

Boletín del

ISSN 1657-480X

23

# BSERVATORIO Colombiano de Energía

Publicación trimestral

Julio-Septiembre • 2006

El Observatorio Colombiano de Energía (OCE) hace parte del Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID) de la Facultad de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá, y funciona en asocio con las facultades de Ingeniería y de Ciencias Económicas de la Universidad Nacional en Bogotá, y con la Escuela de Minas de la Universidad Nacional en Medellín. Los profesores e investigadores participantes son expertos, consultores y analistas de la coyuntura minero-energética y de la modelación de los mercados energéticos.

## Editor

KLAUS G. BINDER  
Profesor Asociado

Universidad Nacional de Colombia

## Comité editorial

CARMENZA CHAHÍN  
GERMÁN CORREDOR  
ISAAC DYNER  
MARIO GARCÍA  
ASTRID MARTÍNEZ  
ALICIA PUYANA (Flaco México)  
HÉCTOR PISTONESI (Bariloche)  
PHILIP WRIGHT (Universidad Sheffield)

## Observatorio Colombiano de Energía

Carrera 32 n° 23A-22  
Bogotá, D. C. / Colombia  
Teléfono (57 1) 244 66 49, ext. 102

## Correo electrónico

obsce\_bog@unal.edu.co

## Página web

www.fce.unal.edu.co/obsce/index.php  
www.cid.unal.edu.co

## Diagramación

ÁNGELA VARGAS / Tiza Orión Editores

## Impresión

Prisma Asociados Ltda.

**CID** Centro de  
Investigaciones  
para el Desarrollo

**UNIVERSIDAD  
NACIONAL  
DE COLOMBIA**  
SEDE BOGOTÁ  
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS

## Contenido

Editorial	2
Evolución de la actividad exploratoria de petróleo en Colombia: determinantes y caracterización en los últimos 35 años RAÚL ANDRÉS ÁVILA / JUAN CARLOS CÁRDENAS	3
Regulación ambiental sobre derivados del petróleo: el caso del azufre DANIEL BERNAL / ORLANDO CASTELLANOS WILLIAM MORA / HELBERG MENDOZA	13
Reseñas	
☉ Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos: más allá del TLC, MARIO GARCÍA MOLINA, EDITOR. POR FERNANDO ARIAS RODRÍGUEZ / DIANA LARISA CARUSO	21
☉ El manejo de los recursos naturales no renovables: sus efectos fiscales y macroeconómicos, JORGE IVÁN GONZÁLEZ / JUAN GONZALO ZAPATA. POR JEANNE KELLY RUIZ	24
Pautas para autores	27



# Editorial

**T**engo el placer de entregar a ustedes el Boletín del Observatorio Colombiano de Energía número 23, primera edición a mi cargo como nuevo director de esta entidad. Para responder a dicha dignidad, he propuesto una serie de actividades, coherentes con el plan de desarrollo formulado por el Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID), cuyo objetivo es mantener el carácter académico e investigativo del Observatorio y, al mismo tiempo, buscar el fortalecimiento de las relaciones con los interesados en el estudio de las materias que se tratan en el Observatorio, especialmente las entidades estatales responsables del diseño de políticas sectoriales, con el sector empresarial y con la opinión pública en general, sin perder de vista el compromiso con la sociedad y la academia.

Espero que mis conocimientos y experiencia contribuyan a situar al Observatorio como una fuente analítica que ofrezca, desde la academia, una mirada alternativa de la coyuntura minero-energética, así como de las diferentes políticas que frente a ella se plantean.

Soy economista, obtuve una maestría (Diplom-Volkswirt Univ.) y dos doctorados (Dr. rer. pol.; Dr. rer. pol. habil.) en economía. Todos mis estudios fueron realizados en la Universidad Friedrich-Alexander, de Erlangen-Núremberg (Alemania). Desde enero del año en curso me desempeño como profesor de economía en la Escuela de Economía de la Universidad Nacional de Colombia (sede Bogotá), y desde junio como director del Observatorio Colombiano de Energía. Acorde con mis investigaciones, que en su mayoría se han concentrado en economía ambiental, algunos de las materias propuestas para el Observatorio bajo mi liderazgo son:

- Política energética y medio ambiente.
- Ventajas y desventajas de la utilización de las energías alternativas: eólica, solar, biocombustibles, etcétera.
- Consumo racional de energía.
- Impacto del crecimiento económico, del cambio de la estructura económica y del progreso técnico sobre el consumo de energía.

- Identificación, medición y valoración económica de los efectos externos negativos causados por la producción y el consumo de energía.
- Internalización de dichos efectos externos negativos por medio de instrumentos económicos de la política ambiental basados en el principio del causante (El que contamina, paga), por ejemplo, mediante impuestos ecológicos.

Junto con estas investigaciones propuestas, el trabajo del Observatorio estará encaminado a lograr los siguientes objetivos:

- La indexación del Boletín ante Colciencias (categoría C), con el fin de que los artículos publicados cuenten con mayor rigor científico y más amplio reconocimiento.
- Rediseño y actualización permanente de la página web del Observatorio, contando con la colaboración del Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID).
- Continuar con la divulgación de las diferentes investigaciones mediante la publicación de libros, realización de seminarios y foros sobre la coyuntura energética.
- Además, se fortalecerá la internacionalización del Observatorio, pues considero deseable establecer redes de investigación, especialmente con instituciones europeas que hacen estudios relacionados con la energía.

Los avances referentes a los objetivos mencionados serán informados periódicamente a los lectores por medio de este espacio, ya que son ustedes quienes motivan nuestra labor. No me resta más que invitarles a leer los artículos y las reseñas de esta edición, reiterando la disposición que tiene el Observatorio para resolver las inquietudes que al respecto puedan surgir, y recordándoles que este es un espacio abierto en el que pueden ser publicadas las investigaciones o trabajos que resulten pertinentes y cumplan con las pautas y los requisitos de nuestro comité editorial. ☺

KLAUS GEORG BINDER ZWANZIGER



# Evolución de la actividad exploratoria de petróleo en Colombia: determinantes y caracterización en los últimos 35 años

**Raúl Andrés Ávila**

Subdirector, Observatorio Colombiano de Energía  
raavilaf@unal.edu.co

**Juan Carlos Cárdenas**

Investigador, Observatorio Colombiano de Energía  
jccardenasv@unal.edu.co

Fecha de recepción: 17 de abril de 2006.

Fecha de aceptación: 2 de octubre de 2006.

**Resumen** / Este artículo busca conocer las causas que llevaron al sector petrolero colombiano a la situación actual y que condicionan su desempeño futuro. El texto está dividido en cuatro partes: en la primera se hace una introducción; la segunda analiza los regímenes petroleros establecidos en el país durante los últimos 35 años; en la tercera se comparan los precios internacionales del petróleo y las diferentes variables de la dinámica exploratoria, buscando determinar si hay o no causalidad entre los precios internacionales del energético y la actividad exploratoria en Colombia; por último, en la cuarta, se exponen las conclusiones.

**Palabras clave:** exploración, petróleo, contratos de asociación, precios internacionales.

**Abstract** / This article looks for to know the causes that took to the Colombian oil sector to the present situation, and which they condition his future performance. The text is divided in four parts: in first an introduction becomes; second it analyzes the established oil regimes in the country during last 35 years; in third the international prices of petroleum and the different variables from exploratory dynamics are compared, looking for to determine if there is or noncausality between the international prices of power and the exploratory activity in Colombia; finally, in fourth, the conclusions are exposed.

**Key words:** Exploration, petroleum, association contracts, international prices.



## Introducción

Colombia es un país marginal en términos de reservas, e intermedio en cuanto a producción de petróleo en el mundo. En América latina, ocupa el quinto puesto en producción y el sexto en reservas de crudo. Sin embargo, de no descubrirse nuevos pozos a corto plazo, hacia 2011 el país se vería obligado a importar petróleo. Esta situación, sin duda, afectaría el desempeño normal de la economía colombiana, si se tiene en cuenta que el sector petrolero representa 26,23% de las exportaciones del país y 11,91% de la inversión extranjera directa. El objetivo de este artículo es analizar esas dos alternativas y determinar su influencia en el comportamiento de la actividad exploratoria colombiana en petróleo.

### El régimen fiscal colombiano del petróleo como determinante de la actividad exploratoria

Desde 1969 hasta 2004, el contrato de asociación fue el régimen elegido por el Estado colombiano para regir la contratación para exploración y producción de hidrocarburos en Colombia; el contrato era una alianza estratégica (*joint venture*) contractual, en la cual la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) era socia de una compañía petrolera, o de un consorcio de compañías, para explorar y desarrollar yacimientos de hidrocarburos y distribuir la producción después del pago de regalías. En términos generales, la compañía asociada asumía 100% del riesgo y costos de la exploración, y Ecopetrol compartía los costos pasados y futuros una vez el descubrimiento era declarado comercial (Barrios 2003).

El contrato de asociación fue modificado en varias ocasiones con el fin de beneficiar al Estado en la captura de la renta petrolera, o para incrementar la rentabilidad de los inversionistas; estas modificaciones se pueden resumir en cinco tipos de contratos para petróleo: 1) el contrato tipo A o 50-50 (1969-1989); 2) el tipo B o de distribución escalonada (1990-1994); 3) el tipo C o de factor R (1994-1999); 4) el contrato tipo D o factor R a 30%-70% (1999-2003); 5) el nuevo contrato de concesión

(2004-) (gráfica 1). A continuación se exponen los principales impactos de cada uno<sup>1</sup>.

### Contrato tipo A

El contrato de asociación 50-50, que rigió la política petrolera colombiana entre 1969 y 1989, ha sido sin duda el más exitoso en la tarea de atraer inversionistas privados al país. Durante su vigencia se firmaron 289 contratos, en promedio diecisiete por año, y Caño Limón y Cusiana, los grandes descubrimientos de petróleo, se hicieron bajo esta modalidad (gráfico 1). Incluso, más de 99% de la producción hecha junto con socios de petróleo viene de contratos tipo A (Ecopetrol, 2004). A principios de la década de 1970, los gobiernos de los principales países exportadores expropiaron a las petroleras multinacionales, estableciendo participaciones nacionales de 50%, 60% o, en muchos casos, 100% de la propiedad y “las compañías extranjeras se convirtieron en operadoras”<sup>2</sup> (Mommer 2000).

Desde el momento de la implantación del contrato de concesión y hasta su abolición definitiva en 1974, las concesiones fueron el régimen petrolero utilizado para atraer inversionistas privados al país; además, fue sólo cuando revirtió la concesión de Mares que el Estado colombiano hizo parte del negocio. No obstante, a finales de los años 1960 las condiciones internacionales del mercado petrolero se habían tornado más hostiles para las compañías petroleras en los grandes países productores. Colombia, que no era ajena a esta situación, endureció su sistema de contratación, introduciendo a Ecopetrol, la compañía estatal de petróleos, como socia forzosa en el caso de descubrimientos comerciables de hidrocarburos.

Sí tenemos en cuenta que los grandes países petroleros establecieron participaciones nacionales de 50%, 65% o, en muchos casos, de 100%<sup>3</sup>, Colombia era para las compañías petroleras multinacionales un país con las puertas abiertas, a pesar de sus duras condiciones de contratación. En caso de descubrimiento, el contrato ofrecía en promedio una TIR de 42,76% y una participación para el Estado de 79,83% del flujo de caja del proyecto (*state take*). Otro factor importante que potenció el éxito del contrato

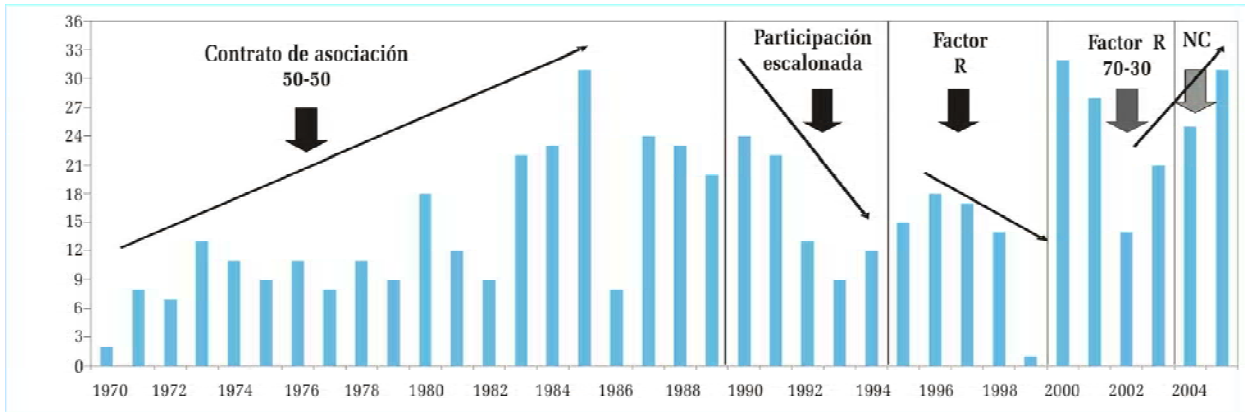
1 Para mayor profundidad y análisis del impacto de las condiciones de la explotación petrolera en Colombia, véase Fontaine (2003).

2 En esa época, Colombia no era un productor importante y las primeras concesiones contenían cláusulas de reversión. De hecho, en la fase anterior a los contratos de asociación, el Estado respetó a los inversionistas extranjeros y sólo entró al negocio cuando revirtió la primera concesión.

3 Algunos ejemplos, según Barrows (1980): Indonesia estableció un contrato 65%-35%; Malasia 70%-30%; Egipto 80/85%-20/15%; y Perú 50%-50%.



Gráfica 1. Contratos de E y P suscritos, 1970-2005



Fuente: Ecopetrol (2004).

tipo A fue la tendencia alcista de los precios del petróleo, luego de que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep) fijara en 1973, unilateralmente, el precio del crudo, manteniéndolo alto hasta 1985; teniendo en cuenta esta coyuntura, las compañías petroleras debían adaptarse a la situación internacional, dadas las pocas alternativas que tenía el mercado mundial. Además, los pozos colombianos eran atractivos, aun cuando los costos de exploración fueran altos.

Como lo subrayan Puyana y Dargay (1998):

parece paradójico que el crecimiento de las reservas y los consecuentes aumentos en la producción se hayan hecho en los momentos en que los precios internacionales del petróleo han sido bajos. Es probable que las modificaciones a los contratos no se hubieran hecho oportunamente, de manera que se reactivara la producción en la década del 70. Este desfase hizo que el país no hubiera aprovechado las bonanzas de precios petroleros y que, por el contrario, fuera importador neto, aunque en menor escala.

Aun cuando la restricción de la producción de petróleo por parte de la Opep desde 1974 hasta 1985 tuvo un efecto negativo en la actividad exploratoria de los países importadores y exportadores de crudo, se encontró una relación positiva entre el precio del petróleo y los pozos exploratorios perforados (Aguirre 2003), hecho que fue aprovechado por Colombia para captar nuevos recursos debido a la crisis exploratoria latente en el mundo en los últimos años. *Los altos precios estimularon el desa-*

*rollo de reservas de alto costo en países no-Opep. Colombia fue uno de ellos.*

### Contrato tipo B

Luego del descubrimiento de Caño Limón en 1983, y en especial de Cusiana-Cupiagua, a inicios de los años 1990, en el país se analizó si en realidad se estaba recibiendo el máximo de la renta petrolera posible, de acuerdo con el incremento en sus niveles de prospección; como resultado de estas deliberaciones, se introdujo el primer cambio significativo al contrato de asociación colombiano: aun cuando se mantuvieron las condiciones generales del contrato 50-50, se estableció que el porcentaje de participación de la empresa petrolera estatal se incrementara junto con la producción acumulada, cuando esta superara los 60 millones de barriles de petróleo, hasta un máximo de 70%. Este nuevo sistema fiscal (producción escalonada) aumenta lo que toma el Estado (*state take*) a medida que aumenta el tamaño del campo<sup>4</sup> (González y Zapata 2005)

Como era de esperarse, la rentabilidad TIR promedio, en el caso de descubrimiento de petróleo, disminuyó respecto al anterior contrato hasta 41,35%, y la participación del Estado se incrementó hasta 80,75%. Sin duda, este cambio hizo menos atractivo el contrato para los inversionistas privados. Sin embargo, se hizo en un momento propicio, gracias a la invasión de Kuwait por Irak en 1990 y la posterior guerra del Golfo, que presionaron al alza los precios del petróleo e incentivaron al mundo

4 Los términos del contrato escalonado hacen al contrato de asociación rígido y progresivo para campos mayores de 60Mb.



occidental a buscar nuevas reservas de hidrocarburos fuera del inestable Medio Oriente (González y Zapata 2005).

El contrato tipo B se puede considerar exitoso: bajo este esquema se firmaron 72 contratos, en promedio dieciséis por año. Sin embargo, la situación internacional de la industria petrolera cambió después de la guerra del Golfo y de la caída de la Unión Soviética; en el mercado aparecieron nuevas zonas que antes estaban vedadas al mundo capitalista: los territorios de las antiguas Repúblicas Socialistas Soviéticas; así mismo, los nuevos adelantos tecnológicos permitieron el desarrollo de reservas costa afuera a profundidades nunca antes imaginadas, y el recobro de reservas en los yacimientos ya explotados. Ante este panorama, los términos del contrato de distribución escalonada comenzaron a verse poco adecuados con el escenario de la industria. En 1995, un estudio realizado por Petroconsultants (1995) ubicó al régimen petrolero colombiano en el puesto 104 entre 110 países para campos grandes.

### Contrato tipo C

En 1994, el contrato se modificó de nuevo; aun cuando el tipo B era atractivo y competitivo cuando los yacimientos eran grandes (más de 100 millones de barriles) y estos se ubicaban en áreas activas, donde había infraestructura construida e información geológica adecuada, no ofrecía al capital privado una rentabilidad acorde con el riesgo en caso de que el yacimiento se encontrara en zonas apartadas de la infraestructura actual y de las cuales no había suficiente información geológica; además, no ofrecía términos favorables para los descubrimientos de gas natural. Adicionalmente, Ecopetrol identificó que en el contrato el Estado tomaba grandes ganancias en caso de grandes descubrimientos, desconociendo escenarios tales como el incremento de precios o la reducción de costos. Lo anterior llevó a la adopción del factor R, en un intento por introducir una distribución más justa de la producción entre la compañía asociada y Ecopetrol. Así, cuando la producción acumulada superaba los 60 millones de barriles, la distribución de la producción dependía de la relación entre los ingresos y los gastos de la compañía en el proyecto de acuerdo con el factor R. Una vez más, los términos del contrato se hicieron menos amigables para las compañías privadas, reduciendo su TIR hasta 37,97% e incrementando el *state take* promedio a 82,5%.

Sin duda, el cambio fue poco afortunado. Van Meurs y Seck (1997), quienes identificaron que en 33 países y regiones se hicieron cambios a los regímenes fiscales o se firmaron contratos más favorables entre 1995 y 1997,

clasificaron al contrato colombiano tipo C en el número 44 de 50 contratos, y establecieron que el cambio más dramático en términos de contratación petrolera ocurrió en Colombia. A pesar de lo poco atractivo de sus términos, entre 1994 y 1998 se firmaron 72 nuevos contratos del tipo C, manteniendo el promedio anual de dieciséis contratos por año. Sin embargo, en 1998 las compañías petroleras en todo el mundo reaccionaron drásticamente a los bajos precios del petróleo observados durante ese año y recortaron en 22% las inversiones en exploración y producción (Armengol y Germain 2000). Como resultado, en 1999 sólo se firmó un contrato de asociación.

Ante esa situación, era claro que el contrato de asociación colombiano no se ajustaba al mercado internacional, razón por la cual a finales de 1999 se mejoraron las condiciones para los socios privados.

### Contrato tipo D

El contrato tipo D, o 30-70, disminuyó la participación de Ecopetrol de 50% a 30% una vez declarada la comercialidad del campo, y se modificó el factor R, acelerando la recuperación de costos del asociado y haciendo más rentable la inversión. Igualmente, hubo un cambio al régimen de regalías, adaptando un esquema escalonado, iniciando en una constante de 5% que crece con la producción diaria del campo hasta 25%. El régimen fiscal más atractivo coincidió con mayores precios del petróleo, y pocos meses después de haberse anunciado el cambio se habían firmado trece nuevos contratos (PIW 2000).

Las reformas redujeron el *state take* de los contratos hasta un promedio de 66,5%, e incrementaron la TIR de los privados hasta 52,92%, lo cual se vio reflejado en un aumento en el número de contratos suscritos, como se observó en la gráfica 1.

Durante la vigencia del contrato tipo D se firmaron 95 contratos y el promedio anual de contratación se ubicó en veinticuatro. Sin embargo, esta fue la última modificación al contrato de asociación, ya que en junio de 2003, mediante el decreto 1760, el gobierno nacional escindió a Ecopetrol en tres entidades: Ecopetrol S. A., encargada del negocio petrolero; la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), responsable de la política petrolera del país; y una tercera empresa encargada de los negocios no estratégicos que hasta el momento maneja Ecopetrol.

En diciembre de 2003, la recién creada Agencia Nacional de Hidrocarburos presentó a la ciudadanía un borrador sobre los elementos básicos de un nuevo régimen fiscal petrolero para Colombia, que significaba el final de



la era del contrato de asociación y el retorno de las concesiones petroleras al país.

### El nuevo contrato de concesión

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, pública o privada (Barrios y Cárdenas 2005). Para ello, se hicieron tres cambios esenciales en el contrato con respecto al que se había manejado tradicionalmente (producción compartida), a saber:

1. Recompensa al riesgo exploratorio en 100% para el inversionista. El Estado no entra de manera forzosa como inversionista o socio después del éxito exploratorio. El inversionista tiene derecho a toda la producción después de pagar regalías.
2. El Estado, en esencia, recibe regalías e impuestos y sólo obtiene un beneficio o renta adicional cuando se

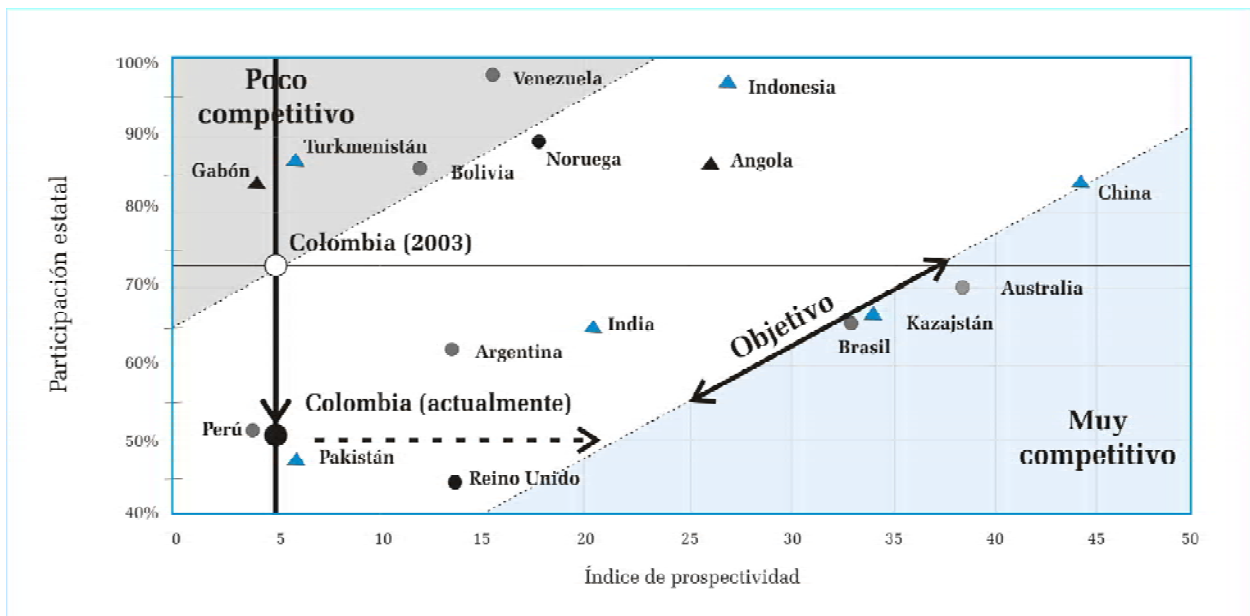
generen ganancias extras en el negocio por presencia de precios altos.

3. La duración de los contratos en su fase de explotación podrá ser hasta el agotamiento de los campos.

Como se muestra en el gráfico 2, tradicionalmente utilizado por la ANH para justificar el cambio de política petrolera, el nuevo contrato de concesión modificó la competitividad de Colombia en el mercado petrolero, al pasar de un escenario poco competitivo (contrato tipo D) a uno más competitivo, mediante la reducción del *state take* promedio a 50,64%, producto de la salida del Estado como socio en la fase de producción del campo.

Los cambios hechos al sistema de contratación se vieron reflejados en el incremento en la firma de contratos de exploración y producción: veinticinco en 2004 y treinta y uno en 2005. Ahora bien, es muy temprano para establecer si el nuevo régimen fiscal petrolero colombiano será exitoso o no en su objetivo de evitar el desabastecimiento petrolero del país. Sin duda, los precios del petróleo han favorecido su desempeño actual, aun cuando las condiciones

Gráfica 2\*. Cambio en la competitividad petrolera internacional de Colombia



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos (2005).

\* El gráfico 2 es parte de las presentaciones utilizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para mostrar el proceso por medio del cual Colombia pasará de un nivel poco a uno altamente competitivo luego de varios años, en el que estaremos cercanos a países como Brasil o Kazajstán. Por esto, podría decirse que la figura está descontextualizada de su aplicación original; no obstante, este es el instrumento utilizado por la Agencia para explicar la situación del país luego de adoptar el nuevo contrato.



de seguridad y muchos otros factores como la prospección del país pueden afectar el éxito futuro del nuevo contrato de concesión.

La razón principal del cambio de contrato del tipo A al B fue que el primero no distribuía la producción de acuerdo con el tamaño del campo y su naturaleza era de asociación escalonado, según el cual la participación de la petrolera estatal crece a medida que aumenta la producción de petróleo. Además, la mayor parte de la adopción del contrato tipo B correspondió al descubrimiento de Cusiana en 1989. El cambio de un contrato tipo B a uno C fue producto del aumento en la participación de Ecopetrol a medida que crecía la rentabilidad del proyecto, aun cuando esto respondía más a los costos del proyecto que a un incentivo mayor para aumentar la exploración en Colombia. Luego de la caída en la actividad petrolera en la segunda mitad de la década de 1990, el objetivo del cambio de contrato tipo C al tipo D fue disminuir la participación de la petrolera estatal y acelerar la recuperación de los costos del asociado para hacerlo más atractivo en términos fiscales a las nuevas compañías e incentivar una mayor exploración.

### **Precios internacionales del petróleo como determinante de la actividad exploratoria de Colombia**

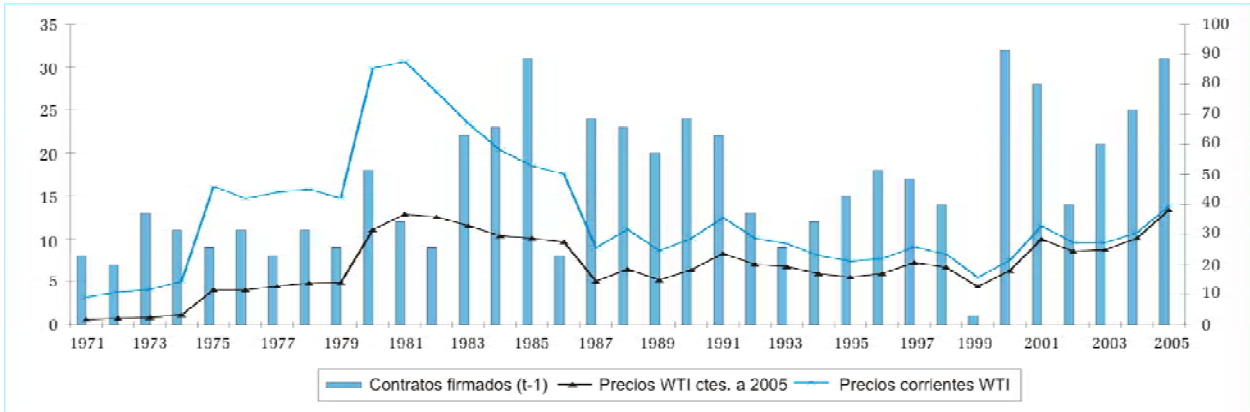
En teoría económica, los precios son los que transmiten la información del mercado a los que participan en el mismo. Por ello, se usaron los precios del petróleo para determinar las inversiones en exploración y producción de las compañías petroleras multinacionales en Colombia, durante los últimos 35 años. Para esto se contrastó inicialmente el precio internacional del crudo WTI (West Texas Intermedian) con los contratos de exploración y producción firmados en el periodo de análisis rezagados un año (t-1) (gráfica 3), y las inversiones en exploración en Colombia (US\$MM) rezagadas dos años (t-2) (gráfica 4).

En la gráfica 3 se puede encontrar una relación entre los precios internacionales del crudo y la firma de contratos de exploración y producción (con un rezago de 1 año, t-1). Por otra parte, también parece haber una relación entre los precios del crudo y la inversión en exploración, de la cual se pueden destacar los bajos niveles de inversión de Ecopetrol, siendo evidente que los inversionistas privados son quienes tradicionalmente han destinado más recursos a la prospección. Sin duda, los cambios en el sistema de contratación a finales de siglo y el cambio en la tendencia de los precios del crudo a la baja han permitido que durante los últimos cinco años los niveles de inversión se hayan recuperado,



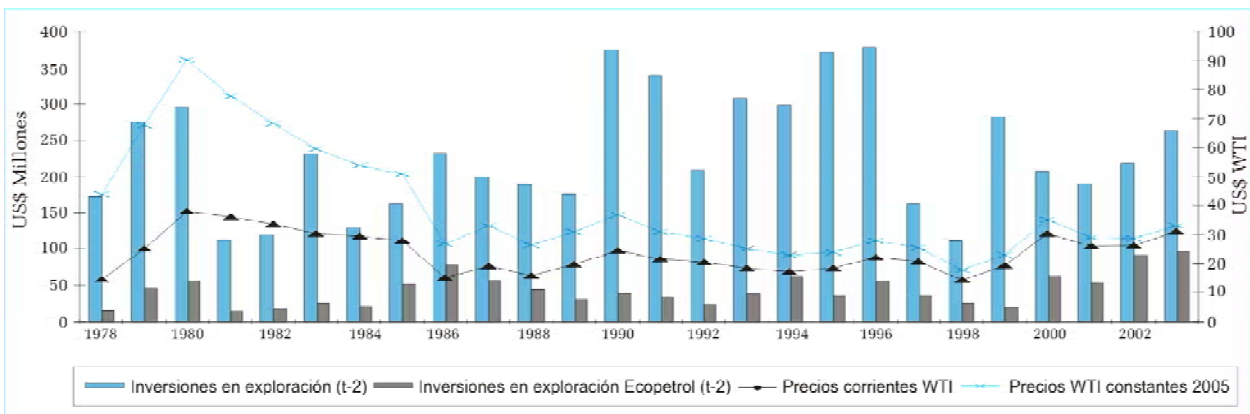


Gráfica 3. Contratos E y P (t-1) frente a precios WTI, 1971-2005



Fuente: Ecopetrol (2004).

Gráfica 4. Inversión en exploración (MMUS\$) (t-2) frente a precios WTI, 1978-2003



Fuente: Ecopetrol (2004).

aun cuando todavía falta mucho para volver a los niveles de la primera mitad de los años 1990.

Para hacer otro tipo de contrastes se procedió a comparar los precios internacionales petroleros con el número de pozos explorados y con los kilómetros desarrollados de sísmica en el país (gráficas 5 y 6).

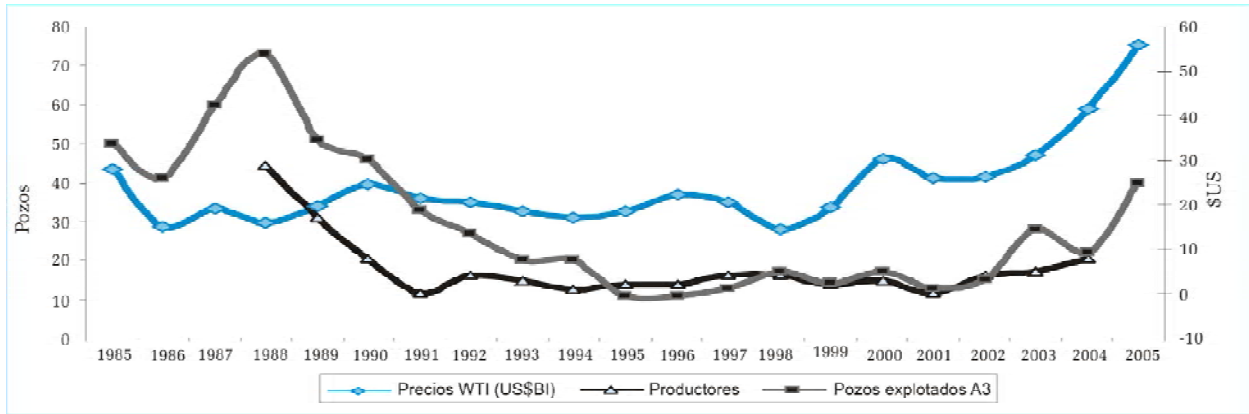
En la gráfica 5 se puede observar que sólo en algunos años existe una relación positiva entre el número de pozos explorados y los precios del petróleo; esto se puede ver con mucho más detalle desde 1999, cuando a medida que subían los precios del petróleo los pozos explorados parecían responder a esa dinámica, aumento que se proyecta de manera clara en el gráfico. Desde 1988 hasta 1996 disminuyó significativamente el número de pozos explorados, que pasaron de 73 en 1988 a once en 1996 y 1997, una caracte-

rística que parece responder a lo que sucedía con los precios del petróleo en ese mismo periodo, puesto que el incremento en el precio del energético pasó de 15,97 dólares por barril en 1988 a 20,61 dólares en 1997, con un pico de 24,5 en 1990, lo que podría ser síntoma de que precios no muy altos podrían desincentivar la inversión, por la falta de rentabilidad significativa que lograra sobrepasar el riesgo de inversión en el país. Los pozos productores parece que tampoco respondieron en su desarrollo a una dinámica significativa en el nivel de desarrollo de los precios internacionales del petróleo, y se estancaron en un número que no supera los diez desde 1990.

La gráfica 6 muestra el desarrollo de los precios internacionales del petróleo respecto a los kilómetros de sísmica equivalentes (2D + 3D). Tomando como fuente

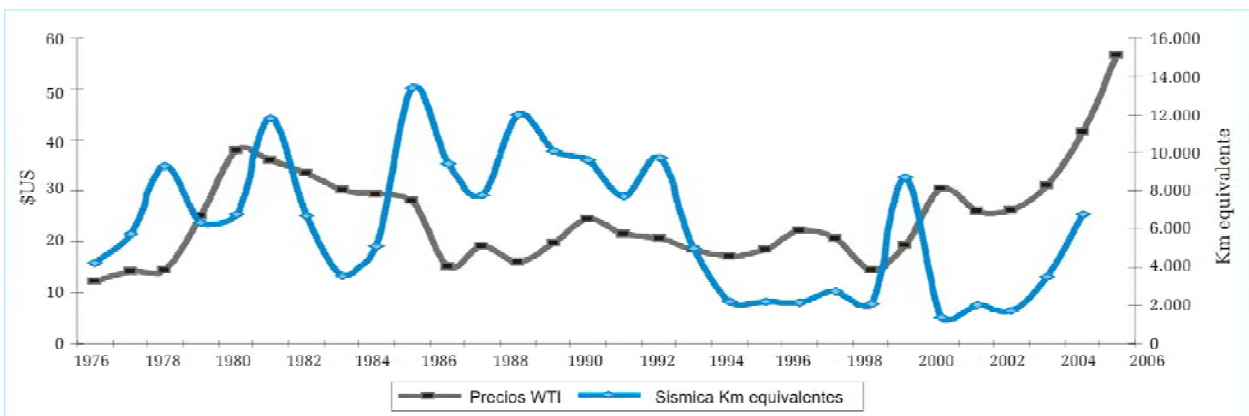


Gráfica 5. Precio WTI, pozos A3 explorados y productores, 1985-2005



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP Amoco y Ecopetrol.

Gráfica 6. Precio WTI frente a kilómetros de sísmica equivalentes, 1976-2006



Fuente: elaboración propia con base en datos de BP Amoco y Ecopetrol.

las estadísticas de la página web de Ecopetrol para la última variable, en ciertos años muy particulares se encuentra que el desarrollo de un número mayor de kilómetros de sísmica puede ser reflejo del aumento en los precios del energético, como sucedió en 1981, cuando ante un precio petrolero del año anterior (1980) de \$USD37,96 hubo 11.773 kilómetros de sísmica equivalentes; en 1985, con 13.389 km equivalentes y un precio en 1984 de \$USD29,39; y en 1988, con 11.956 km equivalentes y un precio el año anterior de \$USD19,18; en la década de 1990, salvo 1997 y 1999, cuando el número de kilómetros de sísmica fue de 2.723 y 8.682 respectivamente, se presentó una fuerte disminución en la exploración, que sólo repuntó en 2004, con 6.767 km equivalentes. Lo anterior muestra que para los últimos quince años posiblemente

no existe una evidencia clara que muestre una fuerte relación entre los precios internacionales del petróleo y los kilómetros de sísmica equivalentes desarrollados en exploración en Colombia. Todo parece indicar que existe una relación positiva pero con rezagos de 1 ó 2 años aproximadamente.

## Conclusiones

Normalmente, el contexto internacional geopolítico, económico y social determina la actividad exploratoria de un país, y es, sobre todo, su régimen fiscal el que lo hace atractivo, junto a su prospectiva geológica, riesgo político y, por supuesto, un escenario de precios internacionales



favorables del petróleo. A la luz del análisis puede decirse que los diferentes tipos de contrato de asociación colombiano han afectado la rentabilidad de las compañías privadas y los ingresos del Estado; es posible encontrar que los cambios en los regímenes petroleros en Colombia responden más a una actitud oportunista por parte del Estado, que cuando la situación es favorable toma mayor participación en los proyectos y cuando no es tan buena la disminuye, lo cual no tiene, ni ha tenido en cuenta, las condiciones del mercado petrolero mundial para llevar a cabo estas reformas.

Los cambios en la política petrolera no pueden limitarse a responder a las inquietudes de un país sobre su renta petrolera, sino que deben consultar las modificaciones que hacen los otros para atraer recursos de capital de riesgo. Durante los últimos años, los países productores han debido cambiar sus políticas de contratación, no sólo para atraer recursos de capital y tecnología, sino también con objetivos de abastecimiento y participación en la renta petrolera, aspectos viables en una situación de mercado tan dinámica como la vista en el país. Al parecer, en este sentido se enmarca el nuevo contrato de concesión de la ANH, que pretende garantizar el autoabastecimiento de hidrocarburos en Colombia, sacrificando una parte de la renta petrolera del país con el fin de atraer la inversión privada o pública, que desarrolle las reservas de hidrocarburos aún no descubiertas en el territorio nacional. La hipótesis planteada sobre los precios internacionales del petróleo como el principal determinante del nivel de exploración en Colombia, muestra que existe una fuerte relación que determina un mayor nivel de exploración a medida que aumentan los precios del energético, puesto que hay un mayor retorno de la inversión, y esta, por consiguiente, se hace más atractiva; Colombia parece responder, pero no muy fuertemente, a esta dinámica, dadas las características particulares del país. En algunos años existe una fuerte relación, en otros no es tan marcada, como lo pudimos notar al contrastar variables muy importantes que caracterizan el nivel de exploración como lo son los kilómetros de sísmica equivalente y el número de pozos explorados A3, que destacan que en un país no petrolero como Colombia, y más en los últimos años, existe una relación positiva entre mayores precios y mayores niveles de exploración.

Se puede determinar que en el caso colombiano el nivel de exploración es establecido en parte por ambas hipótesis, que son complementarias, y ninguna se podría decir que influye más o menos en él. El papel del gobierno en lograr una mayor renta petrolera tiene en cuenta la evolución del mercado internacional (cuando todos los países tenían concesiones como contrato, Colombia también las





tenía) y reacciona en la misma línea de la dinámica petrolera mundial, dado que es un país seguidor y no impone condiciones de juego globales. Algunos estudios han destacado ciertas similitudes con el desempeño petrolero y los ciclos industriales; por ejemplo, Colombia exporta cuando el mercado mundial está mal e importa, como entre 1975 y 1981, cuando el precio del petróleo está repuntando. Cabe destacar que otros determinantes como el factor político y el impacto ambiental pueden determinar también el nivel exploratorio.

Aun cuando este análisis permite una aproximación al desarrollo exploratorio en petróleo, se podría ampliar con variables que reflejaran mejor la evolución del sector, como la inversión directa en exploración y el análisis detallado de cada uno de los contratos, para ver su evolución específica y lograr así una diferenciación entre el momento en que se firma el contrato y cuando se empieza la exploración petrolera. Estas variables serían herramientas más sofisticadas para desglosar el análisis y podrían ser utilizadas en estudios posteriores. ☉

## Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2005. "Oportunities in Colombian Oil, Gas, Electricity and Coal". 2005 Colombia Investor Conference. Toronto, November 2.
- Aguirre, Paulo César. 2003. "Exploración de petróleo en Colombia: una aproximación empírica". Cede, Universidad de Los Andes. Bogotá.
- Armengol, C., Germain, J. 2000. "Growth Rate in E&P Investments Slowed to 3% since 1998". *Oil and Gas Journal*. March 13.
- Barrios, Adriana Elvira. 2003. *Energía y desarrollo* 1. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. Observatorio Colombiano de Energía. Bogotá.
- Barrios, Adriana Elvira, Cárdenas, Juan Carlos. 2005. *¿Es atractiva la contratación petrolera para la inversión privada en Colombia?* Serie Energía y Desarrollo 2. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. Observatorio Colombiano de Energía. Bogotá.
- Barrows, G. H. 1980. *Worldwide Concession Contracts and Petroleum Legislation*. Penn Well Books. Tulsa.
- BP Amoco. 2004. *Statistical Review of World Energy*. BP Amoco plc. June.
- Ecopetrol. 2004. *Estadísticas volumétricas de la industria petrolera. Diciembre de 2004*. Dirección de Planeación Corporativa. Bogotá.
- Fontaine, Guillaume. 2003. *El precio del petróleo: conflictos socio-ambientales y gobernabilidad en la región amazónica*. Flacso, sede Ecuador-Instituto Francés de Estudios Andinos, Ifea. Quito.
- González, Jorge Iván, Zapata, Juan Gonzalo. 2005. *El manejo de los recursos naturales renovables: sus efectos fiscales y macroeconómicos*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ciencias Económicas. CID. Bogotá.
- Mommer, B. 2000. "The Governance of International Oil, The Changing Rules of the Game". *OIES Paper WPM*. 26. Oxford Institute for Energy Studies.
- Petroconsultants. 1995. *RFR 1995 Update*. Petroconsultants.
- PIW. 2000. "Colombia at Last Signs a Few Upstream Deals". *Petroleum Intelligence Weekly*. February 7.
- Puyana, Alicia, Dargay, Joice. 1998. *Competitividad del petróleo colombiano: una revisión de factores externos*. Creset, Colciencias. Bogotá.
- Van Meurs, P., Seck, A. 1997. "Government Take Decline as Nations Diversify Terms to Attract Investment". *Oil & Gas Journal*. May 26.





# Regulación ambiental sobre derivados del petróleo: el caso del azufre

**Daniel Bernal**

Estudiante de ingeniería química,  
departamento de ingeniería química.  
Universidad Nacional de Colombia  
dangerxxi@gmail.com

**Orlando Castellanos**

Estudiante de ingeniería química,  
departamento de ingeniería química.  
Universidad Nacional de Colombia  
iqocd84@gmail.com

**William Mora**

Estudiante de ingeniería química,  
departamento de ingeniería química.  
Universidad Nacional de Colombia

**Helberg A. Mendoza**

Instructor asociado,  
departamento de ingeniería química.  
Facultad de Ingeniería.  
Universidad Nacional de Colombia

Fecha de recepción: 7 de junio de 2006.

Fecha de aceptación: 15 de septiembre de 2006.

**Resumen** / Debido al gran uso que tienen los derivados del petróleo y a la posible existencia de efectos nocivos sobre el hombre o el medio ambiente, el control estricto de su composición y empleo es necesario. Con este fin, los gobiernos han establecido regulaciones, cuya rigidez varía en forma significativa entre naciones. Este artículo presenta varios de los problemas sociales generados por la presencia de contaminantes en los combustibles, compara las regulaciones expedidas por los gobiernos de algunas naciones y establece la posición de las empresas refinadoras frente a estas decisiones.

**Palabras clave:** contaminación, combustibles, regulaciones, azufre, derivados del petróleo.

**Abstract** / Due to the great use of the derivatives of petroleum and the plausible existence of risky effects of these stuffs on the men's health and the environment, arise the need of a strict control on their composition and use. With that end, the Governments have established regulations, which rigidity varies significantly between nations. In this paper many of the social problems which are generated by polluting agents in the combustibles are displayed, the regulations taken by the governments of some nations are compared and the positions of the refiner factories are established.

**Key words:** Contamination, combustibles, regulations, sulfur, petroleum derivatives.



## Introducción

Los combustibles derivados del petróleo son los de mayor uso en la vida moderna, debido a su aplicación en diversos campos: desde el transporte hasta el funcionamiento de equipos industriales. En 2004, su consumo en el mundo alcanzó 80,75 millones de toneladas por día (BP 2005a); debido a esto, la presencia de azufre, sustancias de carácter aromático y material particulado en los combustibles, tienen gran incidencia sobre la salud humana y el medio ambiente, por cuanto, a pesar de que presenten baja concentración, el alto consumo global hace que, diariamente, grandes cantidades de sustancias contaminantes sean liberadas a la atmósfera. De acuerdo con diferentes estudios, la principal fuente generadora de emisiones de materia particulada son los vehículos, que aportan 42% de las partículas liberadas de tamaño 10  $\mu\text{m}$  (PM 10) y 72% de las de tamaño 2,5  $\mu\text{m}$  (PM 2,5)<sup>1</sup>.

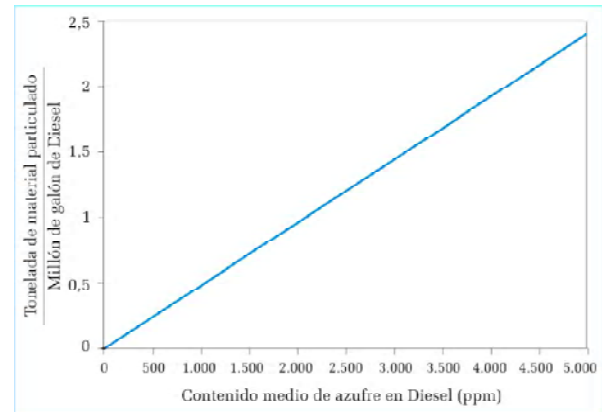
La disminución de contaminantes en los combustibles es posible mediante tratamientos aplicados dentro del proceso de formulación en las refinerías, entre los cuales el de mayor incidencia es el de desulfurización, no sólo porque el azufre es posiblemente la sustancia más perjudicial dentro de los contaminantes, sino también porque el proceso de tratamiento disminuye el contenido de otras sustancias como material particulado, óxidos de nitrógeno e hidrocarburos; este efecto se muestra en la tabla 1. De hecho, se ha encontrado que en el combustible Diesel la presencia de azufre es directamente proporcional al material particulado emitido y proporcional al contenido de otras sustancias nocivas en las emisiones, como puede observarse en las gráficas 1 y 2. Este hecho se debe a que el dióxido de azufre proveniente de la combustión forma sulfato, que pasa a formar parte de partículas microscópicas, carbón, nitratos y metales pesados.

**Tabla 1. Disminución, en porcentaje, en las emisiones de vehículos al bajar el contenido de azufre de 500 ppm a 50 ppm**

PM 10	28,7
PM 2.5	33,4
NOX	12,7
Hidrocarburos	4,96

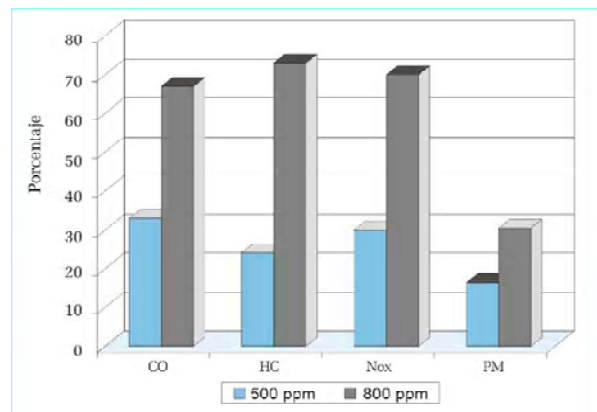
Fuente: BP (2005b).

**Gráfica 1. Relación entre el contenido de azufre y la cantidad de material particulado emitido**



Fuente: Blumberg et al. (2004).

**Gráfica 2. Incremento porcentual en emisiones de vehículos debidas al azufre en la gasolina con respecto a un contenido inicial de 150 ppm de azufre (realizado en Bangkok)**



Fuente: Blumberg et al. (2004).

La necesidad urgente de disminuir factores de riesgo ambiental en los combustibles ha llevado a la implantación de políticas gubernamentales encaminadas al mejoramiento de la calidad de los productos que salen de las refinerías, exigiendo que se reduzca la cantidad de azufre y demás contaminantes hasta concentraciones que no generen efectos nocivos.

<sup>1</sup> PM hace referencia a la clasificación del tamaño de las partículas. Se clasifica en estos números debido a que las partículas de diámetro menor a 5  $\mu\text{m}$  son capaces de llegar a las vías respiratorias inferiores (alvéolos) y producir enfermedades respiratorias agudas.



## Efectos nocivos de los contaminantes de los derivados del petróleo

La contaminación del aire es un problema que afecta a los habitantes de las ciudades del planeta: el humo que emiten los vehículos irrita los ojos, produce alergias e infecciones respiratorias; el azufre, el plomo y los compuestos nitrogenados presentes en combustibles como el Diesel n° 2 y en algunos tipos de gasolina, producen altos grados de contaminación. La combustión del azufre genera dióxido que afecta la salud de las personas, perjudica la vegetación y deteriora edificaciones tales como monumentos arquitectónicos. Numerosos estudios en Estados Unidos y Europa han demostrado la existencia de una relación directa entre la materia particulada (PM) y muertes prematuras (Blumberg et al. 2004).

El efecto del material particulado sobre la salud humana se aprecia en estudios realizados en la ciudad de México, cuyos resultados se presentan en la tabla 2.

**Tabla 2. Efectos anuales adversos a la salud cuantificados en la ciudad de México debido a materia particulada**

CAUSA	NO. INCIDENTES
Mortalidad prematura	2.068
Bronquitis crónica	1.370
Problemas cardiovasculares	976
Admisiones en hospital por neumonía	274
Admisiones en hospital por COPD	224
Admisiones en hospital por asma	224
Emergencias por asma	523
Ataques por asma	44.000
Bronquitis aguda	4.385
Síntomas respiratorios débiles	48.000
Síntomas respiratorios acelerados	48.000
Pérdida de días de trabajo	38.400

Fuente: Blumberg et al. (2004).

Estudios de salud realizados en 2000 en Lima, donde la concentración de azufre permitida en los combustibles es demasiado alta, concluyen que de las 27.381 muertes registradas (por año o en un año específico, no se sabe), entre 4% y 12% se pueden atribuir a la contaminación del aire por materia particulada. Como establecen las organizaciones de la salud, el PTS (partículas totales suspendidas) estándar (promedio anual) es de 75  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  y los estándares PM 10 y PM 2,5 son de 50  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  y 15  $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ,

respectivamente, valores que se superan con creces, produciendo daños en la salud. De acuerdo con estudios epidemiológicos, a un aumento de 10  $\mu\text{g}/\text{m}^3$  en el PM 10 por encima del umbral puede atribuírsele un aumento de 1% en la mortalidad de las personas (Aldana et al. 2004).

Por otra parte, el alto contenido de azufre deteriora los vehículos, reduciendo hasta 50% la vida útil del motor, ya que puede producirse ácido sulfúrico, el cual provoca un desgaste prematuro del sistema de inyección. Lo anterior causa más consumo de combustible, y, por tanto, mayor contaminación. Por otro lado, el Diesel con alto contenido de azufre afecta las propiedades del aceite lubricante, debido a que los residuos de combustión se mezclan con este, permitiendo el mayor desgaste del pistón y la pérdida de compresión y potencia. Las gasolinas con alto contenido de azufre pierden la capacidad de facilitar la combustión a máximas temperaturas, así como su propiedad de evitar el autoencendido y el encendido prematuro de la mezcla, lo que causa daños severos en las bielas del pistón, cojinetes y bancada, generando, en definitiva, disminución de la potencia del motor y desgaste prematuro de las partes móviles del mismo. Cabe mencionar también que el azufre disminuye la eficiencia de los filtros catalíticos, aumentando las emisiones nocivas.

## La regulación en diferentes regiones del mundo

El análisis de las políticas gubernamentales dirigidas a la regulación del contenido de sustancias contaminantes permite determinar que los países de la Unión Europea tienen leyes estrictas y homogéneas, cuyas estipulaciones cumplen con antelación las industrias productoras de combustibles. Estados Unidos y Canadá, y Japón y Corea del Sur, siguiendo el ejemplo europeo, pretenden que su normativa logre el máximo control en los próximos años, mientras las empresas se preparan para mantener su eficiencia, cumpliendo las nuevas normas. Y en Latinoamérica las regulaciones son incipientes y permisivas, las industrias no están en capacidad de afrontar mayor rigidez en las normas, aun cuando puede esperarse el incremento paulatino y constante en la calidad de los combustibles y, por ende, en la del medio ambiente.

En Estados Unidos, las regulaciones están a cargo de la Environmental Protection Agency (EPA), que desarrolló el programa intensivo de desulfurización de Diesel, llegando a un acuerdo con la industria y determinando que en todo el país la mayor parte de los Diesel pasarían de una calidad Low Sulfur Diesel (LSD) (22 ppm de azufre) a Ultra Low Sulfur Diesel (ULSD) (15 ppm), como máximo, en junio de 2006. Sin embargo, como en otros



países, al hacer las conversiones en las refinerías ha habido ciertos inconvenientes; en el caso de este país, el sistema de distribución y la EPA, han dado un plazo de cuarenta y cinco días para que las refinerías cumplan. Este plazo tan breve se debe a que este organismo debe garantizar que el producto estará disponible para consumo cuando entren al mercado las máquinas diseñadas para usar dicho combustible, en 2007 (EPA 2005).

Canadá, siguiendo el ejemplo de su vecino del sur para establecer las regulaciones con respecto al contenido de azufre en los combustibles, ha hecho un balance de beneficios y costos. De acuerdo con este, se decidió que los esfuerzos deben estar dirigidos a tener, a partir de 2006, combustibles con un contenido promedio de 30 ppm de azufre. La normativa canadiense debe ser especialmente estricta, ya que en ciertas regiones del país el contenido de azufre en los combustibles es uno de los más altos del mundo<sup>2</sup>. El establecimiento de estos valores límites ha sido desarrollado principalmente por el proyecto de aire limpio, en el cual se han visto involucrados organismos federales, provinciales y municipales. El primer documento fruto del esfuerzo de estos organismos aparece en un reporte del Ministerio de Transporte titulado "A Plan to Identify and Assess Emission Reduction Opportunities from Transportation, Industrial Engines and Motor Fuels", publicado en 1989. De este documento nacieron los principales organismos que se encargan de dictar la política ambiental nacional, como el Canadian Council of Ministers of the Environment (CCME) y el Environment Canada, este último bajo la dirección del primero.

El trabajo de estos dos organismos en el Sulfur Panel Process dio como resultado la regulación establecida en 2002, en la que se estipuló que el contenido promedio de azufre sería de 30 ppm, con un máximo 80 ppm para el año 2005, y se estableció un promedio de 150 ppm para el periodo comprendido entre la segunda mitad de 2002 y finales de 2004.

En la Unión Europea la normativa sobre el Diesel, que busca disminuir la concentración de azufre de 350 ppm a 50 ppm, entró en vigencia en 2005, y países como Alemania y el Reino Unido usan combustibles para motor con un contenido máximo de 10 ppm de azufre a partir de 2006. En España, por ordenamiento jurídico del 3 de marzo de 2003, se establecieron las especificaciones requeridas de los combustibles de automotores, gasolinas y Diesel, en las que se determinó que a partir del uno de enero de 2005 se permite como máximo 50

ppm, y 10 ppm a partir del uno de enero de 2009 para ambos productos, acciones que muestran una política mucho más exigente con respecto a la de años anteriores (contaminacion.geoscopio 2003).

De acuerdo con las normas establecidas por el gobierno de Japón, en 2006 las refinerías de ese país distribuirán los combustibles más limpios de Asia y del mundo, ya que contarán con tan solo 10 ppm de azufre. Sin embargo, debido a la normativa tan exigente que dio producto a dicha rebaja, se corre el riesgo de que el comercio con los países de la región disminuya, ya que sus leyes son más permisivas y, por tanto, no pueden exportar a Japón. El proceso de extra desulfurización puede hacer que el precio de los combustibles suba y, por ende, que se reduzcan las exportaciones, producto de una baja en los términos de intercambio. Esta consecuencia puede ser deseada en la medida en que se busca autonomía del país en cuanto a la disminución de las importaciones del combustible y abastecer con la producción de las refinerías de Japón, entre las cuales algunas empezaron a distribuir gasolina y Diesel con contenido de 10 ppm de azufre a partir del uno de enero de 2005, demostrando la gran capacidad de estas compañías (asia.news 2005). Además, se espera que se establezca la reducción del contenido de azufre en el queroseno, combustible usado ampliamente en el Japón para el calentamiento de los hogares. Para lograr las modificaciones necesarias en el proceso y alcanzar los estándares establecidos, la inversión fue de 2,92 billones de dólares. Sin embargo, todavía hay compañías que no han comenzado este proceso y piden, por lo menos, dos años para cumplir con las regulaciones establecidas por el gobierno.

Uno de los ejemplos de restricción del mercado es que la gasolina no podrá importarse desde Corea del Sur hasta que esta tenga la misma normativa, sin interesar que las importaciones en los primeros seis meses de 2004 fueran de 5,42 millones de barriles de gasolina. Por esto, el gobierno coreano debe adoptar rápidamente la misma reglamentación, aun cuando su aparato legislativo en esta materia se halla alejado de lo establecido en el Japón: la normativa surcoreana actual ordena que en 2006 debe bajarse de 130 ppm a 50 ppm de azufre en la gasolina y de 430 ppm a 30 ppm en el Diesel.

En Australia, la normativa actual exige que los combustibles tengan como máximo 500 ppm, pero en 2006 estos deben tener un contenido máximo de 50 ppm.

2 El promedio de Ontario es el más alto de Canadá: 450 ppm.





Daniel Bernal / Orlando Castellanos / William Mora / Helberg A. Mendoza

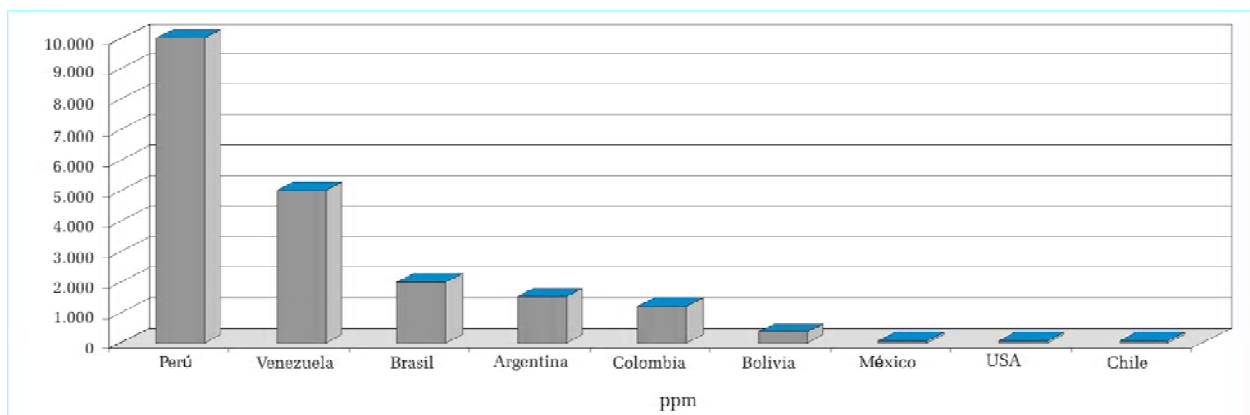
La tendencia latinoamericana es mucho menos radical a la del resto del mundo. El caso más alarmante es el de Perú, en donde el combustible de los vehículos está a punto de batir marcas, con un contenido de 9.700 ppm de azufre, aun cuando casi 50% del Diesel consumido en ese país es importado y, por tanto, sería factible conseguir uno de mejor calidad. Lo extraño es que dicha situación está avalada por decretos del Ministerio de Energía y Minas, que en 2001, y tomando como referente la norma técnica peruana Inedecopi de 1989, estableció como límite máximo en el Diesel n° 2 10.000 ppm de azufre (gráfica 3), siendo este el Diesel con mayor contenido de azufre en América. Además, es necesario considerar que 65% de los vehículos peruanos consumen Diesel. Irónicamente, en 2001 y 2002 se aprobaron las normas técnicas NTP 321.003.2001, para el Diesel, y 321.102.2002, para la gasolina, que avanzaban mucho con respecto a la reglamentación del contenido de azufre. Sin embargo, se sigue utilizando la de 1989 (Aldana et al. 2004).

### Respuesta de los productores

La respuesta de las grandes industrias petroleras del mundo a las regulaciones ha sido obtener combustibles limpios lo más pronto posible, adelantándose a la entrada en vigencia de las normas y a la competencia local, y ganando así una buena imagen. Como ejemplo está el caso de la compañía BP (Beyond Petroleum), que ya puso al mercado el primer Diesel ULSD en Australia, aprovechando que ya lo producía en Europa. Este proceso comenzó con el cambio de la estructura de la refinería en



Gráfica 3. Contenido máximo de azufre en diesel en países latinoamericanos, 2004



Fuente: Aldana et al. (2004).



2001, y terminó con la venta de combustible de esta calidad en 2003, acción que fue recompensada por el gobierno al disminuir en un centavo el impuesto por galón producido. Otro de los ejemplos es el caso de la refinería de Irving Oil, en Saint John (Canadá), una de las mejores en el mundo, en la que se han hecho inversiones por más de un billón de dólares en un proyecto que recibe el nombre de *King of the Cats*, que permite una mejoría en el desempeño ambiental y en la calidad de los productos, aprovechando las fracciones pesadas de crudo al mejorar los sistemas para retirar azufre. Como resultado, la compañía se situó como la única productora de gasolina con un contenido de azufre de 30 ppm, en comparación con la normativa canadiense, que permite 350 ppm o la de Ontario donde se autorizan 450 ppm. Esto constituye una ventaja competitiva a la compañía, ya que las otras diecisiete ubicadas en la región no pueden hacer la inversión por falta de capital y, por tanto, no pueden ofrecer un producto de tan alta calidad (Kerr 2005).

### Situación en Colombia

En Colombia, en 2004 la normativa exigía 1.200 ppm (gráfica 3) y para 2008 el Ministerio de Minas y Energía tiene proyectado limitar el contenido de azufre a 300 ppm en la gasolina y a 500 ppm en el Diesel. Con las actuales especificaciones de calidad, los combustibles producidos por la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) pueden ser comercializados en el mercado nacional; sin embargo, con las regulaciones vigentes a partir de 2008, el producto que se obtiene actualmente no podría venderse en el país, ya que no cumpliría con las especificaciones, y, por tanto, los excedentes de estas corrientes tendrían que ser exportados, a menos que se construyan nuevas plantas para disminuir el contenido de azufre de estos combustibles.

Para solucionar este problema ha nacido el proyecto de hidrotratamiento de Barrancabermeja, uno de los más importantes para Ecopetrol, tanto por su contribución ambiental al país como por la cuantía de las inversiones en que incurre la empresa. Para el desarrollo del proyecto se está adelantando un sondeo de mercado que permitirá determinar las firmas de consultoría que estarían en capacidad de apoyar a Ecopetrol en el desarrollo de la planeación y construcción del proyecto.

El licenciador AXENS NA desarrolló un estudio para optimizar las unidades de hidrotratamiento requeridas para cumplir con las nuevas regulaciones de calidad, manteniendo el objetivo de seleccionar la opción más

económica para el proceso, optimizando el tamaño de las unidades. Para este cálculo se usa la demanda esperada futura nacional y se minimiza el paso de Diesel de bajo contenido de azufre y gasolinas de alto octanaje por estas unidades, de tal forma que sólo se procesen los cortes del crudo que realmente necesiten tratamiento (Ecopetrol 2005).

Para cumplir con los requerimientos de calidad exigidos de los combustibles, se requieren las siguientes unidades (plantas):

1. Unidad de hidrodesulfurización para tratar gasóleos de alto y bajo contenido de azufre (HS/LS), que se producen con el procesamiento de crudos y de aceite liviano de ciclo (producto de la unidad de ruptura catalítica de la refinería) en una relación de 90/10 porcentaje másico.
2. Unidad de hidrodesulfurización con tecnología CD-Tech para tratar FRCCG (unidad de ruptura catalítica de residuos) a ser mezclada con gasolina para alcanzar los requerimientos del mercado nacional.
3. Las unidades de mezclado deben ser adecuadas para alcanzar los requerimientos del mercado nacional inicialmente, así como los de cualquier excedente de Diesel para exportación (mercado de la costa del golfo de los Estados Unidos).

### Componentes del proyecto Hidrodesulfurization Treatment (HDT)

Para el proyecto HDT se requieren las siguientes plantas de proceso:

1. Desulfurización de Diesel, para remover el azufre (mientras se mejora el índice de cetano) de una corriente, de tal forma que al mezclar con otras sin tratar se alcance el nivel de calidad.
2. Desulfurización de gasolina, para remover azufre (mientras se minimiza la pérdida de octanaje) a niveles tales que el producto mezclado con otras corrientes de gasolina no tratada alcance el nivel de calidad.
3. Regeneración de amina, para recuperar la amina utilizada y remover los gases ácidos en las despojadoras dentro de cada una de las unidades de hidrotratamiento.
4. Recuperación de azufre, con una unidad asociada de tratamiento de gases de cola. Estas unidades recuperarán el azufre contenido en los gases de la unidad de regeneración de amina y la unidad de tratamiento de aguas agrias. También purificará los gases residuales de una unidad de recuperación de azufre existente.



5. Generación de hidrógeno (vía reformado con vapor) y una unidad PSA (Pressure Swing Absorption) para suministrar hidrógeno de 99,9% de pureza. Estas unidades proveerán el hidrógeno que se consume en cada uno de los hidrotratamientos.
6. Despojo de aguas agrias, diseñada para separar el H<sub>2</sub>S del agua efluente de los hidrotratamientos, además de las aguas agrias existentes en la refinería, de forma que la planta de tratamiento de aguas existente operará como unidad de respaldo de la nueva unidad.

### Análisis y discusión

Como se ve en las diferentes secciones del artículo, la política de disminución de contenido de azufre en los combustibles tiene diferentes razones: desde el punto de vista de los gobiernos, para evitar las consecuencias en la salud pública, ya que se presentan muchas enfermedades de tipo respiratorio causadas por las emisiones que se producen por el alto contenido de azufre en los combustibles, y en aras de proteger el medio ambiente y las construcciones, al disminuir la lluvia ácida y los óxidos de azufre producidos en la combustión.

Estas decisiones gubernamentales pueden interpretarse también desde el punto de vista macroeconómico ya que, por ejemplo en el caso de Japón, donde existen las regulaciones más fuertes hasta el momento en el mundo, el marco legislativo busca, además de cuidar el ambiente, generar estrategias para disminuir las importaciones, hacerse más competitivos y eventualmente ofrecer y exportar mejores productos, con respecto a los otros países de la región. El caso de Japón puede verse también desde un punto de vista positivo para la región, ya que impulsa a los demás países desde donde se exportan los combustibles hacia ese país, como es el caso de Corea del Sur, a que respondan de manera rápida para no perder este mercado.

De igual forma se pueden analizar los casos de empresas como BP en Australia o Irving Oil Refinery en Canadá, donde se ofrece un combustible de alta calidad al mismo precio, obligando a las otras refinerías a hacer los mismos esfuerzos para no perder su posición en el mercado. Desde el punto de vista de los ingresos, dichas compañías, además de ganar el mercado al ofrecer mejor calidad, reciben también descuentos de impuestos por parte del gobierno por proteger la salud y el medio ambiente.

Pero como se destaca en el caso de Irving Oil Refinery, la respuesta anticipada de las compañías puede ir encaminada al mediano plazo, cuando se necesite combustible libre de azufre, de tal forma que las refinerías que

están haciendo esto de forma anticipada cumplan con la normativa, pero además, al ser las únicas que cumplen con la legislación puedan apoderarse de la mayor parte del mercado, aprovechando la debilidad económica de las otras compañías que no pueden hacer estas inversiones antes de tiempo.

### Conclusiones

- Los efectos nocivos de los contaminantes presentes en los derivados del petróleo han obligado a los gobiernos del mundo a tomar medidas inmediatas, con el fin de controlar su propagación en el medio ambiente.
- Se prevé que los países industrializados alcanzarán un nivel máximo de contenido de azufre de 10 ppm en los próximos años, mientras en los países en vías de desarrollo el proceso de adaptación a las regulaciones ambientales será más lento, en detrimento de la calidad de vida de sus habitantes.
- En Colombia, a pesar de que las leyes son permisivas, se están desarrollando proyectos con el fin de ponerse a tono con la tendencia global, y en los próximos años se espera un avance significativo en normativa, tecnología e inversión.





## Referencias

- Aldana, Celia, Berea, Petrusca, Miranda, Cristina. 2004. *Combustibles en debate: propuestas en solución*. Proyecto Regional del Aire Limpio (PRAL). Lima.
- asia.news. 2005. "Low-Sulphur Auto Fuels Standard May Isolate Japan". En [asia.news.yahoo.com /041202/3/1sidp.html](http://asia.news.yahoo.com/041202/3/1sidp.html)
- Blumberg, Kate, Waals, Michael, Dan, Greenbaum. 2004. "Beneficios potenciales de la reducción de azufre en la gasolina y Diesel y de normas para vehículos más estrictas para vehículos en México". Mesa redonda de azufre en combustibles y normas para escapes en México. 13 de abril.
- BP. 2005a. *BP Statistical Review of World Energy*. Junio.
- . 2005b. *BP Lower Sulphur Diesel – Your Questions Answered* – En [http://www.bp.com.au/products/fuels/bp\\_ecoultra/usld\\_faq.pdf](http://www.bp.com.au/products/fuels/bp_ecoultra/usld_faq.pdf)
- contaminacion.geoscopio. 2003. "La UE reducirá el contenido de azufre de los combustibles". En <http://contaminacion.geoscopio.com/topicos/noticias.cgi?idnoticias=7838&topico=cont>. 6 de febrero de 2003.
- Ecopetrol. Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. "Anexo 1. Análisis de mercado GDR-001-2005. Bases en cuanto al objeto y alcance de los trabajos a ejecutar". En <http://www.Ecopetrol.com.co>
- . "Anexo 2. Análisis de mercado GDR-001-2005. Información general sobre el proyecto hidrotamiento de combustibles GCB". En <http://www.Ecopetrol.com.co>
- Ecopetrol. "Hoja de especificaciones Diesel corriente (ACPM)". En [www.Ecopetrol.com.co](http://www.Ecopetrol.com.co)
- Kerr, Jim. 2005. "Auto Maker's Choice Gasolina: From the Weel to the Puma". *Canada's Online Auto Magazine*. 1 de septiembre.
- National Round Table of Environment and Economy. 1999. "Reducing Sulphur in Gasoline and Diesel Fuel – Case Study-". *Health, Environment and Economy*. En [http://www.nrtee-trnee.ca/eng/programs/ArchivedPrograms/Health/Documents\\_e.htm](http://www.nrtee-trnee.ca/eng/programs/ArchivedPrograms/Health/Documents_e.htm). Diciembre.
- "Reducción de azufre en combustibles mexicanos". Pemex Refinación. En [http://www.cleantransportcouncil.org/documents/26Walsh\\_Mex\\_2004.pdf](http://www.cleantransportcouncil.org/documents/26Walsh_Mex_2004.pdf). Abril de 2004.
- "Regulación en Estados Unidos". En <http://www.epa.gov/otaq/regs/fuel/diesel/diesel.htm>





# Reseñas

## **Oportunidades para la exportación de energía a Estados Unidos: más allá del TLC**

**Mario García Molina, editor**

Observatorio Colombiano de Energía (OCE)-Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID),  
Universidad Nacional de Colombia.

Bogotá. 2006. 198 p.

Según el gobierno nacional, el tratado de libre comercio (TLC) con Estados Unidos permitirá reglamentar el intercambio entre los dos países, con el fin de incrementar los flujos de comercio e inversión, y, por esa vía, impulsará el desarrollo económico y social<sup>1</sup>. Escrito en 2005, este libro analiza el posible desempeño futuro del sector energético colombiano así como las posibilidades y obstáculos que implica el intercambio de productos energéticos con Estados Unidos, en el marco del TLC<sup>2</sup>. Dividido en cinco secciones, en las tres primeras se examinan las oportunidades que tienen los sectores de electricidad, gas natural y petróleo para exportar sus productos hacia Estados Unidos; en la cuarta, los autores plantean cuatro posibles escenarios energéticos de Colombia para el 2015; finalmente, en la quinta se presentan las conclusiones del estudio.

En el primer capítulo, los autores se concentran en el estudio del sector eléctrico estadounidense, buscando desentrañar las oportunidades que ofrece e identificando las perspectivas que tiene el colombiano para aprovecharlas;

se mencionan los acuerdos y proyectos de interconexión de los dos países y la posibilidad de que el nuestro inicie la exportación de electricidad y servicios<sup>3</sup> relacionados. Sin embargo, dichos planes sólo podrán cristalizarse a largo plazo, ya que en la actualidad existen muchas barreras políticas y técnicas que impiden desarrollar un proyecto serio de interconexión eléctrica entre las dos naciones.

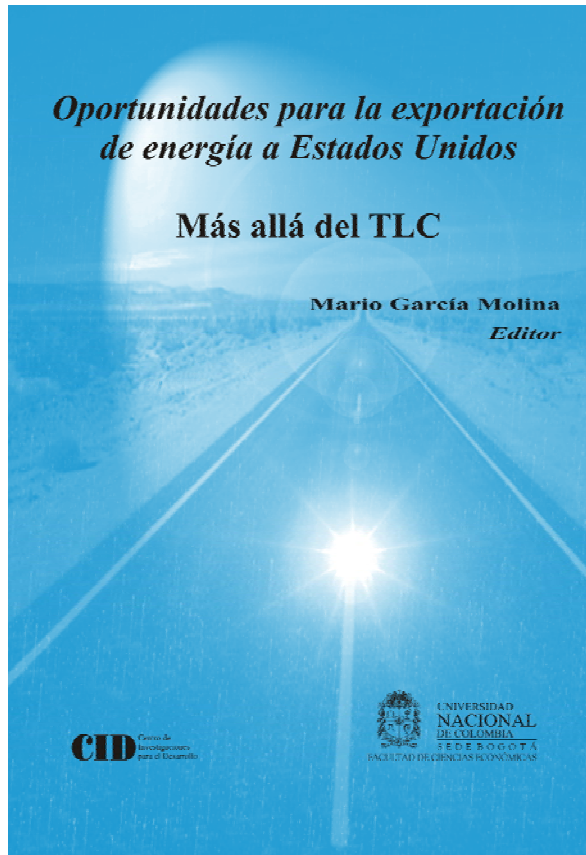
Este capítulo puede dividirse en dos grandes secciones: en la primera se describen las generalidades de los sectores eléctricos de los dos países en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización, y el marco regulador de esas actividades, con énfasis en la reglamentación estadounidense. Con base en esa caracterización, se identifican los estados con mayor déficit en producción de electricidad, entre los que se destacan California, Nueva York, Nueva Jersey, Florida y Luisiana, y las posibles barreras o requisitos que deben cumplir todos aquellos que deseen incursionar en el mercado eléctrico de Estados Unidos<sup>4</sup>.

1 [www.tlc.gov.co](http://www.tlc.gov.co)

2 Las negociaciones del tratado de libre comercio (TLC) entre Colombia y Estados Unidos concluyeron el 27 de febrero de 2006.

3 Caso en el que sobresale la mano de obra especializada, ya sea en la implementación de nuevos procesos productivos o, más importante aún, en el manejo adecuado de los imprevistos que puedan surgir.

4 En general, varios de los eslabones de la cadena productiva se encuentran bajo la figura de monopolio natural, ya que así es mucho más eficiente manejarlos centralizadamente. Al mismo tiempo, las actividades interestatales se encuentran reguladas por entidades federales, mientras que las intraestatales están sujetas a vigilancia por parte de entidades estatales. Entre los entes reguladores estadounidenses caben mencionar la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), entidad de orden federal encargada de regular la generación y transmisión de electricidad; las Public Utility Commission (PUC), de orden estatal, responsables de regular la generación, distribución y determinación de las tarifas de electricidad; el North American Electric Reliability Council (NERC), organización no gubernamental cuyo objetivo es garantizar el perfecto funcionamiento del sistema eléctrico nacional; y la Regulation Fossil Energy Electricity, cuya función principal es regular el intercambio internacional de electricidad y la instalación de infraestructura para tal fin en las fronteras internacionales.



En la segunda se describen los principales acuerdos y proyectos futuros de interconexión *en* ambos países, y las oportunidades que tiene Colombia en materia de generación y transmisión para incursionar con éxito en el mercado estadounidense. Cuando se mencionan los acuerdos celebrados y los proyectos pendientes en el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), es inevitable pensar que si bien el proyecto de interconexión eléctrica con Estados Unidos puede ser muy benéfico para el país, no constituye una prioridad para nuestra nación, en la medida en que la región aún brinda muchas oportunidades, especialmente en Panamá (que sería nuestra salida a Centroamérica y de allí a Norteamérica), Venezuela y Bolivia.

En el segundo capítulo, y con el fin de evaluar los posibles mecanismos de interacción comercial con Estados Unidos, segundo productor mundial y primer con-

sumidor de gas, en el marco del TLC, los autores estudian, en detalle, las características del mercado de gas natural de los dos países, examinando las matrices de capacidades y consumo, la estructura y características sectoriales, los marcos reguladores vigentes y las experiencias previas en materia de acuerdos comerciales, de integración e interconexión. Las posibilidades para el desarrollo del mercado mundial de este energético cada vez son mayores, debido a que en los últimos años el consumo mundial de gas ha aumentado considerablemente. El mercado de Estados Unidos es maduro e integrado; sin embargo, en Colombia no se encuentra abierto (el gas natural es un bien no transable). No obstante, a mediano plazo hay proyectos de interconexión con Venezuela, Ecuador y Panamá, que permitirán ampliar el mercado y el intercambio de gas natural en el mercado internacional.

Con o sin TLC, las condiciones para exportar gas natural de Colombia hacia Estados Unidos están dadas<sup>5</sup>, aun cuando podrían restringirlas las reservas actuales del país, que sólo satisfacen el mercado interno. Bajo este panorama, para exportar gas natural es imprescindible que Colombia explote sus reservas (existe el potencial para incrementarlas), para lo cual se debe aprovechar la inversión extranjera (*atraída por el TLC*), que incrementa los hallazgos de gas natural y, con ello, las reservas.

En el tercer capítulo se identifican las posibilidades que el TLC puede generar para los productos petroleros exportados por nuestro país. Para esto se construye una matriz producción-consumo, en la que se identifica el potencial petrolero de cada estado de los Estados Unidos, y se compara frente a su demanda de crudo y derivados, con el fin de encontrar los diez mercados más importantes; se describen las características del mercado petrolero de los dos países, con énfasis en la regulación existente, para establecer las posibles restricciones del tratado bilateral; además, se analizan los diferentes acuerdos de integración entre los dos países y terceros.

Para los autores, el TLC, junto al nuevo sistema de contratación petrolera, hacen de Colombia un país estratégico para Estados Unidos, que busca disminuir la dependencia que mantiene por el petróleo importado desde el Medio Oriente. A su vez, Estados Unidos es estratégico para Colombia, ya que cuenta con los recursos financieros y tecnológicos necesarios para la inversión en exploración y explotación de nuestras probables reservas.

5 En principio, la exportación se llevaría a cabo por medio de gas natural licuado y llegaría a lo estados más deficitarios y con mayores necesidades energéticas, como La Florida, Georgia y Virginia.



Reseña, por Fernando Arias Rodríguez/ Diana Larisa Caruso

Las negociaciones del sector petrolero en el TLC en materia de restricciones comerciales pueden ser irrelevantes, ya que Estados Unidos prácticamente mantiene libre la importación de crudos y derivados, con el fin de satisfacer la gran demanda interna y de evitar posibles sobrecostos al consumo. Sin embargo, en materia de regulación ambiental sí hay restricciones y obstáculos para Colombia, debido a que el país no cuenta en la actualidad con los estándares de calidad exigidos para acceder a mercados más grandes. Al igual que con el gas natural, el desarrollo exportador colombiano de petróleo depende del descubrimiento de nuevos yacimientos petroleros que aumenten las reservas, permitan garantizar el autoabastecimiento del país y la generación de excedentes exportables.

El capítulo cuarto se concentra en la construcción de una serie de escenarios sobre el posible desenvolvimiento de la economía colombiana en 2015, a partir de un conjunto de variables consideradas como “impulsoras” del desarrollo de la nación<sup>6</sup>. En particular, se busca proyectar cómo sería la economía en nueve años si llegara a presentarse:

- Buen crecimiento económico y ambiente de seguridad: *Todo bien, todo bien.*
- Bajo crecimiento económico y alto nivel de seguridad: *Vaciados pero contentos.*
- Buen crecimiento económico y bajo nivel de seguridad: *La economía va bien, pero el país va mal.*
- Bajo nivel de crecimiento económico y de seguridad: *Hemos tocado fondo.*

La principal conclusión que puede derivarse de este experimento es que el TLC sirve sólo para facilitar el acceso de los productos energéticos colombianos a Estados Unidos y para impulsar la inversión estadounidense en el país, específicamente en la exploración, explotación y transporte de petróleo hacia las refinerías nacionales y hacia otras naciones. Más allá de eso, el TLC *no es fundamental* a la hora de determinar y explotar las posibilidades que

ostenta el sector energético colombiano, en la medida en que existan y se mantengan las necesidades internacionales por energéticos y el país tenga la suficiente capacidad para responder a dicha demanda<sup>7</sup>.

Después de leer el libro, se está en la capacidad de sacar dos conclusiones importantes del análisis: primero, que el TLC sería un elemento que facilitaría las posibles transacciones binacionales en materia de energía, pero su firma y entrada en vigencia, en términos generales, no es fundamental para que puedan llegar a celebrarse negocios en esta materia entre Colombia y Estados Unidos. Segundo, aun cuando incursionar en el mercado estadounidense constituye una gran posibilidad de impulsar el desarrollo y el crecimiento económico, no deben descuidarse los negocios que pueden entablarse con otras naciones, específicamente con las de la región, como los países miembros de la Comunidad Andina de Naciones, Brasil, Argentina y demás países del Cono Sur, Panamá y otros países centroamericanos.

Este libro constituye un buen estudio sobre las oportunidades que dispone Colombia para incursionar en el mercado energético estadounidense, y su enfoque, además de académico, pretende generar un impacto en la política nacional. No obstante, su análisis se concentra en los desarrollos que debería tener el país para responder a los retos que supone incursionar en el mercado estadounidense para mitigar el *déficit* de energéticos que este tendría, dejándose de lado el análisis de las formas en que Estados Unidos podría generar una respuesta interna ante los excesos de demanda, lo cual, virtualmente, podría llegar a desvanecer las posibilidades que se identifican y se ponen en consideración en el libro<sup>8</sup>.

FERNANDO ARIAS RODRÍGUEZ

DIANA LARISA CARUSO

Observatorio Colombiano de Energía

6 De acuerdo con el criterio de los autores, existen dos fenómenos que caracterizan el comportamiento de todas las demás variables y, al mismo tiempo, no tienen ninguna relación *directa* entre ellos, condición implícita dentro de las metodologías para construcción de escenarios. Estos son el conflicto armado y el crecimiento económico.

7 Esta situación se tiene en el mejor escenario, el llamado *Todo bien, todo bien*.

8 En cuanto a este punto, hubo un acercamiento *muy pequeño*, al mencionarse la “generación distribuida”: se trata de “pequeños generadores localizados cerca de los sitios de consumo y que no se encuentran conectados directamente con las redes de transmisión” (p. 24). Sin embargo, no se ahondó en los desarrollos posibles de ese sistema ni en las implicaciones a corto y mediano plazo que dicho programa podría traerle al sistema eléctrico estadounidense e, indirectamente, al colombiano.



## ***El manejo de los recursos naturales no renovables: sus efectos fiscales y macroeconómicos***

**Jorge Iván González, Juan Gonzalo Zapata, coordinadores**

Centro de Investigaciones para el Desarrollo (CID),  
Universidad Nacional de Colombia-Fedesarrollo.  
Bogotá. 2005. 119 p.

**E**n una etapa crítica de cubrimiento de necesidades de coyuntura, las considerables contribuciones del sector energético han atenuado urgencias fiscales. Con el objetivo de enfatizar en la importancia de las perspectivas a mediano plazo, este libro analiza el impacto del sector, especialmente del petróleo y del carbón, en las finanzas del gobierno, y su papel en el desarrollo productivo. Para esto, los autores hacen un recuento histórico del sector, analizan las condiciones actuales y, hábilmente, hacen uso de la combinación de diferentes escenarios de precios y producción para mostrar cuál podría ser su evolución en un futuro próximo. Lo anterior sin olvidar el papel de otros recursos naturales no renovables, como las esmeraldas y el oro.

El libro tiene una estructura interesante, que lleva al lector de capítulos sencillos a otros más complejos, pero con la certeza de sumergirlo, sin que sea muy conciente de la complejidad que va enfrentando. Y finaliza con unos capítulos bastante inteligibles, que lo incentivan a leer las conclusiones.

En el primer capítulo, "Las bonanzas petroleras y la situación macroeconómica", se analiza cómo las bonanzas petroleras no implican necesariamente crecimiento económico, cuando no se encauzan hacia el aumento de la inversión, la producción y el empleo, sino que se dirigen pronto hacia el alivio fiscal. También se examina de qué manera la bonanza de los años 1990 no fue la causa de que hubiera características propias de la enfermedad holandesa y que, a diferencia de otros periodos, este recurso no tiene asegurado un buen horizonte en los años venideros.

Observando ya la estructura y evolución de los recursos naturales no renovables a partir de la década de 1990, en el capítulo siguiente, "Los recursos naturales no renovables y su papel dentro de la economía nacional", se

establece su relación con el PIB, las finanzas públicas, las regalías y la balanza de pagos. En consecuencia, se presenta la participación del sector en el PIB total (que para el periodo 1994-2002 alcanzó una participación máxima de 7,7%), la evolución de la producción de petróleo y carbón y de sus precios, considerando que el resto explican sólo 3% de la producción total del sector.

En la relación de los recursos con las finanzas públicas se analizan cuatro rubros relacionados con la extracción de petróleo crudo y gas, y el recaudo total municipal por concepto de sobretasa a la gasolina: 1) regalías recibidas por los municipios y los departamentos; 2) valor girado por la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) al Fondo Nacional de Regalías (FNR); 3) recaudos de IVA; 4) e impuesto de renta. Se observa que estos recursos tienen un efecto directo sobre el balance del sector público, que han permitido reducir el déficit, como en el caso de 2002, hasta por más de 4 billones de pesos.

Para observar la relación con las regalías se presenta la evolución del marco regulador, el cual evidencia un mayor beneficio para los municipios y departamentos (que para el gobierno nacional), una tendencia a la concentración de estos recursos (en cinco o seis entidades territoriales, las más ricas del país) y cómo el uso de esas regalías no ha sido eficiente, al menos en el caso del petróleo y carbón, de donde provienen los mayores recursos.

Por último, en cuanto a la relación con la balanza de pagos, se muestra la dinámica de las exportaciones de los productos mineros y cómo la economía colombiana se ha reprimarizado. Se resalta además la importancia que ha ido tomando el carbón en cuanto al volumen de exportación e inversión extranjera directa, y, así mismo, la tendencia opuesta que viene presentando el petróleo.





Reseña, por **Jeanne Kelly Ruiz**

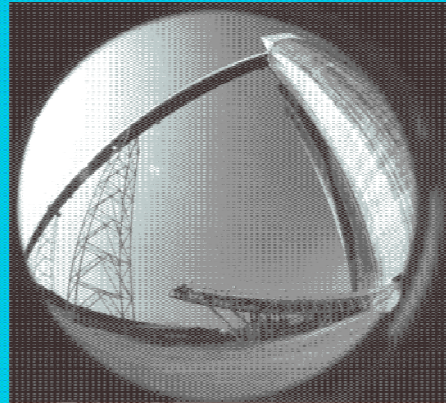
El tercer capítulo, “Estimación de los efectos fiscales y macroeconómicos de los recursos naturales no renovables”, presenta en su parte inicial un marco de análisis que introduce las dos opciones de política energética, a saber, la política gubernamental frente al sector (Ecopetrol) y las reglas de juego (especialmente las que tienen que ver con impuestos, regalías y el factor R)<sup>1</sup>, los determinantes de la explotación comercial y los ingresos fiscales. A partir del marco de referencia, se observa que el precio y el éxito en la exploración son dos componentes esenciales para las estimaciones posteriores. Por tanto, se establecen cuatro escenarios de precios y tres de probabilidad de éxito (tomados de la Energy Information Administration (EIA), Fedesarrollo, Ecopetrol y el Consejo Superior de Política Fiscal (Confis), entre otros), y teniendo en cuenta algunos supuestos macroeconómicos de Fedesarrollo se estima el flujo total de regalías, impuesto de renta y ganancias transferidas por Ecopetrol a la nación de 2002 a 2010. Luego, haciendo algunas modificaciones a las reglas de juego del petróleo, se presentan algunas recomendaciones acerca del marco de regulación colombiana. Este capítulo incluye también algunas estimaciones para el caso del carbón.

Un análisis más preciso referente a los “Impactos macroeconómicos del sector”, capítulo cuarto, se presenta en dos niveles: los efectos del sector sobre la balanza externa y sobre el déficit fiscal. En el primero se observan doce escenarios de la exportación de crudo y la proyección para el carbón; y en el segundo se muestran las proyecciones del déficit del sector público no financiero.

El quinto capítulo, “El esquema contractual colombiano y la modificación de las reglas de juego del sector petrolero”, adquiere importancia debido a la influencia del marco de contratación y sus posibles modificaciones en la situación fiscal y macroeconómica del país. Así, mediante la combinación de dos variaciones (el porcentaje de la regalía cobrada y la distribución del nuevo campo) se observa que hay alteraciones significativas en las ganancias e impuestos de Ecopetrol, es decir, de los recursos de los que podría o no disponer el país.

Por último, con el objetivo de completar el panorama, el capítulo sexto, “Las regalías de esmeraldas y oro”, se dedica al análisis de otros recursos no renovables, con énfasis en los problemas de cobro de regalías para estos dos productos y de los inconvenientes para la estimación

**Jorge Iván González - Juan Gonzalo Zapata**  
Coordinadores



**El manejo de los recursos naturales no renovables:**  
*sus efectos fiscales y macroeconómicos*



CDM



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Facultad de Ingeniería



<sup>1</sup> Parámetro internacionalmente reconocido que permite relacionar la rentabilidad de los campos con la distribución de producción de los mismos. En Colombia, el factor R distribuye la producción entre el socio y Ecopetrol, con base en un cociente que relaciona los ingresos y los gastos del inversionista.



de sus aportes reales en la economía colombiana, por lo que se plantean algunas recomendaciones para los dos subsectores.

En general, en el libro se cuantifica el papel que desempeñan los recursos naturales no renovables (en especial el petróleo y el carbón) en la situación macroeconómica y fiscal del país, a partir de lo cual se presentan unas predicciones a mediano plazo, y con estas una serie de recomendaciones que permitirían mejorar la administración de estos recursos.

Debe decirse sin embargo que concentrarse especialmente en el aspecto fiscal constituye una debilidad, porque los recursos no renovables tienden a considerarse sólo como una fuente de ingresos, y se olvida que requieren inversión, aspecto que exige también de análisis y evaluación.

Por otro lado, aunque el título de la publicación agrupa a todos los recursos no renovables, gran parte del análisis, en especial para la proyección a mediano plazo, se centra en dos recursos minero-energéticos: el petróleo y el carbón; y aunque este énfasis se hace dada la importancia de estos minerales dentro del sector, queda el deseo de encontrar dentro del libro un análisis más profundo de los demás recursos.

Además, aun cuando debe destacarse el análisis exhaustivo presentado por los investigadores en el caso del petróleo, al considerar diversos escenarios de probabilidad (de precios y producción) que permiten visualizar las diferentes sendas e impactos que este recurso podría generar en los próximos años, también debe mencionarse que estas proyecciones (que se presentan a partir de 2002) al momento de la publicación de este libro (junio de 2005) ya presentaban desajustes importantes que le restan valor de predicción al trabajo.

Para finalizar, en relación con el tipo de lector al cual se dirige esta publicación, el libro posee un análisis tan profundo como un lector especialista en esta área desearía encontrar, y cuenta también con la claridad que uno no muy involucrado en el sector necesitaría para aprovecharlo.

**JEANNE KELLY RUIZ TAVERA**

*Observatorio Colombiano de Energía*





# 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 artículos de la siguiente tipología: de investigación científica y tecnológica, de reflexión, de revisión y cortos. También, reportes de caso, revisiones de temas, documentos de reflexión no derivados de investigación, análisis de coyuntura de autores nacionales o extranjeros en español, inglés y portugués, y reseñas bibliográficas 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. Sólo se tendrán en cuenta para su publicación aquellos documentos que no hayan sido propuestos en otras revistas y cuya información sea 100% veraz.
3. El autor debe solicitar un formato de recepción de artículos, por correo electrónico o personalmente, el cual debe ser diligenciado y enviado junto con el artículo a [obsce\\_bog@unal.edu.co](mailto:obsce_bog@unal.edu.co). Éste formato se encuentra en <http://www.fce.unal.edu.co/oce/index.php>
4. Los trabajos serán sometidos a arbitraje doblemente ciego y evaluados por dos árbitros designados por el comité editorial de acuerdo con los siguientes criterios: originalidad, calidad científica, 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 documentos se realiza durante todo el año y el tiempo de evaluación de éstos será de 30 días hábiles a partir de su recepción.

## Normas editoriales

1. Los trabajos se deben presentar en formato de Word (texto) o Excel para PC (cuadros y gráficas). Pueden tener hasta 4.000 palabras para documentos tipo 4), 7) y 8) y hasta 7.000 palabras para documentos tipo 1), 2), 3), 5) y 6). Incluyendo notas, referencias bibliográficas y tablas<sup>1</sup>.
2. El autor debe incluir los datos de su dirección postal, número de teléfono y correo electrónico. En la publicación únicamente aparecerá el correo electrónico.
3. El resumen en español y en una segunda lengua (portugués o inglés)<sup>2</sup> debe tener una extensión de máximo 100 palabras. Especificar máximo cuatro palabras clave en español. Las palabras clave deberán ir después del resumen.
4. El título del artículo debe ser explicativo y recoger la esencia del trabajo.
5. Las tablas deben tener un encabezamiento específicamente descriptivo, estar citadas en el texto, y las abreviaturas y símbolos explicados al pie de la tabla.
6. Se requiere que los cuadros, gráficas o mapas sean muy legibles, con las convenciones muy definidas.

<sup>1</sup> Véase la definición de tipologías al final del documento.

<sup>2</sup> En caso de inhabilidad para escribir en un segundo idioma, el OCE se encargará de esta tarea.



Cuando sean gráficas 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 publicación en un mismo año, se mantiene el orden cronológico, y se utilizan 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.

### Definición tipologías

- 1) *Artículo de investigación científica y tecnológica.* Documento que presenta, de manera detallada, los resultados originales de proyectos de investigación. La estructura generalmente utilizada contiene cuatro partes importantes: introducción, metodología, resultados y conclusiones.
- 2) *Artículo de reflexión.* Documento que presenta resultados de investigación desde una perspectiva analítica, interpretativa o crítica del autor, sobre un tema específico, recurriendo a fuentes originales.
- 3) *Artículo de revisión.* Documento resultado de una investigación donde se analizan, sistematizan e integran los resultados de investigaciones publicadas o no publicadas, sobre un campo en ciencia o tecnología, con el fin de dar cuenta de los avances y las tendencias de desarrollo. Se caracteriza por presentar una cuidadosa revisión bibliográfica de por lo menos 50 referencias.

- 4) *Artículo corto.* Documento breve que presenta resultados originales preliminares o parciales de una investigación científica o tecnológica, que por lo general requieren de una pronta difusión.
- 5) *Reporte de caso.* Documento que presenta los resultados de un estudio sobre una situación particular con el fin de dar a conocer las experiencias técnicas y metodológicas consideradas en un caso específico. Incluye una revisión sistemática comentada de la literatura sobre casos análogos.
- 6) *Revisión de tema.* Documento resultado de la revisión crítica de la literatura sobre un tema en particular.
- 7) *Documento de reflexión no derivado de investigación.*
- 8) *Reseña bibliográfica.* 