

# Petróleo y carbón: situación actual y perspectivas

---

## I. INTRODUCCIÓN

Los precios del petróleo y del carbón se encuentran en niveles muy favorables y han afectado el desempeño de estos combustibles fósiles en la economía colombiana en los últimos meses. El agotamiento de las reservas de petróleo explica la disminución en la producción que a junio de este año reportó una caída de 3%, mientras que las exportaciones de crudo y sus derivados alcanzaron un crecimiento de 14% anual en el mismo periodo. Por su parte, la acumulación de inventarios de carbón que ha seguido el exceso de demanda internacional del año anterior ha causado que el aumento en la producción del mineral no se refleje en un crecimiento proporcional en las exportaciones (a junio aumentaron 20% y 2% anual respectivamente).

Si bien los precios internacionales son ajenos a las decisiones de política interna, la actividad exploratoria y la producción responden a los cambios institucionales y al manejo de la política energética. En este documento se analiza la evolución de ambos sectores con énfasis en su historia institucional y en las decisiones de política recientes.

## II. PETRÓLEO

Desde 1999 se inició uno de los procesos de reforma institucional más importantes de la historia del sector petrolero en Colombia. Como resultado de este proceso se reglamentó, en mayo pasado, el nuevo contrato petrolero que al ofrecer mayores incentivos a la inversión privada probablemente permitirá revertir la tendencia decreciente de la actividad petrolera.

### A. Historia institucional

La historia de la contratación para desarrollar actividades de exploración y explotación de petróleo en Colombia ha estado determinada por una combinación entre las tendencias internacionales y las necesidades locales. Ha sido una búsqueda constante por encontrar un balance adecuado entre los incentivos a la inversión para las compañías más experimentadas y con la mejor tecnología y la apropiación de la riqueza del subsuelo por parte del Estado. La tensión entre estos dos objetivos, ha moldeado la evolución de los contratos en el tiempo.

La historia de los contratos petroleros se puede dividir en seis grandes etapas. La primera, entre 1905 y 1974, fue dominada por los contratos de concesión. Durante ese periodo el petróleo no gozaba de la importancia que hoy tiene a nivel internacional y su mercado estaba controlado por grandes compañías multinacionales. Bajo este esquema, la explotación del recurso se transfería a un concesionario a cambio de un porcentaje de la producción. Desde 1943, Venezuela y más tarde el Medio Oriente firmaron contratos en los que se estableció la división de la renta por mitades (50/50). En este contexto de reivindicación del Estado como propietario de los recursos nació Ecopetrol en 1951.

La evolución de los esquemas de contratación en el mundo, así como la creación de la OPEP en 1960, condujo a la expedición de la Ley 20 de 1969 que abrió un espacio para que los contratos de asociación (50/50) reemplazaran a los de concesión. Sin embargo, fue sólo con el decreto 2310 de 1974 que se estableció la asociación como el esquema de contrato petrolero en Colombia. Así comenzó la segunda etapa (1974-1989), caracterizada por contratos de asociación 50/50. Este esquema ubicó a Colombia como un país medianamente competitivo a nivel internacional. Fue una etapa muy activa en términos de exploración y hallazgos. Los grandes yacimientos de Caño Limón y Cusiana-Cupiaga permitieron que Colombia volviera a exportar crudo a partir de 1985.

Los nuevos hallazgos probablemente incrementaron las ambiciones del Estado y en 1989 se dio inicio a la tercera etapa. Durante este periodo se planteó un esquema en el que la participación de la Nación en las rentas del petróleo era mayor entre más alto el volumen de las reservas encontradas (participación escalonada). Así, se redujo la rentabilidad para el inversionista y, con ello, el incentivo a la exploración.

La caída en la actividad exploratoria y la posición relativa del país en el contexto internacional que ofrecía condiciones contractuales y fiscales mucho más atractivas, hicieron evidente la necesidad de cambiar nuevamente el esquema<sup>1</sup>.

La cuarta etapa se inició en 1994 cuando se introdujo el factor R (factor de rentabilidad) como determinante de la forma de repartir las rentas. Bajo este esquema, la distribución de la producción respondía a la relación entre los ingresos y los egresos del asociado y no a la producción acumulada. Si bien esta forma de distribución resultó más equitativa que la escalonada, la rentabilidad esperada para el inversionista aún era menor a aquella implícita en los contratos 50/50. Además, en 1995 se introdujo un nuevo esquema de contratos de riesgo compartido en el que Ecopetrol y el socio cubrían los costos por mitad pero la participación de la empresa estatal en la producción era mayor.

La quinta etapa, comenzó en 1999. Durante este periodo se redujo la participación del Estado de 50% a 30%. Una vez determinada la comerciabilidad de un campo, el Estado -a través de Ecopetrol- cubría el 30% de la inversión y participaba de ese mismo porcentaje en la producción, sin incurrir en el riesgo de exploración. Además, en 2000 se modificó el esquema de regalías de un monto fijo de 20% a uno variable entre 5% y 25% en función de la producción.

Finalmente, la sexta se inició en 2004 con el nuevo contrato petrolero. Desde su creación en 1951 has-

---

<sup>1</sup> De acuerdo con Tobar *et al.* (2001), a principios de la década de los noventa, Colombia tenía un esquema en el que el Estado tenía una participación de 84% en la producción y el socio percibía una rentabilidad de 7%. Otros países con mejor prospektividad que Colombia ofrecían participación del Estado de 60 a 58% y rentabilidades del orden de 15% para el inversionista.

ta el año pasado, la Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) cumplía un rol múltiple dentro del sector de hidrocarburos. Participaba en la industria con procesos de exploración y producción, era la encargada de administrar la explotación del recurso y regulaba la participación de otras empresas en el sector. En una frase, Ecopetrol era juez y parte en la industria petrolera colombiana.

En 2003, el decreto 1760 hizo una separación de funciones por medio de la escisión de Ecopetrol y la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). A partir de este año, la ANH es la encargada de diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos, entre otras funciones.

Además, con la expedición del nuevo contrato petrolero, reglamentado en mayo pasado, las condiciones de la industria cambiarán sustancialmente. Aunque se mantendrá intacta la participación de Ecopetrol en los contratos de asociación firmados, la nueva estructura contractual modificará la forma como se invierte, explora y produce petróleo en Colombia. En adelante, el inversionista privado realizará autónomamente la exploración y recibirá el grueso del valor de la producción. El Estado administrará el recurso pero no participará en la actividad de exploración y producción. Ecopetrol actuará como cualquier otra empresa que podrá solicitar áreas para exploración individualmente o en asociación con otras empresas. Así, estará expuesta a la competencia y será autónoma en sus decisiones técnicas y financieras. Con esto se mitiga el conflicto de interés de Ecopetrol como regulador y operador.

El inversionista deberá transferir a la Nación el monto correspondiente a las regalías que varía entre 5% y 25% del valor de la producción según el volu-

men<sup>2</sup>. Un estudio de Fedesarrollo muestra que este esquema incentiva la explotación de pozos pequeños y medianos y permite generar altos recursos públicos en el caso de hallar pozos de gran tamaño (González, Zapata, *et al.*, 2003).

Además de las regalías, el inversionista deberá pagar impuestos por el uso del subsuelo a partir de la segunda fase de exploración (entre US\$0,5 y US\$1,5 por hectárea) y durante todo el periodo de explotación (US\$0,1 por barril producido, después de regalías). Finalmente, tendrá que estar dispuesto a compartir las ganancias ocasionadas por altos precios del petróleo cuando la producción acumulada de su área de explotación (antes de regalías) supere los cinco millones de barriles de hidrocarburos líquidos.

El sistema de derecho por precios altos se activará cuando el precio internacional WTI exceda un precio de referencia según la gravedad API del hidrocarburo (para el caso del crudo liviano se estableció en US\$27 pb). El inversionista le pagará a la Nación (a través de la ANH) el 30% de la ganancia producida por la diferencia entre el precio de mercado y el precio de referencia. Este último se actualizará cada año con la tasa de crecimiento del Índice de Precios al Productor de Estados Unidos.

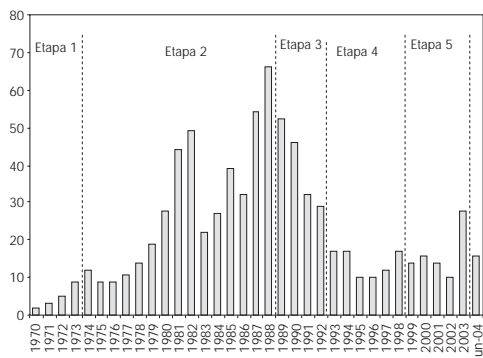
### **1. Impacto sobre la actividad**

Para evaluar los cambios en la forma de hacer negocios petroleros en Colombia, en esta sección se examina la evolución de la exploración durante las etapas que se distinguieron arriba. El Gráfico 1A pre-

---

<sup>2</sup> Establecido por la Ley 756 de 2002. Estos recursos se transfieren a los departamentos y municipios productores y la Fondo Nacional de Regalías.

**Gráfico 1A. POZOS EXPLORATORIOS (1970-2004)**



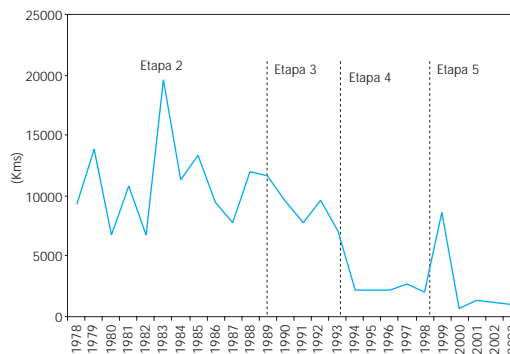
Etapa 1: contratos de concesión  
 Etapa 2: contratos de asociación  
 Etapa 3: participación escalonada  
 Etapa 4: factor R  
 Etapa 5: menor participación del Estado y regalías escalonadas.  
 Fuente: Ecopetrol.

senta la evolución de los pozos explorados por Ecopetrol y sus asociados a partir de 1970 y el Gráfico 1B muestra la evolución de la prospección sísmica 2D en km de perfil. La etapa de los contratos de asociación fue de lejos la más activa según estos indicadores. A pesar de la volatilidad de algunos años, se destaca la actividad de comienzos de la década de los ochenta y de 1987 y 1988 hacia el final de la segunda etapa.

Los cambios introducidos a partir de 1989 redujeron un poco el ritmo de exploración pero fue a partir de 1994 que cayó sustancialmente. Probablemente los incentivos a la inversión privada que se dieron en 1999 generaron una fuerte actividad marítima durante ese año. Los años siguientes muestran caídas en la exploración con excepción del año pasado<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> La disponibilidad histórica de las cifras no permite incluir en el análisis la exploración sísmica 3D

**Gráfico 1B. PROSPECCIÓN SÍSMICA 2D (1978-2003)**



Etapa 2: contratos de asociación  
 Etapa 3: participación escalonada  
 Etapa 4: factor R  
 Etapa 5: menor participación del Estado y regalías escalonadas.  
 Fuente: Ecopetrol.

Aún es muy pronto para evaluar los resultados y es difícil anticipar la forma como evolucionará el sector al entrar en la sexta etapa. Al estudiar la experiencia de Brasil es posible obtener una idea de lo que puede ocurrir en Colombia con el nuevo diseño institucional del sector y el nuevo contrato. Entre 1953 y 1997, Petrobras fue la encargada de administrar la explotación de hidrocarburos y de llevar a cabo exploraciones públicas en Brasil. En 1997, se creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) con el objetivo de separar la actividad de la empresa de la administración del recurso. Algo muy similar a la reforma colombiana de 2003.

El efecto de la reforma institucional brasilera sobre las actividades de exploración se puede ver en el Cuadro 1. Según cifras de la ANP, la exploración sísmica 2D promedio anual entre 1998 y 2001 alcanzó los 82.300 km, frente a un promedio anual entre 1954 y 1997 de 31.616 km. En exploración sísmica 3D el efecto es incluso mayor, pues la proporción entre ambos periodos es de 1 a 30.

## Cuadro 1. MEDIDAS DE ESFUERZO EXPLORATORIO EN BRASIL 1954 - 2001

	Antes de ANP (promedio anual 1953-1957)	Después de ANP (promedio anual 1998-2001)
Sísmica 2D (km)	31.616	82.300
Sísmica 3D (km <sup>2</sup> )	1.047	32.125

Fuente: Agencia Nacional del Petróleo-Brasil.

Las condiciones institucionales han sido determinantes de la evolución en la actividad petrolera colombiana. Probablemente otros factores como la seguridad física y jurídica, aspectos comerciales, entre otros, también han influido en el desempeño del sector, pero es claro que los avances institucionales que incentiven la participación privada se han reflejado en mejor dinamismo de la industria. Las reformas recientes, de implementarse en la forma como se hizo en Brasil, podrían redundar en la recuperación de la producción hacia el futuro.

### B. Evolución del petróleo en Colombia

#### 1. Producción

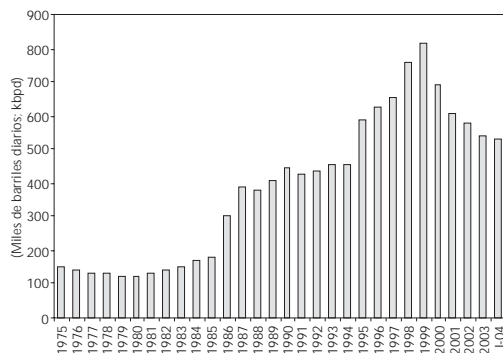
De la sección anterior queda claro que los años más recientes han sido débiles en términos de exploración y explotación de petróleo. Con la entrada de la producción de Caño Limón en 1986 comenzó una etapa próspera (1986-1994) en la que en promedio se duplicó la producción de los años anteriores. El nuevo auge que inició en 1995 con la entrada de la producción de los campos de Cusiana y Cupiagua llegó a su fin en 1999. El volumen de crudo producido en el país pasó de 454 kbpd en 1994 a 815 kbpd en 1999, durante estos años el crecimiento de la producción tuvo un promedio anual de 13%. A partir de 2000 comenzó la tendencia decreciente que con caídas de 10% anuales en pro-

medio alcanzó un nivel de 541 kbpd en 2003. El Gráfico 2 muestra la tendencia.

En 2002 se retornó a niveles inferiores a los que se produjeron en 1995. Sin embargo, la participación del sector petrolero en el PIB no ha mostrado tendencias tan claras. Entre 1994 y 1998 el sector representó cerca de 2% del PIB. No sólo el pico de producción que se vivió en 1999 sino también la recesión económica de final de la década, mantuvieron la participación del sector cerca a 4%. En 2001 se redujo a 3% pero a partir de ese año las caídas en la producción no se han visto reflejadas en un menor peso del sector en el producto total de la economía. Por el contrario, el comportamiento favorable de los precios lo ha fortalecido. El año pasado representó 3,85% del producto nominal.

Los hallazgos de los últimos años han sido insuficientes, por esta razón el incremento en la producción que se inició hace una década estuvo acompañado de una desacumulación continua de las reservas remanentes. Hasta 1994 mientras aumentaba la producción se acumulaban reservas, pero a partir de ese año tomaron tendencias opuestas. Actualmente la relación entre producción y reservas, que indica los años de producción que permitirá el ni-

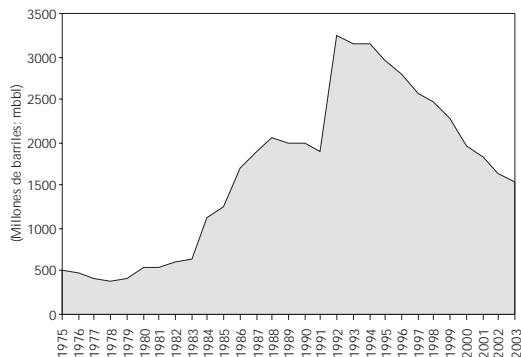
### Gráfico 2. PRODUCCIÓN NACIONAL DE CRUDO



Fuente: Ecopetrol y cálculos de Fedesarrollo.

vel de reservas existentes al ritmo de producción del último año, se encuentra en niveles similares a los de 1980. En el Gráfico 3 se ilustra la tendencia de las reservas remanentes.

**Gráfico 3. RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO**



Fuente: Ecopetrol.

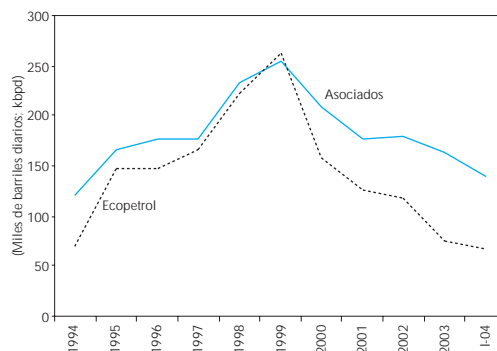
## 2. Exportación

Los volúmenes exportados han presentado una tendencia semejante a la de la producción. La entrada de Caño Limón en 1986 permitió que el país volviera a exportar crudo. El crecimiento de los volúmenes exportados, al igual que el de la producción, fue continuo hasta 1999. A partir de ese año se dio una desaceleración rápida. Las exportaciones del producto de los asociados han sido mayores a las de Ecopetrol que satisface la demanda interna. Sin embargo, durante la segunda mitad de los noventa la brecha entre las exportaciones de la empresa estatal y las de sus asociados se redujo hasta que en 1999 las primeras superaron a las segundas en 8 millones de barriles diarios. Esto pudo responder a dos fenómenos, el aumento en la producción de ciertos campos con participación importante de Ecopetrol como Cusiana donde entre 1997 y 1999 se duplicó la producción y la caída en la demanda interna a causa de la recesión económica de ese año.

A partir de 1999, la disminución en las exportaciones de Ecopetrol fue bastante más pronunciada y la brecha con respecto a las de los asociados se amplió con el tiempo tanto que en 2003 la empresa estatal respondió por sólo el 30% de las exportaciones de crudo colombianas. En el Gráfico 4 se muestra la tendencia en las exportaciones del país, discriminadas entre Ecopetrol y asociados.

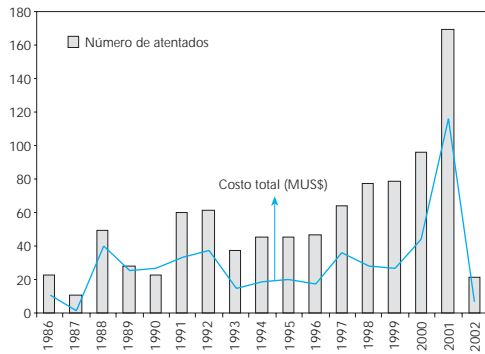
La caída en los volúmenes de producción y de exportaciones encuentra parte de su explicación en las condiciones de seguridad del país. Los continuos atentados a los oleoductos afectan la capacidad de producción de los campos y el potencial de exportación y generan pérdidas millonarias para el país. Entre 1994 y 2001 se dio una intensificación del conflicto que generó grandes derramamientos de crudo y truncó la capacidad de producción de los campos. De acuerdo con el Ministerio de Defensa y Ecopetrol las mayores pérdidas se dieron en 2001 cuando se presentaron 170 ataques. En ese año se dejó de producir aproximadamente un 10% de la producción total de 2000, en el Gráfico 5 se ilustra el hecho. En los últimos años se ha visto una reducción significativa de los ataques, el año pasa-

**Gráfico 4. EXPORTACIONES: ECOPETROL Y ASOCIADOS**



Fuente: Ecopetrol.

**Gráfico 5. ATAQUES AL OLEODUCTO DE CAÑO LIMÓN-COVEÑAS Y PÉRDIDAS ESTIMADAS**



Fuente: Ministerio de Defensa y Ecopetrol.

do fueron 34, la estrategia de seguridad del gobierno debe garantizar que este tipo de atentados desaparezcan hacia futuro.

Las condiciones de seguridad, las tendencias en la producción, el rezago en la actividad exploratoria y la falta de éxitos suficientes en materia de hallazgos han llevado a una caída en la posición relativa de Colombia en el ranking internacional en materia de prospectividad. Para estudiar la competitividad relativa de los países productores, IHS Energy construye un indicador sintético llamado PEPS (*Petroleum Economics and Policy Solutions*). Este indicador se compone de tres grandes ramas. La primera, denominada exploración y producción (50%), agrupa

variables de producción, reservas, actividad y hallazgos. La segunda se basa en las reglas fiscales que ofrece el país (35%), cuyo principal componente es el *State-Take* o la porción de la producción que termina en manos del estado por medio de impuestos, regalías y participaciones. La tercera, llamada riesgo político (15%), abarca aspectos políticos, socioeconómicos y comerciales. En el Cuadro 2 se muestra la evolución de Colombia en el ranking, si bien entre 1998 y 2002 Colombia no mejoró su posición en ninguno de los componentes del índice, la fuerte caída dentro de la clasificación internacional en los últimos años fue efecto de la debilidad en exploración y producción principalmente. En 2003 la reestructuración del sector y las perspectivas del nuevo contrato contribuyeron a mejorar la calificación de Colombia a nivel internacional.

### C. Impacto en Balanza de Pagos e Impacto fiscal del petróleo

#### 1. Impacto en Balanza de Pagos

La evolución en los volúmenes exportados no ha marcado de manera definitiva la participación del petróleo en la balanza de pagos colombiana. El comportamiento de los precios ha contribuido a suavizar la caída. Además, las exportaciones de productos refinados experimentaron un crecimiento anual promedio de 6% entre 1994 y 2003.

**Cuadro 2. POSICIÓN EN EL RANKING PEPS**

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Ranking general	11	15	28	41	55	30
Exploración y producción	10	17	31	37	42	31
Regalías fiscales	60	72	30	42	72	42
Riesgo político	70	81	74	86	85	75

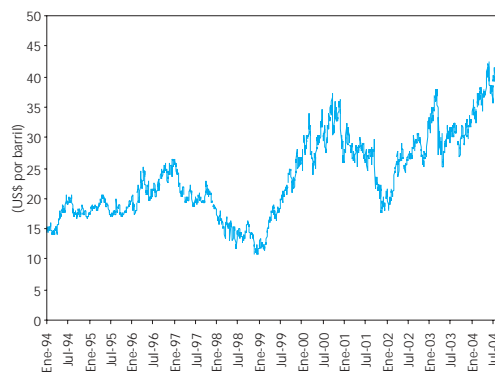
Fuente: IHS Energy.



El precio del petróleo WTI ha presentado fuertes incrementos en los últimos años. Entre 2000 y 2003 tuvo un promedio de US\$26,5 por barril (pb) que contrasta con un promedio de US\$17,1pb entre 1994 y 1999. En febrero de 1999 se cotizó por US\$10,82 por barril. Los avances tecnológicos y las preocupaciones ambientales del momento llevaron a que incluso las compañías petroleras con mayor experiencia pensarán que se había alcanzado el precio de equilibrio de largo plazo. Pero un año más tarde el precio se había triplicado. Las cuotas de producción de la OPEP y una demanda más dinámica de la esperada empujaron el precio por encima de US\$30 por barril. Por primera vez, un incremento tan rápido en los precios del petróleo no fue causado por una guerra. La competencia entre Rusia que se resistía a limitar su producción y la OPEP que le insistía en hacerlo llevó a una reducción gradual en el precio que bordeó los US\$18 al terminar 2001. La guerra con Irak, las amenazas terroristas y la inestabilidad política en algunos países productores, han determinado el incremento del precio en los últimos dos años y medio. En el Gráfico 6 se muestra la evolución del precio WTI desde 1994.

En el Cuadro 3 se presenta la participación del sector dentro de la balanza de pagos. Los ingresos por exportaciones del sector petrolero representaron

**Gráfico 6. PRECIO INTERNACIONAL DEL PETRÓLEO WTI**



Fuente: Agencia Internacional de Energía.

en 2003 el 25% de los ingresos por exportaciones de bienes, nivel cercano al de 1996. Al compararlo con otros productos como café y carbón, se nota que en los últimos años los ingresos externos del petróleo se han mantenido muy por encima de los de café (cuatro veces superiores), pero ha perdido protagonismo frente al carbón (aunque aún son más del doble).

## 2. Impacto fiscal

El balance fiscal de Ecopetrol contribuye en el resultado fiscal del Sector Público Consolidado (SPC), pero los aportes del sector petrolero a las finanzas

**Cuadro 3. PARTICIPACIÓN DEL SECTOR PETRÓLEO EN BOP 1994-2003**

Exportaciones de crudo y derivados como proporción de	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	I trimestre 2004
Exportaciones de bienes	0,14	0,21	0,26	0,22	0,20	0,31	0,33	0,26	0,27	0,25	0,26
Exportaciones de café	0,66	1,19	1,84	1,20	1,23	2,84	4,28	4,30	4,24	4,20	3,82
Exportaciones de carbón	2,39	3,67	3,41	3,06	2,49	4,43	5,31	2,79	3,31	2,38	2,75
Exportaciones no tradicionales*	0,32	0,46	0,62	0,52	0,43	0,71	0,74	0,50	0,52	0,55	0,60

\* Sin oro ni esmeraldas.

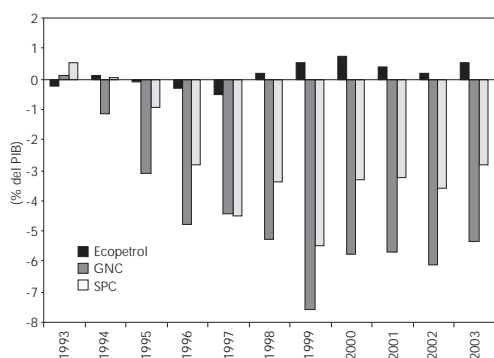
Fuente: Balanza de pagos. Banco de la República.



públicas no se reducen a ello. Como en cualquier otro sector, Ecopetrol y las compañías privadas pagan impuestos y contribuciones. Dentro de estas se incluyen los dividendos que entrega Ecopetrol a la Nación (su socio mayoritario). Además, la Nación y los entes territoriales reciben regalías sobre la producción de hidrocarburos. A continuación se analiza la evolución del impacto fiscal de Ecopetrol<sup>4</sup>.

La evolución del balance fiscal de Ecopetrol durante los últimos 10 años está dividida en dos claras etapas: antes y después de 1998. En el Gráfico 7 se puede ver que la mayoría de los balances fiscales de la empresa entre 1993 y 1997 fueron negativos aunque pequeños. En promedio, -0,21% del PIB. Durante esa época, la seguridad social era la única rama del sector público descentralizado que hacía contrapeso al creciente déficit del Gobierno Nacional Central (GNC) y al deterioro de otros descentralizados, como las entidades regionales y locales y las empresas del sector eléctrico.

**Gráfico 7. BALANCES FISCALES**



Fuente: Confis.

<sup>4</sup> También, el consumo de derivados del petróleo en el mercado nacional da origen al pago de impuestos indirectos, que recauda Ecopetrol para transferir a la Nación.

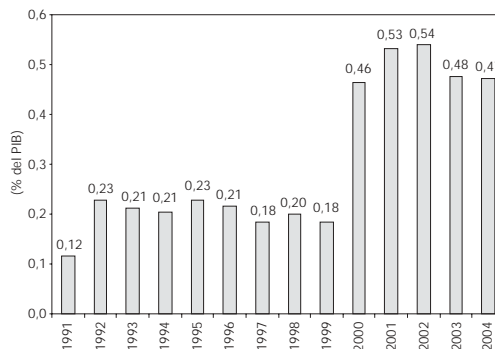
A partir de 1998, Ecopetrol se convirtió en la segunda entidad descentralizada más importante en el balance del Sector Público no Financiero (SPNF). El pico de producción nacional de crudo en 1999 y el continuo aumento de su precio en los mercados internacionales desde 2000, explican este cambio radical. En el cierre fiscal del año pasado, el superávit de la empresa cubrió un 10% del déficit del GNC. Ecopetrol mejoró sustancialmente su superávit fiscal en 2003 frente al resultado de 2002, pues pasó de 0,2% a 0,55% del PIB.

Es necesario establecer la diferencia que existe entre el superávit fiscal de Ecopetrol y los excedentes financieros que transfiere a la Nación. El superávit fiscal de la empresa, y de cualquier otra entidad descentralizada que haga parte del SPNF, es la diferencia entre sus ingresos y sus gastos. En el caso de Ecopetrol, el grueso de los ingresos proviene de la exportación de crudo y derivados y de las ventas nacionales de derivados. Los gastos de la empresa abarcan un conjunto más amplio de rubros. El más importante está conformado por los gastos en operación comercial, donde están incluidos los gastos laborales que en 2003 representaron 1,72% del PIB y 36% de los gastos totales de la empresa. Ahora bien, los excedentes financieros que Ecopetrol transfiere al Gobierno Central se consideran un gasto para la petrolera y como tal se descuentan del balance fiscal. Su valor en 2003 ascendió a \$1.081 miles de millones, 10% del gasto total de Ecopetrol y 64% del total de los excedentes financieros recibidos por el GNC.

La evolución como porcentaje del PIB de la transferencia entre Ecopetrol y el gobierno también se puede dividir en dos periodos. Entre 1991 y 1999, la transferencia estuvo alrededor de 0,2% del PIB. A partir de 2000 hasta la fecha, la transferencia promedio aumentó hasta 0,5% del PIB. A inicios de

septiembre se dio a conocer el documento Conpes que determina el valor de la transferencia en el presente año para todas las empresas en las que el Estado tiene algún grado de participación<sup>5</sup>. Una vez más, Ecopetrol será el principal contribuyente entre todas las entidades involucradas con 78% del total. La petrolera entregará al GNC, en lo que resta del año, \$1.158 miles de millones; aproximadamente 0,47% del PIB. La cifra es muy similar al monto anual transferido durante los últimos cuatro años. El Gráfico 8 muestra la evolución de las transferencias de Ecopetrol al GNC.

**Gráfico 8. TRANSFERENCIAS DE ECOPETROL AL GNC**



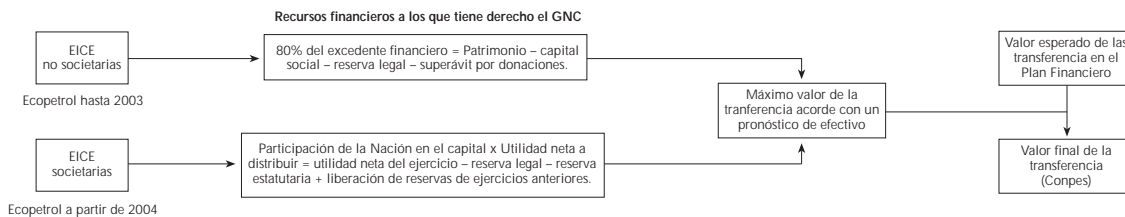
Fuente: Confis.

La reforma institucional del año pasado trajo consigo un importante cambio para el carácter jurídico de Ecopetrol. Antes de la reforma, la petrolera era considerada como una Empresa Industrial y Comercial del Estado (EICE) no societaria. Con la reforma y la separación de las funciones entre Ecopetrol y la AHN, la estatal petrolera se convirtió en una EICE por acciones, también conocida como Ecopetrol S.A. Una consecuencia directa de esta reforma consiste en que el procedimiento para determinar los recur-

sos que la empresa debe transferir al GNC cambiará a partir de este año.

El Diagrama 1 resume el cambio en el procedimiento. Como lo indica el Estatuto Orgánico de Presupuesto, el Ministerio de Hacienda, en conjunto con el Departamento Nacional de Planeación, establece el valor de los recursos de las EICE a los que tiene derecho el Gobierno Central. Hasta 2003, estos re-

**Diagrama 1  
PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA TRANSFERENCIA DE ECOPETROL AL GOBIERNO CENTRAL**



Fuente: Fedesarrollo con base en documento DIFP-SPSD-07 de la Subdirección de programación y seguimiento del sector descentralizado - Dirección de Inversiones y Finanzas Públicas - Departamento Nacional de Planeación.

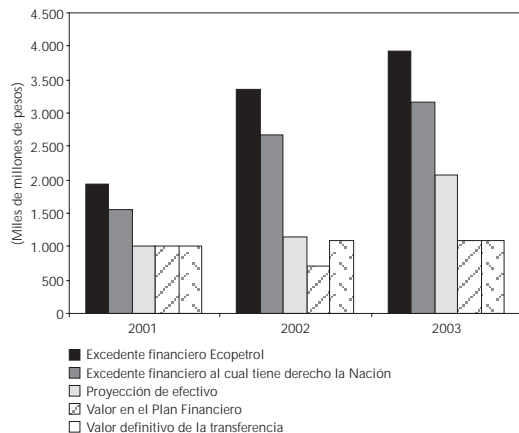
<sup>5</sup> Documento Conpes No. 3308 "Distribución de los excedentes financieros de 2003 de los establecimientos públicos, empresas industriales y comerciales del estado y sociedades de economía mixta".

cursos dependían de los excedentes financieros y las expectativas de liquidez de la empresa (pronóstico de efectivo). A partir de 2004, el monto se define en función de las utilidades netas a distribuir. En ambos casos, esta cifra establece una cota superior para el Conpes, quien debe definir el valor final de la transferencia.

La transferencia definitiva no copó la totalidad de los recursos a los que tenía derecho la Nación el año pasado. En general, el monto que efectivamente se transfiere suele depender más de lo establecido en el Plan Financiero a comienzo de año que del potencial financiero de la empresa. El Gráfico 9 muestra estas cifras.

Tanto en 2001 como en 2002, el valor definitivo de la transferencia fue muy cercano al máximo establecido por las expectativas de liquidez. Por el contrario, en 2003 el Conpes determinó una transferencia por el 50% del pronóstico de efectivo, muy cercana al valor previamente establecido en el Plan Financiero.

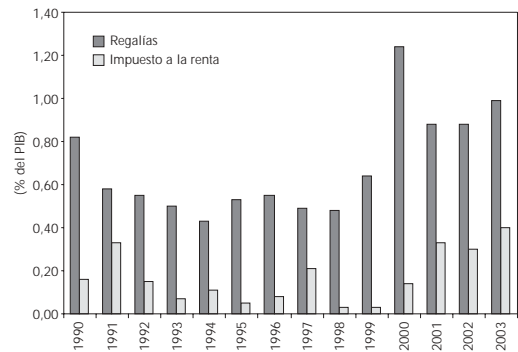
**Gráfico 9. COMPONENTES DE LA TRANSFERENCIA DE ECOPETROL AL GNC 2001-2003**



Fuente: Confis. DNP.

En el Gráfico 10 se presenta la evolución de los recursos fiscales que genera Ecopetrol por concepto de regalías e impuesto a la renta. Las regalías consisten en una compensación al Estado por la extracción y comercialización de recursos naturales no renovables y su monto depende del nivel de la producción y del precio en boca de pozo de cada campo. Entre 1990 y 2003, Ecopetrol pagó regalías equivalentes a 0,68% del PIB, promedio anual, a departamentos, municipios y al Fondo Nacional de Regalías. Entre 1999 y 2003, Ecopetrol fue responsable de aproximadamente la mitad de las regalías por petróleo en el país. El 50% restante fue pagado por las demás empresas petroleras. Este porcentaje es muy cercano al esquema de repartición de la producción entre Ecopetrol y las demás empresas en los principales contratos de asociación vigentes.

**Gráfico 10. OTROS RECURSOS FISCALES GENERADOS POR ECOPETROL**



Fuente: Confis y DNP.

Ecopetrol también genera recursos fiscales a través del pago del impuesto a la renta. La empresa es uno de los mayores contribuyentes en el país. Durante la década pasada 3% del recaudo total del impuesto a la renta provino de ella. Los buenos resultados de la industria del petróleo a inicio de esta década permitieron que esta fracción aumentara a 6,3% en 2001, 5,8% en 2002 y 7,4% en 2003.

## D. Situación actual del petróleo en Colombia

A pesar de la caída de 6% en la producción nacional de crudo que pasó de 578 mil barriles diarios en 2002 a 541 Kbpd en 2003, los resultados de Ecopetrol han sido mejores a lo esperado debido al comportamiento favorable de los precios internacionales, las nuevas estrategias en la venta de productos refinados y la reestructuración de la empresa.

Las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena alcanzaron records históricos en términos de carga. Durante 2003 se cargaron 299 mil barriles diarios, 5% por encima de la carga del año anterior. Los programas de optimización y de mejoramiento de la confiabilidad y su estrategia de mercadeo orientada hacia los consumidores finales permitieron mejorar el negocio de las refinerías. La refinería de Cartagena se consolidó como suministradora de productos en el caribe y Estados Unidos. Todo esto representó un aumento de 8,6% en los barriles de refinados exportados, que hizo que por primera vez los ingresos de Ecopetrol por la exportación de productos refinados superaran los de crudo (US\$907 millones versus US\$767 millones).

Los mayores ingresos percibidos por el incremento en el volumen de refinados y en los precios de crudo y derivados contribuyeron a aumentar los ingre-

sos de Ecopetrol. Por su parte políticas de austeridad en los gastos permitieron optimizar la planta de personal y reducir algunos costos operacionales. Al final, las utilidades alcanzaron \$1,6 billones, 19% superiores a las de 2002 y las más altas de la historia.

Además, la actividad exploratoria en el país casi se triplicó en términos de pozos perforados. Mientras que en 2002 se perforaron 10 pozos A3 y 5 pozos de delimitación, en 2003 se alcanzaron 28 y 14 pozos respectivamente. Así mismo, los kilómetros de sísmica sobrepasaron la meta en 73%. Estas actividades permitieron incorporar 104,5 millones de barriles (Mbls) a las reservas probadas. El Cuadro 4 presentan los principales resultados en materia de exploración. Ecopetrol participó con un 28% de la inversión en exploración mientras que las compañías asociadas financiaron el 72%.

Lo que va de 2004 ha estado marcado por caídas en la producción cuyos efectos se han visto compensados por el comportamiento del precio internacional del petróleo. La producción mantuvo su ritmo de decrecimiento durante el primer semestre de 2004. En este periodo se produjeron 528 mil barriles diarios en promedio. Esto contrasta con el primer semestre del año anterior en la producción alcanzó 546 kbpd lo que representa una caída de 3% y es sólo un 60% de lo que se produjo al día en promedio durante el primer semestre de 1999.

### Cuadro 4. ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Indicador	Unidad	Real 2002	Resultado diciembre 31-03
Incorporación Nuevas Reservas (Comercialidades y revaluaciones)	Mbls	114	104,5
Hidrocarburos descubiertos no delimitados	Mbls	125	106,6
Perforación pozos A3	Unidades	10	28
Nuevos contratos asociación	Unidades	14	21
Sísmica (2D + 3D)	km. equivalentes	2.068	3.470

Fuente: Ecopetrol, Informe anual 2003.

De acuerdo con la información presentada en la balanza de pagos, las exportaciones al primer trimestre de 2004 cayeron 8% en volumen con respecto al promedio de 2003. Sin embargo, su valor trimestral es consistente con una estabilización del valor de las exportaciones pues representa la cuarta parte del valor exportado el año pasado. Es decir, de mantenerse el precio del crudo en niveles altos durante el resto del año, se podría compensar la caída en el volumen exportado. Esto es probable debido a que el precio *wti* durante este año ha presentado una clara tendencia al alza, especialmente a partir de mayo. En el primer semestre tuvo un promedio de US\$37 dólares por barril y durante julio y agosto se elevó a US\$43 dólares por barril. Estas condiciones favorecen a Colombia mientras conserve su condición de exportador. La bonanza en el precio del petróleo también ha tenido un impacto positivo sobre las regalías por producción de crudo.

Por otra parte el incremento en el precio del petróleo afecta la política de eliminación de subsidios a la gasolina emprendida por el gobierno. El gobierno a través de Ecopetrol ha invertido cuantiosos recursos para subsidiar el precio de los combustibles en Colombia. El subsidio se presenta pues en lugar de vender el crudo a precio internacional en el mercado, Ecopetrol utiliza el petróleo colombiano para cargar sus refinerías y ofrecer gasolina localmente a bajo precio. Así la empresa deja de percibir ingresos fiscales, lo que constituye un subsidio implícito a los consumidores de combustibles. Este esquema favorece más a los estratos socioeconómicos altos de la población, pues es este grupo el más intensivo en consumo de combustibles.

Consciente del alto costo que impone el sistema de subsidios a los combustibles al fisco, y de que los precios internos deben reflejar el costo de oportunidad del recurso, el gobierno implementó desde

1999 un esquema para desmontar los subsidios. La meta del gobierno era eliminar completamente el subsidio a la gasolina corriente antes de terminar 2004. Así, a partir del primero de enero de 2005 los colombianos pagarían un precio de mercado, acorde con la evolución del precio internacional del petróleo de largo plazo. Durante 2003 los subsidios que Ecopetrol generó sobre la venta de derivados ascendieron a \$2,9 billones (1,3% del PIB). De este monto, 46% correspondió a subsidios a la gasolina y el resto a otros derivados. El subsidio promedio a la gasolina durante 2003 estuvo cerca de \$540 pesos por galón, 13% del precio promedio de venta.

La evolución de los precios del petróleo durante este año no ha contribuido al logro de la meta. Las fuertes alzas en el precio limitaron la capacidad de las autoridades para fijar un precio interno que refleje las condiciones del mercado externo. A pesar de que la fórmula de desmonte supone un precio de largo plazo *wti* de US\$26 por barril, la clara tendencia al alza de los últimos meses en el mercado genera algunas dudas sobre la estabilidad de este referente en el tiempo. El precio de la gasolina ha aumentado 12% en lo corrido del año hasta septiembre mientras que el precio internacional del petróleo se ha encarecido 34%.

### **1. Relaciones laborales**

Finalmente, durante el primer semestre del año concluyó el conflicto laboral más largo de la historia de Ecopetrol. Había comenzado cuando en noviembre de 2002 la administración denunció la convención colectiva con el fin de garantizar la viabilidad financiera de la empresa y el sindicato presentó un pliego de peticiones orientado a mantener las prebendas que lo han caracterizado. El conflicto entre las partes no se pudo resolver por lo que se conformó un tribunal de arbitramento integrado por re-

presentantes de la empresa, el gobierno y la Unión Sindical Obrera. En diciembre de 2003 el tribunal profirió el laudo arbitral que dirimía el conflicto. Las decisiones favorecieron a la empresa y no llenaron las expectativas de la uso. Esto y las reformas a la política petrolera contempladas en el decreto 1760 de 2003 llevaron a que estallara la huelga en abril de este año. Las partes llegaron a un acuerdo el 26 de mayo que puso fin a 37 días de huelga y resultó en 248 funcionarios despedidos por parar las actividades asociadas a un servicio público.

Todo este proceso arrojó resultados positivos desde el punto de vista administrativo de la empresa pues flexibilizó sus procedimientos. En adelante Ecopetrol podrá contratar con terceros algunas actividades de la industria y todas las que a pesar de no pertenecer a la industria eran desempeñadas por sus funcionarios (por ejemplo el suministro de alimentos y administración de escuelas). Además, los trabajadores nuevos no accederán al régimen especial de pensiones ni tendrán el beneficio del impedimento de despido sin causa justa después de 16 meses de labores. Los ascensos se basarán en méritos y no únicamente en antigüedad. Sin duda estos cambios generarán un ahorro en los gastos de la entidad y permitirán una mayor concentración de esfuerzos en el desarrollo del negocio petrolero.

## **E. Las perspectivas**

Las perspectivas en materia de producción y exportaciones de petróleo no son alentadoras. La falta de nuevos descubrimientos de petróleo en los últimos años ha ocasionado una caída en la producción y un agotamiento de las reservas. Cifras de Ecopetrol indican que de no cambiar esta situación, Colombia se convertiría en importador de petróleo en 2007. Más aún, en 2005 tendría que comprar crudo a precio internacional a los productores asociados para abastecer las refinerías. En ese sentido, el

nuevo diseño institucional, implementado adecuadamente, ofrece la posibilidad de mantener la autosuficiencia petrolera en los próximos años.

La caída en la producción afectaría la Balanza de Pagos y tendría graves repercusiones en materia fiscal. Como ya se vio, a pesar de la caída en el producción de los últimos años, Ecopetrol ha contribuido con el ajuste fiscal del Sector Público Consolidado de manera importante. El año pasado lo hizo con 0,6% del PIB y se espera que este año su balance represente 0,7% del producto. En esta sección se analiza la evolución probable de la industria petrolera, las expectativas de exploración, de producción, exportaciones, precios y contribuciones en materia fiscal.

### **1. Exploración**

Con la reforma institucional del año pasado, la incorporación de reservas pasó a ser una responsabilidad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Sin embargo, dentro de la metas de Ecopetrol se encuentra incorporar reservas de petróleo y gas por mil millones de barriles directamente y en asocio con terceros entre 2004 y 2007.

Para 2004 se espera que Ecopetrol invierta US\$120 millones en exploración. Con estos realizaría estudios de prospección a través de actividad sísmica 2D (300Km) y 3D (700Km) y el 60% de los recursos se utilizarían para la perforación de 9 prospectos en asocio con compañías privadas. De materializarse las expectativas asociadas a la actividad exploratoria de los próximos años, podrían ganarse tres años de autosuficiencia petrolera en Colombia. Entre los prospectos se encuentra el pozo Gibraltar, en el que los estudios ya muestran que con un 90% de certeza se encuentra un equivalente de 120 millones de barriles de petróleo, lo que lo convertiría en uno de los principales descubrimientos realizados directamente

por Ecopetrol en su historia. Y el hallazgo abre una nueva frontera exploratoria en el sector norte del Piedemonte Llanero. También, Ecopetrol en asocio con Petrobras y Exxon-Mobil se lanzará a explorar el mar en busca de hidrocarburos en la zona Tayrona. Este contrato es el tercero en firmarse desde la creación de la ANH y ya hay 14 más aprobados.

En la medida en que se logre atraer capital extranjero que aporte recursos y tecnología, aumentará la probabilidad de éxito del proceso. En todo caso hay que destacar que la ANH debe implementar una estrategia que permita contar con información relevante sobre el subsuelo colombiano y su potencial petrolero de manera que los inversionistas se vean cada vez más atraídos a iniciar la exploración y eventual explotación de nuevos campos.

## 2. Producción y exportación

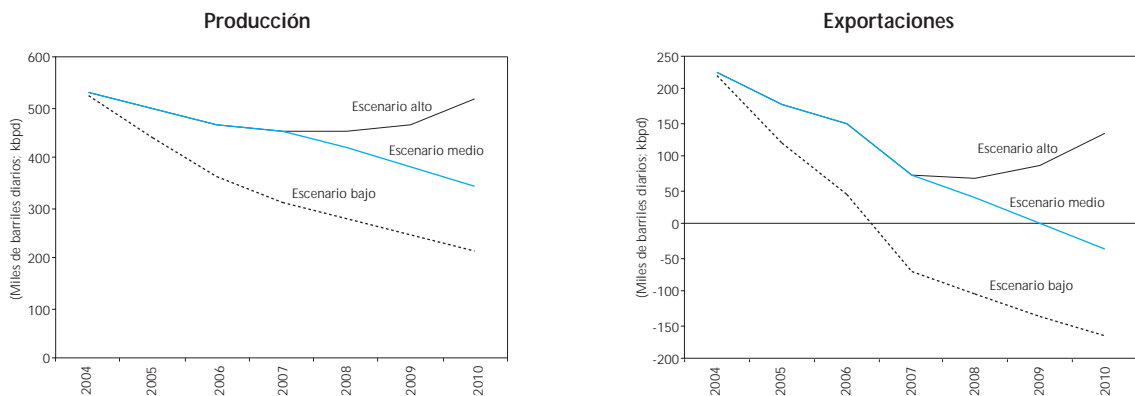
La inversión de Ecopetrol en producción y explotación para los próximos 4 años alcanzará un total de US\$1,7 billones. Para 2004 la inversión en explota-

ción será de US\$345 millones de los que sólo el 14% se destinará al sostenimiento de la producción básica (430kbpd). Entre estos se destaca Cusiana-Cupiagua y Cravo Norte y Apiay en menor medida. El 78% de la inversión se utilizará en 25 nuevos proyectos que permitan un mayor crecimiento y aceleración de la producción.

Los escenarios de producción futura varían en función del desarrollo y éxito de las inversiones propuestas para ampliar las reservas de petróleo. Bajo un escenario pasivo, esto es con la realización de las reservas probadas hasta el momento y sin ningún esfuerzo adicional en materia de exploración o producción incremental, Ecopetrol se vería obligado a importar crudo a partir de 2007.

Por su parte, el desarrollo de los proyectos de inversión en exploración y producción enunciados permitiría la satisfacción de la demanda interna hasta 2010, con lo que se retardaría la fecha de inicio de importación de crudo. El Gráfico 11 presenta la evolución de la producción y la exportación de petró-

**Gráfico 11**  
**ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES\***



\* Incluye ampliación de la Refinería de Cartagena.  
Fuente: Ecopetrol y cálculos de Fedesarrollo.



leo para varios escenarios. De acuerdo con la información del Plan de Inversiones de Ecopetrol el escenario medio de producción parecería el más probable por cuanto incluye las inversiones que en efecto espera realizar la empresa en el próximo cuatrienio. Sin embargo, es difícil anticipar la viabilidad fiscal de las inversiones de la empresa estatal así como el impacto que el nuevo contrato tendría sobre la inversión privada en el sector. Incluso, las dificultades de financiación de la ampliación de la refinería de Cartagena podrían comprometer el proyecto, lo que no aumentaría las necesidades internas de crudo para refinación de la forma que se proyecta hasta ahora.

### 3. Precio internacional

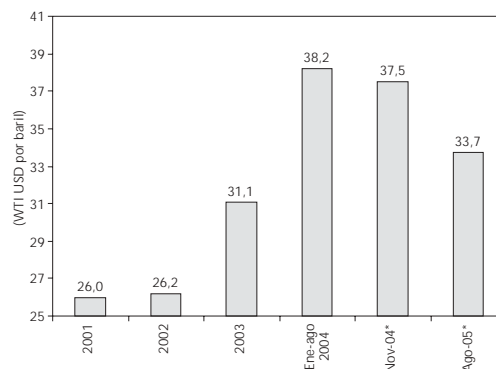
Bajo las condiciones actuales, altos niveles en el precio del petróleo pueden resultar favorables para la economía colombiana. Sin embargo, con perspectivas inciertas sobre la autosuficiencia petrolera hacia el futuro, la situación podría cambiar. El precio del petróleo como el de cualquier otro bien está determinado por las tendencias en la oferta y la demanda. La demanda depende principalmente del crecimiento de la economía mundial y en menor medida del desarrollo de fuentes alternativas de energía. La oferta depende de las reservas mundiales, de las decisiones de la OPEP que mueve sus cuotas para controlar los cambios en los precios y de las condiciones de seguridad de los países productores.

Con una perspectiva de corto plazo, se puede esperar que los precios sigan altos en los próximos meses. La demanda por parte de Estados Unidos se mantiene bastante alta a pesar de la reciente desaceleración. La necesidad de la China de consumir petróleo que va desde la generación de energía hasta la producción de petroquímicos también ha contribuido al incremento en el consumo mundial de

petróleo que este año ha sido de 3%, mucho mayor al esperado. En cambio, por el lado de la oferta las perspectivas de crecimiento no son satisfactorias. Los conflictos laborales en Yukos, la estatal petrolera Rusa, y los políticos en Venezuela podrían amenazar la producción de estas dos naciones. También preocupan las condiciones de seguridad en los países productores, se temen futuras interrupciones en las exportaciones de Irak y posibles ataques terroristas que minen la infraestructura petrolera en Arabia Saudita. De presentarse estos hechos se generaría un exceso de demanda y el consecuente aumento de los precios. Pero incluso, la simple expectativa de que ocurran afecta el mercado hacia el alza.

De acuerdo con las proyecciones del consenso de analistas de América Latina LACF, para noviembre podría relajarse un poco la situación aunque los precios se mantendrían altos. En el Gráfico 12 se presenta la evolución de los precios hasta agosto de este año y las expectativas del promedio de LACF para los próximos meses. Hay que destacar que la desviación entre los analistas es alta, algunos esperan que para noviembre de este año el precio WTI

**Gráfico 12. PERSPECTIVAS DE PRECIO**



\* Esperado.

Fuente: AIE y LACF.

continué alrededor de US\$45pb y que dentro de un año se ubique en US\$47,5pb. En cualquier caso las expectativas han aumentado sustancialmente con respecto al año anterior cuando se esperaba que para final de noviembre de este año el WTI estuviera en US\$25,8pb y nadie imaginó que superara los US\$30pb.

En el más largo plazo, las proyecciones de la Agencia Internacional de Energía muestran que los próximos 15 años serán más dinámicos en materia de crecimiento de la demanda de lo que fueron las décadas anteriores. El promedio de crecimiento de la demanda se acercará a 2% anual. Los crecimientos más dinámicos se esperan en Estados Unidos, el mayor consumidor del mundo y en China. Entre ambos países consumen cerca del 40% del crudo que se produce en el mundo. De acuerdo con el Fondo Monetario Internacional (2003) consideraciones ambientales y nuevos desarrollos en materia de energía basada en hidrógeno podrían cambiar las tendencias de la demanda de petróleo a futuro. En cuanto a la oferta, la Agencia Internacional de Energía (2004) prevé que en un plazo más largo no habrá inconvenientes para satisfacer la demanda lo que dejaría el precio en niveles estables alrededor de US\$25 (en dólares de 2002) hacia 2015.

#### **4. Impacto fiscal**

El comportamiento futuro de la transferencia anual de excedentes financieros o utilidades de Ecopetrol será un importante determinante del déficit del Gobierno Central. Las proyecciones que se presentan a continuación se basan en un trabajo realizado por Fedesarrollo en 2003 para la Unidad de Planeación Minero Energética del Ministerio de Minas y Energía (González, Zapata *et al.*, 2003). Los principales supuestos utilizados son sendas de producción, precios, inflación y devaluación nominal pro-

medio anual entre 2004 y 2010<sup>6</sup>. La producción utilizada en todas las proyecciones corresponde al escenario intermedio que Ecopetrol presentó en su Plan de Negocios 2004-2008.

Los principales determinantes de la transferencia de recursos que Ecopetrol podrá hacer al GNC serán la producción en manos de la empresa y la cotización internacional del crudo. El actual gobierno ha tomado medidas para promover la exploración y ampliar nuevamente las reservas del país. Sin embargo, el efecto de estas políticas sobre la producción ocurrirá hacia el final de la presente década. Es poco probable que la senda de producción decreciente de los próximos 5 años sufra grandes cambios. Esto indica que en el corto plazo las variaciones en los precios internacionales determinarán los cambios en las transferencias de Ecopetrol. En todo caso, lo más seguro es que la transferencia a la Nación caiga. Para que ello no ocurra, se requeriría un incremento en el precio WTI que es poco probable<sup>7</sup> (ver Gráfico 13).

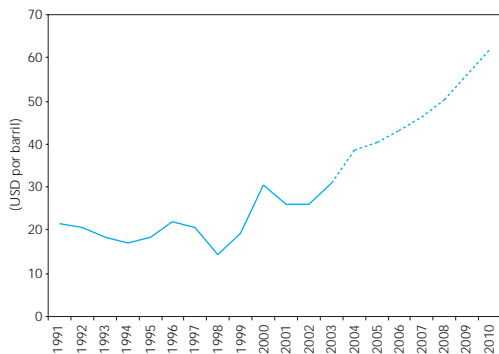
Un escenario mucho más factible es esperar que la cotización internacional de crudo retorne a los niveles previos a la guerra EEUU - Irak en el mediano plazo (2010), cuando el precio oscilaba entorno a los US\$25 por barril (promedio de 2002). Bajo este supuesto, el deterioro de la transferencia es gradual pero profundo. Año tras año, este monto caería 0,05% del PIB, en promedio, hasta alcanzar cerca de 0,14% del PIB en 2010. Este nivel es inferior incluso al valor

---

<sup>6</sup> Los supuestos macroeconómicos utilizados son los siguientes: Inflación anual 2004: 6%, 2005: 5%, 2006-2010: 4%. Devaluación nominal promedio anual 2004: 2,9%, 2005: 8,4%, 2006: 5,2%, 2007: 4,6% 2008-2010: 4%.

<sup>7</sup> Si se supone la senda más probable de producción: reservas más portafolio de inversiones.

### Gráfico 13. PRECIO DEL PETRÓLEO NECESARIO PARA QUE LA TRANSFERENCIA DE ECOPETROL A LA NACIÓN SE MANTENGA CONSTANTE

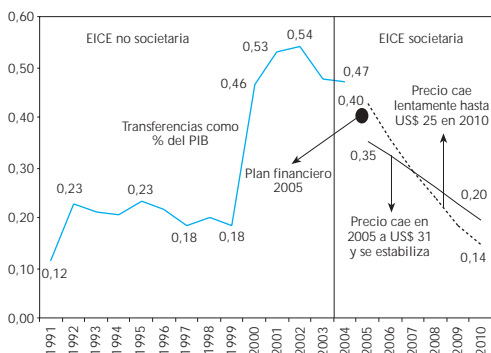


Fuente: Energy Information Administration. Proyecciones de Fedesarrollo.

promedio de la transferencia durante la primera mitad de la década de los noventa (ver Gráfico 14).

Otro posible escenario consiste en una caída del precio del petróleo mucho más rápida pero a un nivel ligeramente mayor. Por ejemplo, si se supone que el precio promedio de 2005 cae al nivel promedio de 2003 (US\$31 por barril) y no cambia durante el resto de la década, la transferencia sufre un

### Gráfico 14. PROYECCIONES DE LA TRANSFERENCIA DE ECOPETROL A LA NACIÓN



Fuente: Ecopetrol. Proyecciones de Fedesarrollo.

choque negativo de 0,12% del PIB en el primer año y continua cayendo año tras año 0,03% del PIB hasta 2010. Al finalizar la década, la transferencia retornaría al nivel promedio entre 1992 y 1999 (0,2% del PIB) (ver Gráfico 14).

En conclusión, el Gobierno Central debe ser consciente del pronto deterioro que puede sufrir una de sus más importantes fuentes de liquidez. Independientemente de qué tan rápido se ajusten los precios internacionales del crudo, el déficit del Gobierno Central enfrenta un riesgo adicional por esta problemática. Lo más probable es que la transferencia que Ecopetrol genera comenzará a caer a partir de 2005 y el plan financiero del próximo año ya contempla esta posibilidad. El Gobierno espera una transferencia por un poco más de un billón de pesos; cerca de 0,4% del PIB. Hay que resaltar que el balance del GNC puede deteriorarse a menos que se actúe sobre las ramas de gasto e ingreso con mayor poder de discreción.

### 5. Refinería de Cartagena

El Plan Maestro de la Refinería de Cartagena busca ampliar la capacidad de producción de la Refinería de 75.000 a 140.000 barriles diarios. Además se busca la actualización tecnológica para un mayor aprovechamiento de la infraestructura y mejor calidad ambiental de los combustibles. Con este proyecto Ecopetrol pretende satisfacer la creciente demanda local de combustibles para automotores y producir gasolina que satisfaga los futuros requerimientos ambientales, locales y a nivel internacional con miras a su exportación.

Aunque los objetivos son loables, el costo de la inversión para una empresa estatal en un país con las restricciones fiscales y las necesidades de inversión social que tiene Colombia es excesivo. El proyecto demanda inversiones por US\$806 millones, US\$200

millones más de lo que inicialmente se programó y en la actualidad parece tener rentabilidad negativa pues con ese tamaño de inversión, para ser eficiente requeriría una producción de 300.000 barriles diarios. El gobierno ha señalado que el impacto fiscal de financiar las inversiones del Plan Maestro de la Refinería de Cartagena únicamente con recursos públicos (de Ecopetrol) representaría US\$684 millones y que sería necesario contar con participación privada al menos por el monto en que se subestimaron los costos.

Además de las consideraciones fiscales, hay que tener en cuenta que Ecopetrol es ahora una empresa que compite con las multinacionales por la exploración y explotación del recurso en el territorio colombiano. Embarcarla en una inversión de tales dimensiones y con rentabilidad incierta sería comprometer su capacidad de avanzar en otros aspectos lo que podría minar su capacidad de acción. La experiencia internacional muestra que la asociación con inversionistas privados en este tipo de negocios suele resultar mejor para todos. El gobierno debe procurar que así se haga, en un proceso en el que la capitalización privada se realice a través del mercado. Así se podría garantizar mayor transparencia en la cuantificación de los impactos macroeconómicos, sectoriales y ambientales del proyecto que hasta ahora no se conocen con detalle.

De acuerdo con las últimas discusiones del Conpes, se conformará un fiduciaria para buscar la mayor participación privada posible en el proyecto. Entre los mecanismos que se contemplan para la incurción de los inversionistas privados están la escisión, el arrendamiento e incluso se ha hablado de una posible venta. En cualquier caso, para atraer inversión privada, Ecopetrol tendría que asumir el pasivo pensional de los 600 trabajadores que laboran en la planta y los subsidios a la gasolina se financiarían con el Presupuesto General de la Nación.

### III. CARBÓN

El año pasado buena parte del crecimiento económico estuvo sustentado en el sector de la minería, liderado por oro, ferroníquel y carbón. El crecimiento de este último mineral fue 36%, lo que aportó 0,3 puntos al crecimiento de la economía en su conjunto. En la actualidad el sector funciona bajo un esquema de incentivos más favorable que el que existía en la década de los noventa. El Estado no participa en la producción y se ha fortalecido como ente regulador. Este moderno esquema ha permitido que la actividad en Colombia se ajuste de manera más eficiente ante cambios en los precios internacionales y ha creado las bases para que el país amplíe su participación futura en el comercio mundial de este producto.

#### A. Los principales cambios institucionales en el sector del carbón en Colombia en años recientes

La industria minera ha experimentado un conjunto de cambios importantes desde finales de la década pasada, principalmente por la reestructuración de las funciones y la participación del sector público dentro de ella. El núcleo de estas reformas ha sido la liquidación de varias empresas públicas como Carbocol y más recientemente Minercol. En la actualidad el Estado colombiano cumple únicamente las funciones de administrador y fiscalizador del recurso minero por medio del Ministerio de Minas y Energía. La columna vertebral de esta estructura se encuentra en el código de minas aprobado hace tres años.

##### 1. *Liquidación de Carbones de Colombia- Carbocol*

El principal cambio institucional en el sector del carbón en años recientes fue la liquidación de Carbocol en 2000. Carbones de Colombia fue creada a mediados de la década de los setenta a la luz del contrato de asociación con Intercor, subsidiaria de

la *Exxon*, que daría vida al proyecto Cerrejón Zona Norte en el departamento de La Guajira. Además de ser el operador, Intercor era dueña de 50% del proyecto. La producción se repartía en proporciones iguales y cada empresa era autónoma en el destino que daba a su parte de la producción. Las principales decisiones de la mina como el nivel de producción y los proyectos de expansión se tomaban en un comité conjunto integrado por representantes de ambas empresas.

Debido a los altos y persistentes precios del petróleo de la época, las proyecciones elaboradas suponían que el precio del carbón rondaría los US\$60 por tonelada al finalizar el siglo veinte, lo que condujo a un continuo incremento del gasto operativo. La empresa generó pérdidas de manera permanente hasta el año 2000, cuando vendió su participación en el proyecto Cerrejón. La liquidación se llevó a cabo a través de un proceso de licitación internacional en el que un consorcio de tres empresas compró los derechos de propiedad de Carbocol sobre Cerrejón Zona Norte. Estas tres empresas, *BHP Billiton*, *Anglo American* y *Glencore International*, son importantes comercializadores de recursos naturales a nivel global y tienen participaciones en minas de otros países. En 2002, el nuevo consorcio compró el 50% restante a Intercor y meses más tarde se creó la empresa privada Carbones del Cerrejón LLC, dueña de la totalidad del proyecto.

La mina del Cerrejón siempre ha contado con un gran potencial de producción debido a su alto nivel de reservas, pero el cambio en su estructura de propiedad ha permitido que su funcionamiento se articule mejor con el mercado internacional del carbón.

## 2. El código de minas

El segundo cambio institucional importante en años recientes fue la aparición del código de minas (ley

685 de 2001) que modificó los procedimientos de regulación y licitación para la explotación minera en el país. El núcleo del código es el contrato de concesión, creado con el propósito de mejorar el esquema de incentivos para los agentes mineros privados.

Un contrato de concesión minera comprende todas las fases de la actividad: exploración, construcción, explotación o producción y cierre de la mina. Antes del código, el agente privado debía pactar contratos secuenciales con el ente regulador para cada una de las fases. Por ejemplo, las licencias de exploración se asignaban en procesos separados a las licencias de producción. Si bien no era común que un agente privado no obtuviera la licencia de producción después de haber explorado el sector, la incertidumbre sobre la continuidad del proyecto era un incentivo para la minería ilegal y la inversión subóptima en los proyectos.

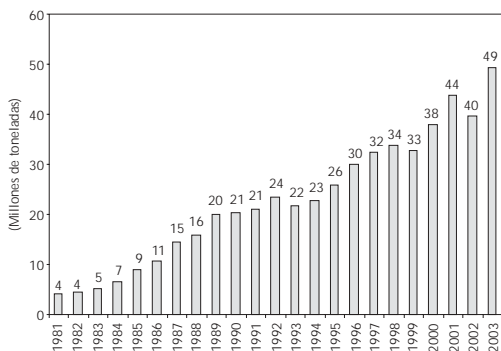
El código de minas realizó una delimitación y separación de las funciones que debe cumplir el Estado y los derechos y deberes que debe acatar el empresario. Esto fortaleció la definición de los derechos de propiedad y uso del recurso minero. Adicionalmente, determinó que el empresario es quien decide el uso y destino del mineral extraído y eliminó la posibilidad de intromisión del gobierno al respecto.

A la luz de estos dos importantes cambios en la estructura del sector, se presenta a continuación lo que ha ocurrido con la industria nacional de carbón en años recientes.

## B. La evolución del carbón en Colombia

El carbón es el segundo recurso natural no renovable en importancia después del petróleo dentro de la economía colombiana. En el Gráfico 15 se muestra la evolución de la producción de carbón que ha

**Gráfico 15. VOLUMEN DE PRODUCCIÓN DE CARBÓN EN COLOMBIA**



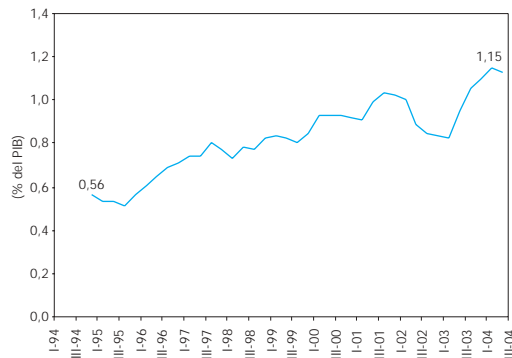
Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2004.

aumentado sistemáticamente desde 1981. El crecimiento ha sido más dinámico en los años recientes. La producción total de carbón en el país durante 2003 llegó a 49 millones de toneladas, que representa un incremento de 25% frente al nivel de producción de 2002. El repunte de la producción en el último año se explica principalmente por el aumento de los precios del carbón en los mercados internacionales.

El Gráfico 16 muestra la evolución de la participación del carbón en la economía colombiana. Hace 10 años, el valor agregado generado por la extracción del mineral representó poco más de 0,5% del PIB. Actualmente es del orden de 1,1% del PIB.

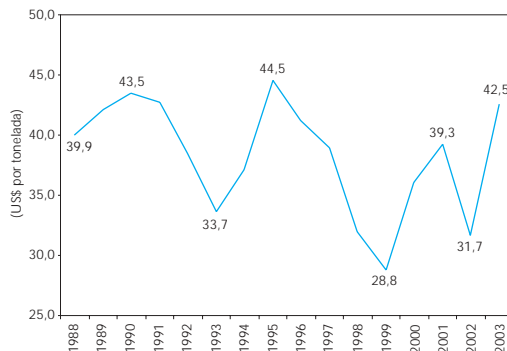
El precio marcador calculado por *McCloskey Coal Information* entre 1995 y 1999 cayó año tras año desde su máximo histórico de US\$44,5 hasta US\$28,8 por tonelada. Desde entonces la tendencia se ha revertido y el precio promedio en 2003 retornó a los niveles de 1994 y 1995. La excepción a esta senda de recuperación ocurrió en 2002, cuando el precio promedio cerró en US\$31 por tonelada (ver Gráfico 17).

**Gráfico 16. VALOR AGREGADO DE LA EXTRACCIÓN DE CARBÓN**



Fuente: DANE y cálculos de Fedesarrollo.

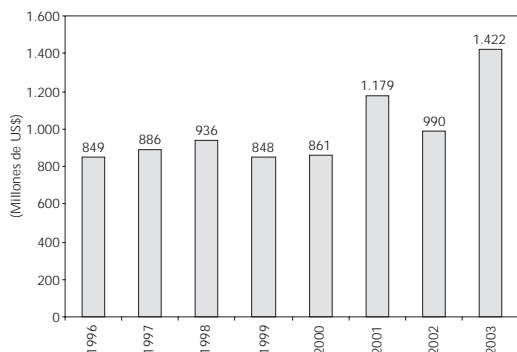
**Gráfico 17. PRECIO INTERNACIONAL DEL CARBÓN (Marker Price- basis Northwest Europe)**



Fuente: BP Statistical Review of World Energy Junio 2004.

En el Gráfico 18 se puede ver que el carbón es un importante componente de las exportaciones del país. Colombia exportó 51 millones de toneladas o US\$1.422 millones durante 2003, lo que representó 12,7% de las exportaciones totales, valor muy superior al promedio entre 1996 y 2002 (US\$930 millones). Dado el tamaño relativo de las exportaciones colombianas, el país es un tomador de precios en el mercado internacional. El precio promedio de las exportaciones de carbón colombiano ha

**Gráfico 18. EXPORTACIONES DE CARBÓN**



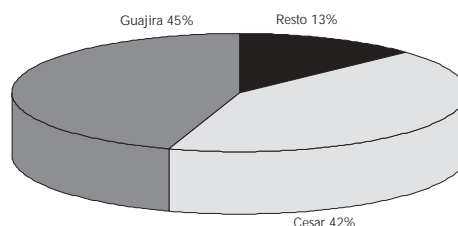
Fuente: Balanza de Pagos - Banco de la República.

sido inferior al precio marcador de *McCloskey*, pero presentó la misma tendencia decreciente entre 1995 y 1999.

Hace 10 años, el 72% de la producción nacional se llevaba a cabo únicamente en los departamentos de La Guajira y Cesar. Al finalizar 2003, esta participación aumentó hasta 87%. El resto del carbón se produce principalmente en Córdoba, Boyacá, Cundinamarca, Norte de Santander y Antioquia. La producción de La Guajira está dividida en cinco proyectos, de los cuales el más importante es Cerrejón Zona Norte. A su vez, ocho proyectos conforman la producción del Cesar, donde el más importante es La Loma, concesión de la compañía estadounidense Drummond. Estos dos proyectos de gran envergadura consolidaron 66% de la producción de 2003. En el Gráfico 19 se presenta la distribución de la producción de carbón en Colombia.

La orientación exportadora de las diferentes regiones productoras es muy diferente. En promedio, más del 97% de la producción de La Guajira y Cesar fue exportado entre 1999 y 2003. Norte de Santander exportó 70% de su producción durante el mismo periodo de análisis. Por su parte, la partici-

**Gráfico 19. DISTRIBUCIÓN DEPARTAMENTAL DE LA PRODUCCIÓN DE CARBÓN 2003**



Fuente: UPME.

pación de las exportaciones en Cundinamarca y Boyacá es mucho menor: 21% y 38%, respectivamente. Finalmente, casi toda la producción de Antioquia se ha dirigido exclusivamente al mercado interno. La minería del interior del país no cuenta con la infraestructura o la organización suficiente para exportar grandes volúmenes, aunque la calidad de su carbón le permitiría acceder a importantes mercados internacionales.

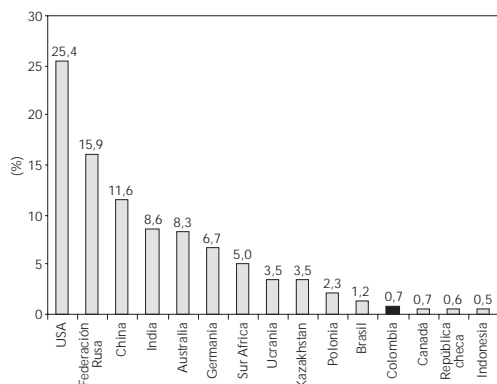
El carbón es el segundo productor de regalías en el país. Si bien la industria del petróleo generó aproximadamente 90% de las regalías mineras durante los últimos 8 años, el carbón fue responsable del 6%. Su valor promedio en los últimos tres años fue ligeramente inferior a 0,1% del PIB, pero su crecimiento desde 2001 refleja la recuperación de los precios y la producción. En cuestión de un año, entre 2000 y 2001, su valor se multiplicó por 2,5 y desde entonces se ha mantenido en niveles históricamente altos. Los principales receptores de estos recursos son los departamentos de La Guajira y Cesar, consecuencia de su alto nivel de producción.

### **1. Colombia en el contexto internacional**

Las principales reservas de carbón se encuentran en los países más grandes del mundo. En el Gráfico 20 se muestra la distribución mundial de las reser-



## Gráfico 20. DISTRIBUCIÓN DE LAS RESERVAS MUNDIALES DE CARBÓN 2003



Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2004.

vas. A finales de 2003, Estados Unidos contaba con 25% de las reservas totales, seguido por Rusia (16%), China (12%), India (9%), y Australia (8%). Latinoamérica alberga apenas el 2,3% de las reservas mundiales, la mitad se encuentra en Brasil y un 29% en Colombia que cuenta con reservas por 6.648 millones de toneladas, aproximadamente 0,7% del total de las reservas mundiales.

El carbón no es un bien homogéneo y su calidad depende de diferentes factores como el porcentaje de ceniza, el porcentaje de azufre y la capacidad de generación de calor. Este último criterio permite dividir al carbón en dos grandes grupos: carbones duros con una alta capacidad de generación de calor como la antracita y el bituminoso, y un segundo grupo conformado por los sub-bituminosos y el lignito, con una menor capacidad calórica. En general, 1,5 toneladas de carbón duro producen el mismo calor que 3 toneladas de lignito.

A finales de 2003, la antracita y el carbón bituminoso representaban 54% de las reservas mundiales. No obstante, existen diferencias en la composición de las reservas de cada país según el tipo de car-

bón. En Estados Unidos y China, las reservas se reparten equitativamente entre ambos tipos de carbón. La gran mayoría de las reservas colombianas (94%) pertenece a la categoría de carbones duros por lo que cubre un 73% de las reservas de este tipo de carbón en América Latina. La India, Kazajistán y Polonia son países con una concentración similar. Todo lo contrario ocurre en Alemania, Indonesia, Rusia y Ucrania donde más del 50% de las reservas son de lignito.

La participación de Sur y Centroamérica en la producción mundial ha estado determinada por la evolución de Colombia. Veinte años atrás, la producción del país representó 0,13% de la producción mundial. En 2003, representó 0,96%. Esto indica que la tasa de crecimiento de la producción nacional ha sido mayor, en promedio, a la tasa de crecimiento de la producción mundial durante las últimas dos décadas.

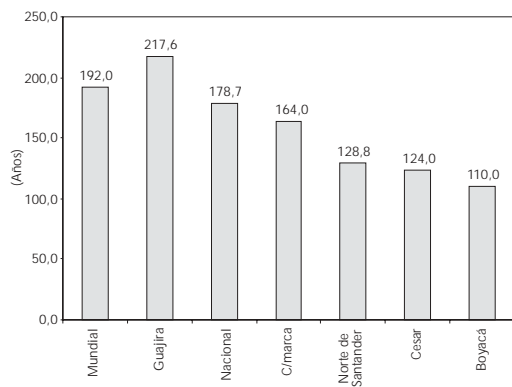
En general, los grandes países productores son los principales países consumidores de carbón. Sin embargo, existen diferencias importantes en el balance energético de cada país. Desde hace varios años, los principales países con un déficit energético en carbón son Japón, Corea del Sur y el Reino Unido. Incluso importantes países productores como Alemania e India han incurrido en déficits de carbón desde hace dos décadas. El país con el mayor superávit de carbón desde hace varios años es Australia, donde la industria ha sido diseñada para abastecer el creciente mercado asiático. Sudáfrica, Polonia y Colombia son países que también muestran superávit históricos del mineral. La proporción entre el superávit energético y la producción de carbón en Colombia ha aumentado de 50% a mediados de la década de los ochenta a cerca de 90% durante los últimos cinco años, algo similar ha ocurrido con la participación de las exportaciones en la producción nacional.

## C. Perspectivas

Un determinante central del comportamiento futuro de la producción es el nivel de reservas. Este puede variar hacia adelante en función de la actividad de exploración que los agentes privados realicen. Aún así, el nivel actual de reservas es un buen indicador de la capacidad de explotación a futuro. Las reservas medidas de carbón de todo el país a junio de 2004 sumaron un poco menos de 7.000 millones de toneladas y 84% de ellas se encontraban en La Guajira y Cesar. Con el ritmo actual de producción, llevaría 178 años agotar la totalidad de las reservas medidas nacionales. Este indicador es conocido como la proporción reservas a producción y su valor para el mundo entero es 192 años. El único departamento donde este indicador es mayor al promedio nacional es La Guajira, donde el tiempo de agotamiento de las reservas es 217 años. El departamento productor con la menor relación entre reservas y producción es Boyacá, con 110 años (ver Gráfico 21).

Otro importante factor para determinar el comportamiento del sector en el futuro es la calidad de las

**Gráfico 21. PROPORCIÓN ENTRE RESERVAS Y PRODUCCIÓN ANUAL DE CARBÓN**

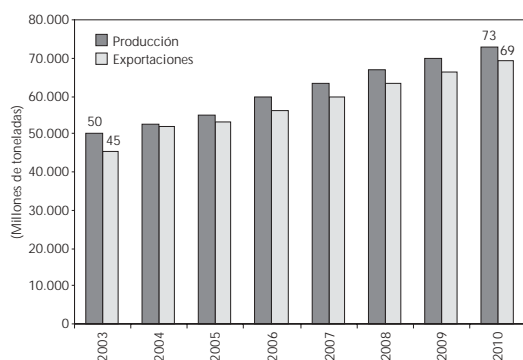


Fuente: UPME.

reservas. En general, el carbón colombiano es reconocido en el mundo por su bajo nivel de azufre y ceniza y su alta capacidad de generación calórica. Sin embargo, las principales características del carbón varían entre departamentos e incluso dentro de ellos. El carbón de La Guajira tiene la menor concentración de azufre y cenizas de todo el país, pero el carbón de Cundinamarca, Boyacá, Santander y Norte de Santander logra una mayor capacidad de generación de calor. Con el fin de aumentar la orientación exportadora de estas regiones del país es necesario reducir los costos de transporte a puerto de grandes volúmenes. También es necesario solucionar la extrema fragmentación de los productores que ha llevado al uso de tecnologías poco eficientes en la extracción del mineral.

De acuerdo con cifras de la UPME, la producción nacional aumentará de 50 millones de toneladas en 2003 a 73 millones en 2010, un crecimiento de 46%. Algo similar ocurrirá con las exportaciones. Estas cifras se pueden observar en el Gráfico 22. Carbones del Cerrejón espera aumentar sus exportaciones en 7 millones de toneladas entre este año y 2007, cuando alcanzaría los 30 millones de toneladas. Según la empresa, este incremento podrá realizarse sin ampliar la capacidad instalada. Sólo a partir del 2008 sería necesario realizar tales procesos, en función de la perspectiva del mercado internacional del mineral. Por su parte, Drummond espera aumentar sus exportaciones anuales a 30 millones de toneladas para el final de la presente década. En últimas, el comportamiento de ambos proyectos jalonará las exportaciones totales del país de 45 millones de toneladas en 2003 a 69 millones en 2010. Gracias a este crecimiento, Colombia llegaría a abastecer 1,5% de la demanda mundial de carbón para el consumo de energía al finalizar al década, 0,4 puntos por encima de su participación actual.

## Gráfico 22. PROYECCIÓN DE PRODUCCIÓN Y EXPORTACIONES DE CARBÓN



Fuente: UPME - Minercol.

### IV. CONCLUSIONES

La explotación de los recursos naturales no renovables es de gran importancia para Colombia. Además de proveer un monto importante de divisas por su exportación, se generan recursos fiscales que contribuyen a fortalecer los insuficientes recursos públicos del país. Por ser intensivo en inversión, la explotación de petróleo y carbón depende de los incentivos y los arreglos institucionales que rijan la actividad. Así, las modificaciones recientes en ambos sectores permiten ser optimistas sobre las perspectivas de la actividad.

Los cambios introducidos a nivel institucional en el último año en el sector petrolero fueron resultado de una evaluación alarmante sobre el futuro del país en materia de viabilidad y autosuficiencia. Las experiencias internacionales indican que estas reformas parecen estar en la dirección correcta y que Colombia podría recuperar su atractivo como destino de la inversión para exploración y explotación de petróleo. En el sector de carbón las reformas y han mostrado sus frutos y hoy el sector funciona de forma más eficiente que hace unos años y tiene perspectivas de crecimiento a nivel mundial.

Si bien la coyuntura actual presenta condiciones especiales que han mantenido el precio del petróleo en niveles bastante altos, se sabe que su nivel de largo plazo es más del doble de lo que se creía en 1999. Por esto es importante lograr mantener la autosuficiencia y trabajar para que también se prolongue la capacidad exportadora. Así se podrán realizar las ganancias en materia fiscal y comercial de un precio alto.

El gobierno tiene un gran reto. Por una parte, conseguir que la Agencia Nacional de Hidrocarburos logre incorporar nuevas reservas y por otra hacer de Ecopetrol una empresa competitiva y viable financieramente sin olvidar las restricciones fiscales que enfrenta el país. Hasta ahora las intenciones de firma de nuevos contratos y el manejo de las relaciones laborales y la búsqueda de alternativas financieras para la ampliación de la refinería de Cartagena son muestras de que se ha afrontado el reto de manera adecuada. Habrá que esperar a ver los resultados en materia de actividad petrolera que inscriban al país en la senda de recuperación de su capacidad productora. Vale recordar el ejemplo de ISA que por sus buenas prácticas ha podido emprender inversiones en infraestructura fuera del escrutinio de las cuentas fiscales. Además, sus decisiones financieras son independientes de consideraciones políticas. La participación privada en las acciones de esa empresa ha contribuido a que se desarrollen prácticas de gobierno corporativo, independencia fiscal, protección a inversionistas, entre otras.

El reto en el sector minero es continuar con el proceso que parece haber sido exitoso en el caso del carbón. Las perspectivas de la industria del carbón para Colombia son muy favorables, no sólo por las condiciones que existen en los mercados internacionales, sino por el actual diseño institucional del sector. Los cambios ocurridos durante lo corrido de la década han fortalecido y delimitado el papel tan-

to del sector privado como del sector público. El primero tiene el reto de explotar al máximo las capacidades mineras de país y el segundo debe consoli-

dar su rol como regulador y administrador de los recursos que le pertenecen.

## BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de Energía (2004), Annual Energy Outlook 2004. Enero
- Ecopetrol (2004), "Exploración, Inversiones y Retos: Plan de Negocios 2004-2008". Dirección General de Planeación y Riesgos. Marzo.
- Ecopetrol (2004), "Informe Anual 2003". Junio
- González, A. y Zapata, J. G. (2003), "Rediseño del uso de los ingresos públicos provenientes de la utilización y comercialización de los recursos naturales no renovables". Fedesarrollo - UPME. Agosto.
- Fondo Monetario Internacional (2003), Longer-Term Prospects for Oil Prices. World Economic Outlook. Septiembre.
- Pardo, Luis Álvaro (2004), "El futuro del carbón en el mundo de los energéticos y la inserción de Colombia en ese nuevo escenario". Observatorio Colombiano de Energía. Universidad Nacional
- Rincón, Hernán y Garavito, Aarón (2004), "Mercado actual de la gasolina y del ACPM en Colombia e inflación". *Borradores de Economía* No. 287. Banco de la República, mayo.
- Tovar, Alberto; Pérez, Víctor y Torres, Julio (2001), "La contratación Petrolera en Colombia" en *El Petróleo en Colombia*, edición especial de Carta Petrolera. Ecopetrol.
- UPME (2004), "Plan de Infraestructura de Transporte y Portuaria para el Desarrollo Minero en Colombia". Estudio realizado por Silva Carreño & Asociados S.A. para Minercol y UPME.