

BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación Trimestral

El Observatorio Colombiano de Energía es un espacio virtual. Sus sedes son las Facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá y de la Escuela de Minas – UN en Medellín. Los profesores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética, del diseño de mecanismos de regulación energética y de la modelación de los mercados energéticos.

ISSN: 1657-480X

Director:
Mario García
Profesor Asociado
Universidad Nacional.

Comité editorial:
Germán Corredor, Isaac Dyner,
Carmenza Chahín, Astrid Martínez,
Alicia Puyana (Flacso México),
Héctor Pistonesi (Bariloche),
Philip Wright (Universidad Sheffield).

Diagramación:
Arnold Hernández

Impresión:
Ediciones Antropos

Email:
obsce_bog@unal.edu.co

www.fce.unal.edu.co/oce



Sede Bogotá
Facultad de Ciencias Económicas

Contenido

Editorial

2

**El futuro del Carbón en el mundo de los energéticos
y la inserción de Colombia en ese nuevo escenario**
Luis Álvaro Pardo Becerra

3

**Evaluación económica del nuevo
contrato petrolero**
Juan Carlos Cárdenas Valero

12

**Mercado actual de la Gasolina y del ACPM en
Colombia e inflación**
Hernán Rincón / Aaron Garavito

20



EDITORIAL

En el segundo trimestre de 2004, el Boletín del Observatorio Colombiano de Energía presenta temas concernientes a los nuevos escenarios de carbón, petróleo y los combustibles.

Actualmente el carbón ha venido presentando una gran dinámica internacional que, por supuesto, repercute en el desempeño de este energético a nivel nacional. Luis Álvaro Pardo Becerra muestra cómo el carbón podría convertirse en el primer producto de exportación del país a la vuelta de tres a cinco años, así como el contexto internacional del sector.

En cuanto al nuevo esquema de contratación petrolera en Colombia, Juan Carlos Cárdenas presenta una evaluación financiera del nuevo contrato señalando en términos de competitividad el estado actual del esquema de contratación.

Por otro lado, como es conocido, los precios de los combustibles líquidos en el país es uno de los temas que más ha generado debate. Hernán Rincón y Aarón Garavito hacen un análisis del efecto del desmonte parcial de los subsidios de la gasolina y el ACPM para el año 2004.

Dentro del entorno internacional cabe resaltar la dinámica que presenta China en cuanto a su consumo de energía. Dado que la generación eléctrica aumentó 15.8 por ciento entre enero y abril, llegando a los 647.300 millones de KW por hora, mientras que la demanda presentó un aumento del 16.1 para el mismo período, se ha venido generando desabastecimiento desatando cortes de electricidad en cerca de las tres cuartas partes de China continental. A la vez, la demanda china de combustible para generadores diesel contribuyó a empujar los precios internacionales de hidrocarburos a valores no antes vistos. 



El futuro del Carbón en el mundo de los energéticos y la inserción de **Colombia** en ese nuevo escenario

Luis Álvaro Pardo Becerra

Consultor Externo

Las perspectivas nacionales en materia de carbón son muy amplias y en ese sentido requieren de una mayor atención por parte del Estado. El carbón tiende a mejorar su participación en el portafolio de energéticos por sus enormes reservas probadas en el mundo y su mejor desempeño ambiental; los países desarrollados planean su crecimiento teniendo en cuenta este mineral, bien como medio de combustión o como materia prima para el desarrollo de su industria básica.

La suerte del carbón, un mineral estigmatizado por razones ambientales en la década pasada, parece haber cambiado. Por razones estratégicas, naciones como los Estados Unidos y China lo reconocen por el monto de sus reservas probadas, varias veces superiores a las existentes de petróleo y gas, y a su presencia multiplicada en más de setenta países. La asignación de millonarios recursos para la promoción de investigaciones que permitan su uso eficiente y compatible con los estándares ambientales, son coherentes con la decisión del gobierno de Bush para ampliar su consumo en la industria básica y de generación de energía. Colombia, primer productor de América Latina y cuarto exportador mundial, tiene en el carbón la posibilidad de compensar la caída de los ingresos externos por el desafortunado descenso de la producción y exportación de hidrocarburos. El carbón podría convertirse en el primer producto de exportación del país a la vuelta de tres a cinco años.

Palabras Clave: Carbón, minerales, mercado mundial, petróleo.

INTRODUCCIÓN

La reactivación de la economía global y la acelerada tasa de crecimiento de China provocaron una importante sacudida al mercado mundial de los minerales, entre ellos, el carbón, un recurso que podría convertirse en el salvavidas de la economía colombiana en el mediano plazo, de mantenerse la tendencia de pérdida de la capacidad de autoabastecimiento petrolero.

Los precios de los principales minerales iniciaron una escalada desde finales del año 2002 y registran actualmente niveles históricos. El aumento de la demanda es el común denominador, aunque el origen de los mayores pedidos tiene razones diferentes.

La mayor demanda del oro, por ejemplo, además del auge de la industria de la joyería, se explica principalmente por la cíclica tendencia de los inversionistas a invertir en los preciados lingotes con el objeto de resguardarse de la inestabilidad política, el terrorismo, la caída del dólar o las bajas tasas de interés en los mercados financieros de los países desarrollados.

La mayor cotización de otros minerales base, como el cobre, níquel y el

aluminio, tiene que ver directamente con el auge de las industrias que requieren de estos minerales como insumos o materia prima. Chile vive nuevamente un periodo de bonanza debido al alza del cobre, cuya cotización internacional pasó de un promedio de 0,60 centavos de dólar la libra durante los últimos cinco años, a niveles de 1,35 dólares en la bolsa de metales de Londres en enero de este año.

Colombia tiene razones para participar de esa bonanza. El alza del precio níquel, un mineral producido y exportado por la firma Cerromatoso S.A. en el departamento de Córdoba, le significará mayores ingresos fiscales para la Nación y regalías para la región productora.

Las exportaciones de níquel crecieron 40,6% al pasar de US\$273 millones en 2002 a US\$394 millones el año pasado. Este comportamiento se explica por una mayor demanda en el mercado internacional y la consecuente alza de precio.

1. La Unión Europea es el principal comprador de níquel del país. Se destaca el crecimiento de las importaciones de Bélgica (40%), España (36%) e Italia (20%).
2. China pasó a ocupar el segundo renglón en el ranking de compradores de níquel producido en Colombia, al desplazar el año pasado a los Esta-

Cuadro No. 1
Importaciones de ferroníquel
Millones de dólares

Importador	2002	2003	Variación %
Estados Unidos	16,0	21,6	35
Unión Europea	163,0	201,0	23
China	6,3	37,9	496

dos Unidos, con importaciones por US\$38 millones de dólares.

CARBÓN: SU RELEVANCIA EN LOS MERCADOS INTERNACIONALES

Pero donde existen las mejores perspectivas es en el mundo del carbón, gracias a un importante auge de la demanda, derivada de la reactivación de las principales economías del mundo y al sorprendente comportamiento de las economías de China e India. Estas circunstancias elevaron las cotizaciones a niveles muy superiores a los registrados en la década de los noventa, cuando las presiones ambientales hicieron suponer una abrupta caída de su participación en el portafolio energético del mundo.

Sin embargo, más allá de los aspectos coyunturales, hay otros elementos de mediano y largo plazo que alientan las perspectivas mundiales de este mineral y por tanto su trascendencia en la economía colombiana.

La preservación del orden económi-

co mundial establecido y la hegemonía de las potencias dependen sustancialmente de la dinámica y poderío de sus aparatos productivos, los cuales para funcionar dependen a su vez de los materiales energéticos: petróleo, gas natural y carbón, entre otros.

Garantizar fuentes energéticas confiables constituye el transcurso de la política de seguridad nacional de las potencias y para no ir muy lejos, basta mirar la intervención de Estados Unidos e Inglaterra en Irak, —el segundo país con mayores reservas de petróleo—, justificada por la hasta ahora no demostrada existencia de armas de destrucción masiva.

Las reservas de petróleo, el energético de uso más generalizado en el mundo y fuente de incontables conflictos multinacionales, ascienden a unos 1.033 millones de barriles. Estimativos de diversas fuentes concuerdan en que las reservas probadas alcanzarían para unos 70 años más a la actual tasa de consumo (73mbd), o para unos 25-30 años, si





esa tasa de consumo se incrementa al 2% anual, con problemas de abastecimiento a partir de dos décadas¹.

Las existencias probadas de gas natural, al consumo actual incrementado al dos por ciento anual, tampoco van más allá de sesenta años. Algunas proyecciones señalan que el consumo de gas natural crecerá esta década a un ritmo de 3,3% anual, contra 1,8 y 1,7% del petróleo y el carbón respectivamente.

¿Cuál es la alternativa que han venido trabajando países como Estados Unidos y China?: El carbón.

El carbón reúne características propias que lo diferencian de petróleo y el gas natural. Las reservas probadas actuales de carbón ascienden a 984.000 millones de toneladas y alcanzan para unos 216 años más a la actual tasa de consumo; se distribuyen, a diferencia del petróleo que está concentrado en pocos países, en más de 70 naciones; su importancia y eficiencia esta probada

como fuente para la generación de energía y como materia prima en numerosos sectores de la economía.

Pero sobre todo y lo más importante, las investigaciones iniciadas desde finales de la década de los noventa orientadas a mejorar el desempeño ambiental del carbón, están empezando a arrojar resultados positivos y muy esperanzadores para la industria.

LA INVESTIGACIÓN MARCA UNA NUEVA RUTA PARA EL CARBÓN

Estados Unidos, el país con las mayores reservas de carbón del mundo, ha sido muy activo en el desarrollo de investigaciones que permitan la utilización generalizada del carbón reduciendo su impacto ambiental.

El Departamento de Energía de los Estados Unidos destinó de su presupuesto del 2005 la suma de 730 millones de dólares para actividades relacionadas

con los combustibles fósiles, de los cuales 177 millones son para el programa denominado "The President's Coal Research Initiative".

Los recursos orientados a la Iniciativa del Presidente Bush, 40% más elevados que los presupuestados para el 2004, deben orientarse a promover el desarrollo de sistemas de generación de energía y prácticas a partir de fuentes limpias, eficientes, de precio razonable y confiables. El 85% de la energía consumida en los Estados Unidos es generada a partir de combustibles fósiles y este porcentaje ascenderá a 87% en el 2025.

La Iniciativa para la Generación de Energía a partir de carbón limpio (CCPI por sus siglas en inglés), es un componente clave de la política nacional de energía del presidente Bush y busca mejorar la confiabilidad y disponibilidad del

¹ Guerra por los recursos. El futuro escenario del conflicto global. Michael T. Klare. Edición Urano Tendencias.



suministro de energía al país, particularmente generada a partir del carbón.

El presupuesto total para esta iniciativa es de 2.000 millones de dólares a diez años y responde al compromiso del Gobierno para financiar investigaciones que permitan el desarrollo de tecnologías limpias para el uso del carbón.

A esta iniciativa se sumaron con aportes los generadores de energía, representantes de los gremios productivos y productores de carbón, y actualmente se adelantan más de treinta proyectos de investigación por más de 5.000 millones de dólares, el resultado: Desarrollo de proyectos tecnológicos concretos que permiten el uso del carbón bajo estándares ambientales, precios razonables e incremento de la eficiencia y confiabilidad en las plantas generadoras de energía a partir de carbón.

CARBÓN: UNA ALTERNATIVA PARA MEJORAR LA CALIDAD DE VIDA

Malcolm Keay, director ejecutivo del Instituto Mundial del Carbón (WCI), dijo durante un discurso en septiembre del año

pasado que unas 1.600 millones de personas en los países en desarrollo, es decir, el 27% de la población mundial, no tiene acceso a la energía, mientras que otras 2.400 millones utilizan energías primitivas para cocinar o lograr calefacción.

También agrega, citando a la Agencia Internacional de Energía (IEA), que sin nuevas políticas, otras 1.400 millones de personas carecerían de energía en los próximos 30 años.

“La necesidad de proporcionar energía es particularmente aguda por los grupos de población más pobres, quienes gastan una alta proporción de sus bajos ingresos en calefacción y luz. En muchas circunstancias, el carbón es más barato por unidad de energía que otros combustibles y, como resultado de ello, es el combustible escogido para generar energía. Actualmente, (el carbón) genera el 39% de la electricidad mundial”².

Igualmente señala que el principal reto del carbón es vencer los retos ambientales y que si bien se han desarrollado tecnologías capaces de eliminar la polución por la quema de carbón en la generación de energía, en particular el óxido de nitrógeno (NOx) y el dióxido

de sulfuro (SOx), el reto es que estas tecnologías extiendan su uso global. Agrega que también las plantas de generación de energía han logrado reducir las emisiones de dióxido de carbono, gracias a la investigación y desarrollo de tecnologías en esta materia.

CHINA, UN NUEVO COMPETIDOR

Desde los tiempos en que en el mundo se llenaba de pánico al pensar que algún día millones de chinos empobrecidos invadirían el globo terráqueo en busca de comida, a la potencia que es hoy, con tasas anuales de crecimiento del 10%, han pasado muchos años y muchas cosas.

China, con una economía más abierta, sin mayores restricciones para la inversión extranjera y que incursiona en el mercado internacional como cualquier compañía multinacional, planeó su desarrollo económico a varias décadas y con ella el crecimiento de su industria básica y el de generación de energía

² | The International strategic role of coal. By Malcolm Keay. WCI.



para sostener el acelerado crecimiento de su economía.

Para el desarrollo de su sector de generación de energía y de la siderurgia, básicos para alentar el desarrollo de industrias que crean mayor riqueza y nuevos puestos de trabajo, el gobierno Chino expidió en 1997 la Ley de Recursos Minerales, el cual ofrece un razonable marco legal para la exploración y explotación de minerales, al tiempo que estimula la inversión extranjera en este sector. Aunque su principal cuello de botella es el transporte, China avanzó de manera importante en la construcción de su infraestructura de exportación.

Las reservas estimadas de crudo de China ascienden a 24.000 millones de barriles y alcanzan a la actual tasa de consumo para 20 años, en tanto que las reservas de carbón superan las 114.000 millones de toneladas, suficientes para los próximos 105 años³.

China es actualmente el mayor productor de carbón del mundo, con 1.326 millones de toneladas en el 2002, y destina la mayor parte de su producción al consumo interno, no obstante continúa siendo el segundo exportador del mundo.

Sin embargo, dado que sus requerimientos de carbón superan la producción para el consumo local, China ha tratado de asegurar su abastecimiento adquiriendo minas en el exterior –sin mucho éxito– o firmando contratos de suministro de mediano y largo plazo con productores en otros países.

Analistas estiman que el crecimiento de la demanda de carbón por parte de la región Asia Pacífico, pero especialmente de China, es el responsable del

alza del nivel de precios registrada en el mercado mundial desde mediados de 2002. Un informe del World Coal Institute⁴ señala que esa región consumió en el 2002 el 52% del carbón producido en el mundo ese año, frente al 24% en América del Norte.

Estas estadísticas permiten inferir que China, empeñado en elevar sus niveles de generación de energía y su industria siderúrgica, será el actor clave en las ligas mayores del mundo del carbón en las décadas venideras, bien como productor, exportador y consumidor.

COLOMBIA EN EL NUEVO ESCENARIO

La mayor demanda de carbón térmico y coquizable en el mundo responde coyunturalmente al más rápido crecimiento de las economías que lo requieren, pero en el mediano y largo plazo dicha demanda estará condicionada por razones estratégicas, es decir, a las mayores necesidades de energía de una población creciente y a la mayor demanda de la industria que lo utiliza como medio de combustión o materia prima de otros productos.

Vencidas sus restricciones ambientales, este mineral competirá sin complejos con las limitadas reservas mundiales del crudo y gas.

La pregunta es entonces ¿qué puede hacer Colombia es ese escenario?

Las reservas colombianas de carbón son reducidas en relación a los potenciales de los países que generan el mercado y con capacidad para determinar precios.

Sus atributos, por así llamar las ven-

tajas comparativas, es que sus reservas son las más altas de América Latina después de las de Brasil; que buena parte de ellas están cerca de los puertos de embarque; que tiene una industria extractiva organizada con una infraestructura relativamente desarrollada para efectos de transporte y embarque; y que una parte de sus reservas es convertible fácilmente en carbón coquizable, cuya demanda internacional avanza también a pasos agigantados.

Colombia debería pues aprovechar ese nuevo escenario mundial y sus ventajas para desarrollar un sector de enormes perspectivas, aunque antes de pensar en cualquier cosa sería importante que la autoridad minera defina el monto de las reservas inferidas, indicadas y medidas del país.

Las cifras de las reservas probadas van desde 3.918 millones de toneladas registradas a finales de 2003 por Minercol Ltda., hasta 7.074 millones reportadas por un trabajo elaborado por especialistas para Ingeominas (aún sin publicar) que revisó los estudios geológicos y los informes de las empresas mineras para llegar a esa cifra.

Ese mismo trabajo señala que el monto de reservas inferidas, indicadas y medidas (probadas) puede estar por el orden de 17.000 millones de toneladas.

COMPORTAMIENTO RECIENTE DEL SECTOR DEL CARBÓN.

El crecimiento de la producción ha sido creciente durante el último quinqu-

3 | BP Statistical Review of World Energy. June 2002

4 | Coal Facts. WCI. 2003 edition

Cuadro No. 2
Producción anual de Carbón en Colombia
Millones de Toneladas

1999	2000	2001	2002	2003	Variación 03 / 02
32,7	38,1	43,4	39,5	50,3	27,3%

nio, excepto en el 2002, cuando las empresas redujeron la extracción como consecuencia de una caída en la demanda y los bajos precios.

La mayor demanda internacional registrada en el 2003 impulsó la producción de las minas existentes y el inicio de nuevos proyectos, como el de Patilla, mina adyacente al Cerrejón Zona Norte (CZN), cuya producción empezó el año pasado.

La producción por departamentos que más rápidamente reaccionó en el 2003 a los mayores precios fue la de Norte de Santander con 40%, Cesar 29%, Guajira 25% y Antioquia 15%. Si bien la decisión del consorcio Cerrejón Zona Norte S.A., es elevar la producción en contratos próximos a CZN, es el departamento del Cesar donde en el mediano plazo se perfilan los proyectos más



Cuadro No. 3
Precios internacionales del Carbón
Dólares por Tonelada⁶

Fecha	Carbones del Cerrejón LLC	Coal Week
Enero 3	26,87	29,86
Febrero 3	26,87	29,61
Marzo 3	26,88	27,98
Abril 3	26,49	28,39
Mayo 3	26,57	29,11
Junio 3	26,28	29,82
Julio 3	25,53	35,00
Agosto 3	25,48	36,23
Septiembre 3	25,43	37,45
Octubre 3	27,79	42,64
Noviembre 3	27,56	43,00
Diciembre 3	27,40	44,13

importantes de los próximos años.

En efecto, la compañía Drummond, actual operador de La Loma, adelanta trabajos para iniciar a la vuelta de dos a tres años otros importantes proyectos, como El Descanso, Rincón Hondo y Similoa. Glencore está reabriendo su operación en Calenturitas y otras empresas, como Carbones del Caribe, Carboandes, CMU, Sororia, etc, trabajan para elevar sus actuales niveles de producción, pese a las restricciones para transportar el mineral hasta los puertos de embarque.

A diferencia de Guajira y Cesar, donde el carbón se explota en proyectos de gran minería y donde el Estado no tiene ningún grado de intervención para definir niveles de producción o exportación, en los demás departamentos productores, Boyacá (1.177 millones de toneladas en el 2003), Cundinamarca (979 mt), Norte de Santander (949 mt), y Antioquia (780 mt), la producción se lleva a cabo en proyectos de pequeña y media-

na minería⁵.

La producción de Cundinamarca y Boyacá se mantuvo en niveles similares a los de 2002, pero su potencial es también muy importante, así como sus perspectivas, pues se trata de carbón coqueable con enormes posibilidades de mercado en el cono sur del continente y América Central.

En cuanto a los precios, el cuadro No. 3 muestra el precio ponderado reportado por Carbones del Cerrejón LLC (Intercor) para el carbón del Cerrejón y la cotización internacional de la publicación Coal Week.

De esta tabla se desprende que los precios de los carbones comercializados en el mundo lograron niveles importantes en el primer semestre de 2003 y que iniciaron una escalada a partir de julio, por las razones mencionadas en la pri-

5 | Ministerio de Minas y Energía. Dirección de Minas
6 | Estadísticas de Carbocool



mera parte de este artículo.

La cotización del carbón del CZN no siguió esta tendencia debido a que Carbones del Cerrejón LLC reporta el precio de venta a su propia comercializadora internacional, que es por supuesto inferior a los precios del mercado. Como las regalías se calculan a partir del precio reportado por Cerrejón, es urgente que el país establezca un precio de referencia para el carbón de exportación, que sirva de base para el cálculo de las regalías.

Las exportaciones mineras, por su parte, crecieron 24% al pasar de US\$1.965 millones de dólares en el 2002 a US\$2.437 millones el año pasado. El resultado es una conjugación de mayores volúmenes exportados y mejores precios en el mercado internacional. Así, la exportación de carbón creció 43% en ese mismo periodo, el oro 512% y el níquel 40%.

EL CARBÓN: ¿DE CENICIENTA A PRÍNCIPE ENCANTADOR?

La simple observación de algunas estadísticas revela que gradualmente el sector minero ha venido ganando terreno y que si bien es difícil comprometerse con proyecciones, minerales como el carbón y el níquel incrementarán su peso específico en el PIB y las exportaciones nacionales. Otros minerales, como el oro, viven un periodo de bonanza, pero las razones de ello pueden explicarse más por razones transitorias y especulativas.

Comparadas las exportaciones de minerales con hidrocarburos y sus derivados, tenemos (ver cuadro No. 4):

1. Las exportaciones de minerales pasaron de aportar el 29% del total de exportaciones minero - energéticas

en 1999 al 42% el año pasado. Aunque el año 2003 fue excepcional por el alza generalizada de precios de los minerales y el petróleo y sus derivados, los volúmenes de minerales exportados han crecido de manera sostenida, con excepción de 2002.

2. El crecimiento promedio de las exportaciones de minerales supera al de hidrocarburos, que es casi nulo analizado en el periodo de manera conjunta. Esto se explica básicamente por la caída de la producción de hidrocarburos en el país.

Interesante resulta también observar el comportamiento de las exportaciones tradicionales (ver cuadro No. 5):

1. Las exportaciones de hidrocarburos y sus derivados se desaceleraron a

Cuadro No. 4
Exportaciones minero - Energéticas
Millones de Dólares

Año	1999	2000	2001	2002	2003
Petróleo	3.757	4.569	3.285	3.276	3.383
Minerales	1.533	1.719	2.083	1.965	2.504
Total	5.290	6.288	5.368	5.241	5.887
Minas / Total	29	27	38	37	42

Cuadro No. 5
Exportaciones Tradicionales
Millones de Dólares

Año	1999	2000	2001	2002	2003
Petróleo	3.757	4.569	3.285	3.276	3.383
Café	1.323	1.068	764	772	806
Carbón	848	861	1.178	1007	1.420
Total	5.928	6.498	5.227	5.055	5.609
Minas / Total	14	13	22	19	25

partir del año 2000. Un cambio en esta tendencia se produciría únicamente en el caso de nuevos descubrimientos importantes, lo cual no ha ocurrido hasta la fecha.

2. Las exportaciones de carbón superaron las de café a partir del 2001.
3. Las exportaciones de carbón pasaron de representar el 14% de las exportaciones tradicionales al 25% el año pasado.

Otro aspecto interesante son los mercados a los cuales Colombia está apuntando con su carbón (ver cuadro No.6).

1. Estados Unidos continúa siendo el principal importador de carbón colombiano.
2. Se destacan mercados como Vene-



Cuadro No. 6
Países importadores de Carbón colombiano
Millones de Dólares

País	2002	2003	Variación %
Estados Unidos	229,0	383,0	67
Venezuela	-	1,0	-
Ecuador	0,2	4,9	1894
Puerto Rico	23,4	35,5	51
México	5,8	7,2	25
Brasil	3,9	5,7	44
Chile	5,9	20,8	248
China	-	1,9	
Costa Rica	0,8	1,9	136
España	32,1	53,7	67
Italia	38,9	70,4	81
Perú	27,6	30,9	12

zuela, Ecuador, China y Costa Rica, que elevaron el nivel de compras al país.

3. Chile y Puerto Rico son dos mercados muy promisorios.
4. En Europa, España e Italia mantienen una tendencia a la mayor adquisición de carbón colombiano, en contraposición a naciones como Alemania (-83%), Bélgica (-52%), y el Reino Unido (-3,9%), que redujeron sus compras en 2003.

PERSPECTIVAS EN EL MUNDO DEL CARBÓN

Las perspectivas nacionales en materia de carbón son muy amplias y en ese sentido requieren de una mayor atención por parte del Estado. El carbón tiende a mejorar su participación en el portafolio de energéticos por sus enor-

mes reservas probadas en el mundo y su mejor desempeño ambiental; los países desarrollados planean su crecimiento teniendo en cuenta este mineral, bien como medio de combustión o como materia prima para el desarrollo de su industrial básica.

Colombia posee un potencial importante comparado con los demás países de la región y ha estado construyendo una infraestructura de transporte y embarque, que le da una ventaja regional, potenciada por su estratégica posición geográfica.

El carbón ha venido ganando terreno dentro del PIB y es el segundo producto de exportación. De continuar esta tendencia, es decir, que la producción de hidrocarburos continúe descendiendo y que los nuevos proyectos carboníferos se consoliden, este mineral podría convertirse en el primer producto de exportación, apoyando la balanza comercial y las finanzas de la Nación y las regiones productoras.



La producción nacional pasará, según los planes de las empresas, de 50 millones de toneladas en el 2003 a 55 millones en el 2005 y 60 millones a partir del 2006. CZN y Cerrejón planean elevar su producción a 25,7 millones de toneladas; Drummond, incluyendo El Descando, Rincón Hondo y Similoa a 18 MTA, entre otros.

Los análisis elaborados por Fedesarrollo y la Unidad de Planeación Minero – Energético (UPME), señalan que el carbón térmico y coquizable saldrán muy bien librados de las negociaciones comerciales que actualmente se adelantan, como el ALCA, el TLC con Estados Unidos y con MERCOSUR. La razón es muy sencilla:

Las propuestas de desgravación del carbón térmico y el coque son ampliamente benéficas para el país, puesto que la mayoría de países involucrados en estas negociaciones apoyan la desgravación inmediata dado que no son productores y requieren de este mineral para su industria y la generación de energía. Colombia, por su parte, no tendría razones para temer que la libre importación de carbón le afecte, dados sus menores costos de producción.

La atención tendría entonces que dirigirse a mejorar su infraestructura de transporte terrestre y fluvial y de manejo y embarque portuario. Un estudio contratado el año pasado por la UPME debería señalar los cuellos de botella y el Estado tendrá que decidir que sin petróleo, el carbón es una importante alternativa.

Pero si el Estado decide incluso ir más allá, deberá continuar consolidando la cadena productiva iniciada el año pasado para el carbón de Cundinamarca y Boyacá. La diferencia entre una tonelada de carbón exportado y una tonelada de coque exportado puede ser de los 70 a 80 dólares, con enorme beneficio para


centenares de productores que vive de esa actividad en el país.

El sector privado de la altiplanicie cundi-boyacense ya dio su primer paso con el proceso de transformación de sus hornos artesanales a semisolera, cuyo rendimiento y eficiencia los ha llevado a reducir costos y a entrar más fácil en los mercados regionales.

Con ese potencial, el Gobierno tendría un nuevo motor de su economía, con el cual podría:

1. Compensar la paulatina reducción de los ingresos fiscales y externos por la pérdida de la autosuficiencia petrolera del país.
2. Ampliar y fortalecer su uso en las plantas de generación de energía.
3. Promover cadenas productivas que permitan agregar valor y generar empleo.
4. Legalizar las minas que actualmente son operadas en condiciones rudimentarias para mejorar su eficiencia e inducir las al cumplimiento de las normas ambientales, de higiene y seguridad minera.
5. Apoyar las organizaciones de pequeños y medianos mineros para lograr una mayor recuperación de sus reservas y facilitar su acceso a los mercados que se ampliarán tras las negociaciones comerciales actuales, ALCA, TLC con los Estados Unidos y con MERCOSUR.
6. Mejorar y ampliar la infraestructura de exportación para éste y otros minerales (vías y puertos).
7. Mejorar los ingresos de centenares de productores pequeños y medianos de carbón de la altiplanicie de Cundina-

marca y Boyacá, Norte de Santander, Antioquia y Valle, principalmente.

8. Financiar proyectos de investigación que permita al carbón mejorar sus estándares ambientales y ampliar la gama de productos derivados, como en este momento se está estudiando en varias universidades de los Estados Unidos. 





Evaluación económica del nuevo contrato petrolero*

Juan Carlos Cárdenas Valero¹

Observatorio Colombiano de Energía

Las opiniones expresadas en este artículo son de responsabilidad del autor y no comprometen a la entidad para la cual trabaja.

El State Take fue creado para evaluar contratos de asociación y no de concesión como el colombiano, por lo tanto aunque la ANH se esfuerce en demostrar lo competitivo que es el contrato en términos de State Take, el indicador que importa en este tipo de contratos es el Government Take y, como vemos, éste es bastante alto y la Agencia no puede hacer nada para reducirlo.

Colombia cuenta hoy con un nuevo modelo de contratación en hidrocarburos, el nuevo sistema de concesiones implantado es más atractivo para los inversionistas en términos de State Take, valor presente neto por barril y máximo riesgo sostenible. El nuevo contrato se caracteriza por ser más atractivo para los campos con grandes reservas y castigar a los de pequeñas.

Palabras Clave: State Take, Government Take, nuevo contrato, valor presente neto por barril, máximo riesgo sostenible.

INTRODUCCIÓN

En diciembre del año 2003 la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, presentó al público un borrador sobre los elementos básicos de la nueva contratación en exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia, cuyos objetivos principales son: el aumento de la actividad petrolera, el autoabastecimiento de combustibles y la generación de excedentes exportables.

El nuevo modelo de contratación desde su planteamiento ha sido fuente de diversas discusiones y críticas. En el presente artículo se realiza una evaluación económica del contrato teniendo

en cuenta los seis indicadores más importantes que ha desarrollado la industria petrolera para tal efecto. El documento está dividido en cinco secciones incluyendo esta introducción que es la primera. En la segunda sección se presentan las características más relevantes del nuevo contrato, en la tercera se describe la metodología y supuestos utilizados para evaluarlo; la cuarta sección muestra los resultados de la evaluación y por último se presentan unas breves conclusiones.

EL NUEVO CONTRATO

La ANH ha planteado un contrato cuya estrategia principal es el aumento de la competitividad del país en el ámbito internacional para atraer inversión nacional y extranjera, privada o pública. Para ello se realizaron tres cambios esenciales en el contrato con respecto al que se había manejado tradicionalmente (Producción Compartida); estos cambios se comentan a continuación:

- a. Recompensa al riesgo exploratorio en un 100% para el inversionista; el

* Trabajo elaborado durante el seminario Petróleo y Regulación Económica. Facultad de Ciencias Económicas. Universidad Nacional de Colombia.

¹ Agradezco al grupo de trabajo del Observatorio Colombiano de Energía, a la señora Elvira Giraldo (madre de Adriana Barrios Giraldo), y a la profesora Astrid Martínez Ortiz, por su dirección.



Estado no entrará de manera forzosa como inversionista o socio después del éxito exploratorio. El inversionista tiene derecho a toda la producción después de pagar regalías.

- b. El Estado en esencia recibe regalías e impuestos y sólo obtendrá un beneficio o renta adicional cuando se generen ganancias adicionales en el negocio por presencia de precios altos.
- c. La duración de los contratos en su fase de explotación podrá ser hasta el agotamiento de los campos.

Estos cambios plantean el retorno de las concesiones petroleras al país, luego de ser eliminadas por el Decreto Legislativo 2310 de 1974 y constituyen la

mayor transformación al sistema de contratación de hidrocarburos en el país, desde que se implantó el contrato de asociación en 1969.

Las concesiones son el régimen petrolero por excelencia; en éste, las empresas petroleras obtienen a través de un pago, el derecho de explorar y explotar un área determinada. Su gran ventaja es la retribución al riesgo del inversionista, ya que tradicionalmente, se queda con el 100% de la producción después de regalías.

El contrato de concesión colombiano contempla un pago por derecho al uso del subsuelo, el cual varía por número de hectáreas y ubicación del área a ser entregada. Además se introdujeron cláusulas según las cuales el inversionista se compromete a hacer transfe-

rencias de tecnología durante la duración del contrato, que no superaran los US\$ 100.000. Por último, el contrato establece que en escenarios de precios altos el Estado participa con el 30% de las ganancias según la calidad del crudo (ver Minuta No 01 - 2004 ANH).

A continuación se presentan la metodología y supuestos utilizados para realizar la evaluación financiera del nuevo contrato.

METODOLOGÍA Y SUPUESTOS

Después de esta breve descripción del nuevo contrato es necesario hacer un análisis más detallado basado en un modelo financiero. Para nuestro caso aplicaremos el mismo que Adriana Barrios utilizó en el año 2000 para evaluar



los cuatro contratos de asociación que Colombia estableció entre 1979-2003 con el fin de obtener datos comparables para el nuevo contrato.

Se utilizaron cuatro tamaños de campos petroleros con reservas recuperables de 10 millones de barriles (MMB), 30 MMB, 100MMB y 300MMB. Se realizó una evaluación económica suponiendo cuatro diferentes precios de petróleo WTI, los cuales fueron: US\$18/b, US\$20/b, US\$25/b, US\$30/b.

En la búsqueda de simplificar el análisis financiero del nuevo contrato se realizaron los siguientes supuestos:

- Con base en Barrios (2000) se supuso que las posibilidades de encontrar petróleo, según el tamaño de las reservas son:

Pozo Seco	80%
10 MB	8%
30 MB	6%
100 MB	4%
300 MB	2%

- Depreciación en línea recta a 5 años.
- Se asumen constantes los impuestos que afectan el proyecto, estos son: Impuesto a la Renta (35%), la sobre tasa permanente al Impuesto a la Renta (3.5%) y el impuesto de remesas (7%), para unos impuestos totales del 45.5%.

- Pago por uso del Subsuelo:

Período Exploratorio: El pago se efectúa una sola vez después de ini-

ciar la segunda fase de exploración. Se asume que el contrato contempla una extensión de tierra de 150.000 Hectáreas², por las cuales se paga un canon de US\$ 0.75/ha para las primeras 100.000 y US \$1/ha por las restantes.

Período de Explotación: Se paga un canon US\$ 0.1 por barril producido, para el cual, se supone un reajuste anual del 3% a partir del 2006.

- **Transferencia de Tecnología:** Se asume que la compañía transfiere el máximo al cual lo obliga el contrato, esto es el 25% del canon por derecho de uso del subsuelo en el período exploratorio y el 10% del canon en el período de explotación; en ningún caso el valor de la transferencia superará los US\$ 100.000.
- Para el cálculo de la participación del Estado en situaciones de altos precios, se supone que la calidad del petróleo estará entre API ° 22-19.

Para evaluar el nuevo contrato petrolero se utilizaron los seis indicadores propuestos por Van Meurs y Seck (1997). Estos son:

State Take (ST): Es el porcentaje que toma el Estado del flujo de caja del proyecto, incluye impuestos, regalías, bonos, arriendos y participación en la producción. Para nuestro caso incluye el total de impuestos, el canon por uso del subsuelo y la participación del estado en la producción por precios altos³.

2 Este número de hectáreas es aproximadamente igual al promedio de hectáreas de los contratos de asociación vigentes en el país

3 Las transferencias de tecnología no es un pago al Estado por parte de la compañía, sino un gasto que debe hacer la empresa en capacitación de personal e investigación entre otros. Por esta razón no se incluyen dentro del State-Take.





Cuadro No. 1
Cálculo del MRS para el Nuevo Contrato

Máximo Riesgo Sostenible Nuevo Contrato					
Factor Ponderación	40%	30%	20%	10%	
Precio US\$/b	Tamaño de Campo (MMB)				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
18	1,54	5,67	23,04	78,17	14,74
20	2,15	7,25	27,92	92,08	17,83
25	3,68	11,22	40,10	126,85	25,54
30	5,11	14,72	50,70	157,14	32,31
Promedio	3,12	9,72	35,44	113,56	22,61

Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Marcus (1997)

Government Take (GT): Es el porcentaje de lo que gana el Gobierno del flujo de caja del proyecto, se incluyen únicamente impuestos y regalías.

Valor Presente Neto por Barril (VPN/b): Es el total del flujo de caja del proyecto descontado a una tasa del 15%, dividido por la producción total del campo.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de interés que hace el VPN igual a cero.

Máximo Riesgo Sostenible (MRS): Indica "el número de programas exploratorios que se pueden pagar con el flujo de caja de un sólo descubrimiento... mide le máximo riesgo geológico que se puede sostener" (Van Meurs 1995, 79).

$$MRS@15\% = \frac{VPN@15\% + INE@15\%}{INE@15\%}$$

VPN @ 15% = valor presente neto descontado al 15%.

INE @ 15% = Inversión neta en exploración descontada al 15%.

Valor Monetario Esperado (VME): Nos muestra el valor promedio que puede ser obtenido con un proyecto exploratorio (Van Meurs, 1997). Usualmente se utiliza descontado al 15%.

$$VME @ 15\% = (\text{prob. de éxito}) \times VPN @ 15\% - (\text{prob. de fracaso}) \times CPS @ 15\%$$

CPS @ 15% = Costo de un pozo seco descontado a 15%

Tiempo de Captura: Este se mide calculando el State-Take durante los primeros 6 años de producción. Si éste es mayor que el ST restante se dice que el régimen fiscal está "cargado al comienzo". Si el ST es el mismo durante los primeros 6 años que durante el resto del proyecto se dice que es "neutral"; y se dice que es un régimen fiscal "cargado al final" si el ST de los primeros 6 años es menor al ST del período restante (Barrios 2000). Para una empresa petrolera es más atractivo que el régimen fiscal esté cargado hacia el final (Van Meurs, 1995).

Para simplificar el análisis debido a

las diferentes sensibilidades por tamaño de campo y precio, por cada indicador se obtuvo sólo un resultado por precio evaluado, calculado como el promedio ponderado según la probabilidad del descubrimiento. Luego se calculó el promedio aritmético de los resultados por precio (Ver Barrios 2000). El cuadro No. 1 se presenta un ejemplo para el cálculo del MRS.

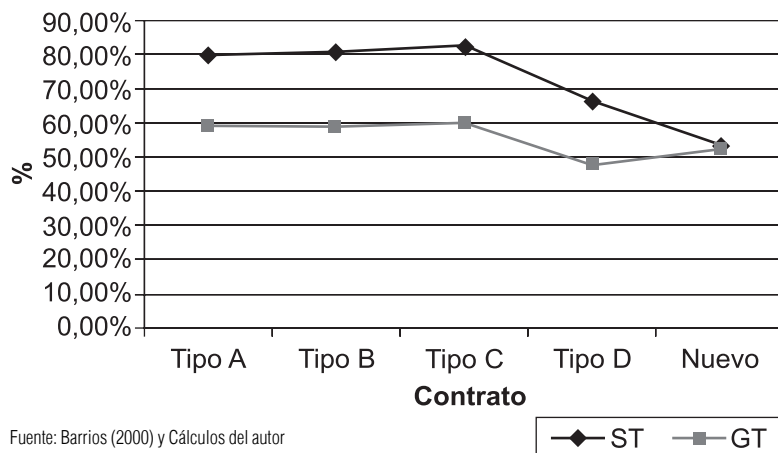
A continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación del Nuevo Contrato y se comparan con los obtenidos por Barrios (2000) para los antiguos, por lo cual se debe entender que cuando se menciona el contrato Tipo A hablamos del que rigió de 1970-1989, Contrato Tipo B (1990-1994), Tipo C (1994-1999), Tipo D (1999-2003) y NC (2004-).

STATE TAKE (ST)

Como era de esperarse, el State Take del Nuevo Contrato se reduce en forma significativa ubicándose en 53.02%, muy por debajo del promedio mundial del 60% según la ANH. Esto se debe a que el inversionista recibe el 100% de la producción, a excepción de los escenarios de precios altos, cuando el Estado parti-



Gráfico No. 1
Evolución del State Take y del Government Take



Fuente: Barrios (2000) y Cálculos del autor

cipa de las ganancias, más no de la producción como tal.

En el cuadro No. 2 se pueden observar los resultados obtenidos. Podemos ver cómo el ST se reduce cuando aumentan los precios y el nivel de reservas, dado que el Estado ya no se beneficia de estas condiciones. Es importante destacar como el ST tiende a castigar los campos con pequeñas reservas especialmente al de 10MMB.

El ST que se presenta a un nivel de precios de US\$30/b merece un breve comentario; es de esperarse que el indicador aumente en este escenario, dado que a este nivel de precios el Estado entra a participar de las ganancias obtenidas. No obstante el cuadro nos muestra que para los campos de bajas reservas no es muy

significativo el aumento, debido en gran parte a que el Gobierno sólo participa en las ganancias si se ha alcanzado una producción acumulada mayor a 5 MMB; en estos campos, este nivel de producción se alcanza casi al final del proyecto, lo cual hace que al descontar la participación del Estado no pese mucho dentro del flujo de caja total, muy diferente a si el tamaño del campo fuese de 100 o 300MMB dado que en estos casos el Estado participa de las ganancias desde el primer año de producción.

Al comparar los cálculos ST obtenidos para el Nuevo Contrato con los existentes para los cuatro Contratos de Asociación que se aplicaron en el país, podemos ver en el Gráfico No. 1, cómo el ST se reduce de forma dramática al

caer de más del 70% al 53.02%, prácticamente igualando el Government Take. Esto significa que el contrato alcanza su objetivo al ser más competitivo que los anteriores, mejorando ostensiblemente las condiciones del inversionista.

GOVERNMENT TAKE (GT)

El GT dado que sólo incluye los impuestos y regalías que percibe un país, es siempre menor al ST. El GT para el caso del Nuevo Contrato colombiano se ubica en 52.27%, su comportamiento es similar al del ST, pero tiende a castigar a los campos pequeños y disminuye al aumentar el nivel de precios y reservas. (ver cuadro No. 3).

Sin duda alguna, lo más importante que podemos ver, si comparamos el GT del Nuevo Contrato con los anteriores, es cómo el indicador aumentó comparado con el contrato Tipo D (1999-2003); esto nos muestra que el Nuevo Contrato es menos competitivo en estos términos (ver gráfico No. 1). El resultado obtenido tiene que ver con la aplicación de la sobre tasa al Impuesto de Renta, la cual resta competitividad al Nuevo Contrato.

Es importante resaltar que la ANH no puede hacer nada en cuanto a mejorar la competitividad del Contrato en términos de GT, dado que los impuestos y las regalías son establecidas por Leyes

Cuadro No. 2
Cálculo del ST para el Nuevo Contrato

Precio US\$/b	Tamaño de Campo (MMB)				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
18	55,30%	53,55%	52,51%	51,83%	53,87%
20	54,33%	52,97%	52,14%	51,58%	53,21%
25	52,95%	52,10%	51,55%	51,16%	52,24%
30	53,09%	52,86%	52,42%	52,04%	52,78%
Promedio	53,92%	52,87%	52,15%	51,65%	53,02%

Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997)



Cuadro No. 3
Cálculo del GT para el Nuevo Contrato

Precio US\$/b	Tamaño de Campo				Promedio ponderado
	10	30	100	300	
18	54,44%	52,91%	51,97%	51,34%	53,18%
20	53,61%	52,43%	51,67%	51,15%	52,62%
25	52,44%	51,70%	51,20%	50,84%	51,81%
30	51,93%	51,44%	51,05%	50,76%	51,49%
Promedio	53,10%	52,12%	51,47%	51,02%	52,27%

Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997)

que son competencia del Congreso de la República. Lo anterior limita el campo de acción de la agencia, ya que muchos países tienden a ofrecer grandes ventajas, en cuanto GT se refiere, por medio de descuentos en los impuestos a las compañías petroleras.

VALOR PRESENTE NETO POR BARRIL (VPN/B)

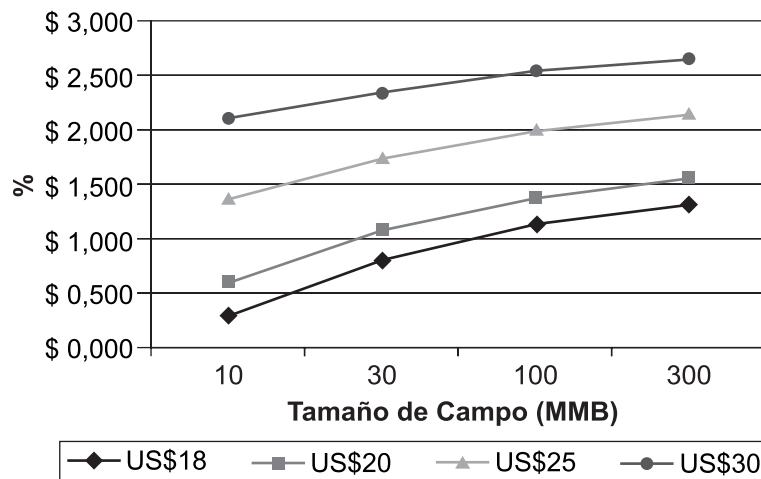
El Valor Presente Neto es la herramienta de evaluación financiera de proyectos más importante; con base en ella es que se toman las decisiones finales de inversión. En el caso de la industria petrolera es importante el Valor Presente Neto por barril, es decir, lo que cada barril agregará al patrimonio del inversionista.

El Nuevo Contrato sin duda alguna es muy atractivo. Su Valor Presente Neto por barril promedio se ubica en US\$ 1,26, siendo más favorable para aquellos proyectos que involucren grandes descubrimientos, alcanzando un promedio de US\$ 1,91, para campos con reservas de 300MMB (ver gráfico No. 2).

TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

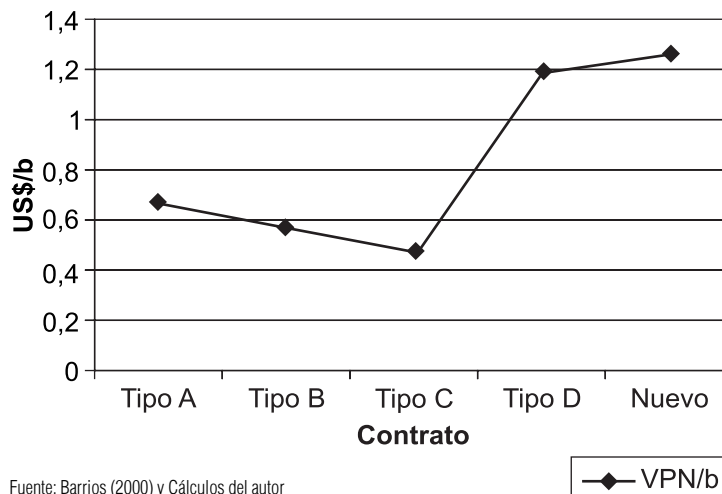
La Tasa Interna de Retorno se ubica en 44.24%, lo cual es bastante atractivo, especialmente en proyectos que involu-

Gráfico No. 2
VPN para el Nuevo Contrato



Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997)

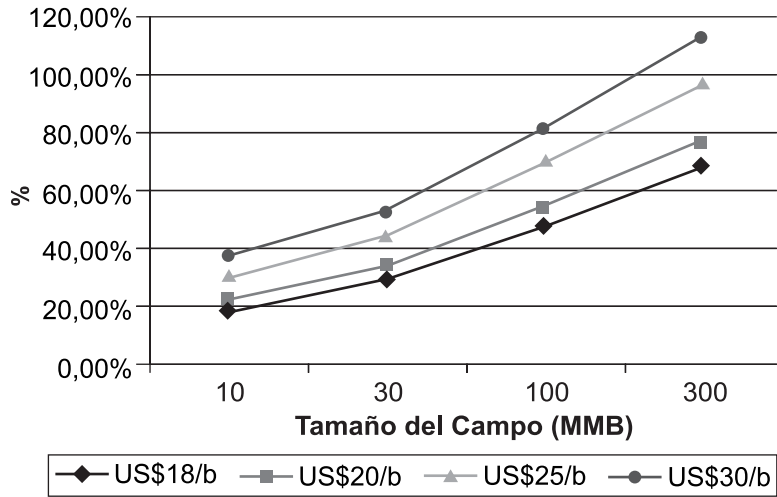
Gráfico No. 3
Evolución del VPN/b @ 15%



Fuente: Barrios (2000) y Cálculos del autor

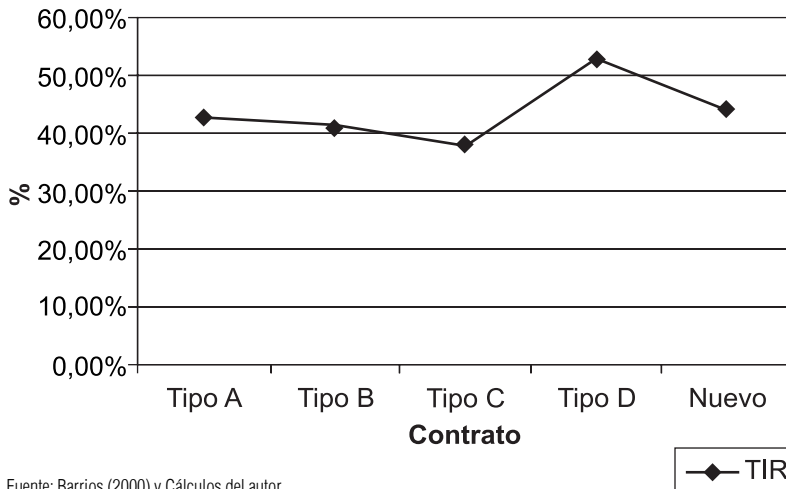


Gráfico No. 4
TIR para el Nuevo Contrato



Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997)

Gráfico No. 5
Evolución de la TIR



Fuente: Barrios (2000) y Cálculos del autor

cran grandes reservas, alcanzado el 63.14% promedio en campos con reservas de 100 MMB y el 88.72% para campos con reservas de 300 MMB.

La baja rentabilidad ofrecida para los campos pequeños afecta el cálculo del promedio ponderado total. Esto conduce a que el Nuevo Contrato tenga una TIR menor a la del contrato Tipo D (ver gráfico No. 5).

MÁXIMO RIESGO SOSTENIBLE (MRS)

El Máximo Riesgo Sostenible del contrato petrolero colombiano mejora

levemente con el nuevo sistema, al ubicarse en 22.61 pozos que pueden ser perforados con lo que genera un proyecto exitoso en Colombia (ver gráfico No. 6).

Es evidente lo atractivo que se hace este indicador en el caso de grandes campos de producción petrolera, como se puede apreciar en el gráfico No. 7.

VALOR MONETARIO ESPERADO (VME)

El valor monetario esperado que se puede obtener con el Nuevo Contrato se ubica en US\$ 17,96 Millones. En el cuadro

No. 4, se muestran los resultados promedio obtenidos para cada nivel de precios.

Cuadro No. 4
Cálculo de Valor Monetario Esperado

US\$/b	Millones de Dólares
18	\$9,92
20	\$13,07
25	\$20,92
30	\$27,82
Promedio	\$17,93

Fuente: Cálculos del autor con base en Barrios (2000) y Van Meurs (1997)

TIEMPO DE CAPTURA DEL STATE TAKE

El tiempo de captura del ST para el Nuevo Contrato se ubica en todos los casos al principio del proyecto indicando que el Estado cobra rápidamente su participación en el flujo de caja de los proyectos.

A continuación se presenta un resumen de los indicadores obtenidos en el análisis financiero del Nuevo Contrato.

Cuadro No. 5
Resumen Evaluación

Indicador	Nuevo Contrato
State Take	53,02%
Government Take	52,27%
TIR	44,24%
VPN/b @ 15%(US\$)	\$1,26
MRS @ 15%	22,61
VME @15%(USMMS\$)	\$17,93
Tiempo de Captura	Principio

CONCLUSIONES

El Nuevo Contrato es más atractivo para los inversionistas que los anteriores, debido a la salida del Estado como

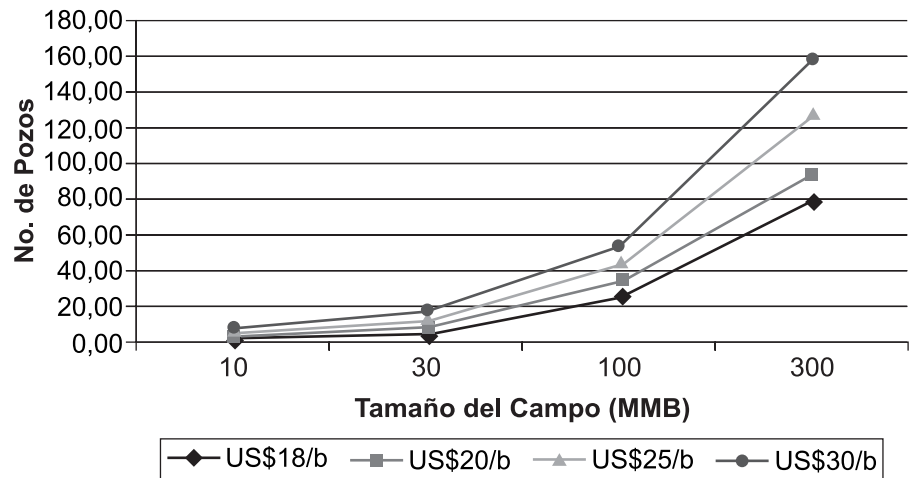


socio en la fase de producción; lo cual se puede observar en el State-Take que se reduce fuertemente hasta su nivel más bajo en la historia, casi igual al Government Take. Sin embargo es bueno aclarar que el ST fue creado para evaluar contratos de asociación y no de concesión como el colombiano, por lo tanto aunque la ANH se esfuerce en demostrar lo competitivo que es el contrato en términos de ST, el indicador que importa en este tipo de contratos es el GT y, como pudimos ver, éste es bastante alto y la Agencia no puede hacer nada para reducirlo.

El aumento de la rentabilidad de los inversionistas en términos de Valor Presente Neto por barril y Máximo Riesgo Sostenible puede ser un arma de doble filo, pues esto puede ser interpretado en los mercados internacionales de dos formas: como una buena oportunidad de inversión y por lo tanto atraer compañías petroleras al país pero, de otra parte, este aumento de rentabilidad puede ser interpretado como una retribución a los altos riesgos que puede presentar la actividad petrolera en Colombia. Por lo tanto, el Nuevo Contrato podría ahuyentar aquellas compañías que por su escaso capital no están en capacidad de acarrear grandes riesgos.

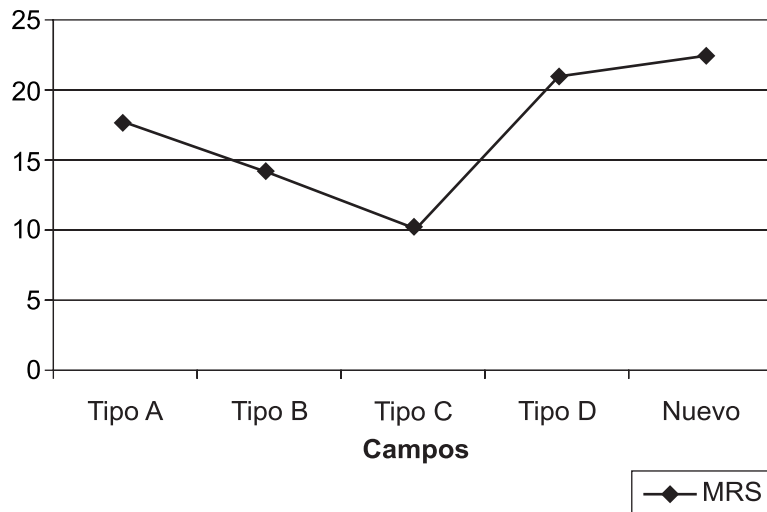
Como se mencionó en la evaluación, el Contrato de Concesión Colombiano beneficia ampliamente aquellos proyectos que involucran campos con grandes reservas y hace poco atractivos aquellos que mantienen pocas, lo cual puede ser peligroso si recordamos que en Colombia son bastante más comunes los descubrimientos de campos con bajas reservas.

Gráfico 6.
Máximo Riesgo Sostenible Nuevo Contrato



Fuente: Barrios (2000) y Cálculos del autor

Gráfico 7.
Evolución del Máximo Riesgo Sostenible



Fuente: Barrios (2000) y Cálculos del autor

Es importante resaltar que el Nuevo Contrato “no garantiza el autoabastecimiento petrolero del país”, la rentabilidad de los proyectos es sólo una de las variables que las compañías petroleras tienen en cuenta al momento de invertir en un país; el nivel de precios del petróleo, las tasas de interés, el índice de prospectividad, así como la estabilidad

política y judicial, son otras variables a tener en cuenta.

Por último, es claro que ECOPETROL está llamada a garantizar el éxito del nuevo contrato y en últimas el autoabastecimiento petrolero del país, ya sea asociándose con otras compañías para realizar exploración en el país o realizando sísmica y calentando áreas para que lleguen más inversionistas. El descubrimiento de nuevas reservas importantes en el país hará que los grandes capitales petroleros vuelvan de nuevo sus expectativas a Colombia.





Mercado actual de la Gasolina y del ACPM en Colombia e inflación

Hernán Rincón
Aaron Garavito*

*Investigador y Asistente
Unidad de Investigaciones de la SGEE
del Banco de la República*

Las opiniones, errores u omisiones aquí contenidos son responsabilidad exclusiva de los autores y no comprometen a la entidad para la cual trabajan.

Son los hogares de mayores ingresos quienes reciben la mayor parte del subsidio, ya que son los que consumen más bienes y servicios de la economía, entre ellos, gasolina. El desmonte de los subsidios por parte de ECOPETROL implica una inflación en 2004 de 0.54%, 0.44% proveniente de la gasolina y 0.1% del ACPM.



El objetivo de este documento es realizar un análisis descriptivo de la política de precios, los subsidios y los efectos inflacionarios de su desmonte parcial en 2004 para el mercado de la gasolina y el ACPM

La política de intervención de los precios de los combustibles de los últimos años ha estado dirigida al desmonte gradual de los subsidios. Esta política tiene efectos económicos directos e indirectos, entre ellos sobre la inflación.

Palabras Clave: Subsidios a los combustibles, Matriz Insumo-Producto, Inflación.

LINEAMIENTOS RECIENTES DE LA POLÍTICA DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

Los "rationales" de la política de precios de los combustibles de los últimos años son la disminución de los costos fiscales y la eliminación de las ineficiencias económicas en el mercado de los combustibles, generados por la existencia de precios regulados por debajo del costo de oportunidad en la venta de dichos bienes. Aunque no es explícito en los documentos oficiales, la otra justificación de la política tiene carácter redistributivo, ya que, como veremos más

adelante, el mantenimiento de precios por debajo de los de mercado permite que los que más se benefician directamente de la existencia de los subsidios sean los consumidores de más altos ingresos.

Los lineamientos actuales de la política de precios de la gasolina y el ACPM se establecen en el Ministerio de Minas y Energía (1998), CONFIS (2001, p. 53), CONPES (2002, p. 9), Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006 (Artículo 8) y CONPES (2003, p. 17).

ESTRUCTURA DEL PRECIO DE LA GASOLINA Y EL ACPM A DICIEMBRE 31 DE 2003

Como se observa en el cuadro No. 1 la participación del Ingreso al productor y los impuestos en el precio máximo de venta al público es de 44.5% y 52.8% y 38.4% y 26.0%, para el caso de la gasolina y el ACPM, respectivamente. El resto de las participaciones comprenden los márgenes de mayoristas, minoristas y transportadores.

* Se agradece a Pilar Florez, Carlos Vega, Sylvia Torres y Hernando Zerda de la Dirección General de Planeación y Riesgos de Ecopetrol por los comentarios y la ayuda con los datos. También se agradecen los comentarios de los miembros de la Junta Directiva en la presentación interna del documento. Angélica Arosemena y Edgar Caicedo de la SGEE del Banco de la República nos colaboraron con el ejercicio que utiliza la matriz insumo-producto.



Cuadro No. 1
Estructura del Precio de los Combustibles 1/
(Vigencia: Dic. 1/03 - Dic. 31/03)

Item	Gasolina Corriente	Participación(%)	A.C.P.M.	Participación(%)
Ingreso al productor	1925,1	44,5	1594,1	52,9
* Transporte y/o manejo 2/	233,0	5,4	233,0	7,7
* Margen de seguridad				
* Impuesto global	563,2	13,0	373,3	12,4
* IVA		7,1	255,1	8,5
Precio de venta al distribuidor mayorista	3029,3	70,0	2455,5	81,5
* Margen mayorista	191,0	4,4	144,5	4,8
Precio de venta en planta de abasto mayorista	3220,3	74,4	2600,0	86,3
* Margen minorista	289,8	6,7	245,7	8,2
* Pérdida evaporación	12,9	0,3		0,0
* Transporte planta de abasto a estación de servicio	12,3	0,3	12,3	0,4
* Sobretasa 3/	794,3	18,3	154,4	5,1
Precio máximo de venta al público	4329,6	100,0	3012,5	100,0

Fuente: Ecopetrol

1/ Bajo el régimen de libertad regulada para Bogotá.

2/ La tarifa de transporte corresponde hasta Puente Aranda en Bogotá.

3/ Sobretasa del 25% y 6% para la gasolina y el ACPM, respectivamente.

COMPARATIVO INTERNACIONAL

En cuanto a la estructura del precio de venta al público de la gasolina y el ACPM en Colombia con relación a algunos países del mundo, nuestro país, en el caso de la gasolina, es el segundo con menos impuestos, siendo el primero los Estados Unidos. En el tema del ACPM es el primero. Cabe resaltar casos como los de Francia y el Reino Unido donde los impuestos representan cerca del 76% del precio de venta al público en la gasolina, y alrededor de 71% para el ACPM. Como es resaltado en Metschies (2001), los impuestos a los combustibles se han con-

vertido en una de las principales fuentes de financiamiento de los gobiernos de muchos países. Por ejemplo, en Alemania los impuestos a los combustibles "representan la tercera fuente más importante de los ingresos del presupuesto federal, seguida del impuesto a la renta y el IVA" (*Ibid.*, p. 7).

Ahora, para los precios de venta al público (dólares/litro), sin hacer las correcciones que se requerirían por la calidad del combustible¹, tenemos que el precio de la gasolina en Colombia en noviembre de 2003 es igual que en Estados Unidos, a pesar de ser de menor calidad; y es, por ejemplo, la mitad del

de Chile y una tercera parte del de Italia, Alemania y Reino Unido. En cuanto al ACPM, el precio en el país es cerca de dos terceras partes del de Estados Unidos y una quinta parte del precio en el Reino Unido.

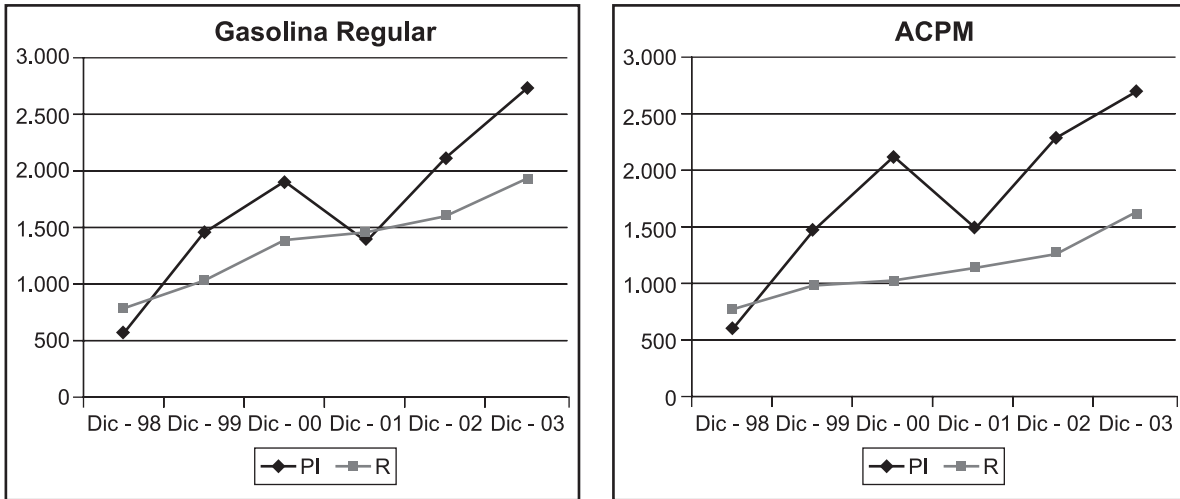
ESTADÍSTICAS

El gráfico No. 1 muestra la evolución del Ingreso al Productor en cada diciembre, comparando el precio de paridad de importación (PI) con el precio fijado

1 | Por la falta de información consistente de las fuentes especializadas, la corrección por calidad fue imposible de hacer.



Gráfico No. 1
Ingreso al Productor
Paridad de Importación (PI) vs. Regulado (R)
(Pesos / galón)



Fuente:ECOPETROL y UPME. Cálculos de los autores.

por el Ministerio de Minas y Energía (R). Para el caso de la gasolina podemos diferenciar dos comportamientos: (1) dic-98 y dic-01: ECOPETROL pudo vender por encima del precio de paridad; (2) dic-99, dic-00 y dic-03: la empresa tuvo que vender por debajo del precio de paridad a un diferencial creciente. En el caso del ACPM, únicamente en dic-98 la empresa pudo vender por encima del precio de paridad. Es de notar que para los datos analizados, los diferenciales entre el precio de paridad y el regulado siempre son mayores para el caso del ACPM. Esto indica que si no hay un desmonte de los

subsidios, a medida que aumente su consumo en relación con el de la gasolina mayor será el costo que tendrá que asumir ECOPETROL por este concepto.

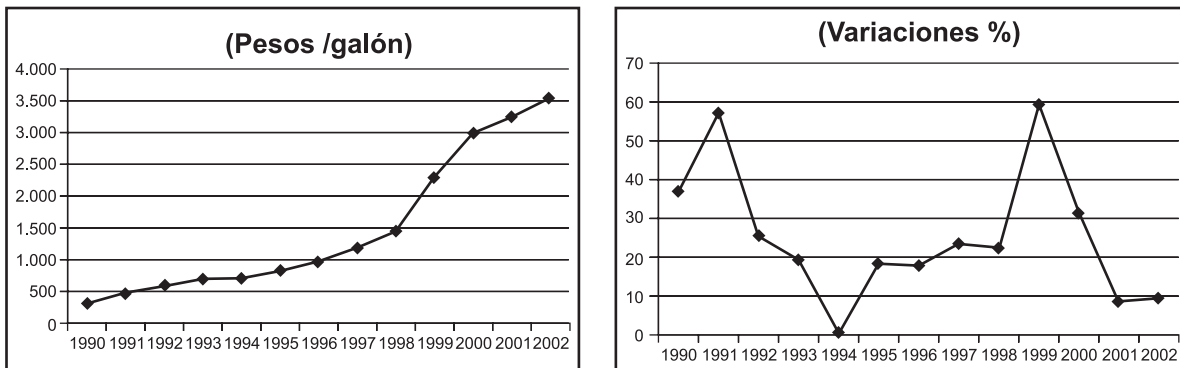
Los gráficos 2 y 3 muestran el comportamiento de los precios de venta al público de la gasolina regular y el ACPM, respectivamente, en pesos/galón y variaciones porcentuales desde 1990. Se destaca tres extremos de los cambios anuales en los precios de la gasolina y el ACPM: 1991, 1994 y 1999. Los dos primeros coinciden, respectivamente, con niveles extremos altos y bajos de los precios del crudo, mientras el último

coincide con la implementación de las resoluciones 8-2438 y 8-2439 del Ministerio de Minas y Energía. Esto último significó un incremento del 60% y 30% para la gasolina y el ACPM en el año 1999. En 2001 y 2002 los incrementos de los dos combustibles estuvieron alrededor de 8% y 9%.

VALOR DEL SUBSIDIO AL CONSUMO

El subsidio al consumo dado por ECOPETROL se calcula a partir del diferencial entre el precio de paridad de importación (PI) y el precio al productor

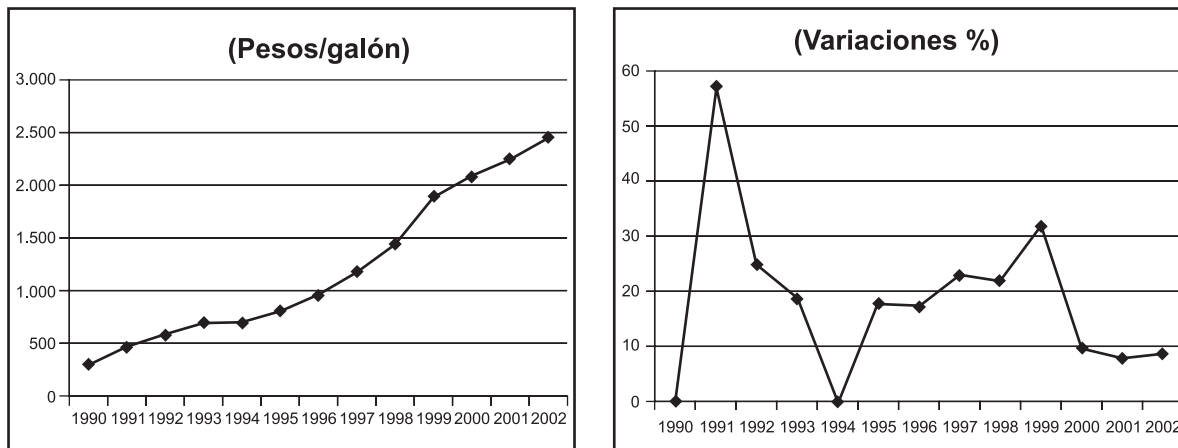
Gráfico No. 2
Precio de Venta al Público de la Gasolina Regular



Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera, CD Rom, ECOPETROL. Cálculos de los autores.



Gráfico No. 3
Precio de Venta al Público del ACPM



Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera, CD Rom, ECOPEPETROL. Cálculos de los autores.

establecido por el Ministerio de Minas y Energía (R), multiplicado por las cantidades demandadas (Q):

$$\text{Subsidio} = (PI - R)Q$$

El Cuadro No. 2 cuantifica el valor anual acumulado del subsidio a la gasolina y el ACPM desde 1998 que ECOPEPETROL ha asumido. Se muestra que el subsidio tuvo un pico en el año 2000 que ascendió a 1.2% del PIB, luego cayó hasta un nivel de 0.6% en 2002, y el año anterior volvió alcanzar niveles del 1.2%. Nótese que el valor del subsidio sobre el ACPM es relativamente mayor que sobre la gasolina, si se tiene en cuenta que el consumo de este combustible es el 40% del consumo de los dos.

Hay que anotar dos cosas; primero, por construcción, los niveles del subsidio dependen crucialmente del comportamiento de los precios internacionales del crudo y de la tasa de cambio nominal. Dejando todo lo demás constante, un aumento en el valor de cualquiera de dichas variables implica un aumento de los subsidios.

Segundo, como se dijo antes, lo que los consumidores reciben de subsidio no es realmente todo lo que se estima en la tabla anterior, ya que lo que ellos pagan es el precio de venta al público y no el precio de venta en refinería, es decir, ellos pagan impuestos a los combustibles, lo que disminuye el subsidio recibido. El Cuadro No. 3 toma los datos del Cuadro No. 1 y los compara con el valor

de los impuestos pagados por los consumidores. Se observa que, desde el punto de vista de los consumidores, se ha pagado en promedio más en impuestos (subsidio negativo) que lo que se ha recibido en subsidios. Para el año 2003, el subsidio real que recibieron los consumidores fue de 0.1% del PIB.

¿Cuándo han existido realmente los subsidios al consumo de combustibles, quién mayoritariamente los ha recibido?, o puesta de otra manera, ¿cuáles son los hogares que consumen más combustibles, específicamente gasolina?² Una forma sencilla de hacer el estimativo es utilizar las participaciones porcentuales

² Debido a la estructura de consumo de combustibles en el país, los hogares sólo consumen gasolina; por lo que el ACPM no está dentro de los rubros que componen en IPC. Este hace parte del consumo intermedio del sector transporte.

Cuadro No. 2
Subsidio al Consumo de la Gasolina y ACPM asumido por ECOPEPETROL
(Miles de millones de pesos)

Combustible	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Gasolina regular	21,6	323,7	1.182,2	829,6	646,3	1.382,5
ACPM	12,1	210,5	934,9	849,1	616,5	1.268,7
Total	33,8	534,2	2.117,1	1.678,7	1.262,8	2.651,2
% del PIB	0,0	0,4	1,2	0,9	0,6	1,2

Fuente: Dirección General de Planeación de Riesgos, ECOPEPETROL.

Cuadro 3.
¿Subsidios o Impuestos?
(% del PIB)

Rubro	1998	1999	2000	2001	2002	2003
A. Subsidios 1/	0,0	0,4	1,2	0,9	0,6	1,2
B. Impuestos 2/	0,5	1,0	1,1	1,2	1,1	1,1
Diferencia (A-B)	-0,5	-0,6	0,1	-0,3	-0,5	0,1

Fuente: Dirección General de Planeación y Riesgos, ECOPEPOTROL; Tesorería General de la Nación; y Banco de la República. Cálculos de los autores.

1/ Tal como fueron calculados en el Cuadro 2.

2/ Incluye los recaudos por IVA, impuesto global y sobretasa. El IVA fue estimado a partir de las ventas internas de gasolina regular y ACPM reportadas por ECOPEPOTROL; el recaudo por impuesto global fue reportado por la Tesorería General de la Nación; y, la sobretasa lo reportado por los departamentos y municipios de la muestra de seguimiento regional del Banco de la República.

por niveles de ingreso de la canasta familiar de referencia para el IPC, tal como se muestra en el Cuadro No. 4. Lo que indica el cuadro es que son las personas de ingresos medios y altos quienes más se benefician de la existencia de los subsidios al consumo de gasolina, ya que son los que más consumen dicho bien.

Otra forma de ver lo anterior, es por medio de la Encuesta de Ingresos y Gastos del DANE. El Cuadro 5 muestra que son los hogares de mayores ingresos quienes reciben la mayor parte del subsidio, ya que son los que consumen más bienes y servicios de la economía, entre ellos, gasolina.

PRECIOS DE LA GASOLINA Y DEL ACPM E INFLACIÓN

Según la clasificación por sectores económicos del IPC del DANE, los combustibles participan directamente tan sólo en un 1.08% del total del índice. Indirectamente, lo hacen a través de los subsectores de Transporte de Personal y Transporte Público, los cuáles pesan respectivamente 6.62% y 5.34% del total del índice.

Como dijimos antes, los incrementos periódicos de los precios de la gasolina y del ACPM han respondido más a variables como el precio internacional del crudo y variables macroeconómicas

como la tasa de cambio y a la discrecionalidad del Ministerio de Minas y del gobierno, que a la inflación.

El gráfico No. 4 muestra las variaciones del precio máximo de venta al público de la gasolina regular comparado con la inflación anual. Se pueden diferenciar claramente dos dinámicas: entre 1990-1992 y 1997-2002 la variación anual de los precios de la gasolina estuvo por encima de la inflación, mientras en el período 1993-1996 la variación de dichos pre-

Cuadro 4.

Participación de la Gasolina en el IPC por Niveles de Ingreso

	Niveles de Ingreso			
	Bajos	Medios	Altos	Total Nacional
Participación en el Total Nacional(%)	23.9	54.5	21.6	100.0
Gasolina	0.2	1.1	2.0	1.1
(Participación%)	3.6	56.1	40.3	100.0

Fuente: DANE. Cálculos de los autores.

Cuadro 5.

Consumo de los Hogares

Ingreso del Hogar (Salarios Mínimos Legales Vigentes)	Consumo (%)
0 - 4.9	6.5
5 - 11.9	37.4
> 12	56.1

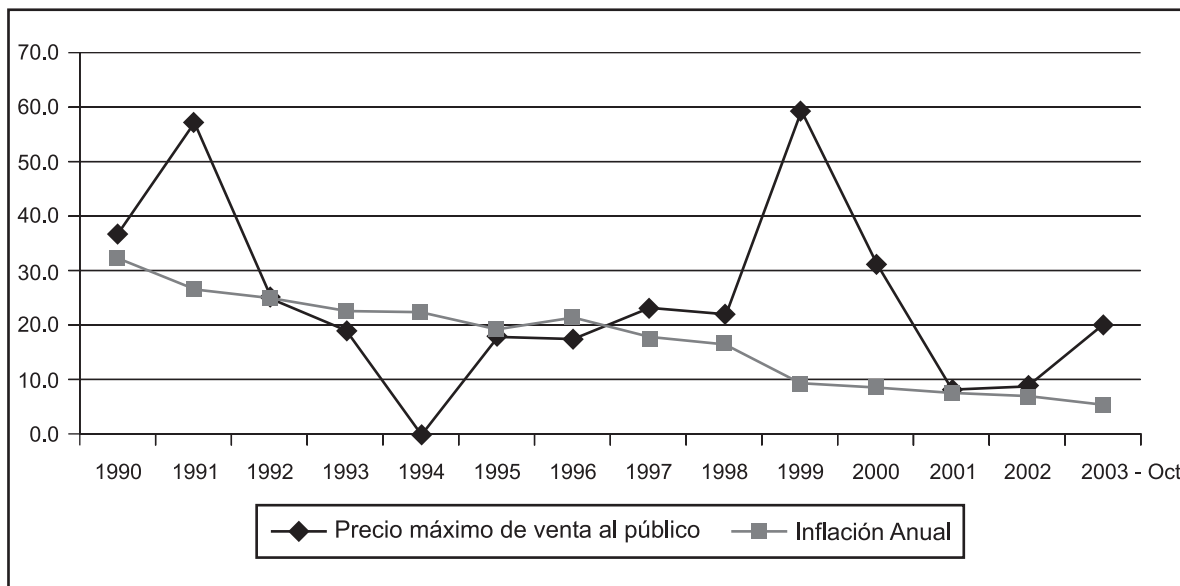
Fuente: Encuesta de Ingresos y Gastos, 1994 - 1995.

cios estuvo por debajo de la inflación. Los incrementos en 2001 y 2002 estuvieron levemente por encima de la inflación, mientras que a octubre de 2003, el aumento del precio de la gasolina ha sido cuatro veces la inflación observada. El coeficiente de correlación entre el crecimiento anual del precio y la inflación para el período 1991-2003 es de 0.1, lo que corrobora la poca relación entre las dos variables observado en el gráfico.

Con el fin de estimar los posibles



Gráfico No. 4
Precio Máximo de Venta al Público de la Gasolina Regular vs. Inflación
(Variaciones %)



Fuente: DANE y Estadísticas de la Industria Petrolera, CD ROM, Ecopetrol. Cálculos de los autores

efectos inflacionarios de la eliminación parcial de los subsidios a la gasolina y el ACPM en el año 2004, utilizamos la matriz insumo-producto (MIP). La consideración inicial fue el desmonte parcial del subsidio a la gasolina y al ACPM en 2004, lo que implica un incremento en el año del orden del 20% en cada uno de estos combustibles (implícitamente dicha decisión implica alcanzar un precio de mediano plazo del crudo WTI de US\$24.81 por barril).

El efecto directo e indirecto sobre el IPC del desmonte parcial de los subsidios es presentado en el Cuadro 6. El efecto directo se obtiene del producto de la participación porcentual de los "combustibles" en el IPC (1.08%) y el incremento esperado del año (20%). El efecto total proviene de la cuantificación del choque sobre el sector de "productos de petróleo refinado" de la matriz insumo producto, MIP, que se calcula como el producto del incremento esperado en cada uno de los combustibles por su respectiva ponderación sectorial en el IPP. El efecto indirecto se obtiene

por residuo como la diferencia entre el efecto total y el indirecto.

El cuadro No. 6 muestra que el desmonte de los subsidios por parte de ECO-PETROL implica una inflación en 2004 de 0.54%, 0.44% proveniente de la gasolina y 0.1% del ACPM. Es de notar que el bajo impacto estimado del ACPM, siendo este un combustible de gran influencia en los costos de transporte, puede estar indicando dificultades de la MIP en la captura de todos sus posibles efectos, lo que llamaría a la búsqueda de un método alternativo de estimación de dichos efectos.

CONCLUSIONES

El mercado actual de la gasolina y el ACPM en el país es competitivo en el nivel de la entrada y salida del mercado pero es regulado en los precios, específicamente los precios al productor y de comercialización.

Las estadísticas internacionales sobre los precios de los combustibles indican que Colombia es un país con los precios y los impuestos más bajos del mundo. El documento no controla, ni era el objetivo hacerlo, por el poder de

Cuadro No. 6
Efecto Inflacionario del Desmonte Parcial a los
Subsidios de la Gasolina y el ACPM en 2004
(%)

	Directo	Indirecto	Total
Gasolina	0.22	0.22	0.44
ACPM	---	0.10	0.10
Total	0.22	0.32	0.54

Fuente: DANE y Estadísticas de la Industria Petrolera, CD ROM, Ecopetrol. Cálculos de los autores



compra en los diferentes países.

La regulación en el país genera un subsidio al consumo por parte de ECOPEPETROL. Se estima que el subsidio al consumo de estos combustibles le ha costado anualmente a la empresa alrededor de 1% del PIB en los últimos cuatro años. Los mayores beneficiarios directos del subsidio, cuando existe, son las personas de ingresos medios y altos, quienes son los mayores consumidores de dichos bienes.

Cuando se tienen en cuenta los impuestos al consumo de combustibles cobrados por los diferentes niveles de la administración pública, el subsidio real recibido por los consumidores se reduce considerablemente, inclusive al punto de convertirse para algunos años en un verdadero impuesto.

La política actual del sector busca la desregulación del mercado a través de la eliminación de los subsidios al consumo. Los “*racionales*” tienen que ver con aspectos fiscales, de eficiencia y redistributivos.

El desmonte parcial de los subsidios en 2004 implica una inflación de 0.54%, 0.44% proveniente de la gasolina y 0.1% del ACPM.

La evaluación completa de los diferentes efectos micro y macro de la eliminación de los subsidios a los combustibles debe hacerse en el marco de un modelo de equilibrio general, lo cual queda para una futura investigación.

BIBLIOGRAFÍA

Alonso, G., L. Melo, G. Beltrán y E. López (1993), “Consideraciones Acerca del Subsidio al Consumo de la Gasolina Regular en Colombia”, *Mimeo*, Banco de la República.

Barrios, Adriana (2003), “¿Existen los Subsidios a los Combustibles en Co-

lombia?”, *Carta Petrolera*, ECOPEPETROL, 104, enero-febrero.

CONFIS (2001), “Plan Financiero 2002”, *Documento Asesores 17/2001*.

CONPES (2002), “Balance y Estrategias a Seguir para Impulsar el Plan de Masificación de Gas”, *Documento CONPES 3190*, DNP, julio 31.

CONPES (2003), “Estrategias para la Dinamización y Consolidación del Sector de Gas Natural en Colombia”, *Documento CONPES 3244*, DNP, septiembre 15.

Contraloría General de la República (2000), “El Precio de la Gasolina en 1999”, *Gestión Fiscal*, 2.

ECOPETROL (2001), “Mercado de Combustibles: Hacia la Desregulación Total”, *Carta Petrolera*, 95, marzo-abril.

ECOPETROL (2002), “¿Por Qué Cayó el Consumo de Gasolina?”, *Carta Petrolera*, 103, septiembre-octubre.

Metschies, Gerhard (2001), *Fuel Prices and Vehicle Taxation*, Second Edition, GTZ, Germany.


Plan Nacional de Desarrollo 2003-2006, “Hacia un Estado Comunitario”, Congreso de la República, Ley 812 de junio de 2003.

Rincón, Hernán (1991), “Impuesto y Sobretasa a la Gasolina”, *Mimeo*, Banco de la República.



Pautas para autores

1. La Revista *Boletín del Observatorio Colombiano de Energía*, del Centro de Investigaciones para el Desarrollo, de la Universidad Nacional de Colombia, considerará para su publicación trabajos inéditos, ensayos y revisiones bibliográficas, análisis de coyuntura en español o inglés, que no hayan sido propuestos en otras revistas, y cuyo objetivo sea aportar al avance del conocimiento de los subsectores energéticos. El Consejo Editorial se reserva el derecho de realizar las modificaciones pertinentes.
2. El autor debe enviar un archivo electrónico al siguiente correo: obsce_bog@unal.edu.co
3. El autor debe diligenciar un formato de recepción de artículos (se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce>) y enviarlo con el artículo.
4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados de acuerdo con los siguientes criterios: rigor conceptual y metodológico, claridad y coherencia en la argumentación y en la exposición. Los conceptos de la evaluación se le entregarán o enviarán al autor.
5. La recepción de artículos se realiza durante todo el año.
6. Se requiere que los cuadros, gráficos o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas. Cuando sean gráficos originadas en excel, debe incluirse el archivo fuente de los datos.
7. Las referencias bibliográficas deben conservar el estilo autor-fecha, insertadas en el texto [López 1998], no como nota de pie de página. Cuando la referencia se hace textualmente, el número de la página de donde se tomó debe ir inmediatamente después de la fecha, separado por coma [López 1998, 52], si incluye varias páginas [López 1998, 52-53,] y en caso de varios autores [López *et al.* 1998].
8. Las referencias bibliográficas deben ir al final del texto. La bibliografía debe limitarse a las fuentes citadas en el artículo, y estar ordenadas alfabéticamente por apellido. En caso de registrarse varias publicaciones de un mismo autor, ordenarlas cronológicamente en el orden en que fueron publicadas. Cuando un mismo autor tiene más de una publicaciones en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y utilizar letras para diferenciar las referencias de ese mismo año [2001a].
9. Cuando se usen fuentes de Internet, se debe mencionar el autor, si lo tiene, y la dirección de la página WEB consultada.
10. Los encabezamientos de cada sección se escribirán en negritas, a la izquierda y en mayúscula sostenida.
11. Los símbolos matemáticos deben ser muy claros y legibles. Los subíndices y superíndices deben estar correctamente ubicados.

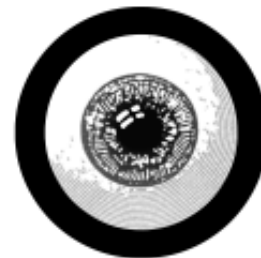
Nota de Copy Right: Los artículos se pueden reproducir citando las fuentes correspondientes. 

NORMAS EDITORIALES

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficas). Deben tener entre 2.000 y 4.000 palabras inclu-



CONVOCATORIA



Seminario Servicios Públicos. Experiencias Colombianas y Latinoamericanas

El Observatorio Colombiano de Energía y el Observatorio de Servicios Públicos Domiciliarios de la Universidad Nacional y Universidad Externado de Colombia convocan para la presentación de ponencias al seminario que se realizará el **10 y 11 de noviembre de 2004** en la ciudad de Bogotá, Colombia.

Temática:

1. Energía: petróleo, gas, carbón, electricidad y renovables
2. Regulación y competencia en Telecomunicaciones. Régimen tarifario y de subsidios y contribuciones.
3. Regulación y competencia en agua, acueducto y alcantarillado. Régimen tarifario y de subsidios y contribuciones.
4. Transporte.

Nota: el tema debe ser desarrollado efectuando una comparación entre el caso colombiano y el caso de un país latinoamericano.

Calendario:

- * Fecha límite para el envío del resumen de trabajo propuesto: 30 de julio de 2004
- * Respuesta de aceptación: 30 de agosto de 2004
- * Entrega texto ponencia: 15 de septiembre de 2004
- * Las ponencias aceptadas serán publicadas en CD
- * Las ponencias deberán tener una extensión máxima de 14.000 palabras u 80.000 caracteres.

Enviar correos a:

obsce_bog@unal.edu.co, obs.spd@uexternado.edu.co