos términos no se podrá entender realmente para que son necesarias estas estrategias.

2.1. Riesgo

El riesgo es la incertidumbre que se tiene de los sucesos futuros de una inversión que se haga en el presente, una mayor incertidumbre implica mayor riesgo, por lo tanto, “viene determinado por el desconocimiento de la evolución de los precios de compra/venta de un activo”[2]. Un indicador de riesgo de un activo es la desviación estándar de las variaciones de precio del activo. Este indicador mide el riesgo no sistemático, “el cual es el riesgo atribuible a factores que afectan sólo a ese activo y del cual nos podemos cubrir”[3] ya que existen antecedentes de donde podemos ver los comportamientos de los activos, permitiendo la determinación de una probabilidad histórica y por lo cual podemos utilizar herramientas en los mercados de derivados.

2.2. Cobertura

Para poder mitigar el riesgo en las operaciones que se realicen se pueden estructurar estrategias de cobertura, en este orden de ideas se puede decir que las coberturas se crean para minimizar el riesgo de una operación que se haga en

[2] www.invertilandi.com/GlosarioEsp.html
[3] www.cbot.com

el mercado según los parámetros que se tengan.

“En un sentido general, cobertura es la transferencia de riesgo de una entidad a otra. Una persona que usa el mercado de derivados como instrumento de cobertura, lo usa como una transacción sustituta del mercado al contado. El motivo principal para usar coberturas es la transferencia de riesgo”[4].

Las coberturas pueden ser efectuadas en dos formas:

1. Venta o Cobertura corta: Una persona (productor, o alguien con inventario) quien va a tener o tiene un producto a la venta en el futuro transfiere el riesgo del cambio de precio al usar la cobertura corta de ese producto en el mercado de derivados. La venta corta (selling short), es la venta actual de un contrato de derivados con la promesa de entregar el producto en una fecha futura. El vendedor ganara si los precios bajan antes de que se vea obligado ha hacer la entrega del producto en cuestión, para liquidar la obligación se requiere de la entrega del físico o efectuar la operación opuesta al inicio de contrato. Esto es, si se vende un contrato, para liquidar su operación, tiene que comprarlo.

Cuando una persona usa cobertura y vende corto, tiene dos posiciones, esta largo en el mercado al contado (el producto físico que esta manteniendo) y su posición en el mercado de derivados es corta. Debido a que el mercado al contado y el de derivados financieros tienden a moverse paralelamente, si el valor del producto en la posición al contado baja, el valor de su posición en el contrato de derivados aumenta y viceversa.

La persona que usa cobertura corta se dice que ha fijado un precio de venta en una fecha futura para su producto al contado cuando entra corto en el mercado de derivados, aunque el precio final depende de cualquier cambio en la diferencia de precios de ambas posiciones durante el término de la cobertura. La diferencia se

[4] www.futuros.com/coberturas.html

le conoce como “BASIS”[5]

2) Compra o cobertura larga.- Una persona (un negociante, procesador o usuario) que va a necesitar de comprar un producto (commodity) para su uso o su venta en una fecha futura puede transferir el riesgo del cambio en los precios al comprar un contrato de derivados.

Compra larga es la actual compra de un contrato de derivados con la promesa de recibir la entrega del producto en una fecha futura. El comprador ganará si los precios suben antes de que se vea obligado a hacer la entrega del producto en cuestión. Para liquidar su operación, como en la cobertura corta, se requiere de la entrega del físico o efectuar la operación opuesta, que en este caso sería, la de vender el contrato.

Cuando una persona que usa una cobertura larga, tiene dos posiciones: una posición corta en el mercado al contado (su necesidad por el producto físico) y una posición larga en el mercado de derivados. La persona que usa cobertura larga se dice que ha fijado el precio a pagar por el producto cuando él entra largo en el mercado de derivados, pero el precio final de la compra depende de cualquier cambio en la diferencia (riesgo base) de los precios al contado y del contrato durante el tiempo de cobertura.

“Al usar una cobertura, productores y procesadores (comerciales) pueden fijar el precio que ellos recibirán o que van a pagar dentro de un rango de precios. Reduciendo su exposición a las sorpresas que dan los mercados, les permite planear sus operaciones más tranquilamente. Este seguro de precios que brinda la cobertura es también un efecto suavizante en el flujo de caja, simplificando el

---

[5] Basis es la diferencia entre el precio al contado y el de el contrato de derivados, CONTADO - CONTRATO = BASIS. Por lo tanto, una posición de cobertura en el mercado de derivados podría no dar una protección total contra un movimiento adverso debido a los cambios de la relación

planeamiento financiero y frecuentemente reduciendo requerimientos para capital de trabajo; por ejemplo, la cobertura ayuda a calcular mejor el valor de un producto y a tener un mejor manejo de almacenamiento. ”[6].

[6] http://www.futuros.com/coberturas.html

CAPITULO III. MERCADO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

3.1 Sector Energético

El desarrollo de los energéticos, a lo largo de los años, ha sido afectado por los conflictos sociales y políticos en aquellas regiones donde hay abundancia de los mismos, debido a que los intereses de cada una de estas regiones tienen conflicto, con las necesidades del país.

El problema energético en Colombia radica principalmente en la ineficiente utilización de los energéticos. Esto se argumenta, con que la poca cobertura y precios no razonables no tienen en cuenta la situación socioeconómica del país. Aunque el gobierno colombiano se preocupe y tenga en sus planes aumentar la cobertura y el suministro de energéticos a todas las regiones del país, no ha tenido una posición seria en tomar acciones que solucionen radicalmente este problema.

Para darle solución al problema, es necesario la extensión del servicio vía redes energéticas dando soluciones para que las empresas suministradores de combustibles y prestadoras del servicio eléctrico y de gas natural, se interesen en el proyecto haciendo posible una recuperación de costos provenientes de la extensión y/o modernización del abastecimiento.

Cuando se tratan de suministros no tradicionales (generación aislada o energización rural), el estado debe diseñar mecanismos de incentivos para poder obtener una sostenibilidad técnica, económica, financiera e institucional de las soluciones energéticas propuestas en el párrafo anterior. “Para poder lograr los objetivos propuestos, se tiene que tener una política centrada en la concepción y mantenimiento de mecanismos que garanticen la competencia en aquellos

sectores donde ella sea posible, o en la regulación y el control de las actividades monopólicas. También es necesario, implantar una política de precios de energía que contenga precios adecuados a los costos económicos de los diferentes energéticos y donde las contribuciones o subsidios que se requieran sean adecuadamente establecidos"[7].

3.2 El gas Natural

Cuando se encontraron los primeros yacimientos del mercado del gas natural en Colombia, estos fueron manejados el 100% por ECOPETROL, el cual creo una empresa llamada promigas para poder hacer la distribución de este producto. Al principio, este producto no era muy ponderado en el país ya que se necesitaba de realizar una gran inversión para la construcción de los gasoductos donde se transporta y se distribuye para su comercialización, por lo tanto se prefería la utilización de otros productos tales como la gasolina ó el gas licuado de petróleo (GLP).

"El Estado, a través de Ecopetrol, contribuyó en la construcción de la red básica de gasoductos para conectar los centros de producción a los de demanda. La participación del sector privado aportó los recursos financieros y tecnológicos para el desarrollo de las principales troncales de gasoductos que cada día hacen realidad el Programa de Masificación del Gas Natural.

En 1.993, la disposición de la red nacional de gasoductos contaba con 584 kilómetros de propiedad de Ecopetrol ubicados en su mayoría al interior del país, y 1.727 kilómetros de gasoductos privados, principalmente en la Costa Atlántica y los Santanderes.

Esta estructura hacía del gas un recurso aprovechable únicamente a escala regional y es por ello que precisamente en la Costa Atlántica, Santander, Huila y

[7] Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Integral, Visión 2003-2020

parte del sur de Bogotá se desarrollo una cultura alrededor del gas natural, la cual ha servido para estructurar gran parte de su desarrollo en el ámbito nacional[8].

En 1.994, se creo la ley 142/94 la cual trasfiere todo lo que tiene que ver con el Gas natural a la Comisión de regulación de energía y gas (CREG). Esta ley estableció que debía existir un productor, un transportador, un distribuidor y un comercializador el cual podría ser el mismo distribuidor.

Por lo anterior, para este producto la cadena de valor esta dada de la siguiente manera:

PRODUCCION ⇨ TRANSPORTE ⇨ DISTRIBUCIÓN ⇨ COMERCIALIZACION[9]

Y como consecuencia, la fórmula para hallar el precio del gas natural que paga el consumidor final es la siguiente:

3.1 $ del consumidor = $ de gas + $ de transporte + $ de distribución + $ de comercialización + impuestos por pagar.

Los precios de trasporte y distribución de la fórmula 3.1, son tarifas reguladas por la CREG, las cuales se componen de una parte variable y una parte fija, por lo tanto, para poder realizar la cobertura, en la parte donde ésta se puede realizar, es en los precios que salen directamente de los pozos. Esta es la primera variable de la fórmula.

3.2.1 Infraestructura del Gas Natural

“Las principales empresas transportadoras del país son Ecogás, empresa de derecho público, propietaria de la gran mayoría de la infraestructura de transporte del interior del país y Promigas S.A., empresa privada propietaria de la gran

[8] www.ecopetrol.com
[9] ver anexo 1

mayoría de los gasoductos de la Costa Atlántica. Los transportadores restantes, se han desarrollado a través de contratos de concesión con el Ministerio de Minas y Energía, Trasmetano, Transoriente, Gasoducto del Tolima, Progasur y otros por libre iniciativa como en el caso de Transoccidente y Transcogas.

"La Red Nacional de Transporte de gas natural, está compuesto por los siguientes sistemas:"[10]

- De la Costa Atlántica: Conformado por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de La Guajira, Córdoba y Sucre, con las puertas de ciudad localizadas en Riohacha, Santa Marta, Barranquilla, Cartagena, Sincelejo y Montería, incluyendo las conexiones de otros campos menores y los subsistemas que se conecten a esta troncal.
- Del Centro: Es la troncal que hace la conexión de los campos de gas natural de La Guajira con la puerta de ciudad de Barrancabermeja (Santander) y los subsistemas y ramales que se conecten a esta troncal.
- Del Interior: Está compuesto por el sistema troncal que vincula la conexión de los campos de gas natural de Casanare, Meta, Tolima, Huila, Santander, y otros existentes en el interior del país, con las ciudades de Villavicencio, Neiva, Medellín, Bucaramanga, Cali y Bogotá, entre otras[11]".

Los principales pozos de gas natural son los que están ubicados en los campos de la Guajira, el campo Opón, y el campo de Cusiana. El campo de mayor importancia debido a que es el que tiene mas o menos entre el 70% y el 75% de las reservas del país, es el campo de la guajira, por lo tanto, la cobertura se realizará para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira.

3.2.2 Competidores del Gas Natural

El gas natural se utiliza como materia prima o como combustible en los sectores industrial, petroquímico, termoeléctrico, doméstico, comercial y de transporte

[10] Ver anexo 2
[11] www.ecopetrol.com

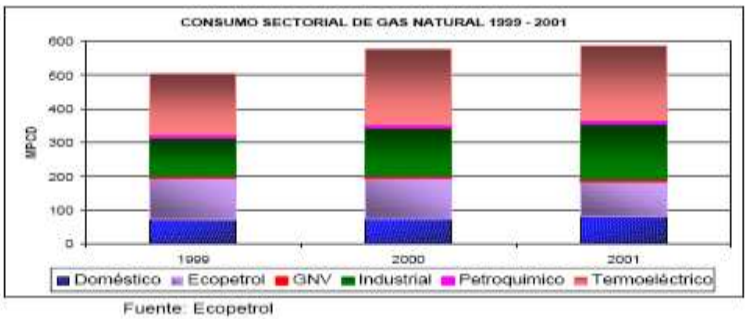
terrestre. El uso del gas natural como combustible en estos sectores, sustituye a energéticos como la electricidad, GLP, ACPM, queroseno, fuel oil, crudos pesados y carbón en el área industrial; y electricidad, GLP, queroseno en el sector doméstico y comercial; y gasolina y diesel en el sector de transporte.

3.2.3 Consumo del Gas Natural por sectores

Actualmente, el gas natural ha tenido un alto grado de crecimiento en el mercado. Esto se debe, en gran parte, por el plan de masificación que se ha implementado en el país, y por ello ha llegado a sustituir en grandes medidas a otros combustibles o carburantes en los diferentes sectores.

En el gráfico 1, podemos observar que el sector que más consume gas natural es el sector termoeléctrico, seguido del sector petroquímico y del sector industrial. En cuarto lugar esta el sector de transporte con el gas vehicular y por último se encuentran ECOPETROL como consumo interno y el sector residencial.

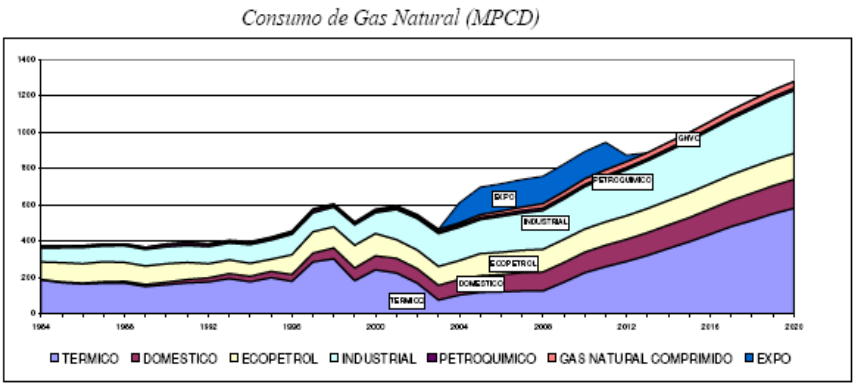
Grafica No 1. Consumo de Gas Natural por sectores



Fuente: Ecopetrol

Para hablar de proyecciones, según las estimaciones realizadas por la UPME, a futuro se espera que para el año 2.012, el consumo de gas natural en el país y las exportaciones estén en 900 Millones de Pies Cúbicos-día (MPCD), donde el sector con mayor aumento de consumo, será el sector termoeléctrico. Otros sectores que se muestran con gran potencialidad de crecimiento son el industrial y el residencial, y en menor medida el Gas Natural Comprimido Vehicular (GNCV).

Grafica No 2. Proyección del consumo del Gas Natural por sectores



Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

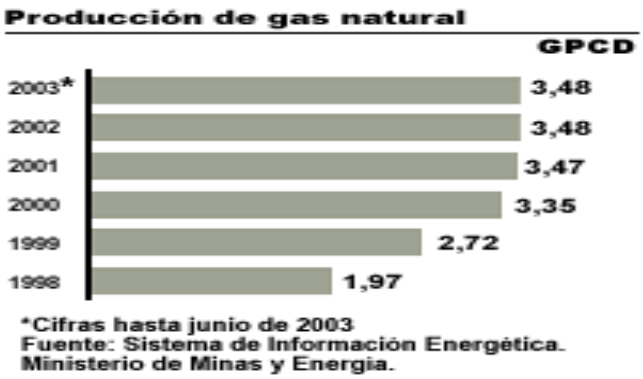
Con respecto a las exportaciones, vale la pena resaltar que la UPME hace proyecciones de que en el corto plazo se provén exportaciones a Venezuela y en el mediano plazo a Panamá.

Con lo anterior concluimos que no es suficiente tener un buen abastecimiento de energéticos sino que también necesitamos una buena política de precios además de disponer de una buena cobertura de energéticos haciendo que estos lleguen a los consumidores de forma oportuna, confiable y con la calidad requerida por los usuarios.

3.2.4 Producción del Gas Natural

Si hablamos de la producción, Colombia, desde el 2000 muestra crecimiento en este renglón. En el año 2001 la producción tuvo un aumento de 5% en relación con el año anterior, alcanzando 3,47 gpcd y en junio de 2003 ya se había contabilizado un promedio de 3,48 gpcd, superando la producción del año anterior. El siguiente gráfico muestra la evolución de la producción de gas desde 1998. ECOPETROL • Carta petrolera - edición No. 111 (mayo - junio de 2005)

Grafica No 3. Producción de Gas Natural



La producción de gas natural está centralizada en ECOPETROL con más del 60% de la producción, Texas con el 19% y el resto de los productores con un 21%. Esta concentración plantea un dilema frente a la posibilidad de liberar los precios en boca de pozo en el año 2005.

En Colombia, no se ha logrado competencia en la comercialización de la producción dado que está concentrada en pocas empresas. Aunque existe la figura del comercializador puro, esta no se ha desarrollado, quedando la comercialización, en gran escala, en manos de los productores.

3.3 Programa de masificación de Gas

“El Programa de Gas” se centró en la masificación del uso del gas natural para servicio residencial, con el propósito de sustituir electricidad en cocción y calentamiento de agua, y gas natural comprimido (GNC) para el transporte público, en los municipios cercanos a los yacimientos o a los gasoductos. Este programa, de ejecución inmediata, también vislumbró el suministro al interior del país, lo cual requería de la construcción del gasoducto Apiay-Bogotá y el gasoducto central Ballena-Barranca.

Este programa se inicia en Bogotá, en 1.987, con la sustitución del “cocinol” (gasolina de bajo octanaje para cocción) por GLP y, posteriormente, con la construcción del gasoducto Apiay-Bogotá, se consolida el programa de sustitución,

con una meta de 180.000 familias de bajos recursos. Este programa para Bogotá estaba restringido por las limitadas reservas del campo de Apiay y la poca capacidad de transporte del gasoducto.

En el año 1.993, se inicia el Plan de Masificación de Gas, con la meta de conectar cerca de 1'500.000 usuarios en todo el país, y se empieza a desarrollar la red de transporte descrita en el párrafo anterior, para conectar los campos productores y los centros de consumo del interior del país, y se crean nuevas empresas distribuidoras para atender las nuevas zonas. El Plan de masificación de gas involucró también la licitación de 6 áreas de distribución exclusiva en el Valle, Quindío, Caldas, Risaralda, Centro-Tolima y Cundinamarca-Boyacá. En la actualidad existen 23 empresas distribuidoras privadas en todo el país, tal como se describe en la tabla No 1:

Tabla No 1. Empresas distribuidoras de gas natural

Nombre	**Departamento**
Gases del Caribe	Atlántico
Surtigas	Bolívar
Gases de la Guajira	Guajira
Gas Natural del Cesar	Cesar
Gas de Oriente	Norte de Santander
Gasoriente	Santander
Metrogas	Santander
Gas de Barrancabermeja	Santander
Alcanos de Huila	Huila
Neivana de Gas	Huila
Gas Natural	Bogotá
Llanogas	Meta
Gases de Cusiana	Casanare
Gases de Occidente	Cali
Empresas Públicas de Medellín	Medellín
Gases del norte del valle	Norte del Valle

Gases del Quindío	Quindío
Gas Natural del Centro	Caldas
Gas del Risaralda	Risaralda
Gas Natural del Altiplano	Cundinamarca
Caucana de Gas	
Gasnacer	
Grancolombiana de Gases	Tolima

Fuente: Trabajo realizado por Félix Betancourt Aduen en el marco del proyecto “Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y el Caribe”

Dado el desarrollo del Plan de Masificación del Gas Natural, el aspecto más relevante de la evolución de esta industria en Colombia en los últimos años ha estado representado por las importantes inversiones adelantadas tanto por el capital estatal, como por el capital privado en la construcción y ampliación de la red básica de gasoductos troncales para conectar los campos en producción con los principales mercados en todo el país.

3.4 Comercialización

En cuanto a la comercialización, falta un marco regulatorio que otorgue una mayor libertad a la fijación de precios y a las condiciones de contratación a escala mayorista, que abra espacios para que un comercializador pueda agregar valor como punto de contacto entre el productor y los grandes consumidores. Es necesario expedir el Reglamento de Comercialización, que ayude a eliminar barreras de entrada para nuevos comercializadores y clarifique las responsabilidades entre operadores y comercializadores, especialmente en cuanto a la medición y las pérdidas.

Con el fin de desarrollar un mercado secundario del gas natural es importante que se aplique a cabalidad el RUT, implementando los BEO (Boletín Electrónico Operativo), los cuales tienen como objetivo hacer visible y transparente el mercado. También es necesario evitar la inclusión de cláusulas restrictivas del

mercado secundario por parte de productores y transportadores en los contratos que se firmen.

Como herramienta adicional, la estructuración de un sistema de información integrado de toda la cadena del gas y sus sustitutos, disminuiría las asimetrías existentes.

3.5 Consumidores

El consumo de gas natural ha evolucionado, en la medida en que se han ido extendiendo los gasoductos troncales a lo largo del país. Hasta 1.995, prácticamente el mercado del gas se localizaba en la Costa Atlántica, el Huila, Santander, Meta, Casanare y parcialmente en Bogotá. En la actualidad el gas natural cubre además, los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Tolima, Caldas, Quindío, Risaralda y Valle. Estas interconexiones y la ampliación en la producción de los campos de Chuchupa, en la Guajira, hicieron posible la instalación de varias plantas termoeléctricas a base de gas natural, tanto en la Costa como en el interior, lo que duplicó prácticamente el consumo en este sector en los últimos años.

El uso de GNC como combustible automotor se ha intensificado en la década del 90, especialmente en la Costa Atlántica, sin que todavía se logre su masificación ni su desarrollo en el interior del país, debido especialmente a las barreras tecnológicas y de precios, frente a otros combustibles.

Históricamente, los principales sectores consumidores han sido el sector eléctrico, la industria petrolera y el sector industrial. En 1.997, esos sectores acapararon el 49.5%, el 20.3% y el 18.1% del consumo total, respectivamente. Como se podría esperar, el consumo se ha concentrado en las regiones productoras, es decir, en la Costa Atlántica y en menor proporción en el área de Santander; recientemente el departamento del Huila ha ganado importancia. En 1.997 la Costa representó el 66.8% y el Interior el 33.2%.

En 1.999, se presentó un descenso en el consumo interno del gas, ocasionado principalmente por la disminución en el consumo de las plantas térmicas. El consumo total de gas en 1999 fue de 501,7 millones de pies cúbicos – día.

El consumo total del país para el 2003 fue de 586 MPCD lo cual representó una disminución del 2.5% sobre el del año anterior. Los sectores con mayor consumo fueron el Termoeléctrico con un 32%, seguido por el domestico con un 25% y el industrial con un 23%.

CAPITULO IV. FIJACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL

En este capítulo, se realizará una evaluación de las metodologías propuestas para hallar del precio del gas natural en boca de pozo de la guajira, ya que este precio es regulado por una entidad llamada comisión de regulación de energía y gas (CREG) y han habido varias discusiones sobre este tema.

4.1. Historia

En un principio la CREG creo una metodología involucrando el precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL para hallar el precio del gas, tomando un índice de variación de este producto y lo opto mediante “la resolución CREG 029 de 1995 y CREG 023 de 200”[12]; pero los agentes creen que este índice no es conveniente ya que no permite la utilización de herramientas financieras para realizar coberturas de precio del gas natural.

Por lo anterior, se realizó, por parte de la CREG, un análisis del indexador ya que el precio del gas natural, en los últimos años, ha venido incrementándose y los precios se han ido al alza.

El índice utilizado, en primera instancia, fue el fuel oil de ECOPETROL. Éste índice es calculado y publicado por ECOPETROL, por lo tanto solo refleja las transacciones de un solo agente y no las transacciones reales del mercado lo que refleja que el índice no tiene liquidez, además, como el agente que hace el calculo, es el mismo que provee la información al mercado, se origina un problema de asimetría de la información y esto hace que no halla credibilidad en el mercado.

[12] Ver Anexo 3

La fórmula utilizada para hallar el precio máximo establecido por la CREG estaba dada por:

Donde: $$P_t = \frac{0{,}8 \times FO_{t-1}}{11{,}9098}$$

P t = El precio (US$/KPC) definido para el semestre

FO t-1 = Promedio del precio de exportación ponderado por volumen de exportación del fuel oil (FOB) Cartagena durante el precedente de 6 meses.

11.9098 = Es el promedio del fuel oil de exportación de ECOPETROL para el semestre anterior al semestre en que se inicio su aplicación.

Esta fórmula fue utilizada durante mucho tiempo para hallar el precio del gas natural en Colombia. Hasta hace pocos meses se le hizo una modificación para permitir la utilización de estrategias de cobertura de este producto.

4.2. Sistema actual

"Para poder hacer posible las coberturas financieras, la CREG realizó un análisis del índice con el que se hallaba el precio del gas natural y se evaluaron diferentes índices que tranzan en los mercados internacionales como el heating oil de New York, el fuel oil 1% azufre de New York, el gas natural de Henry Hub y el petróleo del Golfo de México. Esto para poder generar confiabilidad al mercado"[13].

Después de realizarse un análisis estadístico por parte de la CREG de los datos históricos de estos commodities que tranzan en mercados líquidos, se llegó a la conclusión de que el precio del fuel oil Nº 6 1% Sulfur para entrega en el puerto de New York, es el índice que más se ajusta estadísticamente para realizar la actualización de precios del gas natural y se propone una nueva fórmula para hallar el precio del gas natural en boca de pozo de la guajira.

[13] Para mirar como se hizo esta evaluación remítase al anexo de la resolución CREG 119 de 2005.

Se establece que el precio se calcule cada seis meses como se hacia anteriormente y que el resultado sea igual a la multiplicación del precio regulado del semestre anterior por la diferencia entre las ponderaciones de los dos semestres anteriores, por lo tanto la formula sería:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{t-1}}}{\overline{INDICE_{t-2}}}$$

Donde:

PMR t = Precio máximo regulado que regirá para el semestre actual.

PMR t-1 = Precio máximo regulado del semestre anterior.

$\overline{INDICE\ t\text{-}1}$= Promedio aritmético del índice en el semestre anterior.

$\overline{INDICE\ t\text{-}2}$= Promedio aritmético del índice del semestre anterior al anterior.

INDICE = New York Harbord Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP Spot Price, publicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration www.eia.doe.gov).

Para iniciar el cálculo del precio con este nuevo índice se estableció que el precio máximo regulado que se toma para hacer el calculo, es el precio del semestre anterior hallado con la anterior fórmula utilizando como índice el fuel oil de exportación de ECOPETROL.

El precio del gas natural que regirá para este año en delante se establece de la siguiente forma:

PRECIO GAS NATURAL CAMPO GUAJIRA (Periodo 01 de febrero de 2006 - 31 de julio de 2006)

1. Se halla el promedio del precio del índice que se va a utilizar (que en este

caso es el New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur LP Spot Price CIF (Cents per gallon)) para el periodo anterior el cual sería t-1 y de la misma manera se halla este promedio para el periodo anterior al anterior el cual sería t-2. Estos resultados se pueden observar en la tabla 2 y 3

Tabla No 2. Promedio del indexador para el periodo t-2

PERIODO	INDICE t-2
Promedio Semestral Feb -Jul 2005	90,1495

Fuente: www.eia.doe.gov (Anexo 4)

Tabla No 3. Promedio del indexador para el periodo t-1

PERIODO	INDICE t-1
Promedio semestral Ago 2005 - Ene 2006	114,7616

Fuente: www.eia.doe.gov (Anexo 4)

2. Se halla el precio máximo regulado del semestre anterior con la fórmula de propuesta en la Resolución CREG 039 de 1975 período 10 de agosto de 2005 - 31 de enero de 2006.

   Res.039/75 = 2,1327 USD/KPC

   Poder calorífico promedio Ponderado = 0,99637 MBTU/KPC

   PMR (t-1) = 2,14044 USD/MBTU

3. Se realiza el cálculo del precio del gas natural. Para hallar este precio, como se

dijo anteriormente, se utiliza la nueva fórmula propuesta por la CREG la cual se puede observar a continuación:

PMR (t) = PMR (t-1) * INDICE (t-1) / INDICE (t-2) = Nuevos precios

En la cual se remplazan los valores anteriormente hallados, donde PMR t-1 arroja un valor de 2.1404 US$/MBTU el cual se multiplica por la variación entre el promedio del índice en t-1 que es igual a 114,7616 sobre el promedio del índice en t-2 para el cual su resultado es de 90,1495, este calculo se puede ver a continuación

PMR (t) = 2,14044 US$/MBTU * (114,7616 / 90,1495) = 2,7248 USD/MBTU

Esta fórmula da como resultado un precio para el gas natural de 2,7248 US$/MBTU para el periodo del primero de febrero del 2006 hasta el 31 de julio del 2006, o lo que es igual para el primer semestre del año.

Como conclusión a la evaluación del precio del gas natural, se puede decir que con esta mejora realizada en la metodología para la actualización de precios del gas natural se podrán establecer estrategias de coberturas para la variación en el precio del gas natural ya que se eliminan los conceptos de incertidumbre de mercado que se tenían anteriormente con el índice utilizado.

CAPITULO V. RIESGO DE LOS CONSUMIDORES DE GAS NATURAL

5.1 mercado de derivados

“La ingeniería financiera evoluciona en forma constante ideando mecanismos para manejar eficientemente los flujos de efectivo principalmente de las grandes corporaciones y los inversionistas institucionales. En los últimos años se ha retomado en los mercados de valores mas desarrollados una idea muy antigua como es la de negociar contratos de compra y venta de activos a un plazo cierto en el futuro, con el objetivo de disminuir el riesgo por fluctuaciones inesperadas en el precio del bien transado, obteniendo resultados muy positivos.

En el sistema financiero, encontramos un mercado llamado el mercado de capitales de donde se deriva el mercado de derivados el cual podemos definir como el lugar en donde los ofertantes y demandantes compran y venden activos financieros mediante los derivados. Se conoce con el nombre de derivados los contratos financieros a plazo en los que participan dos o más partes, cuyo valor en alguna fecha futura dependerá del valor de un activo subyacente. Lo básico de estos productos es que ofrecen coberturas. Los instrumentos que se evaluaran para realizar la estrategia de cobertura para el gas natural son los forwards, los futuros, los swaps, y las opciones.”[14]

5.2 Instrumentos derivados para el sector energético

La volatilidad del precio es la consecuencia de los cambios en la oferta y la demanda de un producto, estos cambios fuertes en los precios incentivan a los consumidores a buscar formas para proteger sus presupuestos y a los productores

[14] www.students.washington.edu/hcassab/opciones.htm

a estabilizar sus flujos de caja ya que la volatilidad de precios hace que las inversiones en la industria sea más riesgosas.

Cuando hay una caída en los precios de los energéticos, se dice que hay equidad entre compradores y vendedores de estos productos, el dinero en efectivo es escaso, y es más probable que se cumplan con las obligaciones de los contratos de compra y venta; cuando hay una subida en los precios de los energéticos, los gobiernos tienden a intervenir para proteger a los consumidores. Por ello, el riesgo de precio en el sector energético juega un papel importante entre las empresas de energía y el uso de derivados es un medio común para ayudar a estas empresas y a los inversionistas a manejar los riesgos que provienen de la alta volatilidad de los precios de estos productos.

5.3 Posición corta

Para la elaboración de la cobertura para el precio del gas natural se va ha tomar una posición corta en el mercado de derivados, ya que esta cobertura se enfoca para el cubrimiento de precio para los proveedores del gas natural que son los que compran el gas natural y lo distribuyen en todo el país para ser usado en los diferentes sectores, ya sea el sector industrial, termoeléctrico, residencial, vehicular entre otros.

5.4 Estrategias de cobertura por medio del mercado de derivados

Las estrategias de cobertura son utilizadas para minimizar el riesgo que se tiene en el mercado y por ende se decide utilizar el mercado de derivados para cubrir este riesgo, el objetivo que se tiene es tomar una posición que neutralice el riesgo lo más posible.

Los productos que se van a negociar en esta clase de contratos se llaman activos subyacentes, estos se clasifican en financieros, commodities, metales, climáticos y

energéticos. El tipo de cobertura que se realizará se hará para un activo subyacente energético en donde esta ubicado el Gas Natural.

5.4.1 Contratos de futuros

Este contrato es un acuerdo para comprar o vender un activo en una bolsa o mercado organizado, a una fecha futura y con un precio establecido de antemano. Algunos mercados donde se realizan estos contratos son el Chicago Board of Trade (CBOT) y el Chicago Mercantile Exchange (CME).

"Se habla de un contrato normalizado a plazo, por el que el comprador se obliga a comprar el Activo Subyacente a un precio pactado (Precio de Futuro, el cual se determina por medio de las leyes de la oferta y la demanda) en una fecha futura (Fecha de Liquidación). Como contrapartida, el vendedor se obliga a vender el mismo Activo Subyacente al mismo precio pactado (Precio de Futuro) y en la misma fecha futura (Fecha de Liquidación). Hasta dicha fecha o hasta que se realice una transacción de cierre. Las liquidaciones de Pérdidas y Ganancias son realizadas diariamente. La obligación de comprar y vender el Activo Subyacente en la fecha futura se puede sustituir por la obligación de cumplir con la Liquidación por Diferencias, en los casos en que el activo no sea entregable o se pueda realizar la entrega por diferencias."[15]

Cuando el coberturista acepta la compra del subyacente tiene una posición larga en futuro, y cuando acepta la venta esta en una posición corta en futuros; Cuando se tiene una posición compradora, puede cerrarse la misma sin esperar a la fecha de vencimiento simplemente vendiendo el número de contratos compradores que se posean; de forma inversa, alguien con una posición vendedora puede cerrarla anticipadamente acudiendo al mercado y comprando el número de contratos de futuros precisos para quedar compensado. Para dar cumplimiento a la orden de

[15] http://www.mailxmail.com/curso/empresa/derivados/capitulo1.htm

compra o de venta trasmitida por un Miembro del Mercado de un futuro es necesario que coincidan: Clase de Contrato (mismo Activo Subyacente), fecha de vencimiento y precio del futuro.

Características del contrato

Activo subyacente: Es una mercancía que puede darse en una gran variedad de calidades disponibles, el mercado estipula la calidad aceptada, para algunas mercancías se aceptan diferentes calidades en la entrega, ajustando el precio recibido a la calidad escogida.

Tamaño del contrato: Éste especifica la cantidad de un activo que se debe entregar en un contrato, el tamaño correcto del contrato depende de quien sea su usuario más probable y se determina según el activo que se esté negociando. “El lugar donde se realizará la entrega debe especificarse por el mercado, esto es importante para las mercancías con costos de transportes significativos”[16].

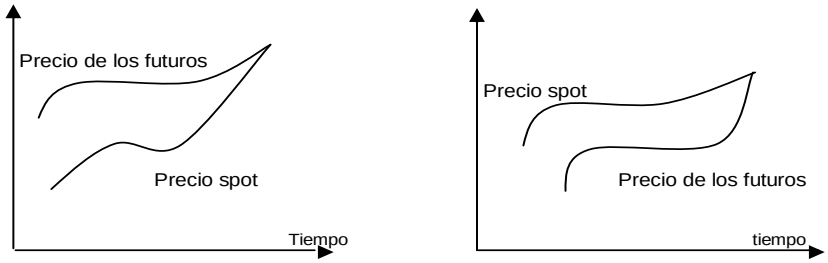
Mes de entrega: “Los meses de entrega varían de acuerdo a cada contrato”[17], el mercado debe especificar un periodo preciso del mes en el cual debe realizarse la entrega, también se encarga de especificar cuando se inicia la negociación y la fecha de terminación del mismo.

Convergencia de precios: “Cuando se acerca el mes de entrega de un contrato de futuros, el precio del futuro converge hacia el precio spot del activo subyacente”[18] como se observa en la Grafica 4.

---

[16] Introducción a los mercados de futuros y opciones, John Hull, Prentice Hall, segunda edición, Pág. 22
[17] Introducción a los mercados de futuros y opciones, John Hull, Prentice Hall, segunda edición, Pág. 23
[18] Introducción a los mercados de futuros y opciones,John Hull, Prentice Hall, segunda edición, Pág. 24

Grafica 4. Relación entre los precios del futuro y los precios spot dependiendo de la aproximación de la fecha de entrega.



Liquidación Diaria de Pérdidas y Ganancias: La liquidación en los contratos de futuros es diaria, en efectivo de las diferencias entre el Precio de Futuro pactado en los Futuros negociados el mismo día del cálculo y el Precio de Liquidación Diaria de ese día, o entre el Precio de Liquidación Diaria del día anterior y el del día del cálculo para los Futuros que ya estuviesen abiertos al inicio del día del cálculo. Tras este proceso, todos los Contratos de Futuros, se consideran pactados al Precio de Liquidación Diaria.

Cámara de Compensación: Actúa como intermediario en transacciones de futuros, garantizando el cumplimiento de cada una de las partes de la transacción. “La función principal de la cámara de compensación es realizar el seguimiento a cada una de las transacciones que se realizan durante el día. Con ello se puede calcular la posición de cada uno de sus miembros”[19].

Esta cámara de compensación tiene unas garantías establecidas para poder cumplir a cabalidad con sus funciones, maneja un Margen o depósito inicial el cual es la cantidad que debe depositar tanto el comprador como el vendedor en el momento de tomar una posición en el mercado de futuros el cual, generalmente es un porcentaje sobre el valor total de la posición abierta. Este porcentaje es generalmente del 5% al 10% y un Margen de mantenimiento que es el saldo

[19] Introducción a los mercados de futuros y opciones, John Hull, Prentice may, segunda edición, Pág. 28

mínimo que un comprador o un vendedor debe mantener en la cuenta y varía entre el 70% y el 80% del valor del margen inicial.

Perfil de riesgo y función de utilidad

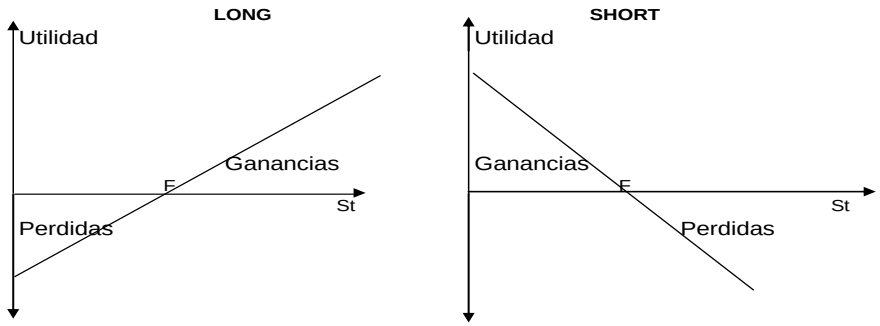
La función de utilidad para una posición corta en el contrato de futuros (short) es la siguiente:

5.1. Utilidad = Ft-F(t-1)

La función de utilidad para una posición larga en el contrato de futuros (long) es la siguiente:

5.2. Utilidad = F(t-1)-Ft

Grafica 5. Perfiles de riesgo del contrato de futuros



En un contrato de posición corta (short) cuando el precio del mercado (spot) es menor que el precio pactado (precio futuro), se obtienen ganancias limitadas, pero cuando el precio del mercado es mayor al precio del futuro, se obtienes pérdidas ilimitadas. Al contrario sucede cuanto se toma una posición larga (long) ya que si el precio del mercado (spot) es mayor al precio del futuro, las ganancias son ilimitadas y de forma inversa, las perdidas serán limitadas. Esto lo podemos observar con mayor claridad en el grafico 5.

5.4.2 Contratos a plazo

Estos contratos son acuerdos de compra o venta en un momento futuro por un precio determinado.

El valor al vencimiento o valor terminal de una posición larga en un contrato de futuros sobre un subyacente es:

5.3. St-K

El valor al vencimiento o valor terminal de una posición corta en un contrato de futuros sobre un subyacente es:

5.4. K-St

Donde:

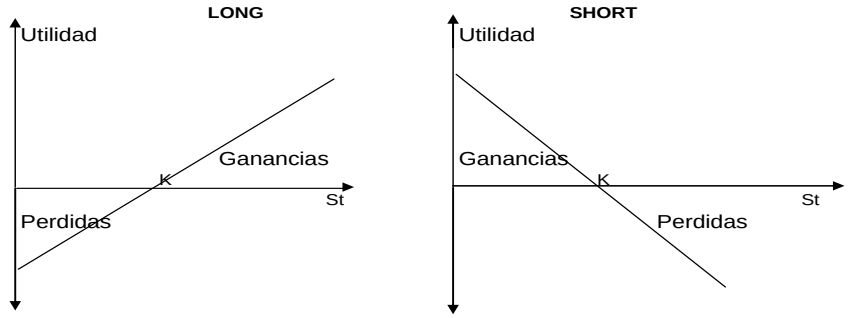
St = precio spot

K = Precio de entrega

Perfiles de riesgo:

En el contrato a plazo también encontramos perfiles de riesgos que son lo mismo que en el contrato de futuros, esto lo podemos observar en la grafica 6.

Grafica 6. Perfil de riesgo de los contratos a plazo



"A diferencia del contrato de futuros, el contrato a plazo no se realiza en bolsa o mercados organizados, se realiza en mercados no organizado (OTC) y no se hacen por intermedio de una cámara de compensación, son contratos directos"[20], el principal riesgo que presenta el contrato forward es que ambas partes incumplan con sus obligaciones.

"Al término del plazo, se pueden dar dos tipos de entrega:

[20] Introducción a los mercados de futuros y opciones,John Hull, Prentice Hall, segunda edición, Pág. 42

a) Intercambian la mercadería por el valor previamente acordado.

b) Intercambio a favor o en contra en efectivo del diferencial que existe entre el precio al cual se pactó la operación en un inicio y el precio final que presenta la mercadería en el mercado al cual se hace referencia"[21].

5.4.3 Contratos de Opciones Financieras

Encontramos dos tipos básicos de opciones, la opción de compra (call) la cual da a su propietario el derecho de comprar un activo a una fecha y un precio determinado y la opción de venta (put) la cual otorga el derecho a vender un activo en una fecha dada y a un precio determinado. La fecha pactada en el contrato se conoce como fecha de vencimiento, el precio especificado en el contrato se conoce como precio de ejercicio.

Las opciones pueden ser americanas o europeas, Las opciones americanas son opciones que pueden ser ejercidas en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento, a diferencia de las europeas las cuales solo pueden ejercerse al momento de su vencimiento.

En cada contrato de opciones hay dos partes, el que compra la opción que es le inversor (tiene el derecho) y el emisor que como su nombre lo dice es el que vende (tiene la obligación) o emite la opción.

Hay cuatro tipos de posiciones en opciones:

1. Posición larga en una opción de compra. (Long call).
2. Posición larga en una opción de venta (long put).
3. Posición corta en una opción de compras (short call).
4. Posición corta en una opción de venta (short put).

[21] http://www.gestiopolis.com/canales2/finanzas/1/forwyfut.htm

Grafica 7. Posiciones básicas de los contratos de opciones

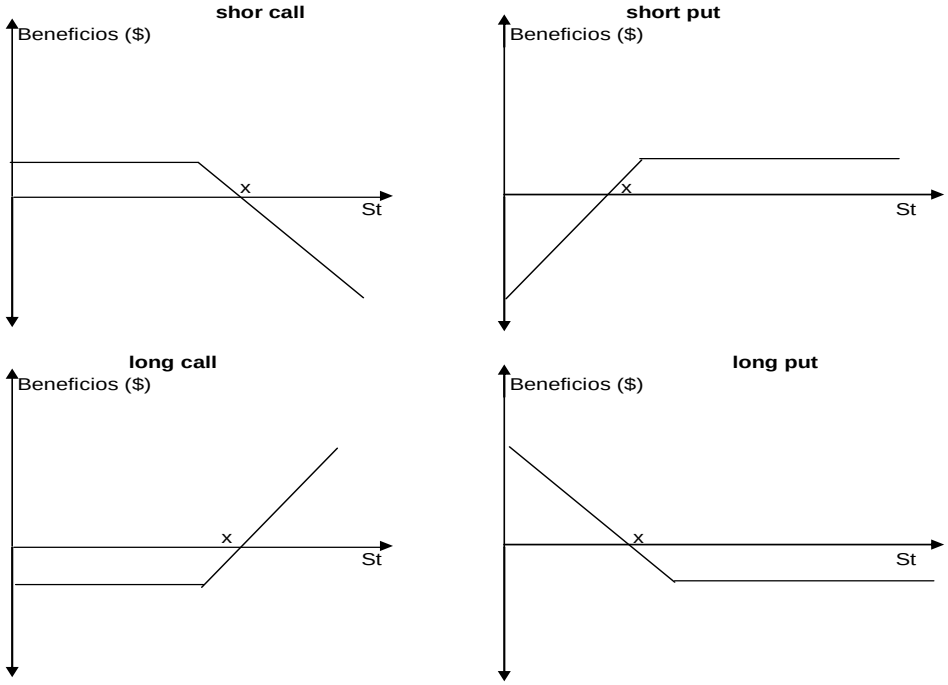


Tabla No 4. Resultados de las posiciones básicas

	Comprador	Vendedor
CALL		
SI S<E	- PRIMA	PRIMA
SI S=E	- PRIMA	PRIMA
SI S>E	S - E - PRIMA	PRIMA - (S - E)
PUT		
SI S<E	- PRIMA	PRIMA
SI S=E	- PRIMA	PRIMA
SI S>E	E - S - PRIMA	PRIMA - (E - S)

“Los resultados que se pueden obtener de las posiciones básicas según el precio al vencimiento del activo del subyacente y el precio de ejercicio de la opción se pueden observar en la tabla No 4, las funciones que los determinan son las siguientes:

COMPRA DE UN CALL

Resultado: MAX [0, S - E] – PRIMA

COMPRA DE UN PUT

Resultado: MAX [0, E - S] – PRIMA

VENTA DE UN CALL

Resultado: PRIMA - MAX [0, S - E]

VENTA DE UN PUT

Resultado: PRIMA - MAX [0, E - S]"[22]

El valor intrínseco se puede definir como el valor que tendría una opción en un momento determinado si se ejerce inmediatamente y se calcula mediante la siguiente expresión:

Para una opción de compra:

5.5. Vc = MAX (0, S - E)

Para una opción de venta:

5.6. Vp = MAX (0, E - S)

Donde:

V = Valor intrínseco

S = Precio del activo subyacente

E = Precio de ejercicio.

El valor intrínseco se clasifica en tres categorías:

- In The Money (ITM): El valor intrínseco es positivo
  S>E par alas opciones CALL
  E>S Para las opciones PUT
- At The Money (ATM): el valor intrínseco es igual al precio del subyacente no se obtiene ni beneficio no perdida.
  S=E para las opciones CALL y PUT
- Out The Money (OTM): el valor intrínseco genera pérdidas
  S<E par alas opciones CALL

[22] Opciones financieras, Prosper Lamothe, Mc Graw Hill, Pág 28

E<S para las opciones PUT

“La prima de una opción se negocia en función de la ley de oferta y demanda que establece el mercado. No obstante, existen modelos teóricos que tratan de determinar el precio de la opción en función de una serie de parámetros:

- Precio del activo subyacente
- Precio de ejercicio
- Tipo de interés
- Dividendos a pagar (sólo en opciones sobre acciones).
- Tiempo hasta vencimiento
- Volatilidad futura”[23]

Los movimientos de los precios del activo subyacente tienen influencia en el valor de la prima de una opción. Los precios al alza provocan una subida de las primas de las CALL y un descenso en las primas de las PUT, en caso contrario, las primas que aumentan son las de las PUT y las que disminuyen son las de las CALL.

Por otro lado, “Una subida de los tipos de interés provoca un aumento del precio de una opción CALL y una disminución del precio de la opción PUT. En general, las variaciones de los tipos de interés no tienen gran influencia sobre el precio de las opciones, por lo que, en la práctica, no se toman en consideración”[24].

Con respecto a la volatilidad, el incremento de la volatilidad provoca un aumento del precio de la opción, tanto opciones CALL como PUT, la disminución de la volatilidad provoca el efecto contrario, es decir, la disminución de su precio”[25].

[23] http://es.wikipedia.org/wiki/Opciones_financieras
[24] http://es.wikipedia.org/wiki/Opciones_financieras
[25] http://es.wikipedia.org/wiki/Opciones_financieras

5.4.4 Contratos con Swaps

Los swaps “es un contrato mediante el cual ambas partes acuerdan intercambiar flujos de efectivo sobre un cierto principal a intervalos regulares de tiempo durante un periodo dado”. (Monroy, 2001).

El intercambio de tales flujos futuros, tiene como propósitos disminuir los riesgos de liquidez, tasa, plazo o emisor, y permite la reestructuración de portafolios, en donde se logra aportar un valor agregado para el usuario que origina la reestructuración.

Estos instrumentos son OTC (Over The Counter o Sobre el Mostrador), es decir, hechos a la medida. Pero, siempre incurren en cierto nivel de riesgo crediticio propiciado por su operación.

En el mercado existen diferentes clases de swaps como los swaps sobre tasas de interés, los swaps sobre tipo de cambio, los swaps de índices bursátiles, los swaps de materias primas (commodity swaps) y los swaps crediticios entre otros.

A continuación se hablará de los swaps de materias primas ya q es mas o menos lo que tendríamos que revisar si se llegara a realizar la estrategia de cobertura por este método. Los swaps de este tipo están diseñados para eliminar el riesgo de precio y de esta manera conseguir el abaratamiento de los costos de financiamiento.

“El funcionamiento de un swap de materias primas, es muy similar al de un swap de tasa de interés, por ejemplo: un swap a tres años sobre petróleo: esta transacción es un intercambio de dinero basado en el precio del petróleo (A no entrega a B petróleo en ningún momento), por lo tanto el swap se encarga de compensar cualquier diferencia existente entre el precio variable de mercado y el precio fijo establecido mediante el swap. Es decir, si el precio del petróleo baja por

debajo del precio establecido, B paga a A la diferencia, y si sube, A paga a B la diferencia"[26].

En todo SWAP deben participar como mínimo tres tipos de agentes.

"Originador: Es quien necesita cubrir un riesgo especifico y utiliza la figura de sustitución de títulos -SWAP-. Deberá tomar una posición de vendedor inicial de un primer titulo valor originador del riesgo y de comprador final de un segundo titulo valor que cumpla con las características para cubrir el riesgo de portafolio que dio origen a la operación..

Agente Volteador: Es el encargado de dar vuelta a los títulos valores del originador, actuando como intermediario. Su posición deberá ser neutral y su utilidad estará dada básicamente por la diferencia en los precios, y ésta no podrá ser en ningún caso negativa ni podrá subsanarse con utilidades de otras operaciones independientes al SWAP en cuestión. El volteador solo podrá comprar los títulos en posición definitiva cuando sea previamente autorizado por el originador mediante autorización escrita.

Tercero: Puede ser uno o varios los terceros que intervengan en esta categoría. Es quien vende el (los) titulo (s) que sustituirá el titulo originador del SWAP y quien compra el titulo que dio origen a la operación SWAP. Cuando se presenten dos terceros independientes, estas operaciones se realizarán con el agente volteador y se regirán por precios reales del mercado.

PERSONAS O INSTITUCIONES ENCARGADAS DE SU EXPEDICIÓN

- Intermediarios del mercado cambiario.
- Corredores miembros de las cámaras de compensación de las bolsas de futuros y opciones del exterior, calificados como de primera categoría según reglamentación de carácter general que adopte el Banco de la República.

[26] http://www.gestiopolis.com/canales2/finanzas/1/swaps.htm

- Entidades financieras del exterior calificadas como de primera categoría según reglamentación de carácter general que adopte el Banco de la República”[27].

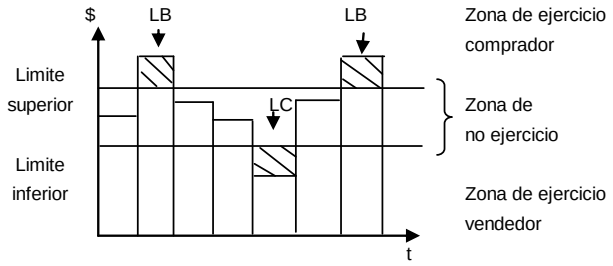
5.4.5 Estrategia de Collars

Los collars son instrumentos derivados que permiten reducir el costo de la cobertura que se llevará a cabo a cambio de conceder una parte de la ganancia en un momento dado a favor del vendedor de la cobertura.

Hay dos clases de collars:

- “Prestatario: supone la compra de un CAP y la venta simultanea de un FLOOR al banco vendedor del CAP, de esta forma la prima a pagar del CAP se reduce por la prima del FLOOR vendido”[28].

  Grafica No 8. Estructura de un Collar prestatario



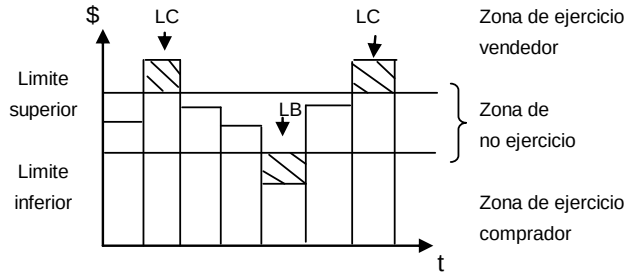
LB: El banco vendedor paga liquidación
LC: El comprador paga liquidación

- Prestamista: “Al contrario del collar prestatario, este collar supone la compra de un FLOOR y la venta simultanea de un CAP al banco vendedor del FLOOR. Este collar se usa ante un posible descenso del precio del

[27] http://www.gestiopolis.com/canales5/eco/traswap.htm
[28] Opciones financieras y productos estructurados, Prosper Lamothe Fernández, Miguel Pérez Somalo. Pág. 241.

subyacente”[29].

Grafica No 9. Estructura de un collar prestamista



En la utilización de esta herramienta financiera el coberturista debe escoger el nivel de prima que quiere pagar, esta dependerá de la amplitud de la banda de la cobertura que va a tener entre los limites establecidos del collar. También se puede establecer un collar de prima cero, en el cual el costo (prima) del CAP y el FLOOR son iguales, “En los collars de prima cero, el banco vendedor instrumenta el contrato de la siguiente forma:

- El comprador elige el límite superior (o límite inferior en un collar prestamista que desea en su cobertura
- El banco calcula la prima del correspondiente CAP (o FLOOR) mediante cualquier modelo financiero que considere válido
- La prima calculada se asigna a un FLOOR (o CAP) del mismo vencimiento”[30].

Los collars son muy utilizados ya que son instrumentos en los cuales se puede tener más seguridad del precio que se va a pagar por el activo a comprar o vender. Este tipo de instrumentos se manejan, generalmente, fuera del mercado

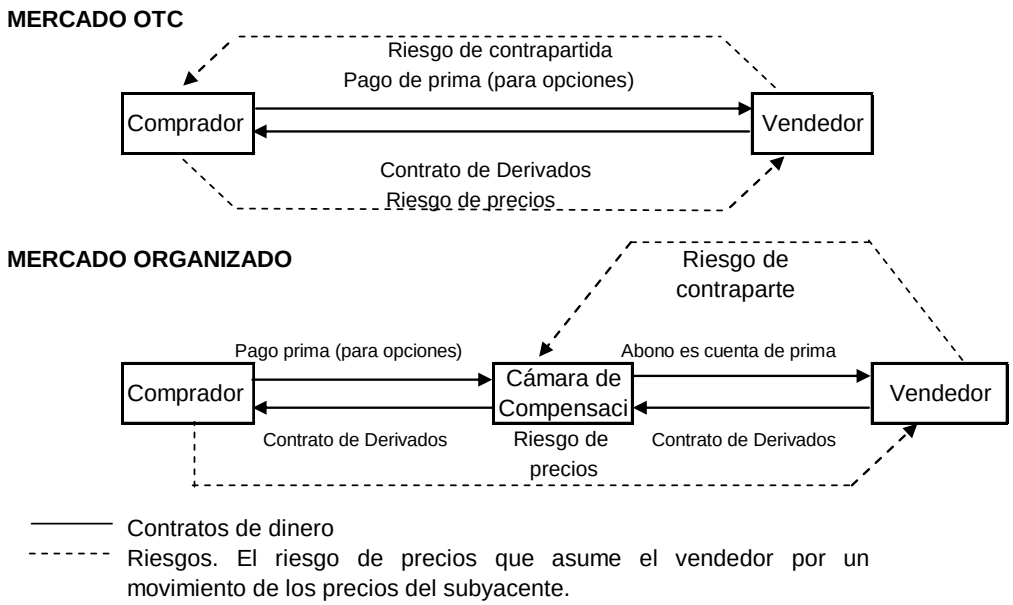
[29] Opciones financieras y productos estructurados, Prosper Lamothe Fernández, Miguel Pérez Somalo, Mc Graw Hill. Pág. 241
[30] Opciones financieras y productos estructurados, Prosper Lamothe Fernández, Miguel Pérez Somalo,. Mc Graw Hill Pág. 142

(over de counter) por lo cual son instituciones financieras las que realizan estas operaciones.

5.5 Comparación entre el mercado OTC y los mercados organizados

En el mercado OTC se negocian contratos bilaterales y el riesgo de incumplimiento es asumido por ambas partes. A diferencia de los mercados organizados donde existe una cámara de compensación que se encuentra entre las dos partes y la cual asume todos los riesgos de contrapartida. Esto se puede observar en la grafica Nº 10. También se puede decir que en los mercados OTC los contratos son a la medida por lo tanto proporcionan una mejor cobertura, mientras que en los mercados organizados están estandarizados en términos de vencimiento, precio de ejercicio, tamaño del contrato, entre otros.

Grafica No 10. Diferencia entre el funcionamiento del mercado organizado y el mercado OTC



Fuente: Opciones financieras y productos estructurados, Prosper Lamothe Fernández, Miguel Pérez Somalo

CAPITULO VI. ESTRATEGIA DE COBERTURA PARA EL RIESGO DE PRECIO DEL GAS NATURAL

En este capitulo se presenta el desarrollo de la investigación, ya que se realizará la estrategia de cobertura financiera que mas satisfaga a los compradores de gas natural y les ayude a mitigar el riesgo que tienen causado por las variaciones de este producto.

6.1 Recopilación de datos para la realización de la cobertura

Para realizar la cobertura que mejor se adecua a los consumidores de gas natural, primero se tiene que establecer unos parámetros para poder escoger la estrategia que se adecue a la exigencia de ellos. Después de haber realizado un análisis de los compradores del producto decidimos enfocarnos en el sector industrial, ya que es un sector, en el cual, el consumo de gas natural crece notablemente. Para este sector, la estrategia que se escogió fue la de realizar la cobertura por medio de un swap, estableciendo un precio que oscila entre un techo y un piso lo cual genera mas seguridad para los consumidores ya que ellos son empresas medianas las cuales, como primera medida, no pueden hacer una gran inversión para realizar las coberturas y como segunda medida, no quieren estar expuestos a mucho riesgo en el mercado. Además, en la elaboración de la cobertura propuesta, también podremos mirar la alternativa de realizar una compra de un CAP para el aprovechamiento de la caída de los precios a pesar del costo que ello origina.

Los primeros datos que se buscaron para la elaboración de la cobertura fueron los precios del gas natural y del indexador utilizados por la CREG para hallar el precio del periodo siguiente. En la tabla Nº 5 se tienen los datos anteriormente dichos. Los precios del gas natural hasta el 30 de enero del 2006, son hallados mediante

la resolución 039 de 1975, de ahí en adelante se utiliza la formula propuesta por la CREG mediante la resolución 119 del 2005.

Tabla No 5. Datos Históricos del Gas Natural y del índice

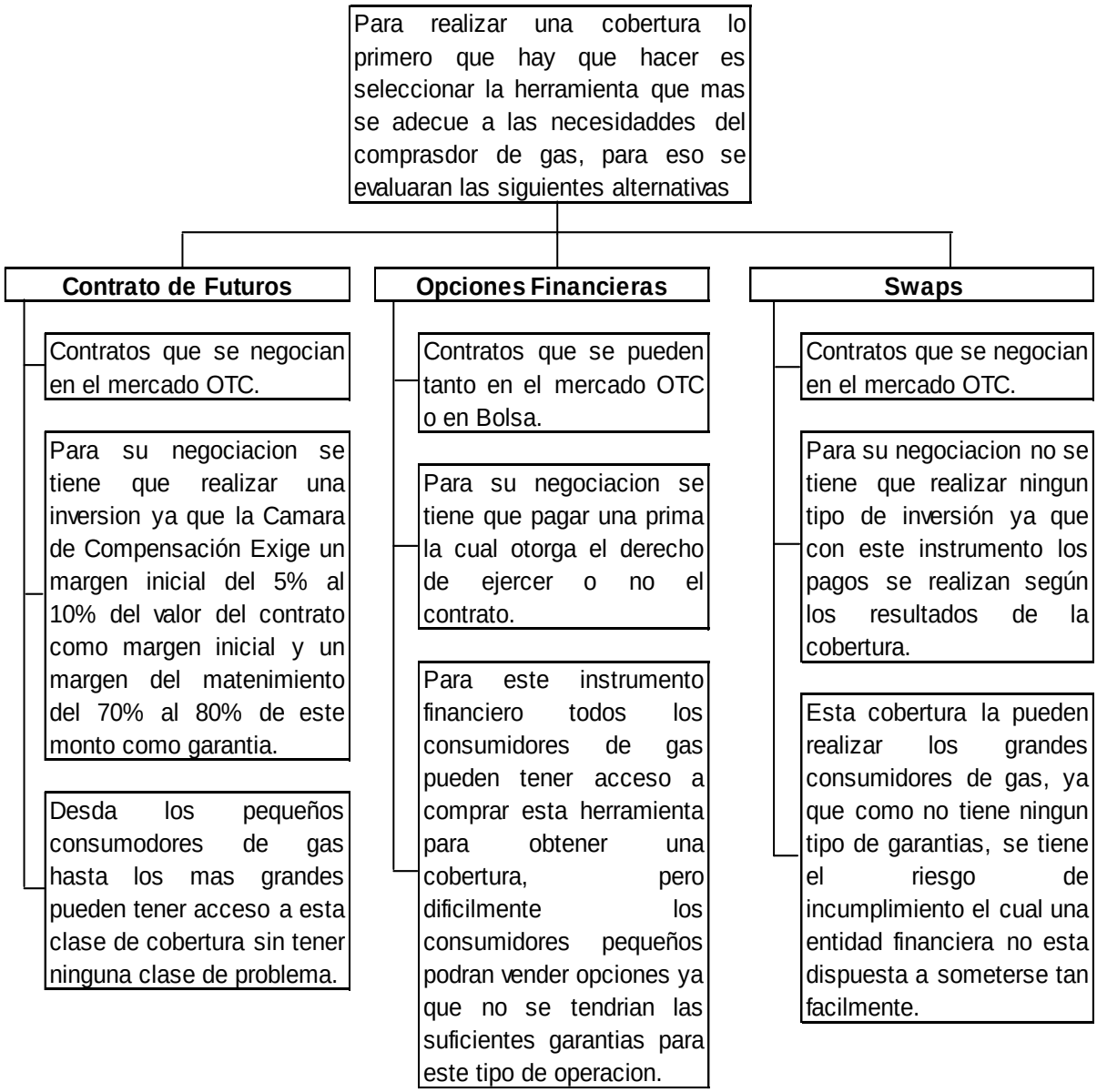
PERIODO		Precio gas US$/KPC	Precio Fuel-Oil US$/BL
10-Ago-77	09-Feb-78	0,8000	12,0965
10-Feb-78	09-Ago-78	0,8125	11,1979
10-Ago-78	09-Feb-79	0,7522	11,1252
10-Feb-79	09-Ago-79	0,7473	15,0780
10-Ago-79	09-Feb-80	1,0128	20,5117
10-Feb-80	09-Ago-80	1,3778	21,7369
10-Ago-80	09-Feb-81	1,4601	29,4683
10-Feb-81	09-Ago-81	1,9794	26,8765
10-Ago-81	09-Feb-82	1,8053	23,5988
10-Feb-82	09-Ago-82	1,5852	22,9511
10-Ago-82	09-Feb-83	1,5417	23,5220
10-Feb-83	09-Ago-83	1,5800	23,5360
10-Ago-83	09-Feb-84	1,5810	25,8408
10-Feb-84	09-Ago-84	1,7358	26,5261
10-Ago-84	09-Feb-85	1,7818	26,3405
10-Feb-85	09-Ago-85	1,7693	21,5615
10-Ago-85	09-Feb-86	1,4483	20,1424
10-Feb-86	09-Ago-86	1,3530	10,4211
10-Ago-86	09-Feb-87	0,7000	12,3402
10-Feb-87	09-Ago-87	0,8289	16,5985
10-Ago-87	09-Feb-88	1,1150	13,2312
10-Feb-88	09-Ago-88	0,8888	11,0316
10-Ago-88	09-Feb-89	0,7410	10,4211
10-Feb-89	09-Ago-89	0,7000	13,3354
10-Ago-89	09-Feb-90	0,8958	15,6486
10-Feb-90	09-Ago-90	1,0511	11,5742
10-Ago-90	09-Feb-91	0,7775	18,4480
10-Feb-91	09-Ago-91	1,2392	9,5208
10-Ago-91	09-Feb-92	0,6395	10,0254
10-Feb-92	09-Ago-92	0,6734	10,7679
10-Ago-92	09-Feb-93	0,7233	12,7143
10-Feb-93	09-Ago-93	0,8540	11,0954
10-Ago-93	09-Feb-94	0,7453	10,0654
10-Feb-94	09-Ago-94	0,6761	11,5072
10-Ago-94	09-Feb-95	0,7730	12,8558
10-Feb-95	09-Ago-95	0,8635	14,4248
10-Ago-95	09-Feb-96	0,9689	13,6434
10-Feb-96	09-Ago-96	0,9164	14,6829
10-Ago-96	09-Feb-97	0,9863	16,6874
10-Feb-97	09-Ago-97	1,1209	13,2083
10-Ago-97	09-Feb-98	0,8872	13,9306
10-Feb-98	09-Ago-98	0,9357	10,7262
10-Ago-98	09-Feb-99	0,7205	8,8296
10-Feb-99	09-Ago-99	0,5931	11,4129
10-Ago-99	09-Feb-00	0,7666	17,9672
10-Feb-00	09-Ago-00	1,2069	19,9792
10-Ago-00	09-Feb-01	1,3420	22,5266
10-Feb-01	09-Ago-01	1,5131	17,3197
10-Ago-01	09-Feb-02	1,1634	14,8742
10-Feb-02	09-Ago-02	0,9991	19,3755
10-Ago-02	09-Feb-03	1,3015	23,9745
10-Feb-03	09-Ago-03	1,6104	21,9123
10-Ago-03	09-Feb-04	1,4719	22,6380
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206	22,3633
10-Ago-04	09-Feb-05	1,5022	23,3295
10-Feb-05	09-Ago-05	1,5671	31,7496
10-Ago-05	30-Ene-06	2,1327	48,2167
01-Feb-06	31-Jul-06	3,2388	49,6133

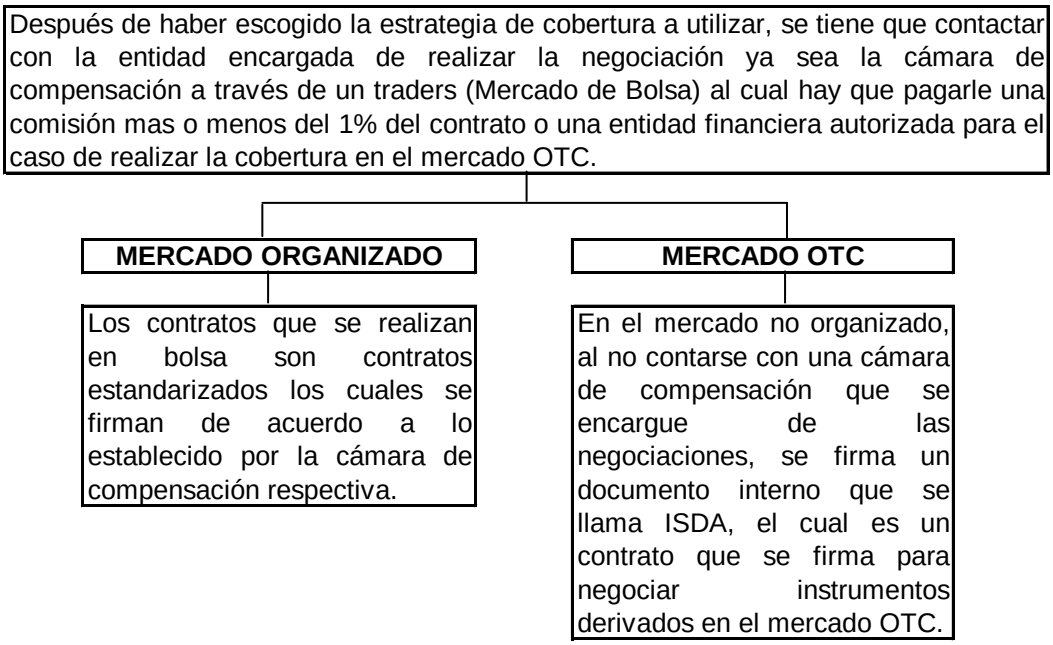
Para el precio del New York Harbord Residual Fuel Oil 1% Sulfur LP en el periodo comprendido entre el primero de febrero del 2006 y el 31 de julio de 2006, es un precio hallado con el promedio semestral de la cotización del fuel oil mensual de febrero y marzo y al cotización del swap en abril mayo junio y julio que es desde donde se realiza la proyección de los precios. Este precio se puede observar el la tabla Nº 5 como el único dato sombreado ya que es la única cifra incierta de la tabla.

Los datos del swap que se obtuvieron para la realización de la cobertura fueron

obtenidos en el mercado OTC el día 10 de abril de 2006. Esta fecha se especifica ya que en este mercado, todos los días los precios varían, por lo tanto, si se observara en este momento la cotización de un swap del activo subyacente que se esta utilizando, los precios observados no serían los mismos que los precios que se obtuvieron para la realización de esta cobertura.

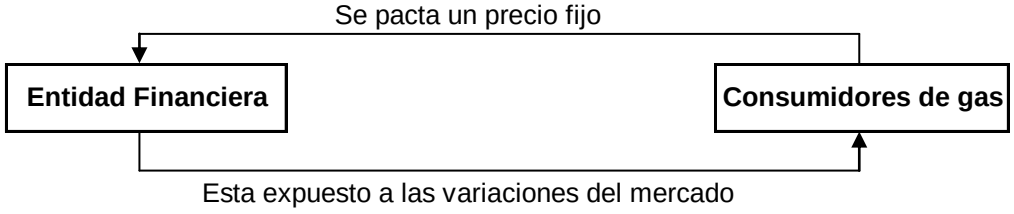
Cuadro No 1: Como realizar una estrategia de cobertura





Como se dijo anteriormente el instrumento escogido para realizar la cobertura fue el swap ya que de acuerdo al cuadro No 1 esta alternativa no requiere de una inversión inicial, y la pueden efectuar los grandes consumidores de gas. Este contrato se trata de un intercambio de dinero basado en el precio del gas natural el cual tiene como índice de referencia el precio del el New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur. Por lo tanto el Swap se encarga de compensar cualquier diferencia existente entre el precio variable de mercado y el precio fijo establecido mediante el Swap.

Grafica No 11: Estructura del swap



En la grafica Nº 11 se puede ver que mediante esta estrategia lo q se hace realmente es establecer un precio fijo el cual el consumidor de gas esta dispuesto a pagar en el futuro y la Entidad Financiera es la que se expone a las variaciones del mercado, por lo tanto si el precio del gas natural se encuentra por debajo del precio establecido, el consumidor de gas natural le paga a la entidad financiera, y viceversa.

Adicionalmente, se realizó simultáneamente una estrategia con un collar de prima cero, lo que en resumidas cuentas es la compra de un CAP y al mismo tiempo la venta de un FLOOR; estos instrumentos se utilizaron de manera que a pesar de tener una ventaja más grande en el mercado, no se tenga que realizar una inversión inicial por la utilización de esta herramienta ya que la prima de compra del CAP es la misma prima de venta del FLOOR.

Para concluir la realización de la cobertura, después de establece lo términos y las condiciones de la operación, se firma un contrato llamado ISDA, que a pesar de ser un contrato estandarizado, también contiene en su interior una parte la cual especifica las condiciones de las transacciones realizadas. Mediante este contrato se busca tener una mayor garantía de cumplimiento para las operaciones realizadas en el mercado OTC.

6.2 Desarrollo de la cobertura

Para comenzar con la cobertura utilizando el swap como herramienta financiera se realizó una búsqueda de los swaps que se cotizaban en el mercado OTC del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur los datos recolectados se pueden observar en la tabla Nº 5. Estos precios tienen una periocidad mensual por lo cual se halló un promedio semestral ya que el precio del gas natural esta dado semestralmente.

Tabla No 6. Precios del swap del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur

PERIODO	NY1%
01/08/2005	45,72
01/09/2005	50,86
01/10/2005	50,11
01/11/2005	46,17
01/12/2005	48,81
01/01/2006	47,63
01/02/2006	48,14
01/03/2006	47,51
01/04/2006	49,03
01/05/2006	50,00
01/06/2006	51,00
01/07/2006	52,00
01/08/2006	52,00
01/09/2006	53,05
01/10/2006	53,60
01/11/2006	54,25

PERIODO	NY1%
01/12/2006	54,90
01/01/2007	55,95
01/02/2007	56,40
01/03/2007	56,00
01/04/2007	55,60
01/05/2007	55,95
01/06/2007	56,35
01/07/2007	56,75
01/08/2007	57,10
01/09/2007	57,05
01/10/2007	57,00
01/11/2007	57,25
01/12/2007	57,80
01/01/2008	58,35
01/02/2008	58,35

Fuente: Mercado OTC

En la Tabla Nº 6, podemos observar una parte sombreada, esto nos indica que de ahí en adelante los precios son inciertos, la fecha en la cual se tiene el primer valor incierto es la del primero de abril del 2006, por lo tanto desde ahí es que vamos a realizar la cobertura. El periodo de cobertura es de más o menos dos años, este periodo no es muy extenso pero si es suficiente para poder realizar la cobertura. La última fecha en la que se tienen datos pronosticados del swap es la del primero de febrero del 2008.

Tabla No 7. Consumo de gas en el sector industrial

Consumo Diario	1.000	MBTU
Consumo Mensual	30.000	MBTU
Consumo Semestral	180.000	MBTU

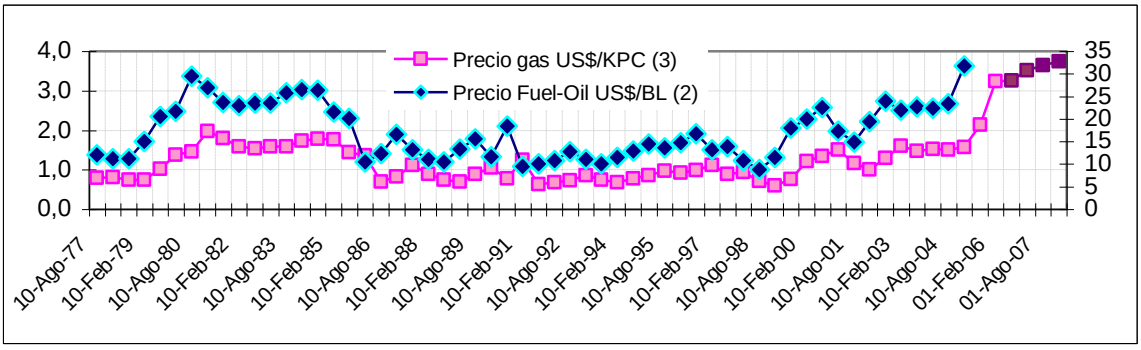
Para establecer el consumo semestral de una empresa del sector industrial, se realizó un promedio de consumo diario que tienen las empresas del sector, observado en la tabla Nº 7, obteniendo un resultado de 1.000 MBTU. Esta cifra la multiplicamos por el numero de días que tiene un mes (30) para que nos de el consumo mensual, y seguidamente lo multiplicamos por (6) que son los meses que tiene un semestre para obtener el consumo semestral que necesitamos para poder realizar nuestra cobertura.

Tabla No 8. Cobertura de Gas Natural para el sector industrial

PERIODO (1)		Precio Fuel-Oil US$/BL (2)	Precio gas US$/KPC (3)	exposición (4)	Barriles Equivalentes (5)	Precio del gas natural simulado (6)	Simulacion del promedio del indice (7)	fisico (8)	cobertura (9)
10-Ago-05	30-Ene-06	48,2167	2,1327						
01-Feb-06	31-Jul-06	49,6133	3,2388	582.984	12.091		50		
01-Ago-06	31-Ene-07	53,9583	3,3326	599.868	12.091	3,3586	60	4.680	-4.675
01-Feb-07	31-Jul-07	56,1750	3,6245	652.410	12.091	4,0303	70	73.044	-73.050
01-Ago-07	31-Ene-08	57,4250	3,7734	679.212	12.091	4,702	80	167.148	-167.158
01-Feb-08	31-Jul-08		3,8574	694.332	12.091	5,3737	90	272.934	-272.957

En la Tabla Nº 8, podemos observar la cobertura que se realizó a través de un swap que cotizaba en el mercado OTC. En la columna (2) de la tabla se establecen los precios del Fuel Oil por medio de los promedios semestrales que se hallaron del precio mensual del swap.

Grafica No 12. "Evolución de precios de Gas Natural y visualización de la cobertura realizada"[31]



[31] En esta gráfica se puede observar la evolución de precios tanto del fuel oil New York como del gas natural de Colombia, la parte del grafico donde aparecen los precios en un color más oscuro son los precios hallados con los datos del swap.

En la columna (3) de la tabla Nº 8 se encuentran los precios del gas natural hallados con la fórmula de la CREG propuesta en la resolución 119 de 2005 (ver grafico 11), la cual es el resultado de la multiplicación entre el precio de gas natural del semestre anterior, que para el periodo comprendido entre 10 de agosto del 2005 y 30 de enero del 2006 fue de 2.1326 US$/KPC y la variación entre el promedio semestral del precio del índice del periodo anterior que arroja un valor de 48,2167 US$/BL y el promedio semestral del índice en el periodo anterior al anterior, que si se observa la tabla Nº 5, el valor hallado es de 31.7496 US$/BL. El resultado del precio del gas natural para este periodo arroja un valor de 3.2388 US$/KPC. Este precio se halla de la misma manera para todo los periodos, con la diferencia de que desde el primero de febrero en adelante, el promedio del índice tiene datos pronosticados del swap obtenido del mercado OTC.

En la columna (4) de la tabla se tiene la exposición semestral que tiene una empresa en el sector industrial, en otras palabras, es la cantidad que se necesita cubrir. Este dato se obtiene de la multiplicación del consumo semestral que en este caso es de 180.000 MBTU por el precio el cual es de 3,2288 US$/KPC para el primer periodo de proyección. Cabe decir que para este caso en particular se supone un consumo constante, sin una tasa de crecimiento en el transcurso de la cobertura.

En la columna (5), se obtiene el equivalente en barriles, el cual resulta de dividir el valor expuesto o la cantidad que se va a cubrir sobre el promedio del índice del semestre anterior. Este equivalente en barriles se halla para poder mirar el resultado de la cobertura realizada mediante el swap.

Para poder mirar el resultado de la cobertura y poder comparar los resultados de la estrategia con los resultados que se obtendría en el mercado, se hace una simulación de los promedio del New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur la cual la se encuentra en la columna (7) de la tabla, y con este promedio se halla el precio simulado del gas natural con la fórmula de la resolución 119 de 2005 expedida por la CREG como se explico anteriormente. Estos datos se encuentran

en la columna (6).

Para terminar la cobertura, en las columnas (8) y (9) se encuentran los resultados tanto de la cobertura como los resultados de la compra realizada directamente en el mercado sin realizar la cobertura, El resultado de la cobertura se halló de la siguiente forma:

6.1 Cobertura = (índice sim. t-1 – índice swap t-1) * equivalente en barriles

En resumidas cuentas, la formula 6.1 lo que esta haciendo es multiplicar el valor de la diferencia entre la columna (6) y (2) por la columna (5) de la tabla No 8.

Para obtener el resultado que se obtiene sin realizar una estrategia de cobertura en el mercado, se utilizó la siguiente fórmula:

6.2 Mercado spot = ($ gas sim. t - precio gas t) * consumo

La formula 6.2 es muy parecida a la formula 6.1, la diferencia es que para poder hallar el precio del mercado tenemos que utilizar los precios del gas natural directamente, el resultado es la consecuencia de multiplicar la diferencia entre la columna (6) y (3) de la tabla No 8 por el consumo semestral que demanda el sector el cual lo tenemos en la tabla No 7.

Para la cobertura realizada en la tabla 8 se puede observar que todos los precios simulados van a alza (esta sería la expectativa de los compradores de gas natural al momento de realizar la cobertura), por lo tanto se genera un ahorro si el comprador realiza la cobertura (caso contrario ocurriría si los precios se fueran a la baja), ya que sus expectativas son que el precio tenga este comportamiento. Se puede observar que para el primer periodo en la estrategia se obtuvo un ahorro de 4.675 US$/BL y este mismo valor fue lo que se tendría que pagar de más en el mercado spot ya que estos dos mercados se compensan.

6.3 Estructuración de un Collar para la cobertura

Para generar un mayor grado de confianza al comprador de gas natural, a la estrategia de cobertura realizada mediante un swap se le adiciona una estrategia con collars en la cual se crea una banda para el precio del gas natural.

Para tener un mejor manejo de la cobertura, se va a establecer un precio fijo del collar para todo el periodo, este precio es consultado con una entidad financiera. Esta entidad estableció un precio fijo del swap para el periodo comprendido entre abril del 2006 hasta febrero del 2008 por valor de 55,07 US$/BL el cual, generalmente, es el promedio de los precios mensuales del swap.

El collar que se va a realizar para este tipo de cobertura es un collar prestatario, por lo tanto, se tiene que establecer un CAP como primera medida para poder hacer la compra del mismo y poder establecer el precio o prima que se tiene que pagar por este. Para la cobertura se estableció que el CAP va a estar un 20% por encima del precio fijo del swap, el cual es de 66,84 US$/BL con el cual ya se puede preguntar en una entidad financiera cual es el precio que se tiene que pagar para obtener este beneficio.

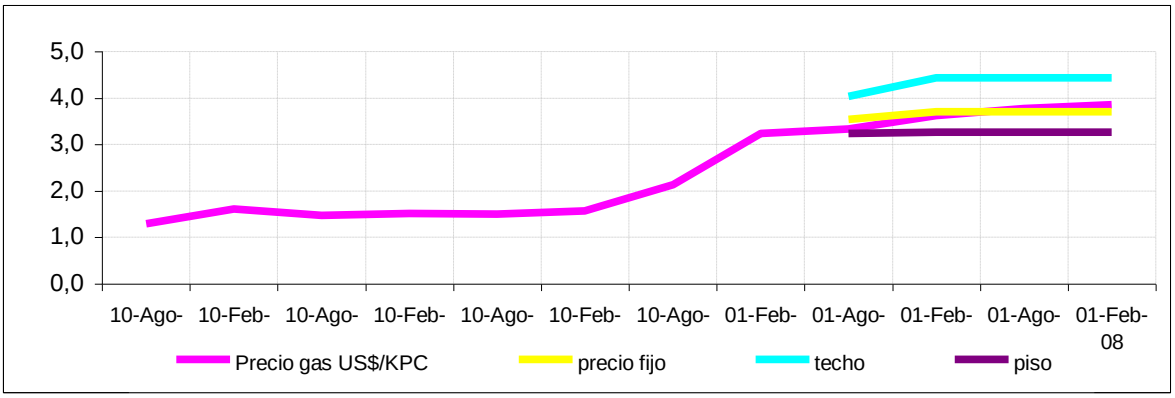
La entidad financiera calcula la prima por medio de cualquier método de valoración que considere válido que, para este caso, el valor es de 2.29 US$/BL, y como lo que se quiere es realizar una estrategia que no genere costos, simultáneamente se realiza una venta de un FLOOR con la misma entidad bancaria que tenga el mismo costo lo cual para este caso, se vende un PUT con precio de 48.5 US$/BL.

Tabla No 9. Cobertura con Collar para el Gas Natural

periodo		precio fijo con curva	Precio Fijo	CAP	FLOOR
01-Ago-06	31-Ene-07	3,3326	3,5369	4,0302	3,2427
01-Feb-07	31-Jul-07	3,6245	3,6991	4,4390	3,2578
01-Ago-07	31-Ene-08	3,7734	3,6991	4,4390	3,2578
01-Feb-08	31-Jul-08	3,8574	3,6991	4,4390	3,2578

Para poder establecer la cobertura en términos de precio del gas natural, simplemente se reemplaza en la fórmula obtenida de la resolución 119 de 2005 como se obtienen los precios fijos con curva que se muestran sombreados en la tabla 9 (estos precios son los precios del gas natural que se hallan con la cobertura del swap) primero para hallar el precio fijo, con el precio fijo obtenido anteriormente del swap el cual fue de US$ 55.07, este precio va a ser el promedio del índice para los periodos mencionados en la formula. Luego se reemplaza de la misma manera el precio del CAP que es de 66,84 US$/BL y el precio del FLOOR el cual es de 48.5 US$/BL.

Grafica No 13. Estrategia del swap adicionándole un Collar



Fuente: Cálculos Propios

Los resultados de estas operaciones se encuentran en la tabla No 9 de lo cual se puede decir que, más o menos, para este periodo el precio fijo de esta estrategia es de 3,3991 US$/KPC, el CAP es de 4,4390 US$/KPC y el FLOOR es de 3,2574 US$/KPC en términos de gas. En la grafica No 11 se puede observar la estrategia de cobertura las claramente.

6.3.1 Compra de un CAP para un mayor aprovechamiento de las variaciones del precio

Esta estrategia se realiza para aprovechar las caídas de los precios del gas natural, por lo tanto solo se hace la compra de un CAP que en la cobertura que se

esta realizando es de 66,84 US$/BL y se paga una prima de 2.29 US$/BL por obtener mas beneficios, por lo tanto el comprador de este CAP puede ejercer este CAP cuando el precio este por encima de este y puede no ejercer el derecho que tiene para aprovecharse de las caídas del precio de este producto.

CAPITULO VII. CONCLUSIONES

Después de realizar un estudio del Sector energético, en especial lo que tiene que ver con el gas natural, se puede concluir que este mercado está creciendo cada vez mas en Colombia, ya sea por términos ambientales o por proyectos de masificación realizados por parte de las entidades gubernamentales, por lo tanto, se hace necesario implementar estrategias que mejoren las condiciones de los compradores de este mercado.

La estrategia de cobertura se llevó cabo para el sector industrial, porque el gas natural esta cogiendo gran auge en este sector y creemos que es bueno fomentar la utilización de éste producto por medio de los derivados para disminuir el riesgo de precio que tiene.

Al hacer una evaluación del precio del gas natural, se puede decir, que con la nueva fórmula establecida por la CREG se pueden realizar las diferentes estrategias de coberturas ya que el índice que se maneja, cotiza en le mercado OTC y, además, genera mas confiabilidad y estabilidad al mercado.

Después de evaluar las diferentes estrategias para la realización de coberturas en este sector energético por medio de opciones, se vió que se pueden efectuar coberturas mas fácilmente con estos instrumentos, ya que esto se utilizaría como la compra de un seguro, pero igualmente no sería una opción económica para el sector y por lo tanto no sería atractivo para los compradores de este producto.

Se valoró también la posibilidad de crear una cobertura por medio de un futuro, pero el indexador escogido por la CREG no tiene contratos estandarizados por lo tanto no se podría tranzar como futuro en un mercado organizado.

De lo anterior se puede deducir que la cobertura diseñada en este trabajo es realizada en un mercado OTC ya que la opción más viable de cobertura de acuerdo con el sector industrial es una cobertura por medio de swaps Adicionándole un collar negociado a través de una entidad financiera. Esta estrategia se escogió, ya que además de que en el mercado OTC se encontraban swaps del indexador (New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0% Sulfur LP Spot Price), la inversión realizada no se tendría que hacer al principio de la cobertura sino se tendría que esperar a los acontecimientos del mercado.

Por otro lado, se miró la posibilidad de comprar solo un CAP para la cobertura realizada con el swap para aprovechar la caída de los precios del producto en el mercado. Esta estrategia tiene un mayor costo pero éste se compensa con el descenso de los precios ya que no se esta cediendo parte de las ganancias con la realización de esta estrategia a una entidad financiera que es lo que se hace al vender un FLOOR simultáneamente (estrategia con un collar).

BIBLIOGRAFIA

ECOPETROL. www.ecopetrol.com.co

Invertilandia. www.invertilandi.com/GlosarioEsp.html

CBOT. www.cbot.com

Futuros Trading. www.futuros.com/coberturas.html

Plan Energético Nacional, Estrategia Energética Integral, Visión 2003-2020

www.students.washington.edu/hcassab/opciones.htm

Mailmax. http://www.mailxmail.com/curso/empresa/derivados/capitulo1.htm

John Hull, Introducción a los mercados de futuros y opciones, Prentice Hall, segunda edición.

Gestiopolis. http://www.gestiopolis.com/canales2/finanzas/1/forwyfut.htm

Prosper Lamothe, Opciones financieras, Mc Graw Hill

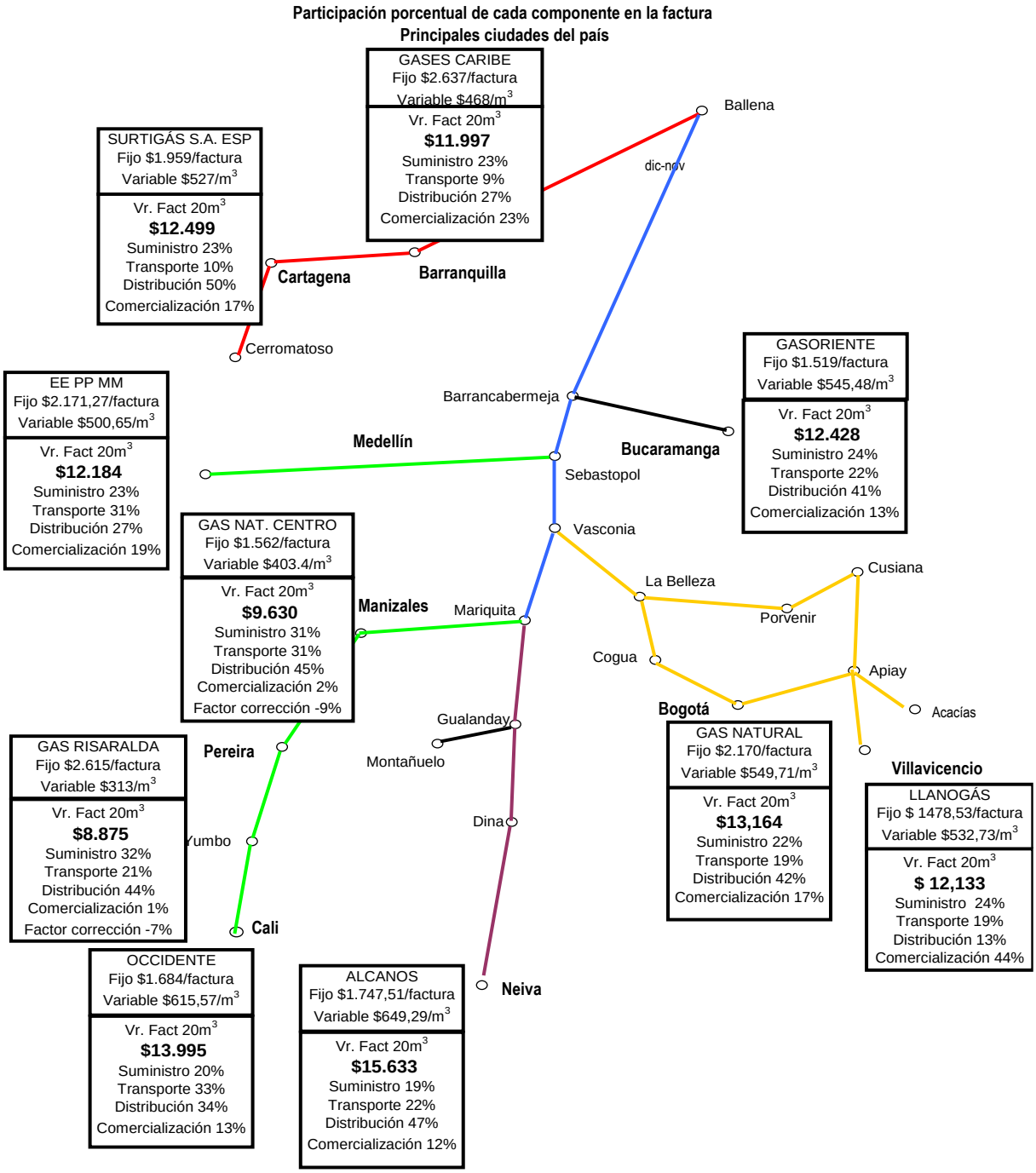
Wikipedia, enciclopedia libre. http://es.wikipedia.org/wiki/Opciones_financieras

Prosper Lamothe Fernández, Miguel Pérez Somalo, Opciones financieras y productos estructurados, Mc Graw Hill

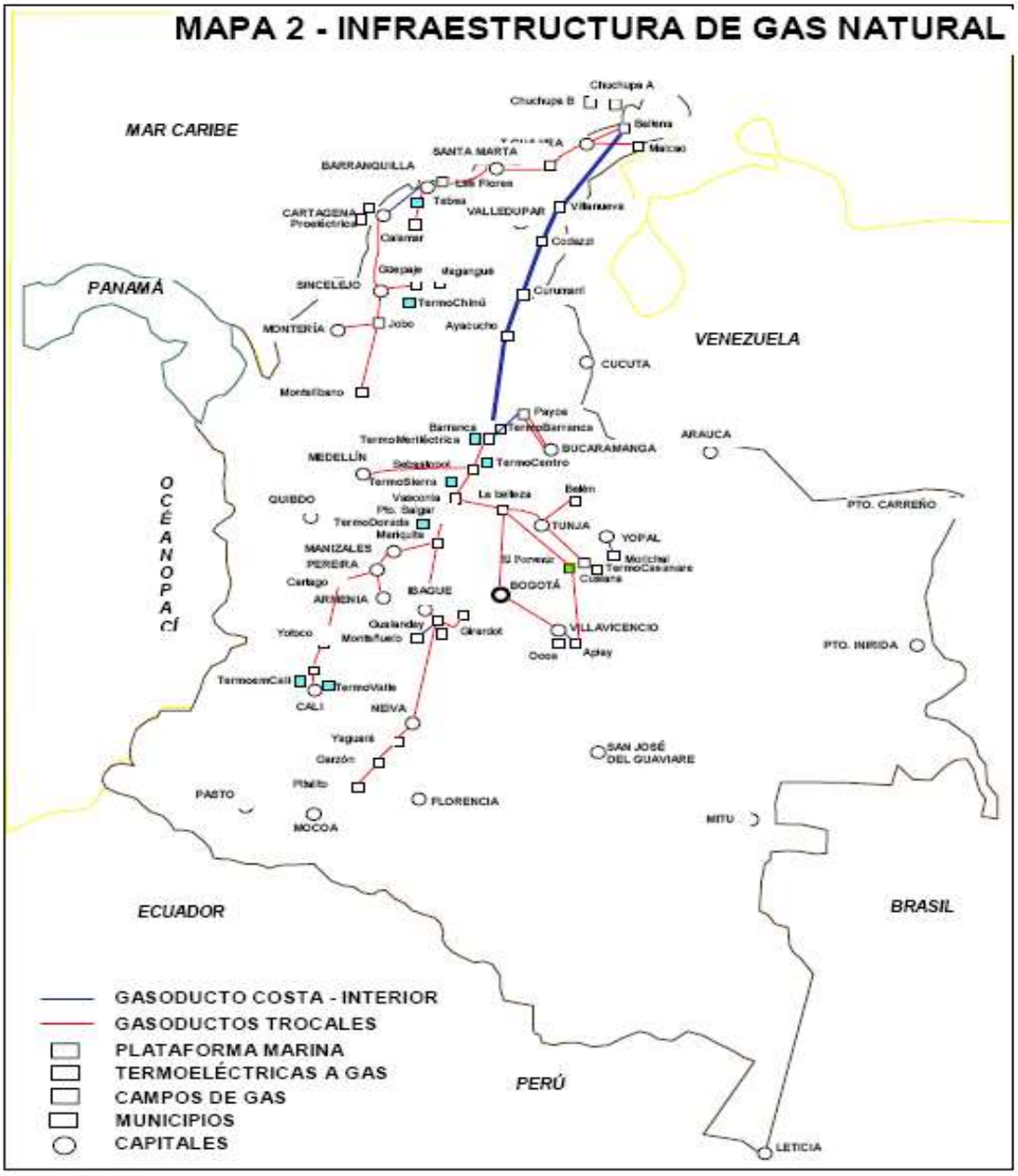
Derivates and Risk Management in the petroleum, Natural Gas and Electricity Industries, Energy Information Administration

ANEXOS

ANEXO 1. ESTRUCTURA TARIFARIA DE GAS NATURAL POR RED – CARGO FIJO Y CARGO VARIABLE A JUNIO DE 2005.



ANEXO 2. INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA



Fuente : Ecopetrol
Elaboró : UIME - UPME

ANEXO 3. RESOLUCION CREG 119 DE 2005

República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 119 DE 2005

(07 DIC. 2005)

Por la cual se sustituye el Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

en ejercicio de sus atribuciones legales, en especial las conferidas por la Ley 142 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

C O N S I D E R A N D O:

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas tiene la función de regular los monopolios en la prestación del servicio público domiciliario de gas, cuando la competencia no sea, de hecho, posible; y, en los demás casos, la de promover la competencia entre quienes presten servicios públicos, para que las operaciones de los monopolistas o de los competidores sean económicamente eficientes, no impliquen abuso de la posición dominante, y produzcan servicios de calidad, tal como lo prevé el Artículo 73 de la Ley 142 de 1994;

Que la actividad de comercialización de gas natural desde la producción es una actividad complementaria del servicio público domiciliario de gas combustible, en la forma definida por el artículo 14, numeral 28, de la Ley 142 de 1994;

Que la Ley 401 de 1997, Artículo 11, dispuso que con el propósito de asegurar una prestación eficiente del servicio público de gas combustible que se transporte por red física a todos los usuarios del territorio nacional, las actividades distintas a la exploración, explotación y procesamiento, se regirán por las disposiciones contenidas en la Ley 142 de 1994;

Que el artículo 87 de la Ley 142 de 1994, establece los criterios bajo los cuales se debe definir el régimen tarifario;

Que los numerales 2 y 3 del Artículo 88 de la Ley 142 de 1994 prevén lo siguiente:

"88.2.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas cuando no tengan una posición dominante en su mercado, según análisis que hará la comisión respectiva, con base en los criterios y definiciones de esta ley.

88.3.- Las empresas tendrán libertad para fijar tarifas, cuando exista competencia entre proveedores. Corresponde a las comisiones de regulación, periódicamente, determinar cuándo se dan estas condiciones, con base en los criterios y definiciones de esta ley."

Que el Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000 establece los Precios Máximos Regulados para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte;

Que el Numeral 1 del Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000 establece que: "*Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira, de que trata la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos, se aplicará como Precio Máximo Regulado, el fijado en dicha Resolución que esté vigente*";

Que el Artículo 2 de la Resolución 039 de 1975 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Petróleos establece que el precio resultante se ajustará proporcionalmente a las variaciones que tenga el fuel oil de exportación FOB Cartagena, durante el semestre anterior;

Que el Numeral 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000 establece que: "*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*";

Que el Artículo 3 de la Resolución 061 de 1983 expedida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural del Ministerio de Minas y Energía establece una metodología de actualización del precio del gas natural con base en las variaciones del precio del fuel oil de exportación de ECOPETROL FOB Cartagena;

Que la Resolución CREG 081 de 1997 precisó el método para calcular el precio de gas en boca de pozo a partir de la Resolución MME-0061 de 1983;

Que la Resolución CREG 018 de 2002 modificó el Numeral 3) del Artículo 3o. de la Resolución CREG-023 de 2000;

Que la Resolución CREG 088 de 2005 derogó el Parágrafo 2 del Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000;

Que se han recibido comunicaciones del Ministerio de Minas y Energía (Radicado CREG E2003-006201); de la Cámara de Energía y Gas de la Asociación Nacional de Industriales – ANDI (Radicado CREG E2003-007914); de la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica – ACOLGEN (Radicado CREG E2004-010009); y de ECOPETROL y Chevron (Radicado CREG E2004-000960) con propuestas para modificar la indexación del precio del gas natural producido en los campos de la Guajira;

4

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas ha estudiado alternativas que permitan atender las solicitudes de la industria en relación con la modificación del indexador del Precio Regulado del gas natural producido en los campos de la Guajira, y que faciliten la utilización de herramientas financieras de cobertura. Estos análisis están contenidos en el Documento CREG 066 de 2005;

Que de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 9 del Decreto 2696 de 2004, mediante Resolución CREG 090 de 2005, se hizo público el proyecto de resolución "Por la cual se modifica la Resolución CREG 023 de 2000";

Que se recibieron observaciones y sugerencias sobre la propuesta, por parte de ISAGEN (Radicado CREG E2005-007738), BP Exploration Company - Colombia Ltd (E2005-007754), ECOPETROL (E2005-007775), Chevron (E2005-007792), Naturgas (E2005-007846), CORELCA S.A. ESP (E2005-007882), Acolgen (E2005-007894), Gas Natural S.A. ESP (E2005-008174) y ANDI (E2005-008404);

Que en el documento CREG-117 de 2005, se analizan las observaciones y sugerencias presentadas sobre el proyecto de resolución publicado en la página web de la CREG;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas considera que la modificación del indexador del precio del gas natural producido en los campos de la Guajira y Opón conserva la estabilidad regulatoria; no tiene efectos significativos en el nivel de precios para compradores ni para vendedores y, soluciona los problemas de credibilidad y liquidez que presenta el indexador previsto en la Resolución CREG 023 de 2000;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su Sesión No. 280 del 7 de Diciembre de 2005, aprobó el contenido de la presente Resolución;

R E S U E L V E:

ARTÍCULO 1o. Sustituir el Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000, el cual quedará así:

"***ARTÍCULO 3o. Precio Máximo Regulado del gas natural*** *Los Precios Máximos Regulados en dólares por millón de BTU, para el Gas Natural colocado en los Puntos de Entrada a los Sistemas de Transporte, serán los siguientes:*

1) Para el Gas Natural Libre producido en los campos de la Guajira y Opón, el Precio Máximo Regulado, será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$PMR_t = PMR_{t-1} \times \frac{\overline{INDICE_{t-1}}}{\overline{INDICE_{t-2}}}$$

Por la cual se sustituye el Artículo 3 de la Resolución CREG 023 de 2000

Donde:

PMR_t = *Precio Máximo Regulado que regirá durante el semestre siguiente (t), expresado en dólares por millón de BTU (US$/MBTU).*

PMR_{t-1} = *Precio Máximo Regulado del semestre anterior (t-1).*

$\overline{INDICE}_{t-1}$ = *Promedio aritmético del índice en el semestre anterior (t-1).*

$\overline{INDICE}_{t-2}$ = *Promedio aritmético del índice en el semestre precedente al anterior (t-2).*

INDICE = *New York Harbor Residual Fuel Oil 1.0 % Sulfur LP Spot Price, según la serie publicada por el Departamento de Energía de Estados Unidos (Energy Information Administration – www.eia.doe.gov).*

Para efectos de la aplicación de la fórmula anterior se tendrá en cuenta lo siguiente:

a) Para el PMR_t del gas natural producido en los campos de la Guajira el cambio de semestre será el 1 de febrero y el 1 de agosto de cada año. Para el PMR_t del gas natural producido en los campos de Opón el cambio de semestre será el 1 de enero y el 1 de julio de cada año.

b) El PMR_{t-1} que se utilizará para dar aplicación a la fórmula anterior por primera vez, después de la entrada en vigencia de la presente Resolución, será el último precio calculado con base en la Resoluciones 039 de 1975 y 061 de 1983 del Ministerio de Minas y Energía para el gas natural producido en los campos de la Guajira y Opón respectivamente.

c) El PMR_t que se obtiene con la aplicación de la fórmula contenida en el presente Artículo se expresará con cuatro (4) cifras significativas, redondeando la cuarta cifra decimal con base en la quinta como usualmente se hace, es decir, si la quinta cifra decimal es menor o igual que 5, la cuarta se mantiene igual, mientras que si es mayor que 5, la cuarta cifra decimal se incrementará a la siguiente unidad.

2) A partir de la vigencia de la Resolución CREG 018 de 2002, se establecen como Precio Máximo Regulado para el Gas Natural Asociado producido en Cusiana y Cupiagua, en condiciones de ser inyectado en los Puntos de Entrada al Sistema Nacional de Transporte, los siguientes valores:

a) US$1.40/MBTU, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es inferior o igual a 180 MPCD.

b) Un precio sin sujeción a tope máximo, si la capacidad de las instalaciones para el tratamiento del gas asociado que permita inyectarlo al Sistema Nacional de Transporte, es superior a 180 MPCD.

Parágrafo 1o. *Para la producción de campos diferentes a los establecidos en el presente Artículo, existentes o futuros, los precios se determinarán libremente, sin sujeción a topes máximos, bajo el régimen de libertad vigilada que consagra la Ley 142 de 1994.*

Parágrafo 2o. *De no acordarse entre las partes un método de facturación distinto, la facturación del gas suministrado se hará en pesos y se liquidará a la tasa de cambio representativa del mercado del último día del mes en el cual se efectuó el suministro. Dicha tasa será la reportada por la Superintendencia Bancaria.*

Parágrafo 3o. *En aquellos casos en los cuales el Ministerio de Minas y Energía autorice la quema de gas en los términos previstos en el Artículo 87 del Decreto 1895 de 1973 y exista un tercero interesado en su utilización, el Productor-Comercializador, o el Comercializador, no podrán aplicar precios de venta de dicho gas que superen el costo de oportunidad del mismo.*

Parágrafo 4o. *Los Precios Máximos Regulados fijados en el presente Artículo, con excepción de los precios sin sujeción a tope máximo, corresponden a un Contrato Pague lo Demandado."*

ARTÍCULO 2o. Vigencia. La presente Resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Bogotá, D.C. a los 07 DIC. 2005

MANUEL MAIGUASHCA OLANO
Viceministro de Minas y Energía
Delegado del Ministro de Minas y Energía
Presidente

RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo

4

ANEXO 4. PROMEDIO ARITMETICO DEL PRECIO DEL NEW YORK HARBOR RESIDUAL FUEL OIL 1.0% SULFUR LP SPOT PRICE

1. PROMEDIO PRECIOS DEL FUEL OIL EN t-2

FECHA	PRECIO
01/02/2005	76,78
02/02/2005	76,19
03/02/2005	74,71
04/02/2005	73,81
07/02/2005	70,55
08/02/2005	69,64
09/02/2005	69,36
10/02/2005	71,74
11/02/2005	71,74
14/02/2005	72,93
15/02/2005	72,93
16/02/2005	74,12
17/02/2005	72,93
18/02/2005	73,52
21/02/2005	0,00
22/02/2005	77,38
23/02/2005	76,50
24/02/2005	76,86
25/02/2005	77,09
28/02/2005	77,09
01/03/2005	76,74
02/03/2005	77,38
03/03/2005	79,17
04/03/2005	80,67
07/03/2005	80,67
08/03/2005	80,67
09/03/2005	80,95
10/03/2005	80,95
11/03/2005	84,52
14/03/2005	84,52
15/03/2005	84,52
16/03/2005	86,90
17/03/2005	89,28
18/03/2005	90,19
21/03/2005	90,55

FECHA	PRECIO
22/03/2005	89,28
23/03/2005	88,40
24/03/2005	88,64
28/03/2005	86,02
29/03/2005	86,62
30/03/2005	86,62
31/03/2005	88,09
01/04/2005	91,07
04/04/2005	93,17
05/04/2005	92,93
06/04/2005	95,83
07/04/2005	102,69
08/04/2005	97,62
11/04/2005	94,05
12/04/2005	93,45
13/04/2005	88,69
14/04/2005	90,19
15/04/2005	89,36
18/04/2005	87,26
19/04/2005	91,38
20/04/2005	92,86
21/04/2005	92,26
22/04/2005	94,95
25/04/2005	93,76
26/04/2005	93,17
27/04/2005	89,88
28/04/2005	90,78
29/04/2005	89,00
02/05/2005	90,78
03/05/2005	89,59
04/05/2005	90,48
05/05/2005	91,38
06/05/2005	92,26
09/05/2005	94,36
10/05/2005	94,05

FECHA	PRECIO
11/05/2005	91,98
12/05/2005	89,00
13/05/2005	89,28
16/05/2005	89,59
17/05/2005	90,48
18/05/2005	90,19
19/05/2005	90,19
20/05/2005	90,19
23/05/2005	89,28
24/05/2005	89,00
25/05/2005	88,09
26/05/2005	86,90
27/05/2005	85,43
31/05/2005	85,43
01/06/2005	88,69
02/06/2005	89,28
03/06/2005	91,67
06/06/2005	92,86
07/06/2005	92,86
08/06/2005	92,86
09/06/2005	94,36
10/06/2005	94,64
13/06/2005	96,43
14/06/2005	95,83
15/06/2005	96,43
16/06/2005	100,00
17/06/2005	103,29
20/06/2005	103,29
21/06/2005	102,10

FECHA	PRECIO
22/06/2005	101,19
23/06/2005	102,98
24/06/2005	104,17
27/06/2005	104,76
28/06/2005	101,79
29/06/2005	100,00
30/06/2005	99,40
01/07/2005	100,90
05/07/2005	102,98
06/07/2005	104,17
07/07/2005	102,98
08/07/2005	100,90
11/07/2005	99,40
12/07/2005	101,79
13/07/2005	99,40
14/07/2005	97,93
15/07/2005	99,12
18/07/2005	98,52
19/07/2005	100,60
20/07/2005	100,00
21/07/2005	99,40
22/07/2005	101,50
25/07/2005	101,86
26/07/2005	102,10
27/07/2005	102,10
28/07/2005	102,33
29/07/2005	102,33
PROMEDIO ARITMETICO	**90,1495**

Fuente: eia.doe.gov

2. PROMEDIO PRECIOS DEL FUEL OIL EN t-1

FECHA	PRECIO
01/08/2005	103,52
02/08/2005	103,88
03/08/2005	103,52
04/08/2005	103,88
05/08/2005	105,36
08/08/2005	107,74
09/08/2005	106,86
10/08/2005	108,93
11/08/2005	109,52
12/08/2005	110,12
15/08/2005	110,43
16/08/2005	109,83

FECHA	PRECIO
17/08/2005	106,86
18/08/2005	106,86
19/08/2005	108,93
22/08/2005	109,24
23/08/2005	109,24
24/08/2005	109,83
25/08/2005	109,83
26/08/2005	108,93
29/08/2005	108,93
30/08/2005	116,07
31/08/2005	120,24
01/09/2005	127,98

FECHA	PRECIO
02/09/2005	127,98
06/09/2005	124,40
07/09/2005	124,40
08/09/2005	125,60
09/09/2005	116,07
12/09/2005	116,07
13/09/2005	110,12
14/09/2005	110,12
15/09/2005	111,90
16/09/2005	108,93
19/09/2005	122,02
20/09/2005	122,93
21/09/2005	125,00
22/09/2005	126,50
23/09/2005	124,12
26/09/2005	126,50
27/09/2005	126,19
28/09/2005	125,90
29/09/2005	125,90
30/09/2005	122,33
03/10/2005	119,36
04/10/2005	114,88
05/10/2005	114,29
06/10/2005	112,21
07/10/2005	110,12
10/10/2005	109,83
11/10/2005	112,50
12/10/2005	116,67
13/10/2005	116,67
14/10/2005	116,67
17/10/2005	119,05
18/10/2005	117,86
19/10/2005	121,43
20/10/2005	123,21
21/10/2005	123,81
24/10/2005	122,02
25/10/2005	129,17
26/10/2005	127,38
27/10/2005	126,19
28/10/2005	125,31
31/10/2005	122,93
01/11/2005	122,33
02/11/2005	120,24
03/11/2005	120,83
04/11/2005	118,45
07/11/2005	115,79
08/11/2005	122,33

FECHA	PRECIO
09/11/2005	111,31
10/11/2005	110,12
11/11/2005	109,83
14/11/2005	109,83
15/11/2005	107,14
16/11/2005	108,93
17/11/2005	108,33
18/11/2005	107,14
21/11/2005	107,14
22/11/2005	107,74
23/11/2005	106,55
28/11/2005	104,17
29/11/2005	99,40
30/11/2005	100,60
01/12/2005	100,60
02/12/2005	100,60
05/12/2005	104,17
06/12/2005	104,17
07/12/2005	114,88
08/12/2005	117,26
09/12/2005	116,67
12/12/2005	119,64
13/12/2005	119,64
14/12/2005	122,02
15/12/2005	122,62
16/12/2005	120,24
19/12/2005	119,05
20/12/2005	119,05
21/12/2005	119,36
22/12/2005	119,36
23/12/2005	116,38
27/12/2005	114,00
28/12/2005	116,07
29/12/2005	115,48
30/12/2005	115,55
03/01/2006	116,67
04/01/2006	114,29
05/01/2006	116,67
06/01/2006	115,79
09/01/2006	112,81
10/01/2006	110,12
11/01/2006	109,83
12/01/2006	108,93
13/01/2006	107,45
17/01/2006	110,71
18/01/2006	110,12
19/01/2006	114,29

FECHA	PRECIO
20/01/2006	116,67
23/01/2006	114,88
24/01/2006	114,88
25/01/2006	114,29
26/01/2006	114,29
27/01/2006	114,29
30/01/2006	118,45
31/01/2006	118,45
PROMEDIO ARITMETICO	**114,7616**

Fuente: eia.doe.gov

ANEXO 5. MODELO DE COBERTURA

INSTRUCCIONES

- Lista desplegable
- Datos proyectados
- Inicio de la cobertura

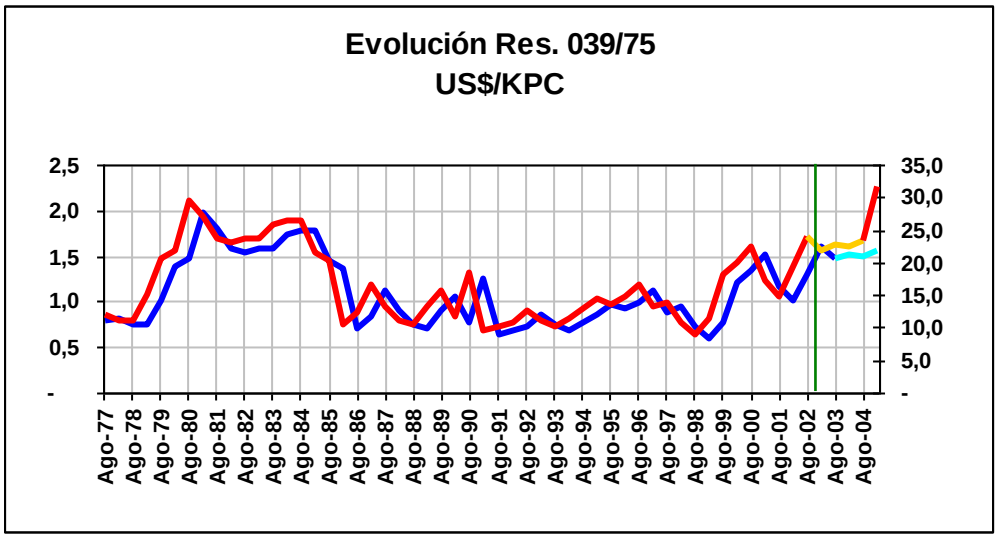
DATOS DE ENTRADA

Cobertura de Gas - Sector Industrial	
consumo diario	1.000
consumo mensual	30.000
consumo semestral	180.000

ESTRATEGIA - COLLAR/CAP	
ESTRATEGIA	COLLAR
PRECIO FIJO COLLAR	55,070
% CAP	20%
CAP	66,084
PRIMA	2,29
FLOOR	48,5

PERIODO		Precio gas US$/KPC	Precio Fuel-Oil US$/BL
10-Ago-77	09-Feb-78	0,8000	12,0965
10-Feb-78	09-Ago-78	0,8125	11,1979
10-Ago-78	09-Feb-79	0,7522	11,1252
10-Feb-79	09-Ago-79	0,7473	15,0780
10-Ago-79	09-Feb-80	1,0128	20,5117
10-Feb-80	09-Ago-80	1,3778	21,7369
10-Ago-80	09-Feb-81	1,4601	29,4683
10-Feb-81	09-Ago-81	1,9794	26,8765
10-Ago-81	09-Feb-82	1,8053	23,5988
10-Feb-82	09-Ago-82	1,5852	22,9511
10-Ago-82	09-Feb-83	1,5417	23,5220
10-Feb-83	09-Ago-83	1,5800	23,5360
10-Ago-83	09-Feb-84	1,5810	25,8408
10-Feb-84	09-Ago-84	1,7358	26,5261
10-Ago-84	09-Feb-85	1,7818	26,3405
10-Feb-85	09-Ago-85	1,7693	21,5615
10-Ago-85	09-Feb-86	1,4483	20,1424
10-Feb-86	09-Ago-86	1,3530	10,4211
10-Ago-86	09-Feb-87	0,7000	12,3402
10-Feb-87	09-Ago-87	0,8289	16,5985
10-Ago-87	09-Feb-88	1,1150	13,2312
10-Feb-88	09-Ago-88	0,8888	11,0316
10-Ago-88	09-Feb-89	0,7410	10,4211
10-Feb-89	09-Ago-89	0,7000	13,3354
10-Ago-89	09-Feb-90	0,8958	15,6486
10-Feb-90	09-Ago-90	1,0511	11,5742
10-Ago-90	09-Feb-91	0,7775	18,4480
10-Feb-91	09-Ago-91	1,2392	9,5208
10-Ago-91	09-Feb-92	0,6395	10,0254
10-Feb-92	09-Ago-92	0,6734	10,7679
10-Ago-92	09-Feb-93	0,7233	12,7143

PERIODO		Precio gas US$/KPC	Precio Fuel-Oil US$/BL
10-Feb-93	09-Ago-93	0,8540	11,0954
10-Ago-93	09-Feb-94	0,7453	10,0654
10-Feb-94	09-Ago-94	0,6761	11,5072
10-Ago-94	09-Feb-95	0,7730	12,8558
10-Feb-95	09-Ago-95	0,8635	14,4248
10-Ago-95	09-Feb-96	0,9689	13,6434
10-Feb-96	09-Ago-96	0,9164	14,6829
10-Ago-96	09-Feb-97	0,9863	16,6874
10-Feb-97	09-Ago-97	1,1209	13,2083
10-Ago-97	09-Feb-98	0,8872	13,9306
10-Feb-98	09-Ago-98	0,9357	10,7262
10-Ago-98	09-Feb-99	0,7205	8,8296
10-Feb-99	09-Ago-99	0,5931	11,4129
10-Ago-99	09-Feb-00	0,7666	17,9672
10-Feb-00	09-Ago-00	1,2069	19,9792
10-Ago-00	09-Feb-01	1,3420	22,5266
10-Feb-01	09-Ago-01	1,5131	17,3197
10-Ago-01	09-Feb-02	1,1634	14,8742
10-Feb-02	09-Ago-02	0,9991	19,3755
10-Ago-02	09-Feb-03	1,3015	23,9745
10-Feb-03	09-Ago-03	1,6104	21,9123
10-Ago-03	09-Feb-04	1,4719	22,6380
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206	22,3633
10-Ago-04	09-Feb-05	1,5022	23,3295
10-Feb-05	09-Ago-05	1,5671	31,7496
10-Ago-05	30-Ene-06	2,1327	48,2167
01-Feb-06	31-Jul-06	3,2388	49,6133
01-Ago-06	31-Ene-07	3,3326	53,9583
01-Feb-07	31-Jul-07	3,6245	56,1750
01-Ago-07	31-Ene-08	3,7734	57,4250
01-Feb-08	31-Jul-08	3,8574	

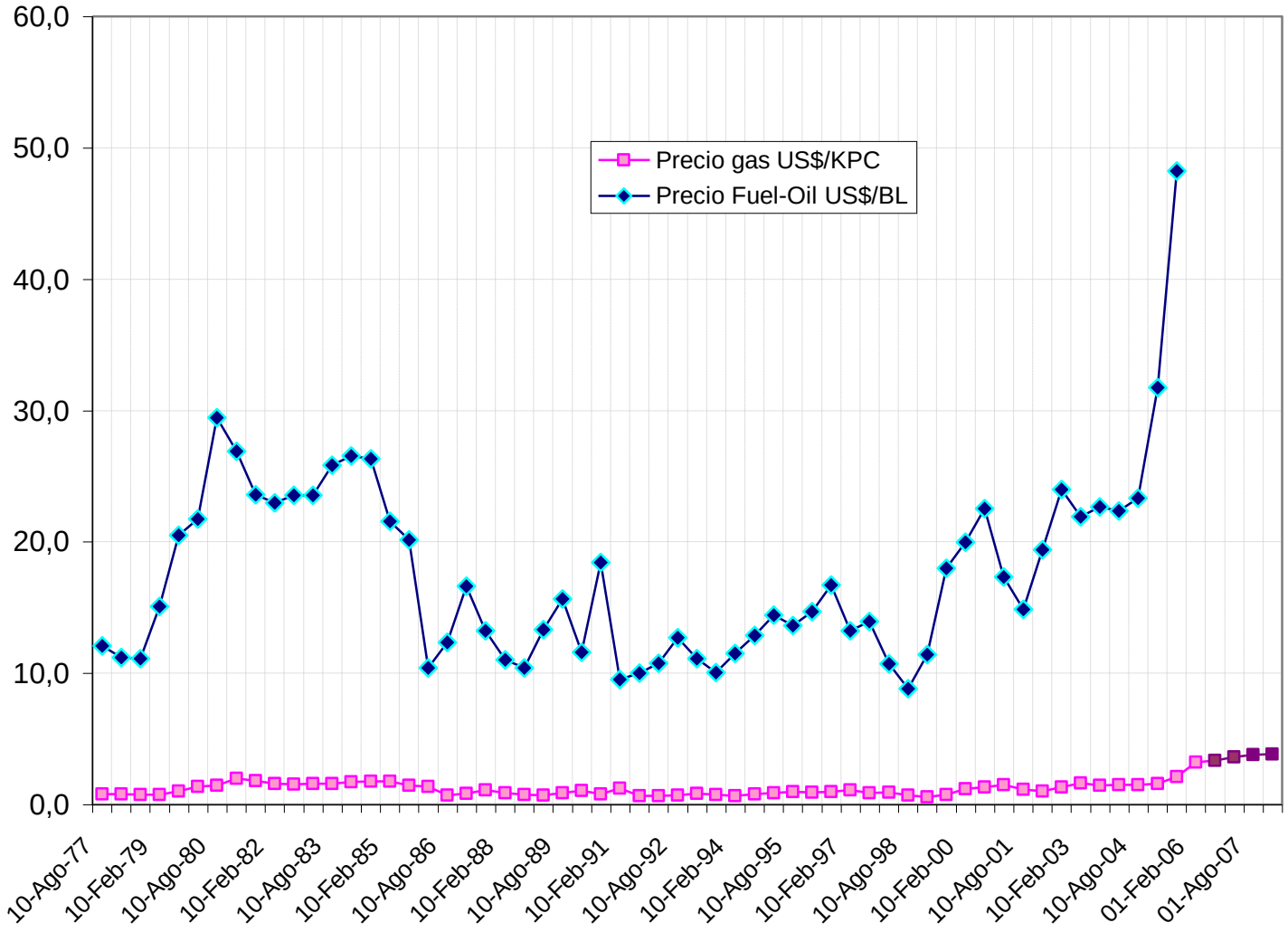


El precio fijo del swap lo establece una entidad financiera la cual evalua los precios del derivado y

MES	NY1%	PRECIO FIJO	CAP	FLOOR
01/08/2005	45,72			
01/09/2005	50,86			
01/10/2005	50,11			
01/11/2005	46,17			
01/12/2005	48,81			
01/01/2006	47,63			
01/02/2006	48,14	48,14	48,1	48,14
01/03/2006	47,51	47,51	47,5	47,51
01/04/2006	49,03	55,07	66,1	48,5
01/05/2006	50	55,07	66,1	48,5
01/06/2006	51	55,07	66,1	48,5
01/07/2006	52	55,07	66,1	48,5
01/08/2006	52	55,07	66,1	48,5
01/09/2006	53,05	55,07	66,1	48,5
01/10/2006	53,6	55,07	66,1	48,5
01/11/2006	54,25	55,07	66,1	48,5
01/12/2006	54,9	55,07	66,1	48,5
01/01/2007	55,95	55,07	66,1	48,5
01/02/2007	56,4	55,07	66,1	48,5
01/03/2007	56	55,07	66,1	48,5
01/04/2007	55,6	55,07	66,1	48,5
01/05/2007	55,95	55,07	66,1	48,5
01/06/2007	56,35	55,07	66,1	48,5
01/07/2007	56,75	55,07	66,1	48,5
01/08/2007	57,1	55,07	66,1	48,5
01/09/2007	57,05	55,07	66,1	48,5
01/10/2007	57	55,07	66,1	48,5
01/11/2007	57,25	55,07	66,1	48,5
01/12/2007	57,8	55,07	66,1	48,5
01/01/2008	58,35	55,07	66,1	48,5
01/02/2008	58,35	55,07	66,1	48,5

Fuente: Mercado OTC

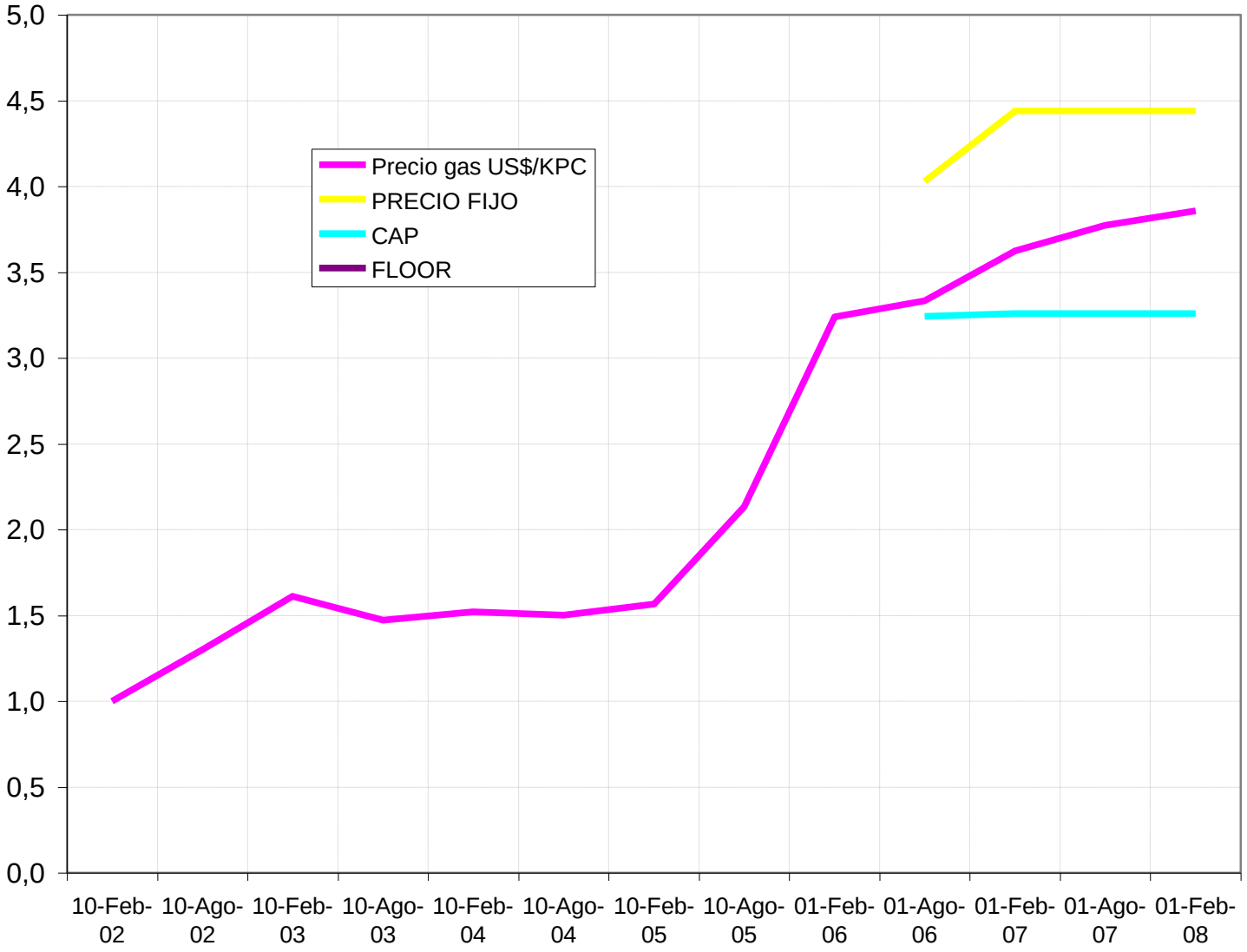
El techo (CAP) se calcula como el 20% del precio fijo, da 66,084 y esa call vale 2.29 según la entidad bancaria, se busca una put con el mismo precio el cual

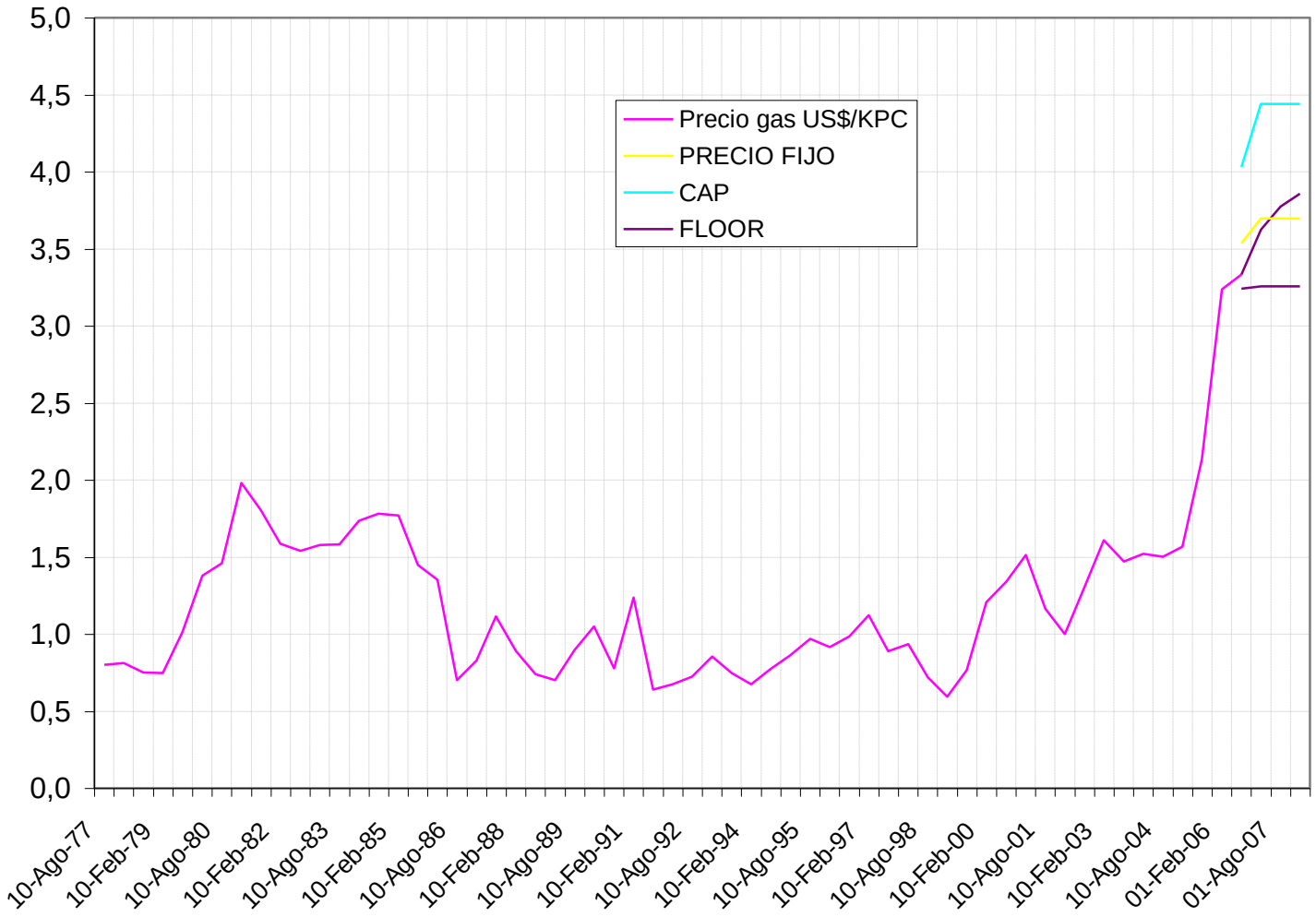

60,0
50,0
40,0
30,0
20,0
10,0
0,0
Precio gas US$/KPC
Precio Fuel-Oil US$/BL
10-Ago-77
10-Feb-79
10-Ago-80
10-Feb-82
10-Ago-83
10-Feb-85
10-Ago-86
10-Feb-88
10-Ago-89
10-Feb-91
10-Ago-92
10-Feb-94
10-Ago-95
10-Feb-97
10-Ago-98
10-Feb-00
10-Ago-01
10-Feb-03
10-Ago-04
01-Feb-06
01-Ago-07

ESTRATEGIA DE COBERTURA

PERIODO		Precio gas US$/KPC	Precio Fuel-Oil US$/BL	exposición	Barriles Equivalentes	SIMULACION DEL PRECIO DEL GAS	SIMULACION DEL PRECIO DEL SWAP DEL FUEL OIL	FISICO	COBERTURA
10-Feb-02	09-Ago-02	0,9991	19,3755						
10-Ago-02	09-Feb-03	1,3015	23,9745						
10-Feb-03	09-Ago-03	1,6104	21,9123						
10-Ago-03	09-Feb-04	1,4719	22,6380						
10-Feb-04	09-Ago-04	1,5206	22,3633						
10-Ago-04	09-Feb-05	1,5022	23,3295						
10-Feb-05	09-Ago-05	1,5671	31,7496						
10-Ago-05	30-Ene-06	2,1327	48,2167						
01-Feb-06	31-Jul-06	3,2388	49,6133	582.984,00	12.090,92		50		
01-Ago-06	31-Ene-07	3,3326	53,9583	599.868,00	12.090,87	3,3586	60	4680	-4676
01-Feb-07	31-Jul-07	3,6245	56,1750	652.410,00	12.091,00	4,0303	70	73044	-73050
01-Ago-07	31-Ene-08	3,7734	57,4250	679.212,00	12.091,00	4,7021	80	167166	-167158
01-Feb-08	31-Jul-08	3,8574	0,0000	694.332,00	12.091,11	5,3738	90	272952	-272957

COLLAR				
PERIODO		PRECIO FIJO	CAP	FLOOR
01-Ago-06	31-Ene-07	3,5369	4,0301	3,2427
01-Feb-07	31-Jul-07	3,6991	4,4389	3,2578
01-Ago-07	31-Ene-08	3,6991	4,4389	3,2578
01-Feb-08	31-Jul-08	3,6991	4,4389	3,2578


5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
Precio gas US$/KPC
PRECIO FIJO
CAP
FLOOR
10-Feb-02
10-Ago-02
10-Feb-03
10-Ago-03
10-Feb-04
10-Ago-04
10-Feb-05
10-Ago-05
01-Feb-06
01-Ago-06
01-Feb-07
01-Ago-07
01-Feb-08


5,0
4,5
4,0
3,5
3,0
2,5
2,0
1,5
1,0
0,5
0,0
Precio gas US$/KPC
PRECIO FIJO
CAP
FLOOR
10-Ago-77
10-Feb-79
10-Ago-80
10-Feb-82
10-Ago-83
10-Feb-85
10-Ago-86
10-Feb-88
10-Ago-89
10-Feb-91
10-Ago-92
10-Feb-94
10-Ago-95
10-Feb-97
10-Ago-98
10-Feb-00
10-Ago-01
10-Feb-03
10-Ago-04
01-Feb-06
01-Ago-07