

# La Cadena del Petróleo en Colombia

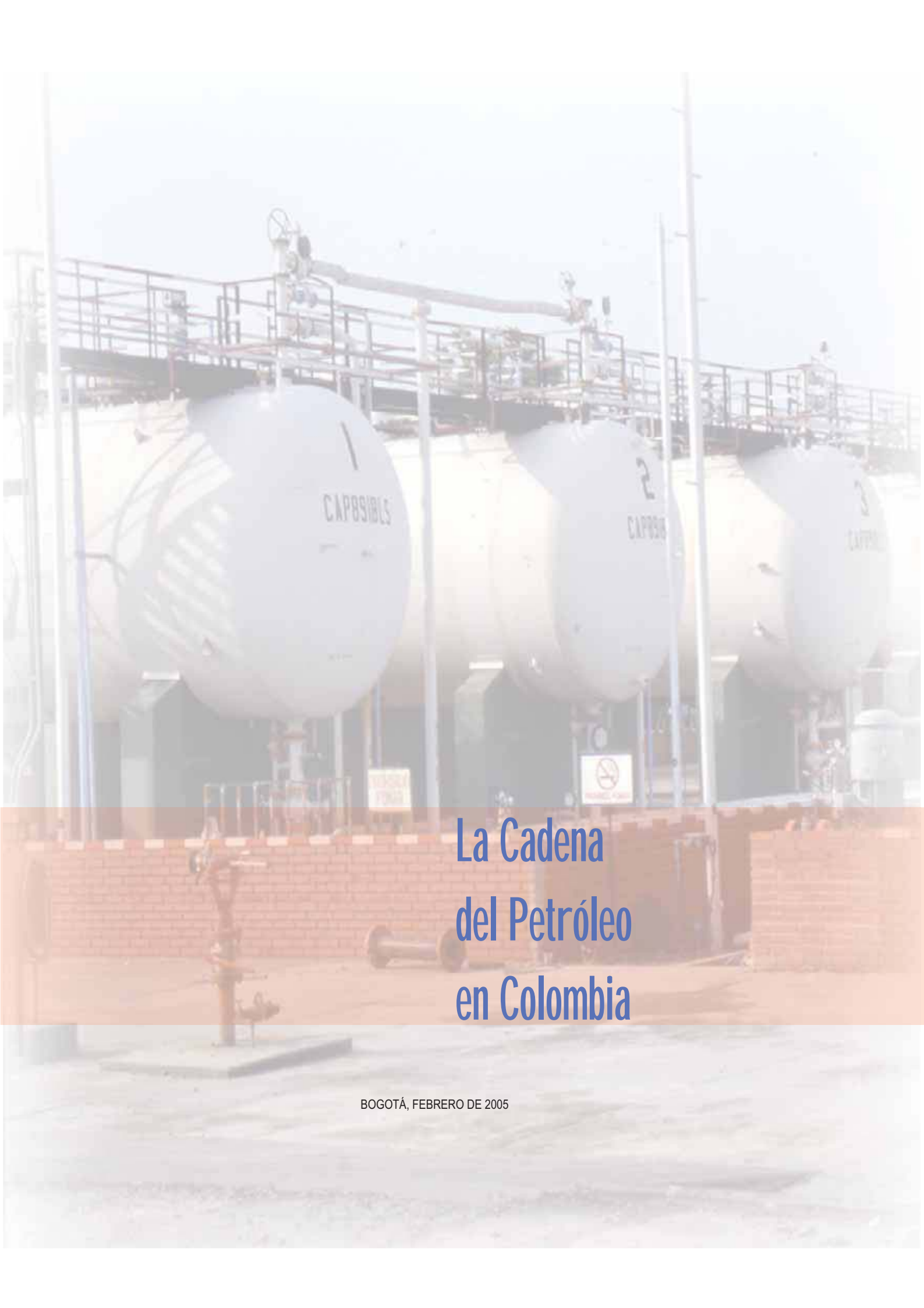
ISBN 958 - 97505 - 8 - 3



Libertad y Orden

REPÚBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

**UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA**



# La Cadena del Petróleo en Colombia

BOGOTÁ, FEBRERO DE 2005



## **LA CADENA DEL PETRÓLEO**

República de Colombia  
Ministerio de Minas y Energía

### **Unidad de Planeación Minero Energética - UPME**

#### **Director General**

Carlos Arturo Flórez Piedrahita

#### **Subdirector de Planeación Energética**

Alberto Rodríguez Hernández

#### **Grupo de Trabajo**

Beatriz Herrera Jaime  
John Mauro Castaño Duque  
Liliana Marcela Rojas Ortiz  
Carlos Antonio Alvarez Díaz

#### **Ilustraciones**

Archivo fotográfico Ecopetrol

© Derechos reservados. Primera edición 2005  
ISBN 958-97505-8-3

Diseño e impresión  
Imprenta Nacional de Colombia

## **TABLA DE CONTENIDO**

	<b>Página</b>
1. PRESENTACIÓN .....	7
2. ENTORNO INTERNACIONAL.....	9
2.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA.....	10
2.2. RESERVAS Y SUMINISTRO DE PETRÓLEO EN EL MUNDO.....	12
2.2.1. Reservas de petróleo en el mundo .....	12
2.2.2 Almacenamiento.....	15
2.2.3 Precios del Petróleo .....	16
2.2.4. Consumo de petróleo en el mundo .....	18
2.3. EL PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA .....	19
2.3.1. Reservas .....	19
2.3.2. Producción .....	20
2.3.3. Consumo .....	21
3. ENTORNO NACIONAL .....	23
3.1. ECONOMÍA Y ENERGÍA.....	23
3.2. PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS.....	24
3.3. Matriz Energética .....	25
4. INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN COLOMBIA.....	27
4.1. LEGISLACIÓN .....	27
4.2. CONTRATACIÓN .....	29
4.3. EXPLORACIÓN .....	29
4.3.1. Reservas .....	30
4.3.2. Producción y Suministro.....	31
4.3.3. Relación Reservas/Producción .....	32

	<b>Página</b>
5. SITUACIÓN EN EL “DOWN STREAM” .....	35
5.1 TRANSPORTE .....	35
5.2 REFINACIÓN .....	39
5.3 OFERTA DE CRUDO .....	45
5.4 TRANSPORTE DE DERIVADOS .....	46
5.5 DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .....	50
5.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .....	51
5.7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS .....	52
5.8 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES .....	56
6. COMERCIO EXTERIOR .....	63
7. PETROQUÍMICA.....	65
7.1 AMPLIACIÓN DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA .....	67
7.2 PROYECTO DE HIDROTRATAMIENTO EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA.....	69
8. BIOCOMBUSTIBLES .....	71
8.1 ETANOL CARBURANTE.....	72
8.2 BIODIESEL.....	73
9. RETOS DE LA CADENA ENERGÉTICA DEL PETRÓLEO.....	75

# 1

## **PRESENTACIÓN**

El progreso social reposa en el desarrollo económico y éste, a su vez, depende de la energía cuya demanda mundial continúa en ascenso. La energía potencia los procesos productivos, el comercio, las comunicaciones, pero por sobre todo satisface necesidades humanas básicas que evitan ciclos recurrentes de pobreza y aumentan la esperanza de vida.

El petróleo es la fuente de energía más importante de la sociedad actual. Es un recurso natural no renovable, con un indiscutible impacto en la economía, ya que aporta el mayor porcentaje del total de la energía que se consume en el mundo.

La alta dependencia que se ha generado del petróleo, la inestabilidad que caracteriza al mercado internacional y las fluctuaciones de los precios de este producto, han llevado a que se investiguen energías alternativas, aunque hasta ahora no se ha logrado una opción efectiva que realmente lo sustituya.

En Colombia el petróleo se ha convertido en el motor de la economía y en la base fundamental de las finanzas del Estado. En este sentido, los hidrocarburos han participado en promedio con el 28% del total de las exportaciones del país en los últimos años.

Con este documento, la Unidad de Planeación Minero Energética - UPME ofrece una visión de la actual situación del sector petrolero colombiano y describe en detalle cada una de las actividades que conforman la cadena energética del petróleo.

**CARLOS ARTURO FLÓREZ PIEDRAHITA**  
Director General



# 2

## ENTORNO INTERNACIONAL

La producción mundial de petróleo ha venido incrementándose paulatinamente, y es ligeramente superior a la demanda, pese a coyunturas críticas como la guerra de Irak o las interrupciones de suministro por parte de Venezuela y Nigeria. La humanidad ha podido satisfacer los requerimientos del energético, aunque el precio del barril de petróleo ha alcanzado cifras superiores a los USD \$50 por barril.

No obstante lo anterior, se observa que la demanda en los dos últimos años ha experimentado un incremento significativo, así como la producción de los países No OPEP cuya producción ha aumentado en 1.43 MBPD<sup>1</sup>, ante lo cual OPEP<sup>2</sup> reaccionó con aumento de su oferta, en cerca de 1,87 MBPD para evitar caídas en los precios del petróleo.

Del aumento en la producción petrolera NO OPEP, se resalta la dinámica de la antigua Unión Soviética que registró un incremento de cerca de 700 mil barriles diarios, para alcanzar un nivel promedio de 9.4 MBPD en lo corrido del 2004, equivalente al 12.2% de la producción mundial. Los demás productores NO OPEP registraron en el mismo año un crecimiento en su producción de apenas 1%.

El crecimiento de la economía mundial durante el 2004, presenta el ritmo más alto de los últimos veinte años. Estados Unidos, que consume una cuarta parte de la producción mundial de petróleo, está aumentando su demanda, en tanto que China consumió más de seis millones de barriles diarios en el primer trimestre del 2004, 12.8% más que el 2003, según cifras de EIA (Energy Information Agency)

La situación reciente de la OPEP, el nivel de producción y su cuota actual (incluyendo Irak) representan los mayores niveles de producción en los últimos 5 años, con cambios en la composición entre los países, favoreciendo a Irak que aumentó su producción en 2.22%, Kuwait en 0.19%, y Nigeria con valores cercanos al 1%, en detrimento de países como Indonesia, debido al agotamiento de sus yacimientos, y de Arabia Saudita cuya retracción es de 2.29% originado por los problemas de terrorismo.



1 Millones de barriles por día

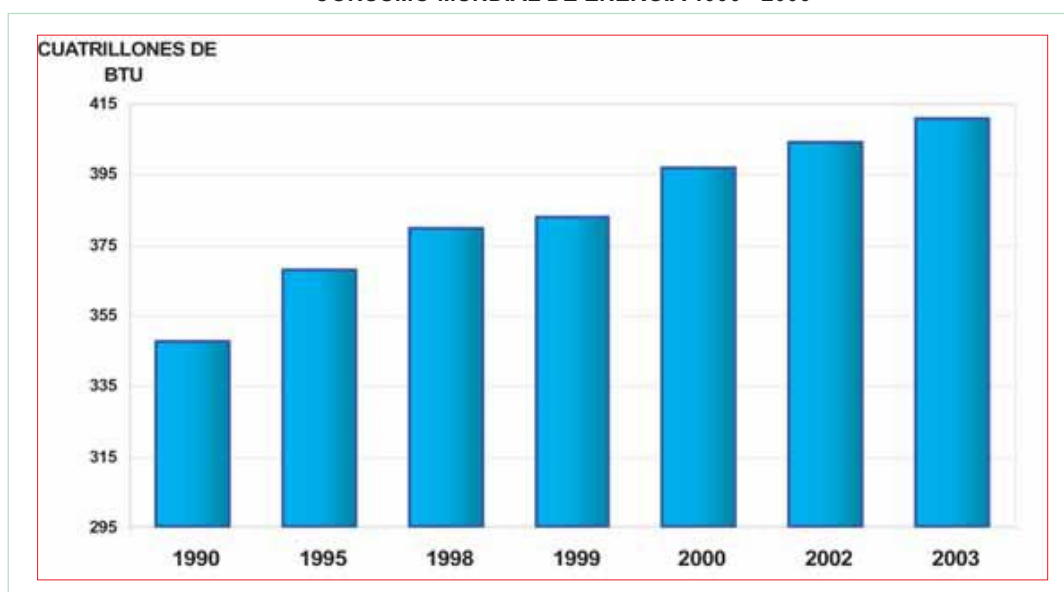
2 Organización de Países Exportadores de Petróleo, conformada por Algeria, Indonesia, Irán , Irak, Kuwait, Libia, Nigeria, Qatar, Arabia Saudita, Emiratos Árabes y Venezuela.



## 2.1. CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA

El consumo mundial de Energía durante el 2003 ascendió a 411 cuatrillones<sup>3</sup> de BTU, presentando un incremento de 1.76% con respecto al año anterior.

**Gráfica No. 1**  
**CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA 1990 - 2003**



Fuente: Energy Information Agency.

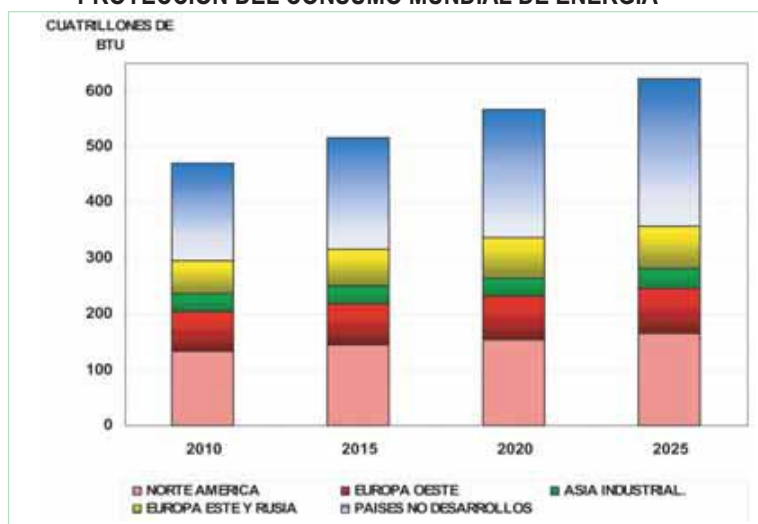
De los 411 cuatrillones de BTU, el 37% correspondió a petróleo, el 24% a gas natural, el 25% a carbón, el 6% para energía nuclear y el 6% a hidroelectricidad. Del total consumido, Europa y Euroasia fueron responsables del 30.1%, Norte América consumió 29%, Asia y Pacífico emplearon 28.8%, Sur y Centro América el 4,8%, el Medio Este 4.3% y África el 3.1%.

Según las proyecciones realizadas por la EIA, en su *International Energy Outlook 2004*, el consumo mundial de Energía se incrementará un 52% desde el año 2002 hasta el 2025, pasando de un consumo de 411 a 623 cuatrillones de BTU y serán los países en vía de desarrollo, particularmente las naciones de Asia, India y China, donde se presentarán las mayores tasas de crecimiento por la solidez de sus economías, las cuales se esperan crezcan al 5.1% anual, comparada con la tasa de crecimiento mundial, que se estima en 3%.

En contraste, para el mundo industrializado se proyecta un crecimiento de consumo energético más lento en alrededor del 1.2% anual y del 1.5% para las economías en transición (Europa del Este y antigua Unión Soviética). Mayores eficiencias en el uso final de la energía, que combinadas con un lento incremento en la población, hacen que estos países tengan consumos más modestos.

<sup>3</sup> Cuatrillón: Unidad Seguida de 15 ceros.

**Gráfica No. 2**  
**PROYECCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA**

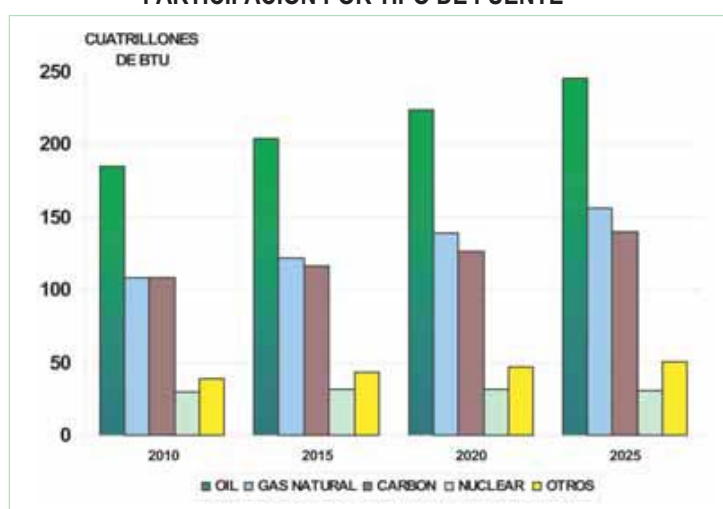


Fuente: Energy Information Agency

Los países que presentan mayor crecimiento en el consumo de energía, entre 2001 y 2025 son los llamados “No Desarrollados” con un 51.5%, seguidos por el grupo de naciones que conforman Europa de Este y Antigua Unión Soviética con 28.1%. Asia Industrial refleja un aumento del 14.7% y Europa Occidental de un 11.9%. En Norte América se estima que el consumo energético se incremente en un 23.8%,

Del consumo mundial de energía proyectado para el 2025, el crudo sigue siendo la principal fuente de abastecimiento energético primario con un 39.3%, seguido del gas natural que participa con 25.1%, carbón con 22.5%, energía nuclear 4.81% y otras fuentes con 8%. El energético de mayor crecimiento en el periodo es el gas natural con un aumento de 44.2%.

**Gráfica No. 3**  
**PARTICIPACIÓN POR TIPO DE FUENTE**



Fuente: Energy Information Agency

El principal sector de consumo en gas natural es la generación eléctrica, debido en buena medida a la eficiencia de las turbinas a gas y a las implicaciones del Protocolo de Kyoto, según el cual se requieren procesos más limpios que reduzcan los gases efecto invernadero.

Entre 2001 y el 2025 el consumo de crudo pasará de 77.1 a 120.9 MBPD. Su uso se concentrará en el sector transporte de Norte América y de los países en desarrollo de Asia, entre los cuales se consumirá cerca del 60% del total del mundo. Para la generación de electricidad, el uso de crudo disminuirá ya que competirá en forma importante con otras fuentes como el gas natural.

El consumo de carbón en el año 2025 será de 7.574 millones de toneladas disminuyendo ligeramente su participación sobre el consumo total de energía desde un 22.9 % en 1999 hasta un 22.5% estimado para el 2025. El decrecimiento en el consumo obedece principalmente a su menor uso en los países de Europa del Este y Oeste así como en la Comunidad de Estados Independientes (FSU)<sup>4</sup>, básicamente por que el gas natural reemplaza al carbón en la generación eléctrica. Sin embargo, en países como China e India se incrementará su consumo.

En cuanto a la energía nuclear, el consumo en el año 2025 será de 2,906 millones de GWh. El crecimiento de la capacidad nuclear se dará principalmente en los países en desarrollo, especialmente en Asia donde se espera entre 2001 y 2025 un crecimiento del 4.4% promedio anual en el consumo de electricidad generado a partir de las plantas nucleares.

El consumo de hidroenergía y fuentes renovables crecerá a una tasa de 1,9% promedio anual en el horizonte de análisis, pasando de un consumo de 32.2 cuatrillones de BTU en 2001 a 50.4 en el año 2025. Este incremento será responsabilidad de los países en desarrollo del continente asiático (China, India y Malasia).

A pesar de que los recursos energéticos mundiales son suficientes para satisfacer la demanda prevista, movilizar la inversión necesaria para convertir recursos en suministro depende de la capacidad del sector energético para competir con otros sectores por el capital. La dificultad de invertir en energía se ve agravada por el hecho de que la necesidad de capital va a ser mucho mayor, en términos reales, en los próximos treinta años que en los treinta anteriores. Así, por ejemplo, se triplicará la inversión necesaria en electricidad. Ello hace todavía más importante que las condiciones de inversión del sector energético sean las adecuadas para atraer el capital.

Los países en vías de desarrollo, con un crecimiento más rápido de producción y demanda, necesitarán casi la mitad de la inversión global en todo el sector energético, incluso teniendo en cuenta que los costos unitarios para el aumento de capacidad son por lo general inferiores a los de la OECD<sup>5</sup>. Sólo China tendrá que invertir USD \$2.3 billones, esto es el 14% del total mundial. En el resto de Asia, India e Indonesia incluidas, necesitarán casi el mismo capital.

Una buena parte de estas inversiones está destinada al mantenimiento del nivel actual de suministro. Los campos de gas y de petróleo se están agotando, las centrales eléctricas se están quedando obsoletas y es necesario reemplazar las líneas de conducción y distribución. Los costos de extracción, incluyendo costos de prospección, constituirán el grueso de la inversión en el sector de combustibles fósiles, aunque el porcentaje varía de unos combustibles a otros.

## 2.2. RESERVAS Y SUMINISTRO DE PETRÓLEO EN EL MUNDO

### 2.2.1. Reservas de petróleo en el mundo

En cuanto a las perspectivas de la oferta, a finales del 2003 las reservas probadas de petróleo en el mundo ascendían a 1,019.9 GBP<sup>6</sup> En la última década las reservas prácticamente se han estancado. En efecto, de 1980 a 1990 las

4 FSU. Former Soviet Union.

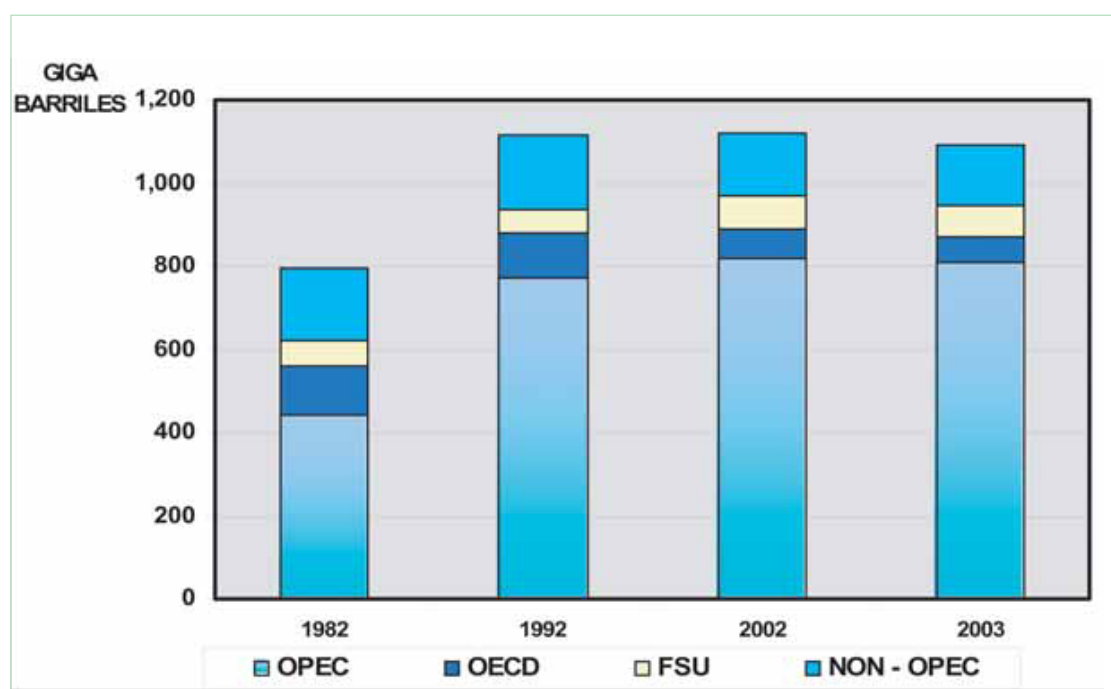
5 Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos, conformada por Estados Unidos, México, Canadá, Mar del Norte y otros.

6 Miles de millones de barriles

reservas mundiales crecieron en casi un 53%, mientras que entre 1991 y 2003 sólo han crecido en un 4.7%, pero existe la factibilidad que los volúmenes de reservas crezcan en el futuro a tasas mayores gracias a los desarrollos tecnológicos en la exploración y producción, aumentos en los estimados inicialmente conservadores de reservas y a cambios económicos.

Del total de las reservas mundiales, el 79.3% están localizadas en los países pertenecientes al cartel OPEP. La antigua Unión Soviética cuenta con el 7.27% de las reservas totales, los No OPEP disponen del 14.27% y los OECD disponen del 6.23%. En tanto, Colombia solo representa el 0.2% de las reservas mundiales.

**Gráfica No. 4**  
**EVOLUCIÓN DE LAS RESERVAS DE PETRÓLEO**



Fuente: BP-2003 Statistical Review

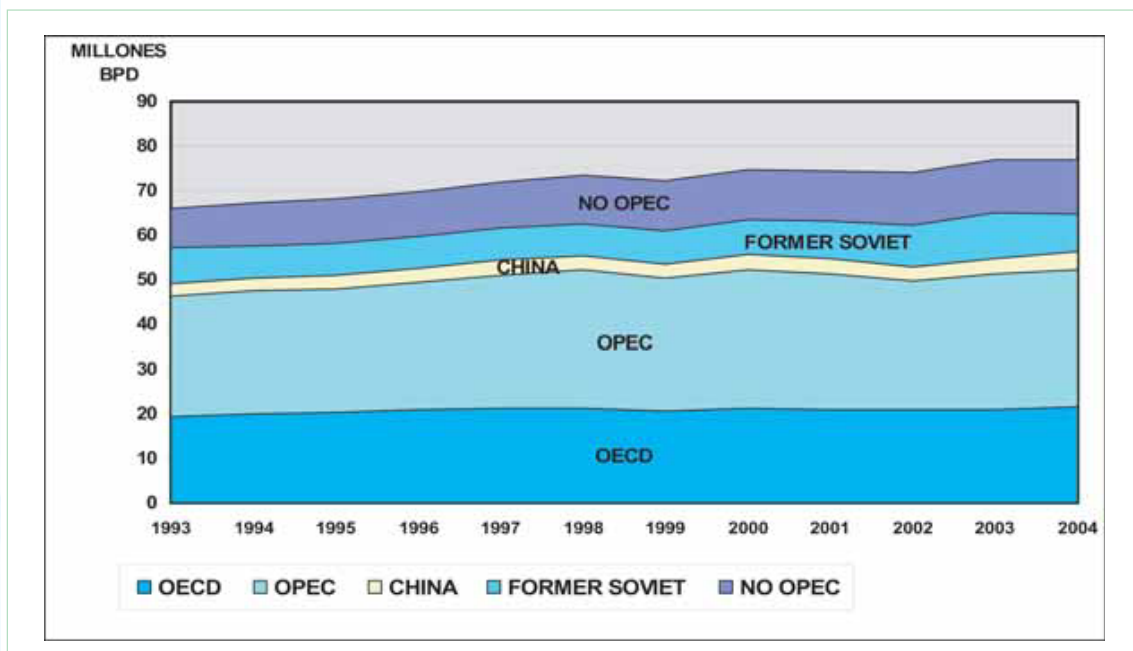
Es de anotar que las reservas probadas son volúmenes que desde la óptica geológica y de estudios de ingeniería tienen alta probabilidad de ser recuperadas en el futuro bajo condiciones económicas y de operación, según lo señalado por el Oil & Gas Journal.

La Relación R/P (Reservas – Producción) de los países OPEP ronda los 72 años, mientras que la del mundo es de apenas 35 años. Los países de la OECD tienen una relación de 7.4 años, los NO OPEP 9.6 y la antigua Unión Soviética 19.6 años. Este es el indicador utilizado para el análisis de las reservas de cada uno de los países comparándola con su producción anual.

Normalmente, los lugares donde el petróleo es producido están situados a bastante distancia de las zonas de consumo. Aunque muchos de los países tienen una producción alta, no es suficiente para satisfacer su consumo interno, por lo que se ven obligados a importarlo. Como se indicó anteriormente, históricamente la producción petrolera mundial ha superado su demanda, permitiendo así que los países altamente consumidores no hayan tenido la necesidad

de disponer de sus reservas de emergencia, evitando el temor al desabastecimiento e incertidumbre por los precios altos.

**Gráfica No. 5**  
**PRODUCCIÓN MUNDIAL DE PETRÓLEO**



Fuente: Oil Market Report -2003

Durante el primer semestre del 2004, la producción total alcanzó los 77.6 MBPD, incrementándose 3.05% con respecto al 2003, consecuencia del aumento en la producción de la antigua Unión Soviética (9.78%), de los países exportadores de petróleo con 5.41% y los países en desarrollo con 3.91%.

La producción mayoritaria de petróleo está en manos del grupo OPEP, con alrededor de 29.52 MBPD, quienes con sus decisiones influyen en los distintos mercados en los que se fijan los precios mínimos de crudo.

En la región del Medio Oriente se origina la mayor parte de la producción mundial actual, aunque sin llegar a los altos porcentajes que tenía en los años 1970s, lo más probable es que esta concentración se mantenga hacia el futuro y la mayor parte de los suministros adicionales en los próximos años provengan de allí, siendo Arabia Saudita el principal productor, el cual cuenta con flexibilidad para suministro adicional o disminución de producción a corto plazo, sin disminuir sus factores de recobro de crudo. Rusia se sitúa como segundo productor con 8.54 MBPD, 150.000 barriles menos que Arabia Saudita, pero con 2.97 MBPD más que Estados Unidos.

Según el reporte mensual sobre el mercado del petróleo y la situación de oferta y demanda publicado por la AIE<sup>7</sup>, en el 2004 está mejorando la dinámica de producción mundial, elevándose en 1.2 MBPD respecto del 2003, reflejando una clara recuperación económica desde la depresión iniciada en el 2001 cuando a la crisis se sumaron los atentados terroristas de septiembre en Nueva York, que provocaron una reducción en la demanda de la OECD.

7 Agencia Internacional de Energía

### 2.2.2 Almacenamiento

Por ser un recurso natural, las reservas de petróleo no se distribuyen de acuerdo a las necesidades de consumo, lo que hace de la industria y del mercado del petróleo, actividades de alcance global con un comercio internacional intenso e importante.

Los stocks o almacenamientos de petróleo y sus derivados juegan un papel destacado en el mercado del crudo y particularmente en sus precios. Su importancia radica en la seguridad de abastecimiento abundante y regular a usuarios y consumidores finales ante la posibilidad de deficiencias técnicas en las refinerías o a bordo de los buques o en los oleoductos, de causas naturales imprevisibles, de la incertidumbre por problemas políticos, económicos y comerciales, así como por las crisis que afectan periódicamente las relaciones entre países productores y países consumidores. Por esto, el almacenamiento debe quedar asegurado en cada etapa del camino recorrido por el petróleo, desde el punto de extracción hasta el usuario final.

La necesidad de los stocks surge como consecuencia de la segunda guerra árabe-israelí en 1973, que provocó el racionamiento de la gasolina en algunos países, lo cual indujo a muchos de estos a establecer normas legales para regular la existencia de reservas estratégicas de petróleo y sus derivados. De esta forma, las compañías petroleras están obligadas a poseer en todo momento una cantidad de producto que garantice el consumo del mercado interno durante un tiempo mínimo determinado.

Las compañías petroleras han intentado hacerse más eficientes en los últimos años y operan con depósitos de petróleo crudo cada vez más pequeños. Esto significa que no hay un colchón lo suficientemente grande en el mercado para aplacar el efecto de una interrupción en los suministros. Debido a este reducido margen de maniobra, situaciones inesperadas como la violencia en el Medio Oriente, tensiones étnicas en Nigeria y huelgas en Venezuela han tenido un efecto sensible en los precios del crudo en el 2003.

De otra parte, el intento de las compañías petroleras por operar en forma más eficiente ha conducido a la disminución de los almacenamientos de crudo. Esto significa que no hay un margen suficientemente grande en el mercado para aplacar el efecto de una interrupción en los suministros. Debido a este reducido margen de maniobra, situaciones inesperadas como la violencia en el Medio Oriente, mayor demanda, y sobre todo una capacidad de producción en el límite, están llevando los precios del petróleo a niveles récord.

Los stocks americanos de petróleo alcanzaron durante el mes de julio su nivel más bajo en más de 27 años, por debajo de los 270 millones de barriles, por lo que las refinerías eventualmente podrían tener problemas de aprovisionamiento. El nivel de 270 millones de barriles marca un punto de inflexión por debajo del cual la cadena de aprovisionamiento perdería flexibilidad, lo que podría aumentar la posibilidad de problemas regionales. Igual suerte corrieron los productos destilados, que comprenden el fuel-oil doméstico y el gasoil, cuyos inventarios cayeron a niveles de 103 millones, mientras que los stocks de gasolina fueron de 211 millones. Por esta razón, se produjo un fuerte incremento de las importaciones de crudo, lo que representó el aumento de precio más drástico en lo corrido del año.

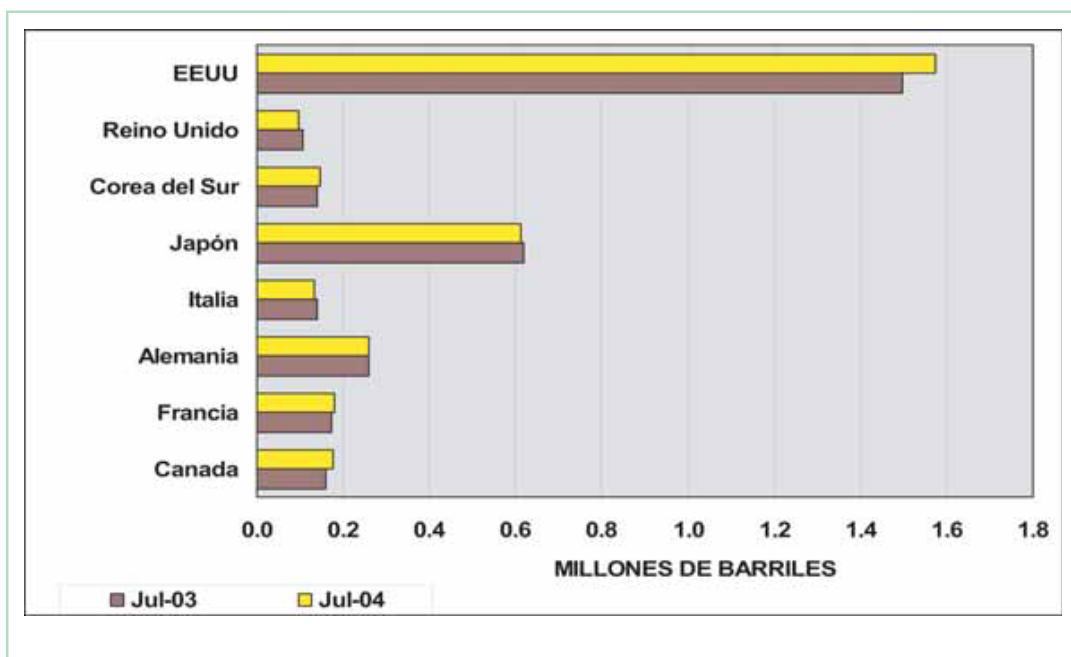
Es difícil acceder a estadísticas totales del almacenamiento global. Los Estados Unidos y en general los países de la OECD disponen de dicha información en forma regular. Por su enorme y disperso mercado a lo largo del país, los Estados Unidos tienen los stocks comerciales más grandes de mundo con algo más de mil millones de barriles. La Costa de Golfo dispone de la mayor parte de los inventarios de petróleo crudo, en tanto que la Costa Oriental por su alto consumo y el suministro local limitado, tiene los mayores inventarios de producto final.

Los Estados Unidos cuentan con niveles de reserva denominados "almacenamientos estratégicos" controlados por el gobierno, conocidos como una protección contra interrupciones severas de suministro. Estas reservas se encuentran almacenadas en enormes cavernas de sal subterráneas, a lo largo de la línea de la costa del Golfo de México y tan sólo en una ocasión se han utilizado, cuando se presentó el conflicto del Golfo en 1991, donde se emplearon en cerca del 4%. La gráfica No 6 presenta la evolución de los stocks en los países de la OECD.

Con la perspectiva de precios altos, se espera que el incremento de la demanda global del crudo en el 2005 se reduzca, debido al impacto de estos sobre el crecimiento económico mundial.

Se espera que a futuro se calmen las tensiones en el ámbito internacional y se establezca el crecimiento de la economía mundial para que se normalicen los inventarios, particularmente de los Estados Unidos.

**Gráfica No. 6**  
**EVOLUCIÓN DE INVENTARIOS DE PETRÓLEO**



Fuente: Oil Market Report

### 2.2.3 Precios del Petróleo

La evolución reciente del mercado petrolero internacional ha puesto de manifiesto la pertinencia de su análisis y comprensión. Ha sido un mercado en constante proceso de cambio en los últimos veinte años, en los que los participantes principales, por los lados de oferta y demanda, también han observado importantes transformaciones derivadas del proceso tecnológico, de la búsqueda de nuevas alternativas energéticas y de la creciente relevancia de los llamados crudos marcadores en la formación de los precios del petróleo, entre otros factores.

El petróleo no es una mercancía homogénea. Existen diversos tipos de crudo que se diferencian, principalmente, por el grado de viscosidad (grado API) y su contenido de azufre. Actualmente, a pesar de la variedad de crudos que se ofrecen en el mercado, solamente algunos de ellos sirven de referencia para la fijación de precios, ya sea sobre la base de diferenciales respecto a un crudo específico o mediante fórmulas que integran una canasta de crudos.

En la práctica las cotizaciones de los marcadores se utilizan como una especie de unidad de cuenta para los demás tipos de crudo en las negociaciones internacionales. Los crudos que sirven como marcadores en las condiciones actuales del mercado son el West Texas Intermediate (WTI) negociado en Nueva York, el Brent del Mar del Norte en Londres y el Dubai en Singapur, principalmente.

Cabe hacer notar que el WTI no se comercializa en los mercados internacionales, sino solamente en el mercado de Estados Unidos compitiendo frente a las importaciones, representando el precio de referencia para el voluminoso comercio de petróleo al interior de la economía estadounidense, dada su condición de gran país consumidor

Alrededor de ellos se ha gestado una infraestructura de transporte, almacenamiento y servicios, así como facilidades de información, regulaciones y modalidades de contratos, que permiten que el comercio se realice con eficiencia y certidumbre. Además, estos crudos se negocian bajo modalidades de entrega física (spot), contratos adelantados, futuros y otros derivados, que facilitan la administración de riesgos.

La compraventa de crudo ha evolucionado de una estructura vertical, dominada por transacciones entre subsidiarias de una misma empresa, hacia formas efectivas de mercado con participantes diferentes del lado de la oferta y la demanda. Además, en los últimos años ha venido ganando mayor transparencia y apertura con la introducción de modalidades de compraventa tipo spot, contratos adelantados, futuros, opciones y swaps, lo que ha permitido la participación de actores no necesariamente ligados a la producción o refinación de petróleo.

El precio del petróleo, afectado por eventos políticos, económicos, de infraestructura e incluso climatológicos, ha experimentado variaciones bruscas e inesperadas que han impactado a la economía y los mercados financieros internacionales, con una intensidad mayor a cualquier otra variable considerada de manera individual.

En los últimos quince meses el mercado petrolero internacional se ha visto excesivamente agitado por los drásticos cambios observados en los precios del crudo, los que han llevado el valor del barril de cerca de USD \$25 en mayo de 2003 a USD \$49 en septiembre de 2004, es decir, en este periodo los precios prácticamente se duplican.

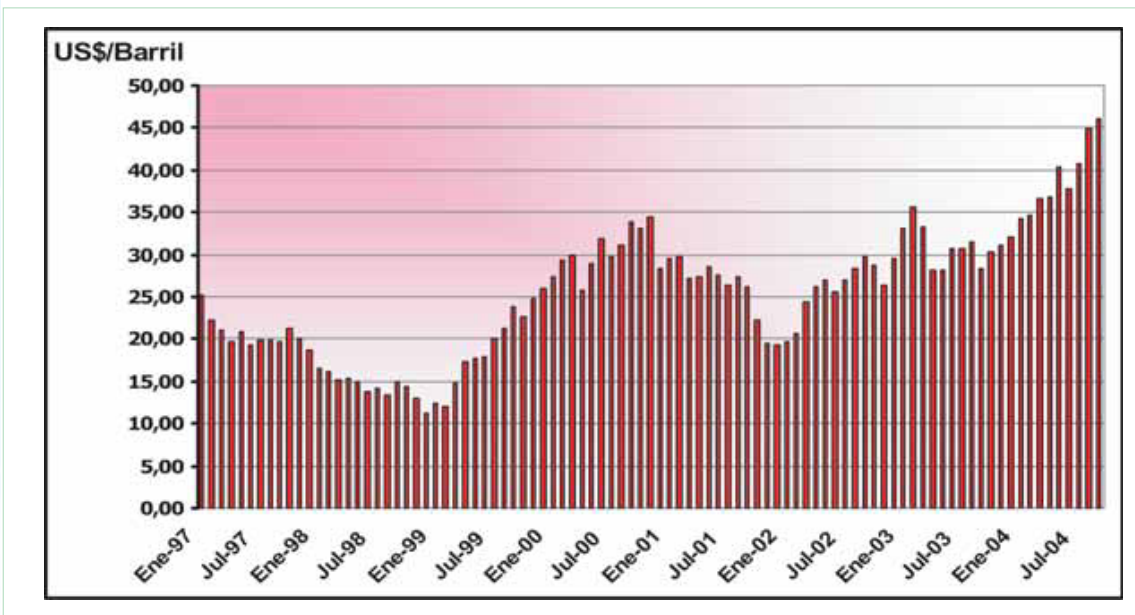
Según analistas internacionales, el factor de mayor incidencia en el incremento de los precios del crudo, es la intensa actividad especulativa en los mercados de futuro, luego de acrecentarse la violencia en el Medio Oriente durante el mes de septiembre de 2004, que generó la duda sobre la capacidad de Irak para convertirse en un productor estable y seguro. La tensión política que se vive en países productores, también afecta la producción y los precios, porque la seguridad de su suministro es incierta.

Los incrementos del precio del crudo WTI han originado no solo cambios en los precios del petróleo en boca de pozo, sino de los combustibles como la gasolina y el diesel, cuyos resultados repercuten directamente en los usuarios finales.

La mayoría de los analistas predicen que los precios seguirán subiendo, afectando el crecimiento de la economía mundial y que sólo disminuirán una vez se normalice la producción, se aligere la demanda y se normalicen los inventarios.



**Gráfica No. 7**  
**EVOLUCIÓN DEL PRECIO PROMEDIO MENSUAL DE WTI**



Fuente: PLatts

Sin embargo, es necesario tener en cuenta que el aumento del precio del crudo reduce el crecimiento mundial, entre otras razones porque induce alzas en las tasas de interés para romper el efecto inflacionario, cuyos valores dependerán de la forma como reaccionen los bancos centrales de las grandes economías. Igualmente el crecimiento de las exportaciones puede llegar a ser negativa, puesto que el comercio mundial de manufacturas y los precios de las materias primas básicas son muy sensibles a los mayores precios del petróleo.

#### 2.2.4. Consumo de petróleo en el mundo

Normalmente los países productores de petróleo no son los mayores consumidores. El uso de este energético está asociado al desarrollo socioeconómico de cada uno de ellos. Por ejemplo, del consumo 2004 que alcanza los 82 MBPD, el 60% correspondió a las naciones industrializadas (principalmente Norte América y OECD) y el 40% para los países en vía de desarrollo, particularmente Asia. La participación en la demanda de petróleo de Sur América muestra un leve crecimiento desde 1990.

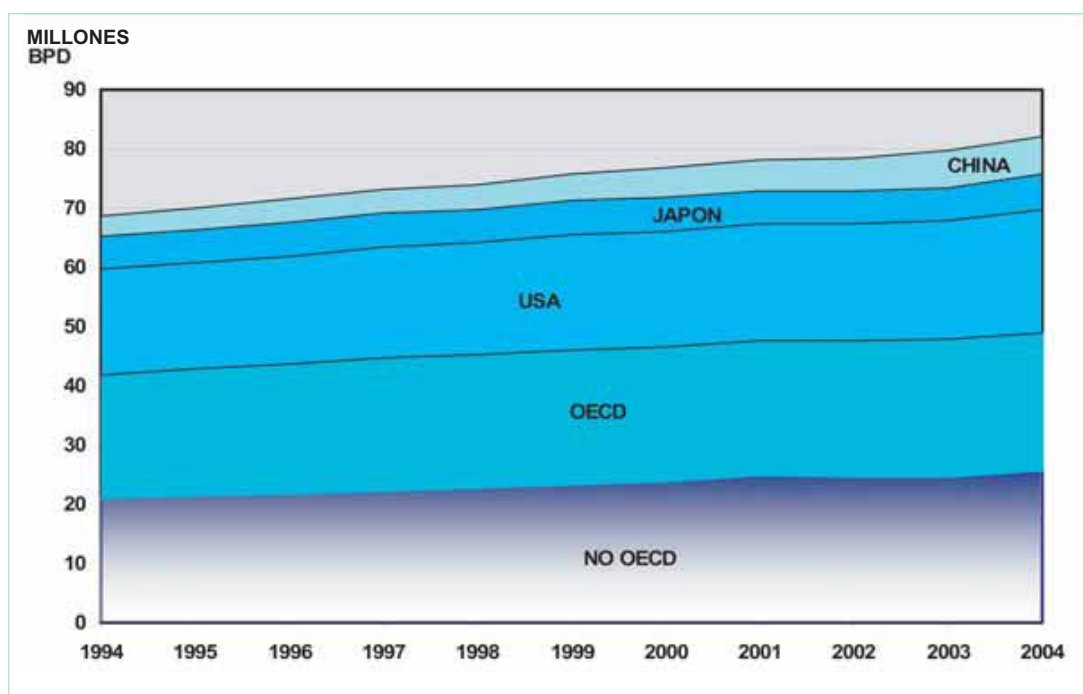
La demanda mundial de petróleo está creciendo con más fuerza de lo que se preveía gracias a la rápida expansión de la actividad económica mundial en China y Estados Unidos, especialmente en la primera mitad del 2004. Según la AIE, la demanda de petróleo ha aumentado en cerca de 2.43 MBPD durante el 2004, lo que representó un incremento del 3.05% con respecto al 2003.

Sigue siendo Estados Unidos el primer consumidor de petróleo en el ámbito mundial con cerca de 20.3 millones de barriles día, cifra que representa el 24.8% del total. Por su parte China concentró el mayor aumento del consumo petrolero, debido a su fuerte crecimiento económico anual y al incremento sustancial de las ventas de vehículos. Durante el 2003, China aumentó su consumo en un 12.55%, y en el 2004 ya alcanza un 12.8% es decir en 710,000 BPD más que el año anterior, desplazando a Japón del segundo lugar de los países con mayor consumo de este energético.

El consumo de petróleo en los países de la OECD creció a una tasa del 1.18%, siendo Canadá y Francia los de mejor comportamiento al aumentar su demanda en 76,600 y 76,100 BPD respectivamente. En Europa Occidental (países que también pertenecen a la OECD), la tasa de incremento en el consumo de petróleo se ha reducido debido a la penetración del gas natural, excepto en el sector del transporte. Entre tanto, Australia y Nueva Zelanda han mostrado leve recuperación logrando los niveles alcanzados iniciando el presente siglo.

La demanda de los países que no pertenecen a la OECD, excluyendo a China, muestra un crecimiento alto en cerca del 3.18%, lo que representa 900,000 BPD. En términos generales, se puede señalar que el 2004 ha sido un año de recuperación en el consumo mundial, lo cual indica la mejoría de la economía en casi todos los países del mundo.

**Gráfica No. 8**  
**EVOLUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE PETRÓLEO**



Fuente: Oil Market Report-

De todas formas, los precios altos abrirán un espacio al desarrollo de fuentes alternativas de energía, que sustituyan el uso de hidrocarburos.

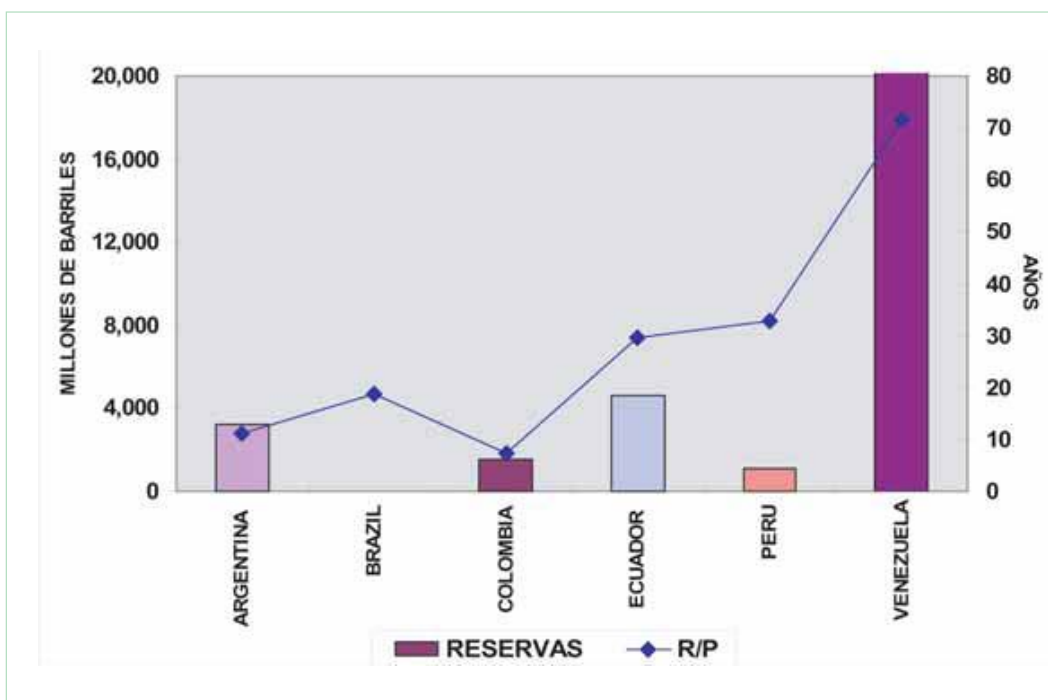
## 2.3. EL PETRÓLEO EN AMÉRICA LATINA

### 2.3.1. Reservas

América Latina cuenta en la actualidad con reservas de petróleo de 102.25 GBP, cifra esta que ha venido incrementándose en la última década gracias las acciones de los países para desarrollar los potenciales de hidrocarburos presentes en la región. Finalizando el 2003, el petróleo de la región representaba el 8.90% de las reservas mundiales, las cuales se incrementaron en 2% con respecto al 2002 y en 29.2% referente al 2001.

Brasil, Venezuela y Argentina fueron los responsables de aumento de la disponibilidad de reservas en el continente latinoamericano, que señalan a Brasil como el país con mayores hallazgos durante el 2003, al incrementar sus reservas de crudo en 8.16%, equivalente a 800 millones de barriles, seguido de Venezuela con 1.5% representando cerca de 700 millones y en tercer lugar se encuentra Argentina, con un aumento del 1%, correspondiente a 400 millones de barriles adicionales.

**Gráfica No. 9**  
**RESERVAS PROBADAS EN AMÉRICA LATINA**



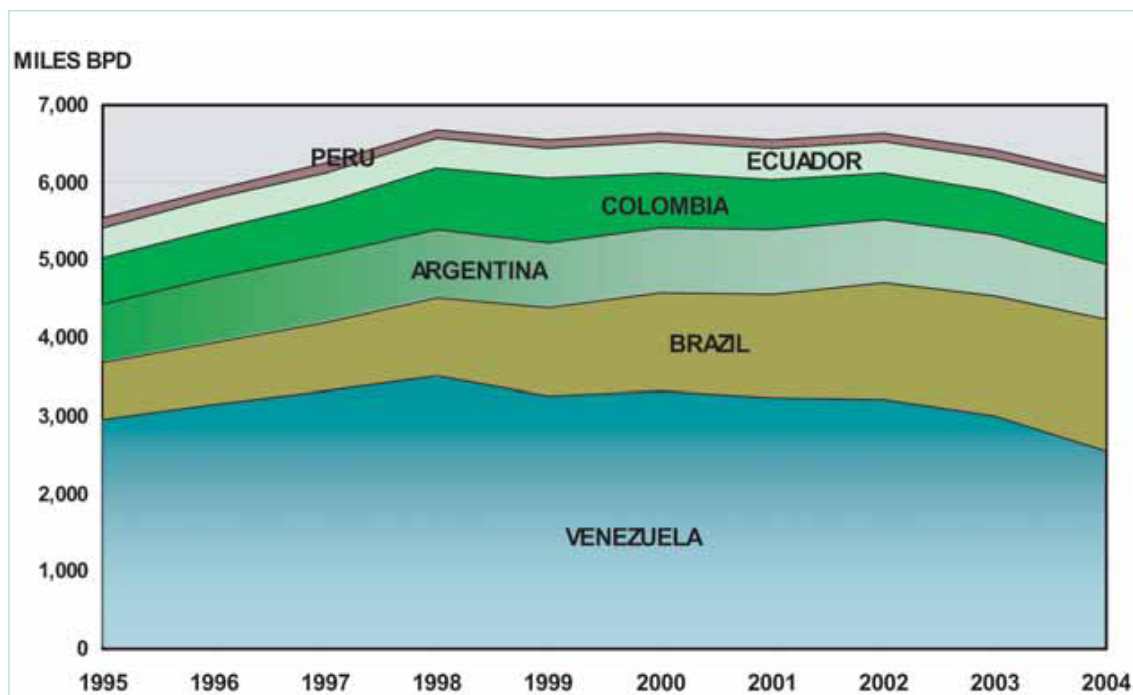
La región es la tercera en producción después del Medio Oriente y Norte América, aportando un 8.4% del total. Dispone de 46.9 años de relación reservas producción, 10 años más de los alcanzados durante el 2002, información que se presenta en el gráfico No 9 en forma desagregada.

### 2.3.2. Producción

La producción de petróleo en la región ha venido disminuyendo progresivamente desde 1998, debido principalmente a la declinación de los campos productores y a las crisis por las cuales Venezuela ha atravesado. La región pasó de producir 6.74 MBPD en el 2003 a 6.07 en el 2004, lo que representa una disminución de 9.88%, y de 12.47% con respecto a 1998, años de mayor aporte a la producción por la región latinoamericana.

En el 2004, el país de mayor producción sigue siendo Venezuela con el 42% del total y como segundo se sitúa Brasil con el 28% de la cuota suramericana. Tras estos dos grandes productores hay un grupo de países conformado por Argentina, Colombia y Perú que, aunque se autoabastecen, vienen mostrando un descenso paulatino en su producción y a su vez son los que disponen de la menor cantidad de reservas remanentes.

**Gráfica No. 10**  
**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN SUR AMÉRICA**



Para los países de la región que exportan como Venezuela, Colombia y Ecuador, el sector petrolero es el que genera la mayor parte de las divisas y las contribuciones fiscales al Estado. Por ende, el petróleo reviste una importancia crucial para los gobiernos, la economía y la política exterior de cada uno de estos. Las políticas adoptadas por la industria petrolera tienen incidencia no sólo sobre los demás sectores de la economía, sino también sobre la implantación de las principales políticas públicas.

Naciones como Uruguay, Chile, Bolivia y Paraguay entre otros, deben recurrir a recursos del mercado externo para el abastecimiento de sus necesidades, al no disponer de reservas de petróleo. La siguiente gráfica presenta la evolución de la producción petrolífera en Sur América.

En términos generales, la situación mundial de los precios está beneficiando a América Latina teniendo en cuenta que es una región exportadora neta de petróleo y el efecto inmediato sobre los ingresos externos y sobre las cuentas fiscales es positivo. Según los expertos, por cada USD \$10 de aumento en el precio del petróleo, la situación fiscal mejora 5% del PIB en Venezuela, 4% en Ecuador y cerca de 1% en México y Colombia. Estos efectos favorables ayudarán a que la región crezca por encima de 4.5% este año.

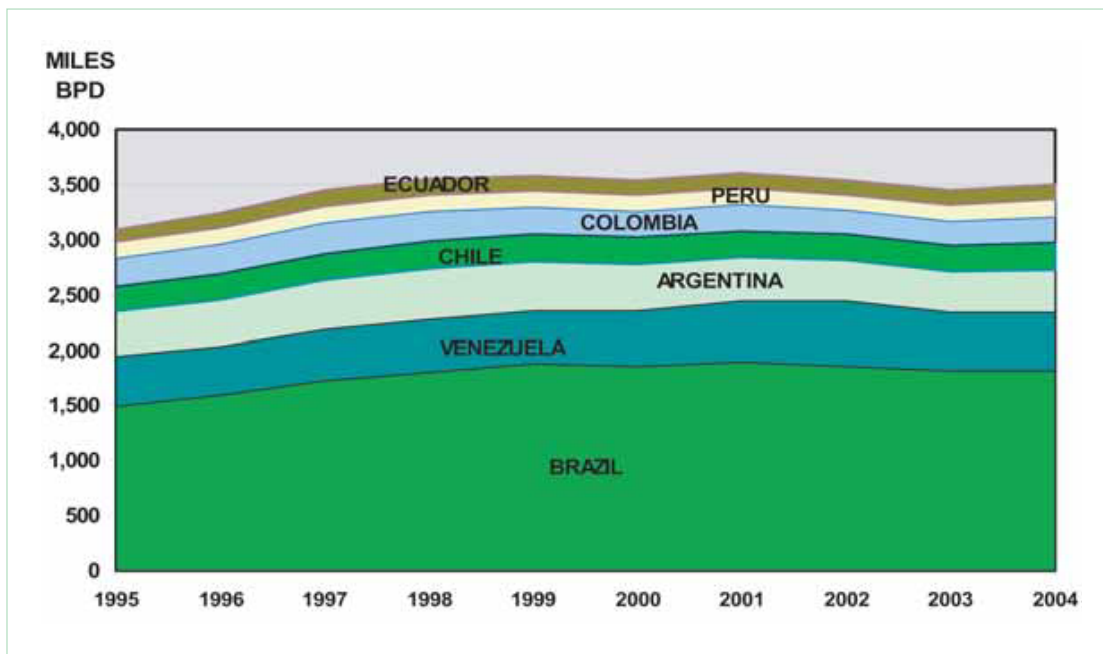
### 2.3.3. Consumo

El consumo de petróleo se incrementa en la medida en que aumenta el crecimiento económico de los países y por ende la importancia del petróleo como agente económico. América Latina, que había venido consistentemente en aumento desde la década del ochenta, presenta la primera caída en la demanda de este energético iniciando el nuevo milenio, situación que se acentuó en el 2003, generada por los problemas en Venezuela y la disminución de consumos en el sector transporte de países como Colombia y Brasil.

En el continente Latinoamericano se consumen cerca de 4.6 MBPD, que equivalen al 5.62% del consumo mundial. Brasil es el país de mayor uso con poco más de la mitad del total suramericano, seguido de Venezuela con el 13.7% y posteriormente Argentina con el 10.5%. Todos los países tienen un consumo intensivo de este energético si se le compara con las naciones industrializadas, quienes muestran tendencias decrecientes, desde la década de los setenta a la fecha.

En lo corrido del 2004, la mayoría de los países muestran una recuperación económica importante, situación que se refleja en la demanda de productos intermedios derivados del petróleo para lo procesos industriales, lo que viene incidiendo de manera determinante en la demanda de crudo, a menos que el precio del petróleo logre ahogar estas economías.

**Gráfica No. 11**  
**EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE PETRÓLEO**



Fuentes: B.P Statical Review, y DOE

Latinoamérica está recuperándose lentamente: la economía pasa por su mejor momento económico en cinco años, siendo Argentina quien lidera el crecimiento de la región, seguida de Chile, Colombia, Perú y Ecuador. Se espera con esto que la demanda de crudo crezca más rápidamente que lo estimado.

# 3

## ENTORNO NACIONAL

El presente capítulo muestra el comportamiento histórico de la economía colombiana a través de los principales indicadores (PIB, inflación, tasa de desempleo, exportaciones e importaciones, devaluación y reservas internacionales).

### 3.1. ECONOMÍA Y ENERGÍA

En los dos últimos años la economía colombiana ha venido mejorando sustancialmente, superando las condiciones de fragilidad presentadas en el periodo 1998-2001. El desempeño de la economía durante el 2003 registró un crecimiento importante, a la vez que la inflación continúa disminuyendo, así como la tasa de desempleo, aunque esta sigue siendo alta. En el primer semestre del año 2004, el comportamiento económico ha superado las expectativas de crecimiento y la tasa representativa del mercado cayó a niveles del año 2002, cerca de \$2,500 por dólar.

El crecimiento del 2003 fue mayor a la meta inicial de 2.0% y muy superior al conseguido en 2002 (1.76%). Este resultado positivo muestra que la dinámica de crecimiento de la economía es sostenible en el largo plazo. La economía colombiana creció 3.74% más en el 2003 frente al 2002. Desde el punto de vista de la oferta y los cálculos por el lado de la demanda, la tasa registrada en 2003 es la más alta desde 1995 cuando se ubicó en 5.20%. La actividad económica que mayor variación presentó durante 2003 frente a 2002 fue construcción de edificaciones con 19.19%.

En el segundo trimestre de 2004, el PIB fue de 4.25%, cifra importante en el crecimiento de la economía. El sector de la construcción lideró este crecimiento, siguiéndole la industria manufacturera que registró alzas importantes en el segundo trimestre del 2004, y se espera que estos sectores continúen fuertes en el segundo semestre del año.

El comportamiento de la economía nacional supera el promedio de la región, lo cual repercute en una mayor confianza para los inversionistas, que pueden encontrar en Colombia una mejor opción de inversión. El factor que más incidió en el buen resultado económico en términos de crecimiento fue la



inversión privada, consecuencia de la reducción del riesgo país por menores requerimientos de endeudamiento externo a través de créditos. El déficit en cuenta corriente fue más bajo, aún cuando la tasa de cambio ha estado flotante pero competitiva.

Esta nueva fase de crecimiento económico se ha desarrollado dentro de las siguientes condiciones: i) un contexto externo que durante el primer semestre fue netamente desfavorable, pero que en la segunda mitad de 2003, en especial por el buen desempeño de la economía estadounidense, mostró notorios síntomas de recuperación, ii) una significativa mejora de los precios de los energéticos (petróleo y carbón) en el mercado internacional, iii) una política monetaria no restrictiva, que ha permitido mantener la liquidez de la economía y tasas de interés reales relativamente bajas respecto a los estándares históricos nacionales y finalmente, iv) el dinamismo mostrado por sectores como el de la construcción y el financiero, que están respondiendo a las políticas implementadas en la presente administración.

En cuanto al comportamiento del sector externo, las exportaciones colombianas se recuperaron a pesar de que la crisis venezolana las afectó negativamente. El anterior comportamiento se explica en parte por la ampliación del ATPDEA por parte de los Estados Unidos. Por su parte, las importaciones también se recuperaron como consecuencia de la mayor actividad económica. En el primer semestre de 2004, las exportaciones crecieron un 14.1% en relación al primer semestre del año 2003.

Las mejores condiciones financieras de los mercados emergentes en el segundo semestre de 2003, permitieron la reducción de los “spreads” de la deuda externa. Así mismo, se redujo la salida de capitales y por el contrario la entrada de recursos privados a los países emergentes aumentó considerablemente. En términos generales, la puesta en marcha de la estrategia de seguridad democrática, ha permitido mejorar notablemente las expectativas sobre la viabilidad económica del país.

### 3.2. PRINCIPALES INDICADORES ECONÓMICOS

En el 2003, el valor agregado del sector minero se incrementó en 11.04% gracias al aumento de la producción de carbón en 35.85%, minerales metálicos en 60.45% y otros minerales no metálicos en 5.40%. No obstante se observó una disminución en la producción de petróleo crudo y gas natural en 7.64%, según datos suministrados por el DANE.

Las exportaciones tradicionales aumentaron 13.1% durante el 2003, debido principalmente al buen comportamiento del Carbón, en tanto que el incremento para las exportaciones no tradicionales correspondió al 5.7%. De otra parte, el crecimiento de las importaciones se originó principalmente por las mayores compras de bienes no calificados (57.9%), así como las importaciones de bienes de capital (15.7%)

**Tabla No. 1**  
**INDICADORES ECONÓMICOS**

INDICADOR ECONÓMICO	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Crecimiento PIB (%)	0.5	-4.3	2.8	1.6	0.5	3.7
Inflación (%)	16.7	9.2	8.8	7.6	7.0	6.5
Tasa de desempleo	15.6	18.1	19.4	13.5	15.6	13.1
Crecimiento Exportaciones (%)	-5.9	6.5	12.7	-6.3	-3.08	8.2
Crecimiento Importaciones (%)	-4.8	-27.2	7.9	11.4	-6.10	8.6
Tasa cambio promedio año (Pesos/Dólar)	1,426	1,757	2,088	2,300	2,421	2,778
Reservas Internacionales (Millones de US\$)	9,107	8,402	8,428	10,245	10,731	10,916

Fuente: DANE: Tasa de desempleo (del cuarto trimestre de 2003); Crecimiento Exportaciones (variación diciembre 2003/2002); Crecimiento Importaciones (variación diciembre 2003/2002);.

Tabla No. 2

## INDICADORES DE EXPORTACIONES

MILLONES DE US\$	2000	2001	2002	2003	Variación 2003/2002 (%)
<b>Exportaciones Tradicionales</b>	6,947	5,463	5,310	6,004	13,1%
Petróleo y Derivados	4,775	3,285	3,275	3,383	3,3%
Café / Carbón / Ferróniquel	2,171	2,178	2,035	2,621	28,8%
<b>Exportaciones No Tradicionales</b>	6,211	6,838	6,629	7,006	5,7%
<b>Total Exportaciones</b>	<b>13,158</b>	<b>12,301</b>	<b>11,939</b>	<b>13,010</b>	<b>9,0%</b>

Fuente: DANE. Banco de la República. DNP. DIAN.

Tabla No. 3

## INDICADORES DE IMPORTACIONES

MILLONES DE US\$	2000	2001	2002	2003	Variación 2003/2002 (%)
Bienes de Consumo	2,223	2,591	2,696	2,669	-1,0%
Bienes Intermedios	5,893	5,784	5,853	6,412	9,6%
Bienes de Capital	3,625	4,442	4,123	4,770	15,7%
Bienes No Calificados	16	4	19	30	57,9%
<b>Total Importaciones</b>	<b>11,757</b>	<b>12,821</b>	<b>12,690</b>	<b>13,881</b>	<b>9,4%</b>

Fuente: DANE. Banco de la República. DNP. DIAN. datos a Julio de 2002.

### 3.3. Matriz Energética

El consumo total de energía en el año 2003 empezó a mostrar los efectos de la recuperación económica y se observó un incremento de 2.86% con respecto al 2002, al consumir 233,724 Teracalorías, cerca de 5,000 más que el año inmediatamente anterior. El aumento fue originado por el buen desempeño del sector productivo, particularmente de la industria manufacturera, la cual consumió un 6.53% más que en el 2002.

El gas natural sigue una curva ascendente de consumo y desde 1993 viene mostrando comportamiento positivo, motivado por las políticas gubernamentales para su uso. El petróleo y sus derivados siguen siendo la principal fuente de abastecimiento energético del país, con 39.8% del total, seguidos por la leña y el bagazo cuyo consumo agregado representa el 20.2%. El consumo de electricidad, gas natural y carbón representan el 13.4%, 11.3% y 7.9% respectivamente.

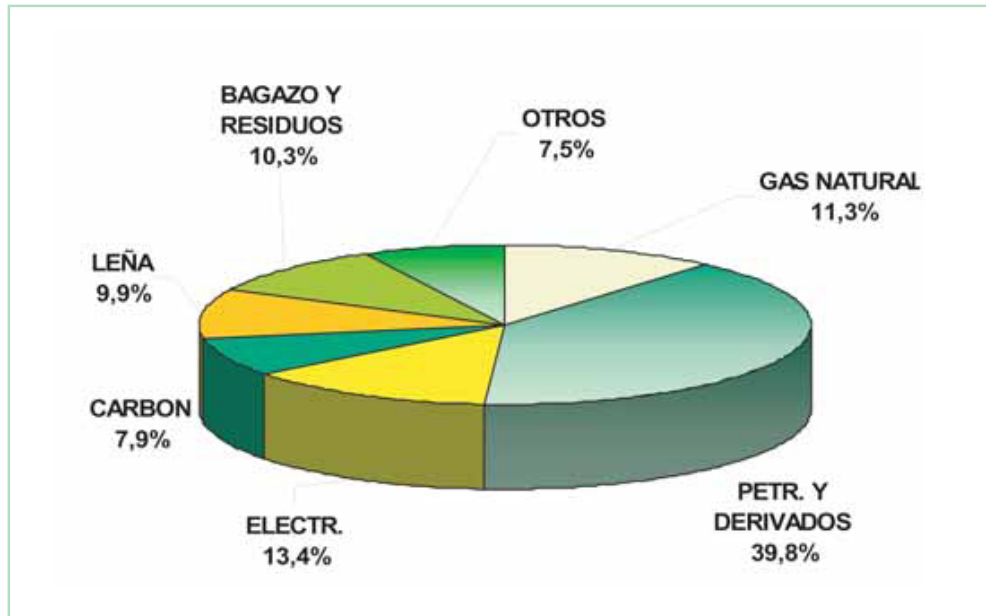
La generación de energía eléctrica en el año 2003 fue de 46,112.6 GWh, de los cuales el 75.78% correspondió a aportes hídricos, el 20.02% a térmicos, el 2.77% a generación de plantas menores, cogeneradores y autoprodutores y el 0,15% a importaciones internacionales.

La producción de carbón durante el año 2003 alcanzó la cifra record de 49.3 millones de toneladas, representando un incremento del 25% con respecto al 2002. Al igual que en los años anteriores, la evolución favorable de los proyectos de exportación ubicados en la Costa Atlántica permitieron alcanzar esta cifra, de la cual se exportaron 43.4 millones de toneladas de carbón.



En forma sectorial, el sector transporte ocupa el primer lugar de consumo, particularmente de derivados del petróleo. De estos, el ACPM ha crecido a tasas mayores de las esperadas, presentándose el fenómeno denominado dieselización, como consecuencia de señales de precio no apropiadas en los combustibles líquidos.

**Gráfica No. 12**  
**ESTRUCTURA DEL CONSUMO ENERGÉTICO COLOMBIANO 2003**



El sector industrial es el segundo consumidor de energía con niveles cercanos al consumo de transporte y con el carbón como energético de mayor aporte, seguido del bagazo. El tercer lugar de la estructura actual de consumo final de energía corresponde al sector residencial, donde se presenta una rápida expansión del uso del gas natural para usos térmicos.

# 4

## INDUSTRIA DEL PETRÓLEO EN COLOMBIA

Como consecuencia del proceso de reforma del Estado durante el 2003, el sector de hidrocarburos sufrió grandes transformaciones al separar los roles de administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación y las actividades de naturaleza industrial de la cadena energética del petróleo que revestía ECOPETROL, solventando el conflicto de intereses.

Este cambio implicó la creación de la Unidad Administrativa Especial denominada **AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS – ANH**, la cual tiene como responsabilidad administrar en forma integral las reservas de hidrocarburos, la información geológica, y los contratos de exploración y producción de hidrocarburos del país.

La decisión busca revertir la posibilidad de perder la doble condición de autosuficiencia petrolera y exportadora del país, así como garantizar la viabilidad financiera de ECOPETROL y su enfoque hacia una empresa eficiente y competitiva en el ámbito nacional e internacional.

### 4.1. LEGISLACIÓN

Ha sido el “Contrato” el instrumento jurídico de la política del Estado en materia de hidrocarburos, para regular las relaciones entre el Estado y el sector privado, debido a la complejidad de las operaciones técnicas, y por los grandes riesgos económicos inherentes a esta industria.

Fue el Contrato de Concesión el primer mecanismo utilizado en Colombia para dar inicio a la exploración y explotación de hidrocarburos. Se caracterizó por una reglamentación rígida, sin cláusulas modificables, de baja participación del Estado en su administración y operación, el cual a cambio recibía regalías e impuestos. Tuvo un largo periodo de duración hasta 1969, fecha en la cual se modifica el esquema de contratación y se crea una nueva modalidad.



A partir de la Ley 20 de 1969, se reglamenta la propiedad privada del subsuelo petrolífero, se crea un esquema que en el futuro sería el contrato de asociación y se implementa el aporte petrolero, donde fueron entregadas a ECOPETROL ciertas áreas para exploración y explotación. Este modelo tuvo corta existencia, ya que fue modificado en 1974, atendiendo la necesidad existente en el momento de incorporar nuevas reservas de petróleo ante la crisis del momento.

Con la expedición del decreto 2310 de 1974, se definen las bases legales para una nueva modalidad de contratación denominada Contrato de Asociación, esquema bajo el cual se otorgó a ECOPETROL la facultad exclusiva de realizar la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, en forma directa o mediante contratos con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, bajo distintas modalidades, diferente de los de concesión.

En las tres décadas de existencia de esta modalidad contractual, se presentaron varios cambios respondiendo a condiciones políticas y económicas del momento en que estas fueron realizadas, así:

El Contrato de asociación original fue establecido con el ánimo de fomentar la inversión extranjera en el país. La distribución de producción después de regalías era del 50% para cada una de las partes. Este esquema funcionó hasta 1987.

En 1989 se realizó el primer cambio para mejorar la captación de recursos por parte del Gobierno, donde la distribución de la producción una vez descontadas las regalías del 20%, se realizaba de manera escalonada en función de las reservas encontradas.

Con el propósito de mejorar los términos ofrecidos a los inversionistas por la producción escalonada, se introdujo en 1994 una nueva modificación basada en la rentabilidad o factor "R" del campo petrolero descubierto. Este factor "R" se aplicaba cuando la producción acumulada del área contratada llegara a la cantidad de 60 millones de barriles de petróleo.

Entre 1997 y 1999 operó el denominado contrato de producción incremental, en el cual la inversión es total por parte de la compañía, con el fin de mejorar los resultados de la actividad de exploración y explotación para aumentar la producción y las reservas. Se establece una línea base de la producción del campo y el incremento superior de la producción es distribuida entre ECOPETROL y la compañía asociada.

Con la expedición de la Ley 756 de 2002, surgen cambios importantes en el régimen de regalías y se establece un esquema de regalías variables entre el 5% y 25%, dependiendo de los promedios diarios de producción en el correspondiente mes.

Como consecuencia de la expedición del Decreto 1760 de 2003, mediante el cual se crea la ANH y con ella la responsabilidad de administrar los recursos de la Nación, así como la de establecer el nuevo mecanismo contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos, se introdujo en los contratos de asociación existentes la denominada cláusula de favorabilidad "mecanismos para igualar condiciones económicas en aquellas áreas entregadas por la ANH del mismo tipo del área hoy contratada con ECOPETROL".

Para estimular la inversión en el sector de hidrocarburos, el Gobierno Nacional a través de la ANH presentó en el mes de abril de 2004 un nuevo modelo de contratación, caracterizado por un esquema de concesión moderna basado en un sistema de regalías e impuestos donde el inversionista asume el riesgo a cambio de obtener la totalidad de los derechos de producción después de regalías.

En el nuevo modelo el Estado no interfiere en las decisiones sobre el negocio, pero si supervisa el cumplimiento de los compromisos. En cuanto a tiempos, los inversionistas tendrán seis años para explorar y 24 para explotar el campo y podrá extenderse hasta por diez años. Finalmente el contrato contempla cobrar un monto representativo por la utilización del suelo, mediante la figura de un canon superficiario.

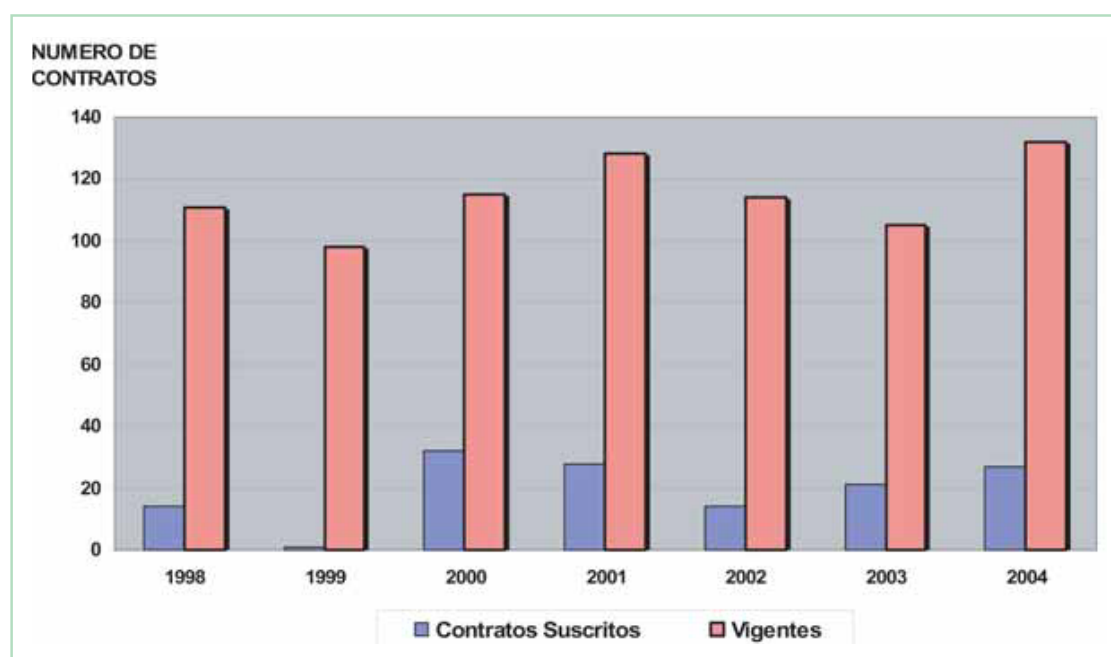
Se espera que los cambios realizados estimulen la inversión petrolera en exploración y explotación, que permitan el hallazgo e incorporación de nuevas reservas para garantizar la autosuficiencia energética en esta materia y su contribución a la balanza comercial del país.

## 4.2 CONTRATACIÓN

El 2003 se caracterizó por un gran dinamismo en la suscripción de nuevos contratos de asociación para exploración y explotación de hidrocarburos. Abarcando un área total de 1'278,695 hectáreas, se firmaron 21 contratos, siete más que en el 2002, superándose la meta establecida por el Gobierno en esta materia.

Al finalizar el 2003, se encontraban vigentes 105 contratos agrupados en 101 contratos de asociación, tres contratos de participación de riesgo y un contrato especial (Las Monas). El área cubierta por dichos contratos ascendió a 10'006,722 hectáreas que representan el 9.6% de su área sedimentaria.

**Gráfica No. 13**  
**EVOLUCIÓN DE LOS CONTRATOS SUSCRITOS Y VIGENTES**



En la actualidad ECOPETROL dispone de 2'752.114 hectáreas para exploración representadas en 22 bloques. En la gráfica No 13 se muestra la evolución de la contratación de hidrocarburos en los últimos 6 años.

En los nueve primeros meses de 2004, se han suscrito 27 nuevos contratos de exploración, explotación y evaluación técnica, con un área de 84,099 km<sup>2</sup>, en siete cuencas sedimentarias distintas, de acuerdo con lo señalado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Se espera al finalizar el año contar con tres contratos adicionales, es decir 30 contratos en total.

## 4.3 EXPLORACIÓN

La exploración fue una de las actividades de mayor repunte en la industria petrolera durante los años 2003 y 2004 y la más intensa de los últimos doce años: durante el 2003 se perforaron 28 pozos A3 y 14 pozos de delimitación, resultado superior al alcanzado en el 2002 cuando se perforaron 10 y 5 pozos respectivamente. En cinco de los pozos exploratorios se obtuvo éxito y en 2 de los pozos de delimitación los resultados también fueron positivos.

Finalizando el mes de septiembre de 2004, se contabiliza la perforación de 25 pozos exploratorios y dos próximos a terminar, con resultados positivos en 10 de los mismos. Se espera superar ampliamente la meta de 25 establecidos para el 2004, ya que todo señala que serán 30 pozos A3 los efectuados durante el 2004.

Al igual que la perforación exploratoria, la actividad sísmica despuntó durante el 2003, al sobrepasar los pronósticos y las metas definidas en 2,000 Kms de sísmica equivalente. Al finalizar el 2003, fueron ejecutados 3,470 Kms, de los cuales las compañías asociadas realizaron 1,819 Kms y ECOPETROL 1,651 Kms equivalentes. Al finalizar el 2004, se espera contar con más de 3,000 Kms de nueva sísmica. La tabla No 4 presenta la evolución colombiana en el tema exploratorio.

**Tabla No. 4**

**EVOLUCIÓN DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA**

Actividad Exploratoria	1999	2000	2001	2002	2003
<b>Total Adquisición sísmica 2D</b>	8680	731	1416	1150	1401
Sísmica 2D Terrestre (Kms)	562	731	1416	1150	
Sísmica 2D Marina (Kms)	8118				
<b>Sísmica 3 D (Km2)</b>		324	578	540	2033
Pozos Perforados A3	14	17	14	10	28
Total pozos perforados A1 y A3	20	27	25	15	42

Fuente: ECOPETROL

#### 4.3.1. Reservas

En términos generales, la producción de hidrocarburos está asociada con la disponibilidad de las reservas existentes, cuya capacidad se agota con la producción misma, por lo que se requiere de inversiones continuas y sucesivas para poder reemplazar los yacimientos que paulatinamente se van agotando.

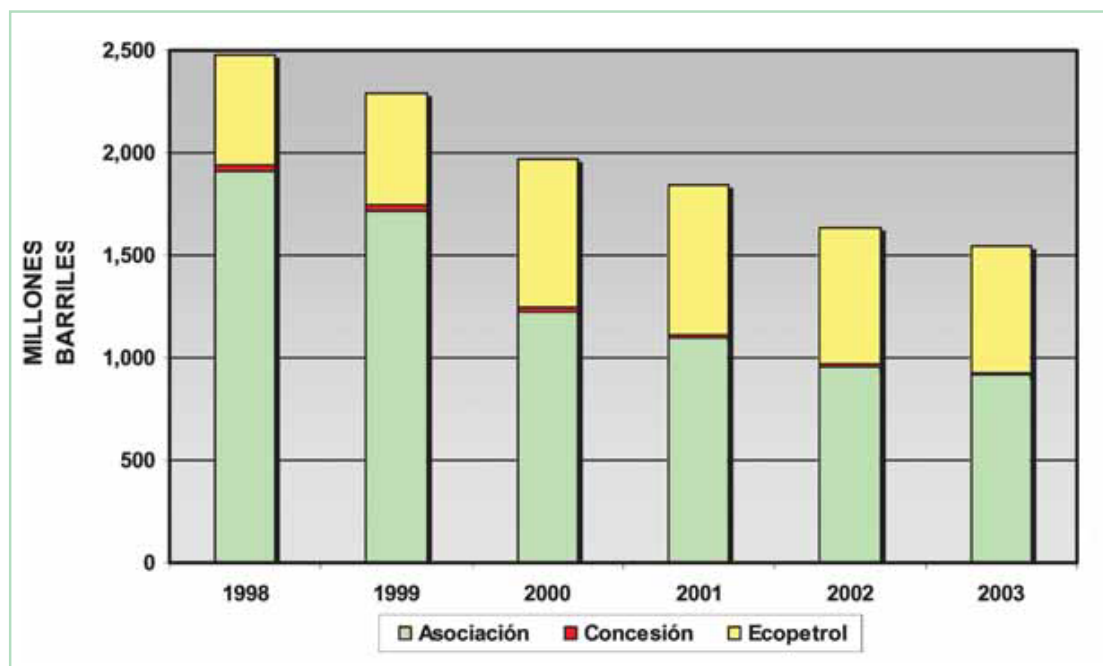
La situación petrolera en términos de reservas de hidrocarburos no se ha podido revertir y en los últimos 5 años las reservas remanentes de petróleo han presentado reducciones del orden de 9.32% promedio anual, en tanto que la producción anual acumulada es del orden de 200 millones de barriles de crudo. Considerando reevaluaciones de reservas y dada la disponibilidad de nueva información de los yacimientos, finalizando el 2003 el país disponía de 1,542.5 millones de barriles.

A pesar de la reevaluación técnico-económica que se efectuó en algunas de las áreas en exploración y explotación, las reservas siguen disminuyendo, efecto atenuado por los buenos resultados de perforación en los campos Floreña y Cupiagua Sur.

Con los cambios dados en la política petrolera durante el 2003, se espera que crezca el interés de las compañías petroleras de invertir en exploración para lograr el descubrimiento de nuevos campos productores. La evolución de las reservas presentadas en la gráfica No 14, señala que aún cuando han ocurrido descubrimientos, estos han sido inferiores a la tasa de extracción anual, situación que se acentúa en el 2000, año en que no se incorporaron nuevas reservas.

El esquema de asociación ha sido el más afectado, toda vez que mientras en 1998 disponía del 77% de las reservas totales, en el 2003 tan solo alcanza el 36.9%, disminuyéndose su participación en un 52% durante los últimos cinco años. Por su parte la operación directa viene incrementando su participación al pasar de 21,7% a 24,9% en el mismo periodo, mostrando un aumento del 14.9%, equivalente a 81 millones de barriles.

**Gráfica No. 14**  
**RESERVAS REMANENTES DE PETRÓLEO 2003**



Fuente: ECOPETROL

En el caso de la modalidad de concesión, las reservas encontradas se encuentran casi extintas en razón a la abolición del sistema de concesiones en 1974 y algunas de ellas ya han revertido al Estado, situación en la cual las reservas se sumaron a las operadas por ECOPETROL.

#### 4.3.2. Producción y Suministro

La política desarrollada desde mediados de los 70 hacia el autoabastecimiento y la utilización adecuada y racional de los hidrocarburos, logró no solo contener la declinación de los campos existentes, sino que fue mejorando la producción principalmente desde 1986, logrando importantes incrementos en la misma y por consiguiente en las exportaciones de petróleo.

Históricamente, la producción de petróleo mantuvo una tendencia creciente hasta 1970, llegando a niveles de 80 millones de barriles por año. En los siguientes años decayó continuamente, lo cual frente a una creciente demanda del consumo interno, condujo a la necesidad de importar costosos volúmenes de petróleo y gasolina, acentuándose en 1979 cuando el país sólo alcanzó una producción de 49 millones de barriles, situación que coincidió con la época de la crisis del petróleo y los precios de estos y sus derivados se incrementaron en forma desmedida.

En 1980 el país recuperó la tendencia de crecimiento que despuntó en 1986, cuando restableció su autosuficiencia petrolera y volvió a ser exportador neto de petróleo con la entrada en explotación de los yacimientos presentes en los campos de Caño Limón, Matanegra y La Yuca, entre otros, ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales.

Es importante anotar que dentro de la tendencia ascendente de producción de petróleo iniciada desde 1986, esta provino o se originó especialmente en áreas explotadas bajo la modalidad de contrato de asociación y de los campos operados directamente por Ecopetrol, mientras los descensos más notorios correspondieron a la producción de campos antiguos en áreas bajo el modelo de concesión.

En el período entre 1989 y 1991, el mayor soporte de la producción sigue siendo la producción de los campos de la asociación Cravo Norte (Caño Limón), aunque con algunas fluctuaciones, debido en gran parte a inconvenientes presentados en la infraestructura de transporte.

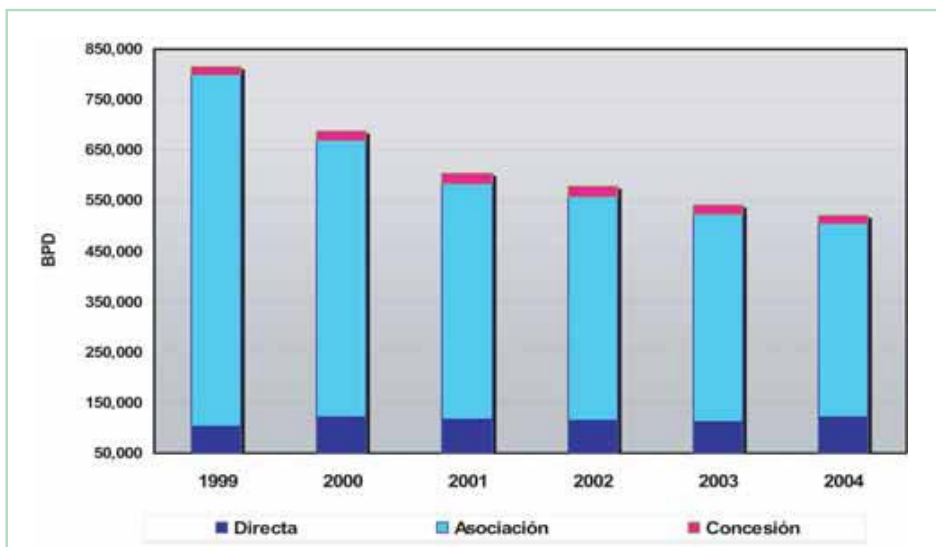
Nuevamente en 1993, con el comienzo de explotación de los campos productores de Cusiana y Cupiagua, la explotación de petróleo se incrementó progresivamente de acuerdo con la disponibilidad del sistema de oleoductos. Durante el año de 1999, se superó la barrera de los 800 mil barriles de petróleo por día, debido al aumento de producción del contrato Santiago de las Atalayas y Tauramena, así como la adecuación de otros campos menores que permitieron incrementos de producción.

A partir del 2000, pese a las continuas estrategias para maximizar la explotación de los campos petroleros, la declinación natural de estos ha ocasionado retracción de la producción en cerca del 8% promedio anual.

La producción promedio de petróleo en el año 2002 fue de 578,000 barriles día, disminuyendo en 4.3% con respecto al 2001. En el 2003 la producción promedio fue de 541,332 BPD de los cuales el 20.8% correspondieron a producción directa o de ECOPETROL, 75.57% a producción en asociación y 3.54% a producción por Concesión.

En lo corrido del 2004, el comportamiento es semejante al de los años anteriores y la producción promedio es de 520,000 barriles día, de los cuales en asociación se produce el 73.5%, ECOPETROL el 23.4% y el restante 3% corresponde al esquema de concesiones.

**Gráfica No. 15**  
**PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO**



Fuente: Ecopetrol

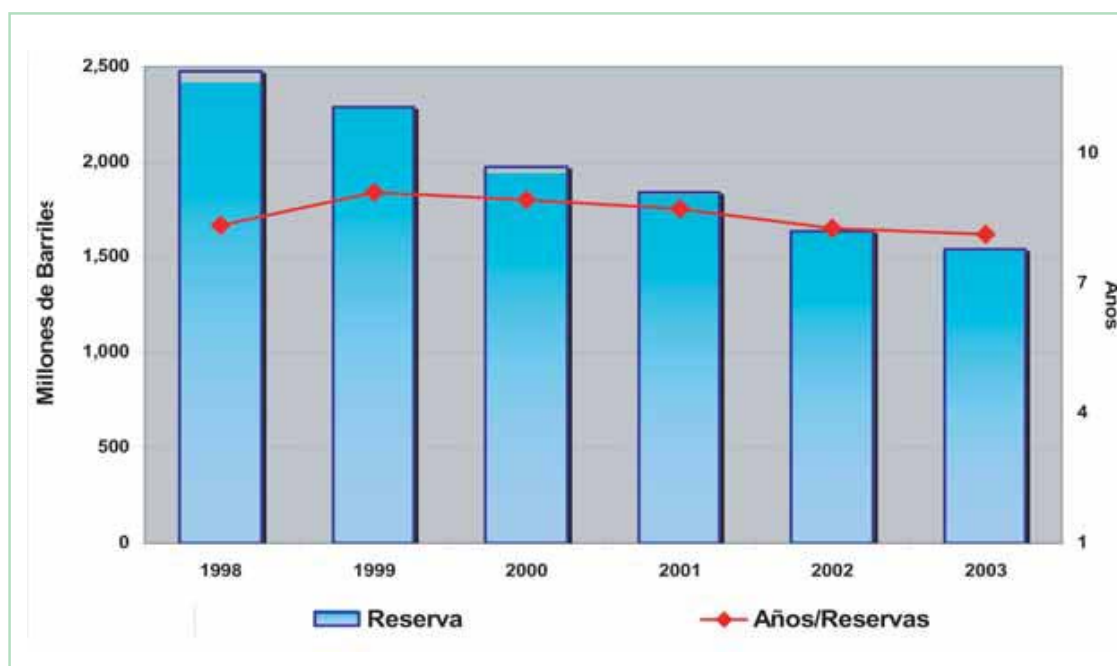
#### 4.3.3. Relación Reservas/Producción

En la actualidad el país cuenta con reservas de petróleo que ascienden a 1,542.5 MBPD y una rata de producción de 541,332 barriles por día (promedio año 2003) lo que arroja una relación reservas producción de 8.1 años.

Lo anterior significa que al actual ritmo de producción, y si no se incorporan reservas adicionales a las contabilizadas finalizando el 2003, el país dispone de 8 años de abastecimiento y dos de exportaciones. No obstante, al ser este un valor estático y de referencia, se puede evidenciar que la situación del país en términos de auto abastecimiento es cada año más corta por la declinación propia de los campos.

Mientras la tasa producción disminuye al 8% promedio anual, las reservas caen a una tasa de 7.5%, por ello la disminución del factor R/P en tiempo relativo ha sido de tan sólo un año en los últimos 5 años. Es claro que la evolución de producción y su relación con nuevos hallazgos, muestran una producción de crudo a alto ritmo, pese a la declinación normal de los campos (situación que se aprecia en la gráfica No 16). Lo anterior, debido a la política macroeconómica colombiana y la necesidad de divisas, para contrarrestar las dificultades fiscales del país.

**Gráfica No. 16**  
**RELACIÓN RESERVAS PRODUCCIÓN**



Bajo este panorama, con el transcurso de los días, es indiscutible la disminución en forma sostenida de las exportaciones de petróleo y por ende el ingreso de divisas, siendo esta una dificultad superable por el aumento de exportaciones de otros productos como el carbón y la manufactura. Los mayores inconvenientes se iniciarán con la adquisición de crudo a las compañías asociadas en virtud de la propiedad de las reservas recuperables, que corresponden al 59% del total, y posteriormente el acudir al mercado internacional para acceder al crudo requerido para el abastecimiento interno.





# 5

## SITUACIÓN EN EL “DOWN STREAM”

Las actividades que van desde el transporte de crudo, pasando por la refinación, hasta la distribución del combustible al consumidor final, se asocia con el sector denominado “Down stream”. A lo largo de este sector participan distintos agentes de orden público y privado con características muy particulares, asociadas con las actividades desarrolladas.

### 5.1 TRANSPORTE

El transporte es la actividad natural que prosigue a la explotación de un yacimiento para trasladar el producto hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación, los cuales proporcionan un valor agregado al crudo. La capacidad de los oleoductos, medio de transporte por excelencia para el movimiento de petróleo, está condicionada al volumen de producción de los yacimientos y a la cantidad de reservas asociadas a estos.

El desarrollo de la infraestructura de transporte de petróleo sigue la lógica normal entre hallazgos, requerimientos de las refineras actuales y disponibilidad de excedentes para la exportación. Desde 1985 se ha acelerado la construcción y refuerzo de los oleoductos existentes para adecuar esta infraestructura a las necesidades del país.

La mayor actividad se concentró en los proyectos Caño Limón-Coveñas, Dina-Vasconia-Coveñas, Araguaney-El Porvenir-Vasconia-Coveñas y Cusiana-Vasconia-Coveñas, que permitieron movilizar los crecientes volúmenes de producción en las cuencas del Alto Magdalena (Huila) y la de los Llanos Orientales (Arauca y Casanare), infraestructura construida directamente por ECOPETROL o en forma conjunta a través de la respectiva asociación.

Hasta hace algunos años ECOPETROL era propietario de la mayoría de la red de oleoductos existentes, pero con la política de desregulación del Estado, orientada a estimular la inversión privada en esta área del subsector petrolero, se diseñaron mecanismos financieros para la construcción y operación de oleoductos a través de empresas privadas especializadas en la materia.

La red de oleoductos está compuesta de 4,876 Kms distribuidos en 41 ductos que transportan el crudo entre las fuentes de producción, puntos de



tratamiento o de separación y los centros de refinación o exportación. ECOPEPETROL es propietario de 1,400 Kms, equivalentes al 28.71% del total, el sector privado posee líneas por un total de 785 Kms representando el 16%, el restante 55.1% son oleoductos de propiedad de las asociaciones existentes entre ECOPEPETROL y terceros. Los principales oleoductos hoy trabajan a un 60% de su capacidad operativa, situación originada por la declinación normal de los campos.

**Gráfica No. 17**  
**RED NACIONAL DE OLEODUCTOS**



Fuente: UPME

Los oleoductos de mayor capacidad corresponden a i) Oleoducto Central entre La Belleza-Vasconia -Coveñas con 615,000 barriles de capacidad y 790 Kms de longitud, que transporta específicamente los crudos del Piedemonte Llanero (Cusiana - Cupiagua) hasta el terminal marítimo de Coveñas y es propiedad de OCENSA, ii) Oleoducto Caño Limón-Río Zulia-Coveñas con 770 Kms de longitud, 215,000 barriles de capacidad, transporta los crudos producidos en el campo Caño Limón (Arauca) y pertenece a ECOPETROL-OCCIDENTAL, iii) Oleoducto del Alto Magdalena con 212,000 barriles de capacidad y 481 Kms de longitud, propiedad del Oleoducto Colombia S.A. transportando los excedentes de petróleo del sur y oriente del país, que tienen como destino los mercados internacionales.

La red nacional de oleoductos tiene como punto de convergencia la estación de Vasconia, en el centro del país, donde existe la posibilidad de desviar el producto hacia la refinería de Barrancabermeja o hacia Coveñas, puerto de exportación de crudo situado sobre el mar Caribe. Sobre el Pacífico el país cuenta con el puerto de Tumaco, estación final del oleoducto Puerto Colón-Orito Tumaco de propiedad de ECOPETROL, transportando el petróleo de producción del Ecuador para su exportación, de acuerdo con el convenio existente entre el Gobierno Nacional y el del Ecuador. La tabla No 5 resume la conformación de la red nacional de transporte de crudo.

Para maximizar las reservas y producción de crudo, tienen acceso a todo el sistema de transporte de petróleo, independientemente de su propiedad, usuarios no propietarios bajo la modalidad del pago de tarifas que reflejen al inversionista una rentabilidad acorde con el riesgo del capital invertido, según las normas vigentes.

Durante los últimos años, la política de desarrollo en esta materia ha estado encaminada hacia la inversión de los privados o de asociaciones entre productores privados y ECOPETROL, dependiendo de las necesidades y conveniencias operativas y/o financieras propias de cada proyecto.

Como consecuencia de la presencia de grupos al margen de la ley, en la década pasada se inició un esquema de chantaje contra la infraestructura de transporte, especialmente de crudos, por parte de estos grupos. Con el fortalecimiento y compromiso del Gobierno, así como, a las acciones conjuntas de la fuerza pública, autoridades locales y la comunidad, durante el 2003 se presentó la menor cantidad de atentados de los últimos años contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas, y por consiguiente un menor impacto ambiental y en la producción de crudo de la asociación Cravo Norte, lo cual ha redundado en beneficios no sólo para la población de la zona, sino del país en general.

**Tabla No. 5**  
**RED NACIONAL DE OLEODUCTOS**

Propietario	Estación Inicial	Estación Final	Diámetro (pulgadas)	Longitud (Kms)	Capacidad (KBDC)
Intercol	Buturama	Pto Morrosquillo	4	17	5
Houston	DINA	San Ignacio	6	7	20
Petronorte	Rio Zulia	Ayacucho	10	186	30
Petrocol	Andalucía	Aipe	6	23	10
Antex	El Difícil	Plato	10	85	14
Andian	Yarigui	Galán	12	38	48
Intercol	Provincia	Yariguí	8	53	37
Omimex	Velásquez	Galán	12	181	35
Omimex	Cocorná	Vasconia	12	6	40
Lasmo	Maní	Santiago	10	10	20
Hocol	San Francisco	DINA	10	20	50
Eurocan	Payoa	Galán	8	57	33
Chevron	Chichimene	Apiay	10	40.5	18.9
Kelt	Los Toros	Galán	8	62	16
Hocol – Esso - Total	Tenay	Vasconia	20	398	100
Oleoducto Colombia	Vasconia	Coveñas	24	481	201.1
ECP- Hocol - Kelt	Cravo Sur	El Cruce	8	18	20
ECP-Oxy	Caño Limón	Coveñas	18-24	774	168
ECP- CEPE	Lagoagrio	Colón	10-12	37	50
OCENSA	La Belleza	Vasconia	30	92	555.9
OCENSA	EL Porvenir	La Belleza	30-36	189	555.9
OCENSA	Vasconia	Coveñas	30	475.8	201.1
ECP-Hocol-Kelt	Caño Garza	Trinidad	6	23	5
ECP-Hocol- Kelt	Trinidad	Barquereña	8	17	10
ECP-Hocol- Kelt	Barquereña	Tocaría	8	31	10
ECP-Hocol-Kelt	Tocaría	Los Sabanales	8	16	15
ECP- Lasmo	Santiago	El Porvenir	10	79	12
ECP-Esso- Total	Yaguará	Tenay	8	69	20
ECOPETROL	Vasconia	CIB	12-20	171	185.4
ECOPETROL	Vasconia	Velásquez			25.2
ECOPETROL	Ayacucho	CIB	14	187.4	42.8
ECOPETROL	Apiay	Porvenir	12-16	126	54.4
ECOPETROL	Araguaney	Porvenir	12-14	104	41.5
ECOPETROL	Toldado	Gualanday	10	61	11.4
ECOPETROL	Yarirí	Comuneros	18	21	30
ECOPETROL	Colón	Orito	12	58	30
ECOPETROL	Orito	Tumaco	10-14-18	305.4	58.3
ECOPETROL	Ayacucho	Coveñas	12-16	282	42.5
ECOPETROL	Sincé	Coveñas	10	65	
GRAN TOTAL	4876				

Fuente: Ecopetrol

## 5.2 REFINACIÓN

Esta actividad es una operación estratégica de la cadena del petróleo, que se encarga de la transformación de los hidrocarburos para posibilitar su utilización. El compromiso de la refinación de petróleo en Colombia es el suministro de los combustibles que requiere el país para su desarrollo, acorde con las políticas globales en materia de conservación del medio ambiente y su inserción en el nuevo esquema de globalización.

La estrategia para lograr este objetivo ha consistido en incrementar la capacidad refinadora nacional para disminuir las importaciones de combustible derivados del petróleo, optimizar los procesos de refinación, utilización de las mejores prácticas operacionales y el inicio de programas de reformulación de combustibles.

La refinación de petróleo en Colombia sigue la ruta del mundo. Esta industria viene desplegando grandes cambios producto de la preocupación por el medio ambiente y por una mayor eficiencia económica.

En América Latina se han venido realizando importantes inversiones para que se pueda cumplir con los requerimientos en materia de emisiones menos contaminantes y la maximización de los beneficios, con motivaciones de mercado y de economía. De mercado porque en esta región se consume más diesel que gasolina, y de economía porque los costos de refinación en países como Estados Unidos están muy por debajo que los de la región Latinoamericana, debido a la brecha tecnológica entre estas dos regiones que se estima en más de 10 años.

Los conceptos económicos de refinación y márgenes se mantienen relacionados: entre mayor margen mejores resultados, entre más pesado el producto a refinar, menor es su utilidad. El reto que imponen hoy los precios es hacer una mejor selección de crudos en el momento de cargar y buscar un mayor rendimiento de productos, especialmente de aquellos valiosos al programar la producción, para lograr una mayor utilidad bruta.

En este marco, el futuro de la refinación se constituye en un reto por la interacción entre la investigación científica y el desarrollo tecnológico, por la necesidad de satisfacer una demanda de combustibles para atender las cada vez más severas especificaciones técnicas que resulten de la evolución de la industria automotriz, de legislaciones ambientales estrictas y del crecimiento de las economías. Al mismo tiempo, estas demandas tendrán que satisfacerse con crudos cada vez más pesados caracterizados por altos contenidos de azufre y otros productos que bajarán los rendimientos de los destilados.

Tradicionalmente la operación y expansión de la capacidad refinadora de crudo ha estado en cabeza de ECOPETROL, que opera los complejos industriales de Barrancabermeja, Cartagena, consideradas de conversión media, Orito y Apiay, estas de menor capacidad y procesos tecnológicos.

No obstante, dentro de la actual política energética se busca que las nuevas refinerías sean construidas y operadas por el sector privado. Sin embargo, la concreción de este propósito ha tenido algunas dificultades, debidas fundamentalmente a inconvenientes de comercialización de los productos, el suministro de crudo y los precios de los derivados.

Para acometer esta labor, el Gobierno Nacional ha definido políticas de mayor competitividad como el aumento de la producción de derivados, aprovechando al máximo los crudos de mejor calidad para garantizar la producción de combustibles ambientalmente amigables, y considerando al sector privado como actor fundamental en el desarrollo de esta actividad.

Con el incremento paulatino del monto de inversiones en reposición de equipos, las refinerías existentes en el país atraviesan dificultades para atender las exigencias de orden ambiental establecidas por la regulación colombiana.

La capacidad total de refinación nacional asciende a 333,000 BPD<sup>8</sup>, de la cual el 71.4% se procesa en la Refinería de Barrancabermeja, 22.8% corresponde a Cartagena, 0.8% lo refina Orito, y 0.75% en Apiay, todas operadas por la estatal petrolera. El sector privado representado por Refinare dispone del 4.2% equivalente a una capacidad de 14,000 BPD.

La capacidad nacional excede en volumen a la demanda, pero a nivel de productos se requiere de la importación de gasolina de alto octanaje para satisfacer el consumo local y para mezclas con el propósito de mejorar la calidad de la gasolina motor corriente.

Durante el año 2003, se refinaron en el país en promedio 302,634 BPD, el máximo aporte lo efectuó Barrancabermeja con 73.65% del volumen total procesado, le sigue Cartagena con 25.36%, y el restante 1% fue responsabilidad de Orito y Apiay. Por su parte la refinera de Refinare se encuentra cerrada, por motivos de índole técnica.

Con el propósito de asegurar el logro de resultados positivos en esta materia, las refineras de Barrancabermeja y Cartagena lograron un récord histórico durante el año 2003, al registrar una carga de 299,600 BPD, frente a los 285,800 BPD alcanzados en 2002.

La refinera de Barrancabermeja terminó el año 2003 con una carga promedio de 222.900 BPD, en comparación con los 211,900 BPD alcanzados en 2002, en tanto que la refinera de Cartagena estableció un récord de 76,700 BPD, frente a los 73,900 BPD promedio de 2002. Paralelamente el margen bruto que se registró en 2003 fue el más alto de los últimos 3 años, USD \$7.24 por barril, frente a USD \$5.18 en 2002 y USD \$6.76 en 2001, debido básicamente al comportamiento favorable de los precios internacionales y mejores rendimientos de productos valiosos.

Durante el primer semestre del 2004 se han refinado en promedio 303,556 BPD, cerca de mil barriles más que en 2003. La refinera de Cartagena ha aumentado su operación al superar su capacidad nominal en alrededor de 800 BPD.

El comportamiento de carga a las refineras ha dependido de la disponibilidad y confiabilidad de las distintas plantas que operan en cada una de ellas. La tabla No 6 muestra la evolución desagregada de la carga en las dos principales refineras del país. En promedio, la distribución de los productos de las Refinerías es: gasolina 39%, productos medios (turbo, querosene, ACPM) 31%, GLP<sup>9</sup> 8%, combustóleo 19% y asfalto 2%. Aunque Colombia es un exportador neto de crudo, importa gasolina de alto octanaje para cumplir con las especificaciones de la demanda interna.

**Tabla No. 6**  
**CARGA REFINERÍAS**

AÑO	Refinería Barrancabermeja	Refinería Cartagena	Otras ECOPETROL
1998	200,067	74,954	5,430
1999	204,449	74,041	5,596
2000	217,177	69,705	3,966
2001	224,124	75,159	3,577
2002	211,886	73,972	3,400
2003	222,899	76,736	2,999
2004	223,249	77,806	2,748

### Refinería de Barrancabermeja

Es la principal refinera colombiana y centro de la industria petroquímica nacional. Se ubica en el interior del país sobre el río Magdalena, vía fluvial estratégica para la evacuación de algunos de los productos allí obtenidos. Cuenta con una capacidad nominal de carga de 238 KBPD conformada esencialmente por cinco unidades de topping, cuatro de plantas de ruptura catalítica, dos plantas de polietileno y plantas de alquilación, ácido sulfúrico, parafinas, aromáticos y plantas para el procesamiento de residuos, además de otras menores indispensables para la operación de refinación entre las que se cuentan los sistemas de enfriamiento, los sistemas de recuperación de azufre, y de hidrógeno entre otras.

8 Barriles por día

9 Gas Licuado de Petróleo

Actualmente estas instalaciones son responsables de la producción del 75% de la gasolina, del combustóleo, ACPM y demás combustibles que el país requiere para suplir sus necesidades en esta materia. Al mismo tiempo provee el 70% de los productos petroquímicos que se comercializan en el mercado nacional.

Por sus características tecnológicas, esta refinería produce principalmente gasolinas, bencina, diesel, keroseno, JPA, avigás, GLP, combustóleo, ceras parafínicas, bases lubricantes, polietileno de baja densidad, aromáticos, asfaltos, alquilbenceno, ciclohexano y disolventes alifáticos.

Siendo la actividad de refinación estratégica para el país, y con el objeto de asegurar la confiabilidad en el suministro, la calidad de los productos e incentivar la competencia nacional, así como la búsqueda de la eficiencia productiva, se vienen efectuando grandes inversiones en las instalaciones del complejo industrial de Barrancabermeja, tendientes a la reposición de equipos ineficientes, con el propósito de optimizar la infraestructura que permita obtener el máximo beneficio a mínimo costo, junto con el cambio de equipos para garantizar la confiabilidad mecánica de las plantas, así como su sostenibilidad financiera a través de productos con especificaciones de calidad que puedan ser comercializados en el mercado internacional.

### Refinería de Cartagena

La refinería de Cartagena es la segunda en importancia del país. Se encuentra ubicada sobre el mar Caribe y dispone de la infraestructura y facilidades portuarias para el cargue y descargue de productos que entran o salen del país. Los productos procesados por estas plantas atienden los requerimientos de energéticos y petroquímicos de la zona norte y occidente del país.

Dispone de una capacidad nominal de carga de crudo de 76 KBPD, produce principalmente GLP, gasolinas (motor y extra), ACPM, Jet A, queroseno, gasóleo, y combustóleo, entre otros. Cuenta con unidades de destilación al vacío, una planta viscorreductora, módulo de ruptura catalítica, planta de polimerización y otra de tratamiento de azufre.

Por sus características tecnológicas, la conversión a productos valiosos es del 72%, representados en 40.6% de GLP y gasolinas, 31.4% de productos blancos (ACPM, Jet A y kerosene) y 28% de combustóleo.

Al rededor de estas instalaciones se desarrolló la zona industrial de Mamonal en razón a la disponibilidad de materias primas en los productos y subproductos de la refinación del petróleo utilizados en los distintos procesos industriales, que caracterizan la industria química y manufacturera, a más de su localización geográfica estratégica.

### Refinería Apiay

Es una pequeña refinería ubicada cerca de Villavicencio en el centro del país (departamento del Meta), con una capacidad nominal de carga de 2.5 KBDC. Cuenta con las siguientes facilidades de procesamiento: una torre atmosférica, una de vacío y las recuperadoras de vapores, que producen principalmente asfalto, ACPM, bencina y gasóleo.

### Refinería Orito

Es una mini refinería ubicada en Orito (Putumayo) con una capacidad nominal de carga de 2.8 KBDC, produce principalmente gasolina regular, queroseno, ACPM, bencina y combustóleo.

### Refinería del Nare (Refinare)

Es la única refinería privada del país en operación, localizada en el municipio de Puerto Triunfo (Antioquia), procesa 14 KBPD de crudo. Cuenta con tres unidades básicas de producción interconectadas, destilación atmosférica, destilación al vacío y unidad viscorreductora, las cuales producen asfalto, destilados livianos y medios.

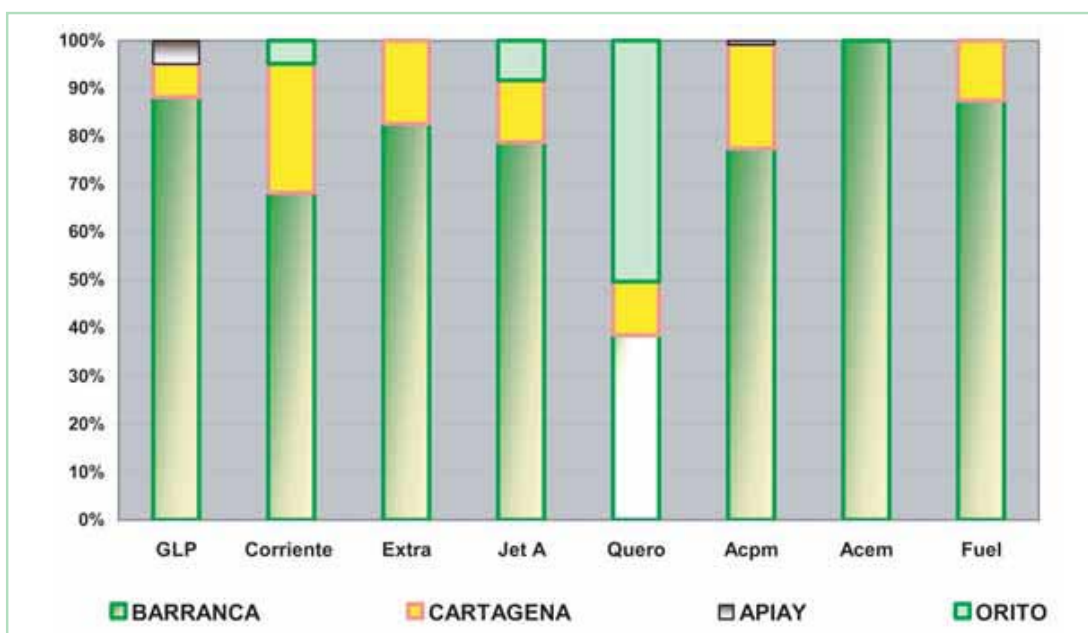


### Refinería de Sebastopol

Es un proyecto de refinación privada, con capacidad de 30, KBPD de proceso. El costo de inversión se estima en USD \$470 millones y se ubicaría en el municipio de Cimitarra, departamento de Santander. La refinería procesará crudo Cusiana y produciría aproximadamente: 21.9 KBPD de gasolina extra, 3.95 KBPD de diesel, 5.1 KBPD de GLP y 0.8 K BPD de combustóleo.

La gráfica No 18 presenta la contribución actual de cada una de las refinerías existentes, en la producción nacional de combustibles líquidos.

**Gráfica No. 18**  
**PRODUCCIÓN DE DERIVADOS POR REFINERÍA**



Fuente: Ecopetrol

Una rápida mirada al comportamiento de producción en las refinerías colombianas, señala la vocación de éstas hacia la producción de combustibles líquidos para cumplir con la responsabilidad de garantizar su suministro por parte de ECOPEPETROL, pero con un nivel bajo de obtención de materias primas básicas para la industria petroquímica.

La producción de combustibles ha venido variando de acuerdo con las necesidades del país y con la calidad del crudo procesado. Tal es el caso del combustóleo que mientras en 1999 representaba el 20.87% del total, en el 2004 la producción nacional representa en promedio el 16.32%. Lo mismo ocurre con la gasolina: durante lo corrido del 2004, la participación de la gasolina es de 40.35%, en tanto que hace cinco años, este producto contribuía con el 42%. El producto de mayor tasa de crecimiento de producción es el ACPM, cuya participación en 1999 era de 21.3% y actualmente representa el 24.55% de la producción total y el 77.1% de los destilados medios.

La gasolina motor corriente y el ACPM son los combustibles de mayor demanda y producción de las refinerías, para satisfacer las necesidades del sector transporte, por lo cual se constituyen en bienes estratégicos para la movilización de pasajeros y mercancías: Estos productos son suministrados en gran proporción, por el complejo industrial de Barrancabermeja.

La producción promedio de gasolinas durante el 2003 fue de 111,962 BPD mientras que de ACPM fue de 65,513. En los dos casos se presentó un aumento de producción en refinería con respecto al 2002, del orden de 3.1% y 9.29% respectivamente, siendo este último producto uno de los de mayor crecimiento por los volúmenes manejados. En el caso del avigás que se consume para el transporte aéreo, presentó una variación positiva: mientras en el 2002 se registró una producción de 189 BPD, en el 2003 se produjeron 863 BPD, lo que representa un incremento de 116.8%. Similar fue el comportamiento del GLP, al registrarse un incremento del 17.4% en la producción de este combustible.

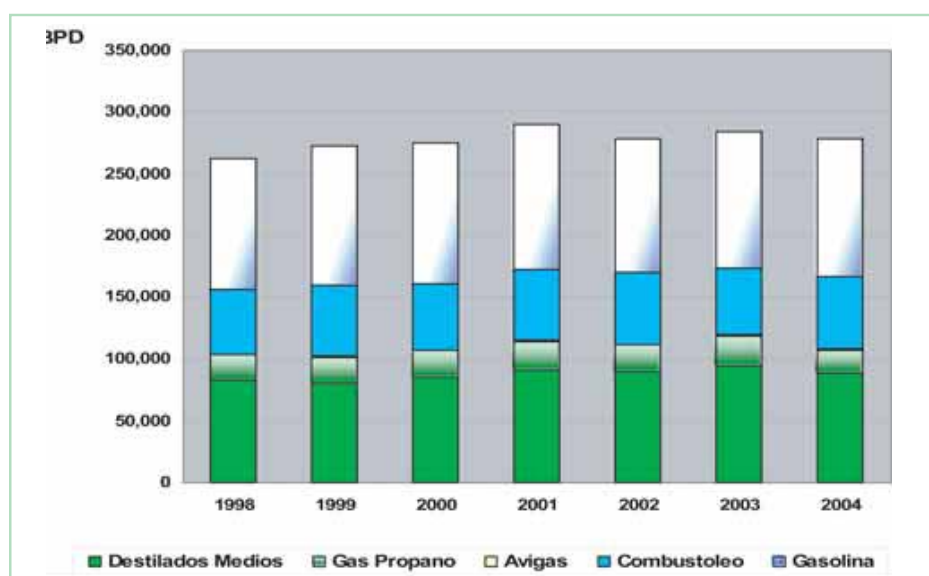
Aunque la producción total de derivados durante el primer semestre de 2004 es inferior a la obtenida durante el 2003, por razón de la calidad del crudo refinado la producción de gasolinas ha ascendido en promedio a 112,600 BPD, aproximadamente 2,490 BPD más que en 2003. En el caso del ACPM se ha producido en promedio 68,500 BPD un 4.57% más que el 2003, equivalente a 3,000 BPD, los cuales son demandados en su totalidad.

Por su parte el combustóleo ha seguido su ruta ascendente, al tiempo que el avigás, GLP y los demás productos blancos registran contracción en la cantidad producida. Al finalizar el segundo trimestre del 2004, el combustóleo representaba el 20.8% de la producción de derivados, en tanto que en el 2003 representó el 18.7%, lo que corresponde a 5,000 barriles/día más que el año inmediatamente anterior.

Los productos blancos más importantes, avigás y GLP, representan en la actualidad tan sólo el 6.92% de la producción de derivados, cerca de 5,600 BPD menos que lo producido durante el 2003, señalando que este volumen incluye el GLP producido en los centros de tratamiento de gas natural en los campos productores. Lo mismo sucede con el JP-A o combustible para aviación, el cual ha disminuido cuantiosamente al pasar de 26,760 BPD en el 2003 a 19,400 BPD en el primer semestre del 2004, señalando una reducción del 27.33% equivalente 7,300 BPD.

La reducción de estos productos blancos, explica de alguna forma el incremento en la producción de gasolinas y destilados medios, que en términos generales señala una reducción de la producción de derivados durante el primer semestre del 2004 de 1.64% con respecto al 2003. La gráfica No 19 representa la evolución de la producción de derivados de petróleo de los últimos siete años.

**Gráfica No. 19**  
**PRODUCCIÓN TOTAL DE COMBUSTIBLES**



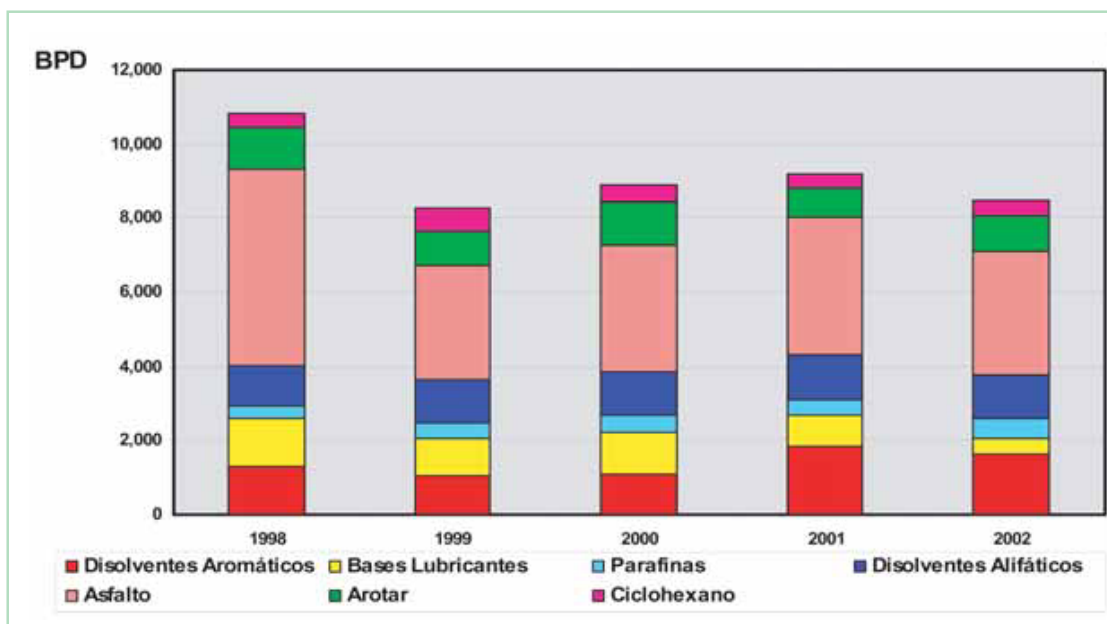
Fuente: Ecopetrol

Dentro del proceso de refinación hay un segundo género de productos que, en casos especiales, son utilizados como materia prima para procesos de transformación, y en ocasiones se utilizan como combustibles. Son los denominados productos industriales, o aquellos subproductos resultados de la síntesis del petróleo en la primera transformación química de la refinación. Es una amplia gama conocida genéricamente como "petroquímicos", cuyo destino final son las cadenas productivas de la industria manufacturera de fertilizantes, plásticos, alimenticia, farmacéutica, química y textil, entre otras.

ECOPETROL en sus distintas plantas produce aromáticos, bases lubricantes, parafinas, disolventes, asfalto, arotar y ciclohexano, entre otros.

El asfalto es el subproducto de mayor producción y corresponde a la parte más pesada del combustible que no puede refinarse. Su producción ha obedecido también al tipo de crudo que se utiliza como carga en las refinarias. Las bases lubricantes entre 1998 y 2000 tuvieron una producción promedio de 1,109 BPDC, durante estos últimos años se ha reducido la producción de las bases lubricantes debido principalmente a factores operacionales.

**Gráfica No: 20**  
**PRODUCCIÓN DE PRODUCTOS INDUSTRIALES**



Fuente: ECOPEL

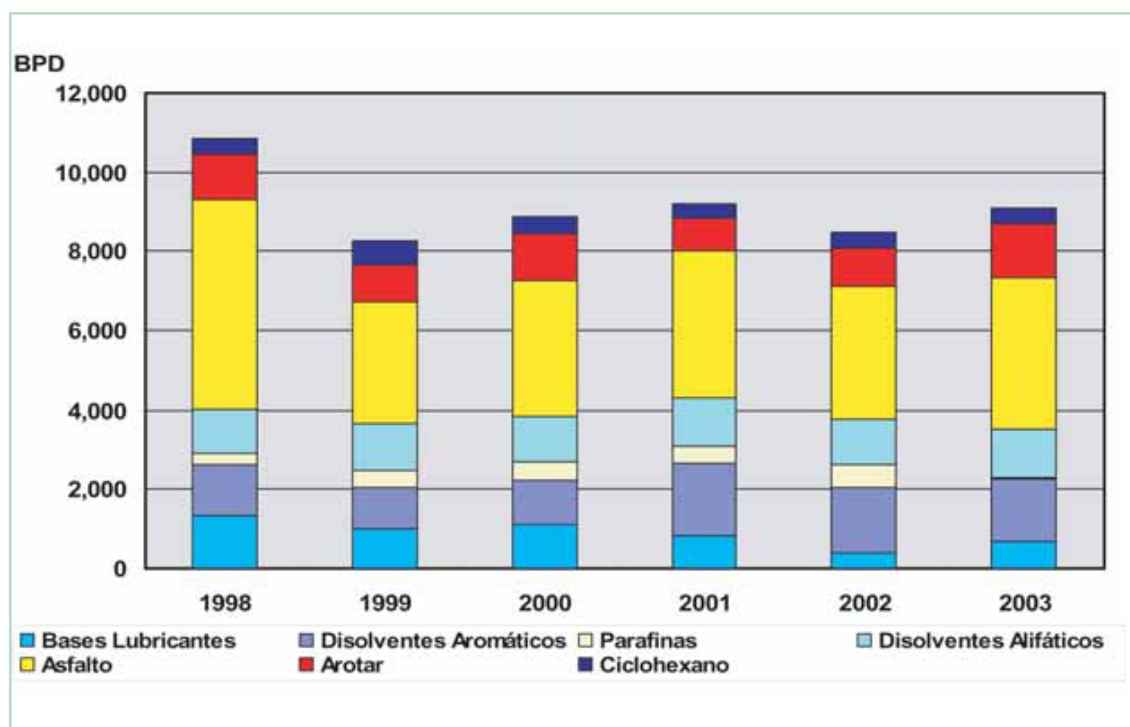
Las parafinas entre 1998 y 2000 tuvieron una producción promedio de 382 BPDC. En el año 2001 la producción de productos industriales fue inferior en 9.6% con respecto al año 2000 con mayor impacto en aromáticos (17.4%), bases lubricantes (26%), parafinas (16.7%) y ciclohexano (22.9%). El único incremento de producción se registró en disolventes (11.7%). Estas bajas en producción se debieron a paradas no programadas de la planta encargada de dicha tarea.

La demanda de productos industriales ha estado sujeta al comportamiento de la industria en general que es su principal cliente. El balance producción-consumo de dichos productos muestra deficiencias menores en la mayoría de

los productos, salvo el caso del asfalto y el arotar, en los cuales se presentan importantes excedentes. En conjunto, los consumos de productos industriales señalan comportamientos variables desde 1999, año de los más críticos en la historia económica colombiana debido a la caída drástica de la producción y por tanto de la demanda nacional de materias primas.

Por su parte, las parafinas y el arotar han registrado tasas positivas de las ventas. Comparando el comportamiento entre el 2000 y el 2001 se puede observar que en el 2001, las ventas de los compuestos básicos crecieron, es decir, mejoró la industria manufacturera en su conjunto al crecer la producción de bienes materiales mediante la transformación de materias primas.

**Gráfica No: 21**  
**VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES**



Fuente: ECOPETROL

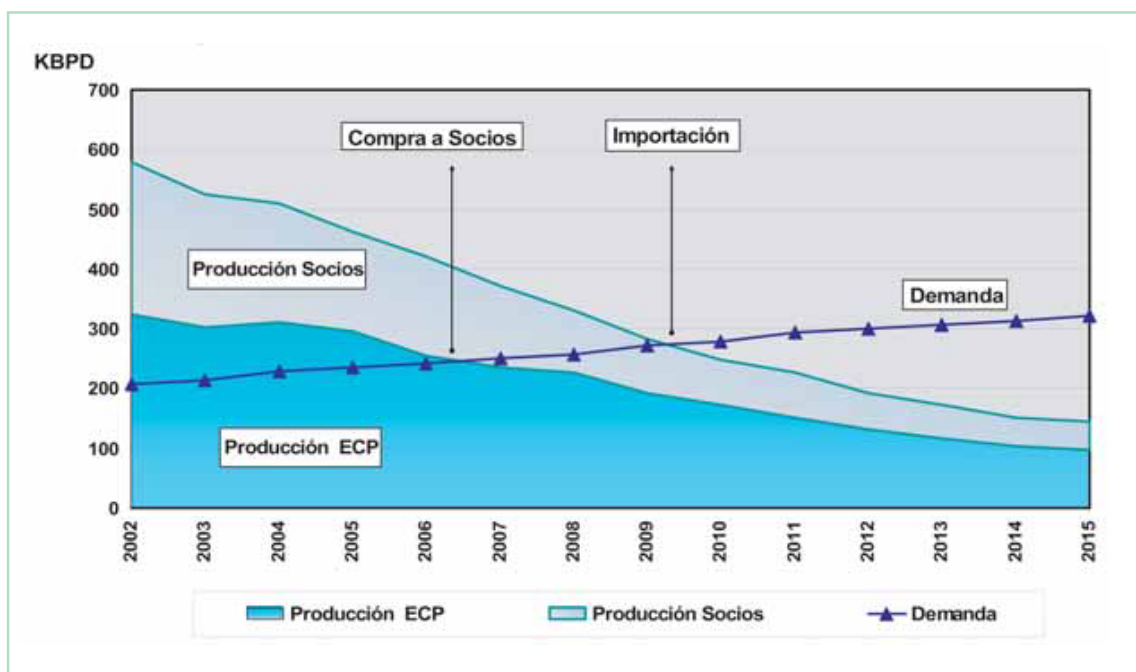
### 5.3 OFERTA DE CRUDO

La Oferta de Crudo empleada para los distintos cálculos aquí efectuados, corresponde al ejercicio de proyección realizado por ECOPETROL, adicionando reservas para aumentar la futura producción de hidrocarburos. Esta es una condición necesaria para superar la necesidad de importación de crudo. La gráfica No 22 muestra cómo, con las reservas actualmente probadas, se dispone de crudo para cubrir la demanda nacional de productos hasta más allá del 2008, y cómo ECOPETROL se vería abocada a comprar crudo a sus socios partir del 2006 para cubrir las necesidades. Con la expansión de la refinería de Cartagena será preciso importar crudo a partir del 2008.

El ejercicio de proyección corresponde al escenario P 80 del Plan de Negocios de ECOPETROL versión 2003. En producción de crudo, las expectativas de corto y mediano plazo del escenario adoptado, permiten mantener la autosuficiencia y generación de excedentes para exportación. Según el escenario, en el año 2006 la producción de petróleo será de aproximadamente 460,000 barriles día, es decir, 50,000 menos que en 2005, de los cuales un 60% corresponde a producción de ECOPETROL.

Teniendo en cuenta los cambios ocurridos en el sector y la nueva estrategia de ECOPETROL, se analizó el escenario P80 con nueva y mayor actividad exploratoria, con miras a que la empresa establezca la meta de llegar a una producción propia de 400,000 BPD, de un nivel actual de 310,000 BPD.

**Gráfica No. 22**  
**OFERTA Y DEMANDA DE PETRÓLEO**



Fuente: ECOPETROL

Adicionalmente, las inversiones en exploración y producción para los años 2004 y subsiguientes, contribuyen a la consecución del reto establecido por el Gobierno Nacional de incorporar 1,000 millones de barriles, directamente y en asocio con terceros, durante el período 2004 – 2007.

#### 5.4 TRANSPORTE DE DERIVADOS

El transporte de derivados juega un papel fundamental en la industria petrolera y exige grandes inversiones. Los países con autoabastecimiento disponen de redes de transporte que movilizan los derivados del petróleo desde los centros de producción a los consumidores finales, que normalmente se localizan a grandes distancias. En el país, la red está constituida por poliductos, propanoductos, y combustoleoductos entre otros, siendo esta actividad un monopolio natural del Estado que probablemente continuará así por mucho tiempo, pues no tendría sentido duplicar facilidades para permitir la competencia.

Los poliductos colombianos transportan los distintos productos como gasolina, ACPM y otros combustibles en forma segregada hasta las plantas de almacenamiento mayorista; los combustoleoductos movilizan el fuel oil excedente con destino a la exportación, y los propanoductos trasladan el GLP proveniente de la refinera hacia los diferentes puntos de almacenamiento.

El transporte por poliducto es complementado por el transporte marítimo, fluvial y terrestre, aún cuando las operaciones se han orientado hacia la máxima utilización de los poliductos con la consecuente disminución de los otros tipos de transporte especialmente el terrestre y algo de cabotaje marítimo.

En el caso particular del complejo de Barrancabermeja, se utiliza como medio el río Magdalena, a través del cual se transportan combustibles en barcazas hasta la refinera de Cartagena para cubrir las necesidades internas y exportar los excedentes disponibles. Vía cabotaje se trasladan los combustibles que satisfacen la demanda de la isla de San Andrés y algunos volúmenes requeridos en el puerto de Buenaventura y el occidente del país.

Para el transporte de los diferentes productos, el país cuenta con una red de ductos cercana a los 3,500 Kms, de los cuales el 99% es propiedad de ECOPETROL, salvo el poliducto Medellín - Rionegro, con una longitud de 28 Kms, que transporta combustibles desde la estación intermedia en Medellín hasta el aeropuerto de Rionegro, cuyo propietario es Terpel Antioquia.

La disposición de la red de poliductos es parcialmente circular al interior del país, cuyo punto de partida es la refinera de Barrancabermeja o estación Galán del oleoducto, desde donde se despachan los distintos productos para cubrir las necesidades de la población colombiana.

El área de Bogotá, Boyacá y parte de los Llanos Orientales, es abastecida por la línea que parte de Galán, pasa por la estación de Sebastopol, luego a Puerto Salgar, finalizando en la estación de Mansilla en Facatativá. Existe una segunda línea que igualmente provee combustible a esta zona, cuyo recorrido es el mismo hasta la Estación en Salgar, desviándose luego por la cordillera oriental, finalizando en la estación Tocancipá cerca de Bogotá, formando un anillo que abastece el mayor mercado de combustibles del país. Su propósito es asegurar dos rutas de aprovisionamiento para la principal zona de consumo del país: Bogotá y su área de influencia.

La zona de Medellín y su área de influencia es abastecida por la línea que desde la estación Sebastopol sigue a la estación Cisneros y continúa a Medellín. De la estación La María en Medellín, parte una línea hacia la zona de occidente con cinco estaciones intermedias y culmina su recorrido en Yumbo, suministrando combustibles al sur de Antioquia y la zona norte del Valle del Cauca.

Desde puerto Salgar en Cundinamarca, sale un ramal que se bifurca en Mariquita transportando los combustibles hacia el sur del país y el otro ramal al occidente que llega a Yumbo cerrando el gran anillo nacional. La línea que transporta combustible al sur parte de Mariquita, pasa por Gualanday y finaliza en Neiva, en tanto que el poliducto que se desvía al occidente, atraviesa la región del Viejo Caldas sufriendo las necesidades de esta zona y finaliza en Yumbo.

La tabla No 7 presenta la descripción de la red de poliductos con que cuenta el país.

**Tabla No. 7**  
**RED DE POLIDUCTOS**

SISTEMA	CAPACIDAD (KBDC)	LONGITUD (Km)	DIAMETRO (pulgadas)
B/vtura- Yumbo	12.2	100.5	8,12,6
Cartagena- Baranoa	22.4	99.0	12
Cartago – Yumbo 10"	20.9	158.0	10
Cartago – Yumbo 6"	10.0	160.0	10,8,6
Galán- Bucaramanga	15.3	95.0	12,6,4
Galán – Salgar (GLP)	19.8	245.0	8
Galán – Sebastopol 12"	41.8	111.0	10,12
Galán – Sebastopol 16"	135.7	111.0	16
Gualanday – Neiva	11.7	161.0	8,6
Mansilla – Bogotá	58.3	42.5	10
Salgar – Cartago	20.2	124.0	6,8
Mllin - Cartago- Yumbo	24.7	395.0	12,10
Pozos Colorados – Galán	35.8	503.0	20,16,14,12
Salgar – Gualanday	23.4	166.0	12
Salgar- Mansilla	79.1	104.0	10
Salgar- Mansilla (GLP)	12.0	105.0	8
Sebastopol – Mllin	47.0	382.5	16,12,10
Sebastopol – Salgar 12"	37.3	116.0	12
Sebastopol – Salgar 16"	74.3	134.0	16
Poliducto de Oriente	40.0	257.0	20,16
Yumbo – B/vtura	25.9	100.5	8,12,6
Galán – Coveñas	16.2	463.0	8,12,14

Fuente: ECOPELROL

Existen otros poliductos menores como el de Buenaventura-Yumbo, que transporta los combustibles que llegan al puerto provenientes, ya sea por cabotaje de Cartagena, o productos importados, surtiendo los volúmenes necesarios para atender la creciente demanda de todo el sur occidente del país.

La zona oriental de país, particularmente los Santanderes y Cesar, se abastecen de productos transportados por el poliducto Galán-Bucaramanga, con una estación intermedia en Lizama. En el norte del país se encuentra el poliducto Cartagena-Barranquilla que abastece los departamentos de Atlántico, Magdalena y Guajira, mientras el área occidental de la Costa Norte recibe los productos directamente de la refinería de Cartagena. Lo mismo sucede con el departamento de San Andrés y Providencia, el cual recibe el producto vía cabotaje.

Para la importación de combustibles en forma masiva, el país cuenta con la línea que une Pozos Colorados en el mar Caribe con la estación Galán en Barrancabermeja, la cual dispone de una estación intermedia en Ayacucho.





## 5.5 DISTRIBUCIÓN DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

La distribución de los combustibles es otro de los segmentos del down stream donde participan los distribuidores mayoristas y minoristas, cuyas características son bien particulares y diferenciadas.

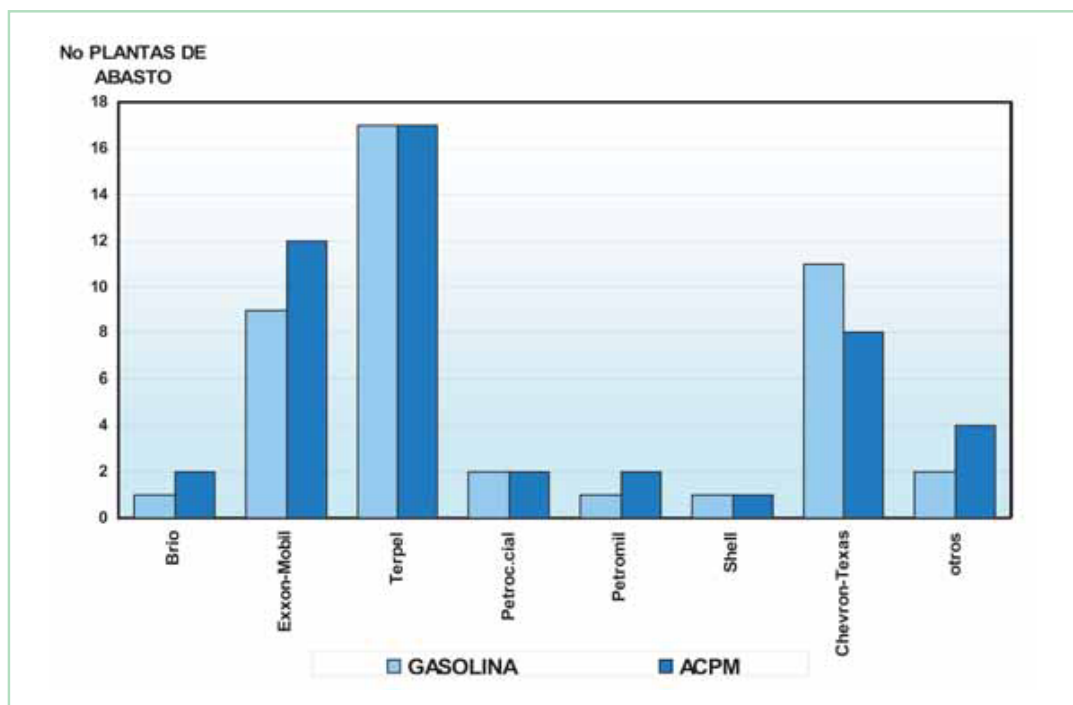
Los **distribuidores mayoristas** son compañías que se encargan de la intermediación de los productos entre la producción o importación y la distribución minorista a través del almacenamiento. Los agentes mayoristas abanderan la mayoría de las estaciones de servicio mediante acuerdos comerciales.

En la actualidad, los distribuidores mayoristas disponen de 45 plantas de almacenamiento, de capacidades diferentes dependiendo del mercado atendido, 11 de las cuales se localizan en los aeropuertos, donde básicamente se comercializa combustible de aviación. Las 34 plantas restantes están localizadas en todo el territorio colombiano, suministrando los combustibles y demás productos requeridos en cada una de las regiones de su área de influencia.

Los distribuidores mayoristas compran el combustible a ECOPETROL o a refinadores privados, almacenan y aditivan los productos en sus plantas para llevarlos posteriormente a las estaciones de servicio, ya sean de su propiedad o de terceros, para su posterior venta al público. En el mercado de combustibles, son 15 los agentes mayoristas más destacados por su participación y cubrimiento, a más de ser los responsables del 90% del mercado de combustibles (gasolinas, ACPM, queroseno y turbocombustibles).

La gráfica No 24 presenta la relación de los distribuidores mayoristas y el número de plantas que estos operan dependiendo el tipo de combustible. Una mirada rápida, señala que la organización Terpel, integrada por las siete empresas que comparten la marca, opera la mayor cantidad de plantas de almacenamiento, tanto en gasolina como ACPM.

**Gráfica No. 24**  
**PLANTAS DE ABASTO ATENDIDAS POR DISTRIBUIDOR MAYORISTA**



Fuente: ECOPETROL

El último agente en la cadena de distribución corresponde al **distribuidor minorista**, que en su mayoría son propietarios de las más de dos mil estaciones de servicio existentes en el país y operan bajo la bandera de un distribuidor mayorista.

El distribuidor minorista compra combustibles en las plantas de abasto y proporciona el producto a los usuarios finales en las estaciones de servicio. Con las medidas tomadas por el Gobierno Nacional en 1998 para la liberación de los precios, ha aumentado en forma considerable la incursión de los distribuidores mayoristas en el segmento minorista. Empresas como Shell y Brío surgieron recientemente dinamizando el mercado minorista particularmente en Bogotá, principal mercado del país.

Esto ha impulsado a que el Congreso Colombiano estudie sendos proyectos de Ley para definir en forma clara las reglas de juego de los distintos agentes del down stream.

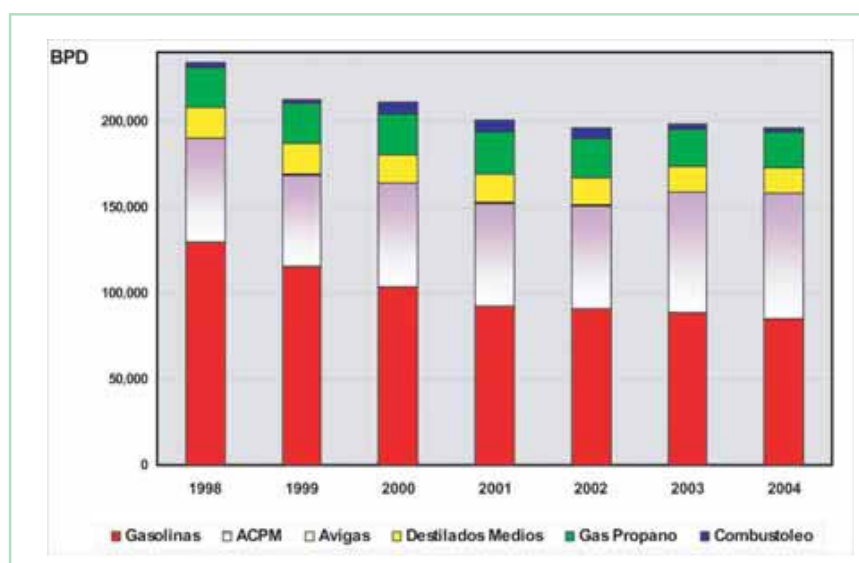
## 5.6 CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

Se ha registrado un cambio significativo en los patrones de consumo de combustibles, particularmente en el sector del transporte por razones de índole técnica, tecnológica y económica, entre otras. La mayor variación se observa en la regresión mostrada por la gasolina y la tasa de penetración que viene mostrando el ACPM, fenómeno al que se le ha denominado “dieselización del parque automotor”. Además de los adelantos tecnológicos en el ámbito mundial, políticas como la repotenciación de vehículos para el transporte público de pasajeros y el diferencial de precios entre gasolina y ACPM, han sido los factores responsables de los cambios sucedidos.

Durante el 2004, el consumo de combustibles sigue marcando una variación negativa en casi todos los productos, salvo el ACPM que registra un incremento del 4.56% con respecto al 2003. Las cifras históricas muestran un retroceso de más de una década en el caso de la gasolina, donde el consumo ha caído 4.93% en promedio durante los últimos siete años. Las razones antes expuestas, sumadas a los actuales precios internacionales del WTI que afectan el precio de los derivados, indican que la tendencia se mantiene.

La Gráfica No. 25 presenta la evolución del consumo de combustibles, aclarando que los volúmenes presentados en dicha gráfica no incluyen hurtos y contrabando de ACPM y gasolina.

**Gráfica No. 25**  
**CONSUMO DE COMBUSTIBLES**



Fuente: ECOPEPETROL

En estas condiciones, el consumo interno de ACPM se encuentran muy cerca del límite de producción nacional, acentuando posibilidades de pérdida de autoabastecimiento y generando, dificultades internas, ya que consumos mayores a la oferta actual deberán ser cubiertos con producto importado a precios internacionales. De ahí la importancia en iniciar programas agresivos de sustitución en el sector transporte y de eficiencia energética, así como programas locales para aumentar la movilidad en las grandes ciudades. El consumo actual de ACPM rebasa los 69,000 BPD, lo que ha obligado a utilizar los inventarios y degradar producto de mejor calidad a ACPM, sacrificando ingresos para mantener satisfecha la demanda interna.

El combustóleo o fuel oil es demandado por los sectores industrial y de generación de electricidad. El consumo interno representa un bajo porcentaje de lo producido ya que la gran mayoría del combustible es exportado. Su consumo interno ha registrado una drástica reducción como consecuencia del uso de otros energéticos como el crudo de rubiales y el carbón. Actualmente se consumen en promedio 2,206 BPD, mientras en el 2003 se consumieron 3,000 BPD, lo que significa un reducción del 26.69%. No obstante lo anterior, el país se ve favorecido por el ingreso de divisas derivadas de la exportación del combustóleo.

## 5.7 DEMANDA DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

La evolución de la canasta energética, compuesta por la demanda interna y las importaciones de energía, muestra comportamientos asociados con la actividad económica medida en términos de PIB y la tasa de crecimiento poblacional. Determinar las causas que establecen el crecimiento de la demanda futura de energía y la correlación temporal de los factores que la afectan, ha sido por muchos años el estudio de la prospectiva energética. No obstante, la experiencia muestra que las correlaciones temporales no son suficientes para estimar qué sucederá en el futuro y cómo podrá la sociedad disponer de la energía que demanda.

Estimar hacia el futuro el comportamiento observado en el pasado para optimizar la oferta frente a la demanda, realizar análisis de medidas reglamentarias y políticas sobre un sistema energético dado, cambiante a cada momento por los avances tecnológicos, por las medidas tomadas para mejorar la movilidad de las capitales o grandes urbes, así como otras normas para remediar situaciones particulares, hacen que la estimación de la demanda se dificulte día a día y que los modelos utilizados sean menos flexibles y más sofisticados.

Teniendo en cuenta las particularidades de nuestro esquema, como la dieselización del parque automotor, la implementación del sistema de transporte masivo en la capital, el sistema de pico y placa, el programa de gas natural vehicular y reformulación de combustibles con oxigenantes, entre otras medidas, se realizó un ejercicio de proyección de la demanda de combustibles entre los años 2004-2024.

El análisis fue realizado bajo los siguientes supuestos:

- 1) Escenario PIB de oficial del DNP, cuyo crecimiento futuro plantea una tasa del 4%.
- 2) Respecto al precio del crudo, se seleccionó como base el escenario de proyecciones WTI presentadas por la Energy Information Agency del Departamento de Energía de los Estados Unidos, que considera un precio promedio en términos corrientes de USD \$35.10 por barril en el periodo 2004 – 2020. Para cada uno de los siguientes años, el valor del crudo se establece calculando el promedio de los siguientes 5 años con el fin de suavizar la variación de cada año, siguiendo la práctica que el Ministerio de Minas y Energía utiliza para establecer la meta de paridad de importación.
  - a) En el caso particular de la gasolina corriente la proyección de precios fue efectuada según lo establece la Resolución 82438 de 1998 y se compara con el publicado por el Ministerio de Minas y Energía, determinando el porcentaje de paridad internacional, el cual es llevado al 100% para diciembre de 2005 con referencia de USD \$ 31.24 el barril.
  - b) Respecto a precios, la proyección se calculó con base en la Resolución 82439 de 1998, ajustada con la Resolución 2935 de 2002 y se compara con el publicado por el Ministerio de Minas y Energía determinando el porcentaje de paridad internacional, el cual es llevado al 100% para diciembre de 2006 con referencia de US\$31,24 el barril.

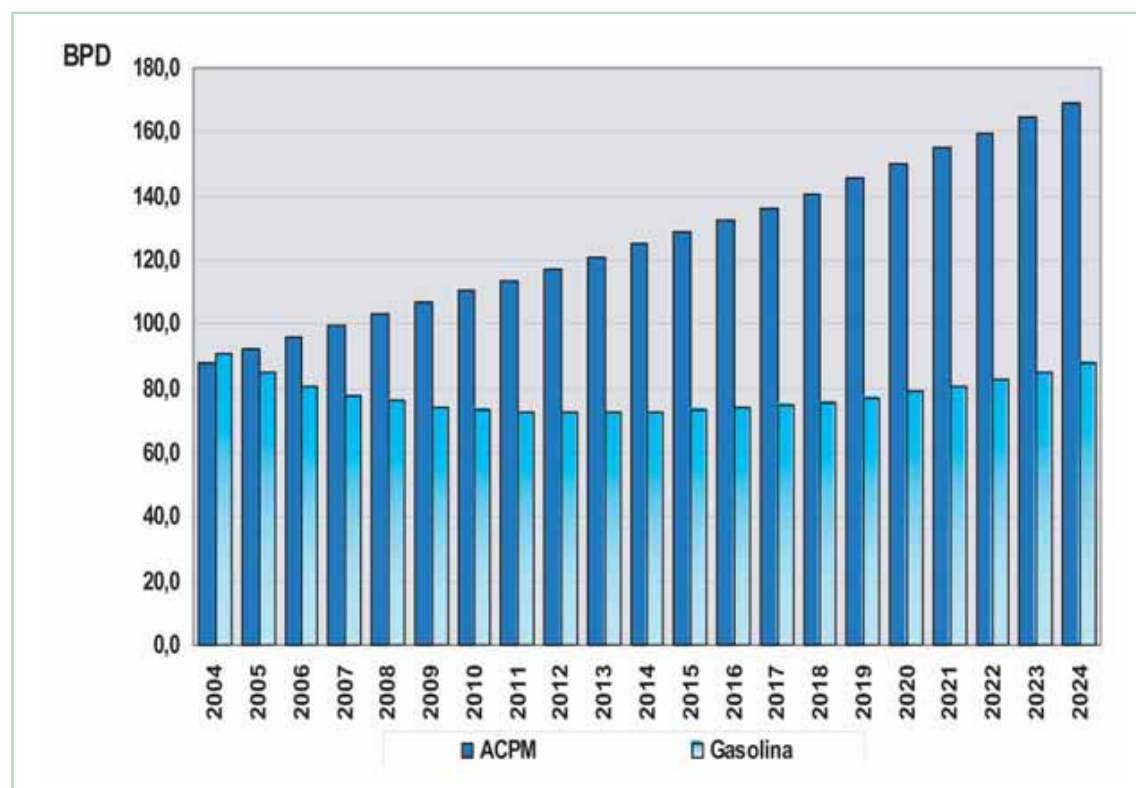
- c) Las proyecciones consideran que en el periodo 2004 - 2006 el precio del gas natural para uso vehicular en unidades energéticas equivale al 92% del valor del ACPM, siguiendo el comportamiento observado en el periodo enero a septiembre de 2004. A partir del año 2007, equivale al 60% del valor en unidades energéticas de la gasolina corriente.

Para modelar el sector transporte se separaron las demandas en pasajeros interurbanos, carga interurbana, carga urbana y movilidad urbana de pasajeros. Debido a que el ACPM también es consumido en actividades diferentes al transporte carretero, se incluyeron estas demandas para lo cual se aplicó el escenario de crecimiento obtenido para el Plan Energético Nacional 2002. El suministro de gasolina y ACPM proviene de producción nacional, tomando en cuenta el plan maestro de la refinería de Cartagena, el cual se asume que entra en el 2008.

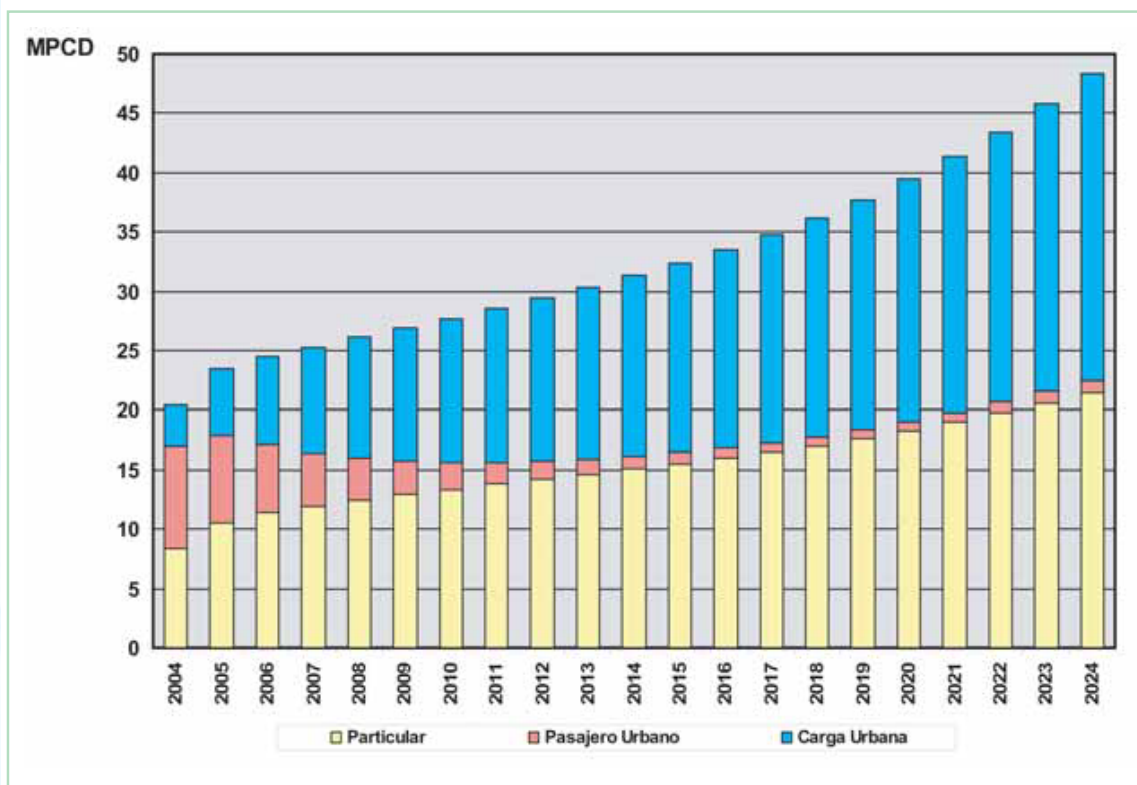
En el suministro se incluye el escenario revisado de ECOPETROL para control de robos y contrabando, tanto de ACPM como de gasolina, asumiendo que las tasas de crecimiento de estos son las del correspondiente combustible en venta legal. Se modeló adicionalmente el hecho que el sistema de transporte masivo, "Transmilenio", será alimentado con diesel importado desde el 2005.

Los resultados obtenidos para el escenario base, señalan un crecimiento sostenido de la demanda de ACPM al pasar de 87,700 BPD en el 2004 a cerca de 169,100 BPD en el 2024. Por su parte, la gasolina pasaría de 90,800 a 87,600 BPD. Los análisis muestran una canasta energética conformada al inicio del periodo en un 46% por gasolina y 52% en ACPM, para situarse en un 29% de gasolina y 67% de ACPM en el 2024, acentuándose la dieselización del parque automotor y señalando las necesidades que el país tendrá en esta materia.

**Gráfica No. 26**  
**DEMANDA DE GASOLINA Y ACPM**



**Gráfica No. 27**  
**PROYECCIÓN DEL CONSUMO DE GAS NATURAL**

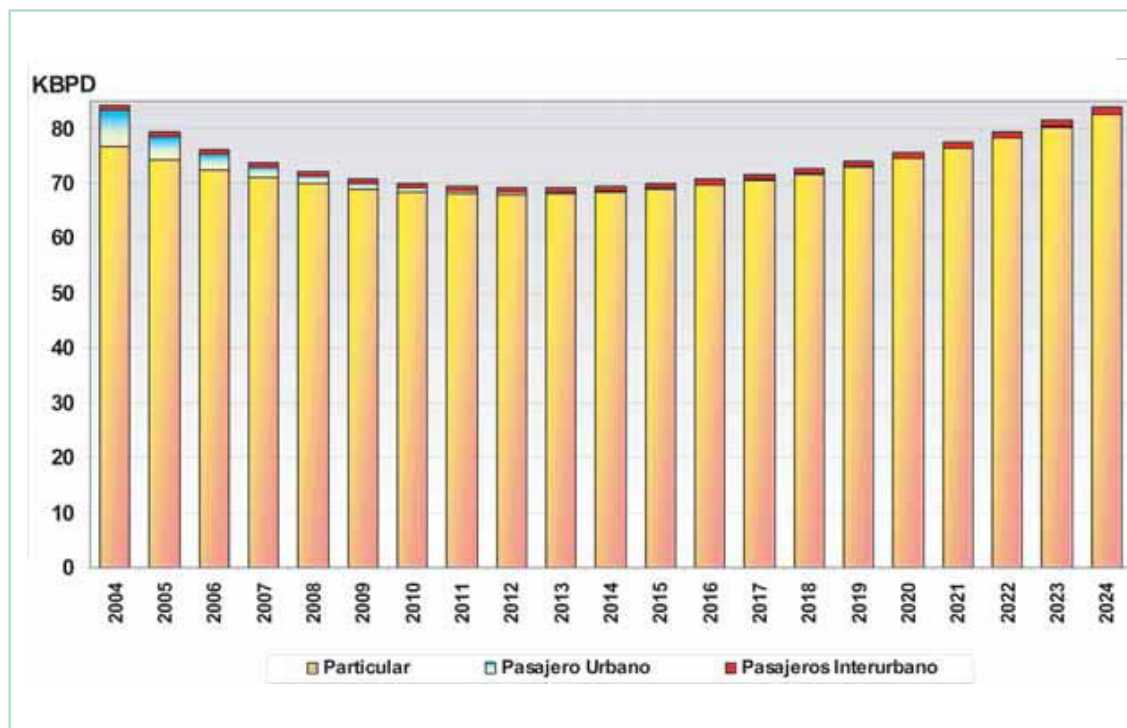


En cuanto al gas natural, se observa en la gráfica No 27 que este podrá aumentar su participación pasando del 20.5 MPCD en el 2004 a 48.3 MPCD en el 2024, es decir, su participación en el sector transporte se incrementará en una unidad porcentual pasando del 2% a cerca del 3% a lo largo del periodo de estudio, intensificándose el consumo en el último tercio.

Por segmento de transporte, se presenta un incremento apreciable en carga urbana que podría llegar a tener una participación del 53% al final del periodo, mientras en el 2004 representa el 17%. La participación del transporte de pasajeros urbanos presenta una reducción apreciable pasando de un 42% en el 2004 a un 2.5%, en el 2024. La razón de esta retracción es la reducción del mercado de buses por efecto de la denominada chatarrización. El segmento de transporte privado o particular presenta un crecimiento positivo pasando de un 41% a 44.9% al final del periodo.

Los resultados encontrados en el caso de la gasolina, presentan una disminución importante en el segmento de carga, cuya participación se estima será de un 3.8% al final del periodo, desatacando que la carga interurbana prácticamente desaparece.

**Gráfica No. 28**  
**EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE GASOLINA**

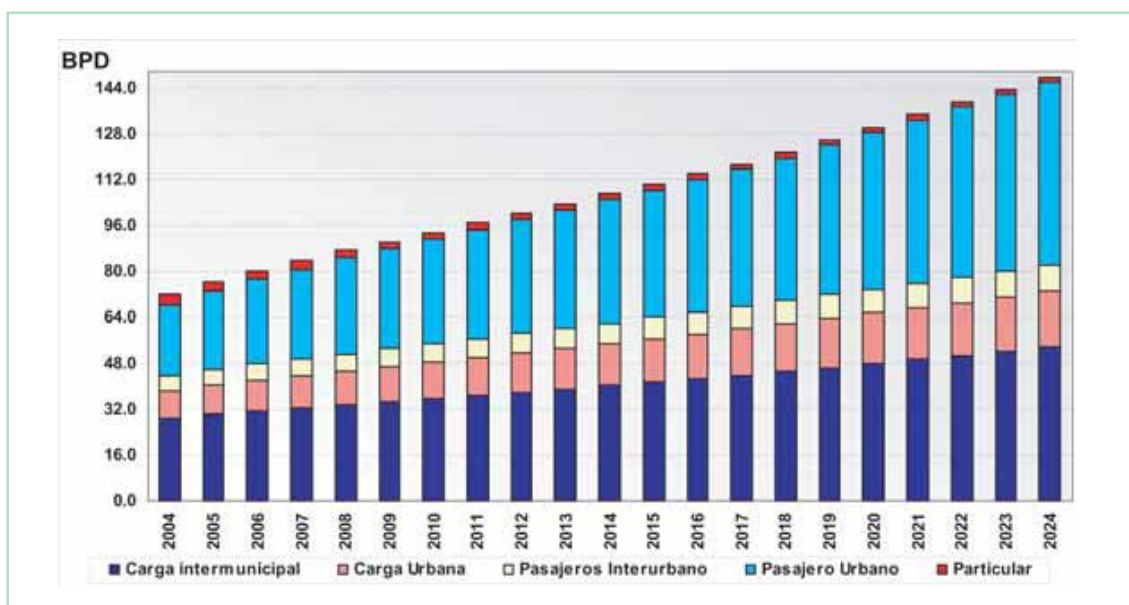


El consumo de gasolina en el transporte de pasajeros tanto urbanos como interurbanos presenta una reducción permanente, pues su participación del 10% en el 2004 finaliza con el 2% de la gasolina total consumida. Se encuentran como posibles causas de la pérdida de mercado el efecto de sustitución de energéticos en las áreas urbanas y renovación del parque automotor por sistemas más eficientes en el transporte interurbano. En general, el uso de la gasolina sigue siendo para vehículos particulares, motos y taxis, como lo señala la gráfica No 28.

En el caso particular del ACPM se aprecia un continuo incremento en el consumo, desplazando a la gasolina en los segmentos de carga y transporte de pasajeros. El transporte de carga interurbano y el urbano de pasajeros, son las secciones de mayor participación dentro del consumo total de este combustible, al sumar cerca del 80% durante todo el periodo.

La participación privada se reduce permanentemente a lo largo del periodo de análisis, en tanto que el segmento de transporte interurbano de pasajero se mantiene, implicando un crecimiento vegetativo. Evolución presentada en la gráfica No 29

**Gráfica No. 29**  
**PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ACPM**



Es de anotar que el escenario implica la necesidad de importar ACPM en volúmenes cercanos a 81,600 BPD que representa el 48.25% al final del periodo. Durante el 2004 las importaciones se inician al finalizar el año, en cerca de 3,000 BPD.

## 5.8 PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La regulación de los precios de los combustibles tiene como sustento legal los Decretos 2104 de 1974 y 1736 de 1975 del Ministerio de Minas y Energía, los cuales se complementaron posteriormente con la Ley 10 de 1984.

Mediante esta legislación se le asignó al Ministerio de Minas y Energía la función de establecer la política de precios de los derivados del petróleo y el gas natural, de fijar su estructura y de decretar los aumentos periódicos. Posteriormente se amplió la legislación sobre el tema mediante el Decreto Ley 2119 de 1992, ratificándose a este Ministerio la responsabilidad de fijar por resolución los precios de los productos derivados del petróleo a lo largo de toda la cadena de producción y distribución, con excepción del GLP a través del Decreto 70 de 2001.

El desarrollo del mercado de los combustibles ha estado enmarcado por tres momentos relevantes: un primer periodo entre 1975 y 1983, de ajuste de precios internos frente a la importación de petróleo de altos precios internacionales, un segundo periodo de auge exportador entre 1984 y 1998, en el cual los precios se ajustaban a la inflación, y el tercer periodo a partir de 1999, que busca la liberación del mercado.

### Primer Periodo: 1975 - 1983

En el marco de un país importador y de precios internacionales altos, la política de Gobierno Nacional se concentró en recuperar el ingreso al refinador y de esta forma fortalecer las finanzas de ECOPETROL. En este periodo los precios en pesos constantes de la gasolina y el diesel se triplicaron, no obstante el ingreso del refinador se mantuvo muy por debajo del precio de importación.

Los precios de la gasolina y el diesel eran iguales, con muy pocas excepciones, ya que el diesel se encontraba exento del impuesto nacional a las ventas.

## Segundo Periodo: 1984 - 1998

Este coincide con el descubrimiento de Caño Limón. La política se basó en el aumento del precio basado en la inflación, que se hacía efectivo a partir del primer día de enero cada año. Bajo este escenario los precios de gasolina y diesel fueron iguales hasta 1996. Paralelamente, los incrementos del precio comenzaron a hacerse dos veces al año.

## Tercer Periodo: a partir de 1999

Desde el primero de enero de 1999, la política de precios se fundamentó en la internacionalización de precios, cuyas acciones se orientan a establecer un ingreso a los productos que reflejen el comportamiento de las cotizaciones internacionales y del tipo de cambio, liberar el precio de la gasolina extra, liberar los márgenes de los distribuidores minoristas y fijar los precios de la gasolina regular y el diesel según su costo de oportunidad, que para este caso corresponde al de paridad de importación tomando como referencia la costa del Golfo de México.

El 23 de diciembre de 1998 el Ministerio de Minas y Energía expidió las resoluciones 8- 2438 y 8-2439, las cuales fijaron la estructura de precios para la producción o importación, distribución y venta de la gasolina motor corriente y del ACPM, respectivamente. El objetivo de las resoluciones fue la de regular el mercado de manera más clara e incentivar la entrada de nuevos competidores al mercado de los combustibles, mediante la fijación del precio al productor de forma equivalente al precio de paridad de importación de cada uno de los combustibles.

En la actualidad la política de precios de los combustibles obedece a tres grandes objetivos a saber: i) precios eficientes, ii) meta de inflación y iii) desmonte gradual de subsidios. Respecto al primer numeral, se espera que este objetivo contribuya al fomento de la competencia, a la expansión de la infraestructura de distribución, al uso racional de los recursos no renovables, y a establecer un valor real para un recurso agotable estratégico para el país.

Cumplir la meta de inflación y eliminar el factor psicológico del pasado, son propósitos cumplidos con los incrementos graduales que se han venido dando, ya que los combustibles solo participan directamente en un 1.08% del total del índice. No obstante, en forma indirecta la participación de los subsectores de transporte en el índice es de alrededor de un 11.9%. Aún así, el efecto inflacionario de los precios en el 2004 no alcanza el 1% de este índice, señalando la baja relación existente entre el crecimiento de los precios de los combustibles y la inflación.

El último objetivo que se persigue corresponde a la eliminación gradual de los subsidios, generando un esquema de precios que reconozca la realidad de los mercados internacionales (hasta alcanzar el esperado de largo plazo del WTI ,incluyendo el margen de refinación) , brinde señales de estabilidad a los inversionistas e incentive la atención de la demanda interna con energéticos locales o importados.

Debido a las fluctuaciones e incrementos del precio del crudo y el comportamiento de algunas variables macroeconómicas, ha sido necesario modificar en distintas ocasiones la metodología del cálculo del ingreso al productor, para atenuar el impacto que generan en el precio interno los cambios de estas variables.

La metodología establecida para calcular el precio de venta al público de la gasolina regular y ACPM, se compone de cuatro grandes tópicos: ingreso al productor, el transporte, los márgenes de distribución y los impuestos (de orden nacional y territorial). Lo relacionado con el ingreso al productor, transporte y márgenes de distribución es responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía que los fija mediante resolución. Los impuestos son establecidos por Ley. El ítem de mayor dificultad de cálculo es el ingreso al productor, el cual es definido por la siguiente relación matemática:

$$IP= (Pr\ FOB + FL+ SE + IM)* TRM + A+TPC+TI$$

IP: Ingreso al productor

PrFOB: Precio de la gasolina UNL 87<sup>10</sup> en la Costa del Golfo de México, corregida por un factor de corrección de octano.

<sup>10</sup> Gasolina sin plomo de 87 octanos



**FL:** Valor de los fletes y demás costos incurridos para transportar un galón de gasolina desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta el puerto de importación en Colombia que para el caso es Santa Marta.

**SE:** Costo de los seguros marítimos o terrestres incurridos para transportar un galón desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos hasta el puerto de importación local (Santa Marta). Para 1999 se estableció como  $0.000387x$  PrFOB

**IM:** Valor de las inspecciones de calidad en puerto de cargue y descargue. Para 1999 éste sería de US\$0.000286 por galón.

**TRM:** Tasa representativa del mercado de la fecha que se realiza el cálculo.

**A:** Valor correspondiente al pago de la tarifa arancelaria de las importaciones de gasolina. La tarifa vigente actual es del 15% para la gasolina corriente y 10% para el ACPM.

**TPC:** Pago de la tarifa de transporte de combustible del poliducto Pozos Colorados- Barranca. Para 1999 esta resolución lo fijó en \$31.4 por galón. En octubre de 2004 dicho valor era de \$46.42 por galón.

**TI:** Valor correspondiente al pago de impuesto de timbre. La tarifa es de 1.50%

Para el ACPM se estableció una fórmula similar, pero dentro del ingreso al productor no se incluye la tarifa de transporte Pozos Colorados - Galán. Después de múltiples cambios y ajustes en la metodología para el cálculo del precio de la gasolina, a partir de septiembre de 1999 se comenzó a fijar el precio mensualmente según el criterio del Ministerio de Minas y Energía.

Las continuas modificaciones a los elementos de la fórmula, llevaron a diferenciar de nuevo el precio entre la gasolina regular y el ACPM, hecho que se convirtió en un incentivo a un mayor consumo de este último. La gráfica No 30 presenta una evolución de los precios de los combustibles.

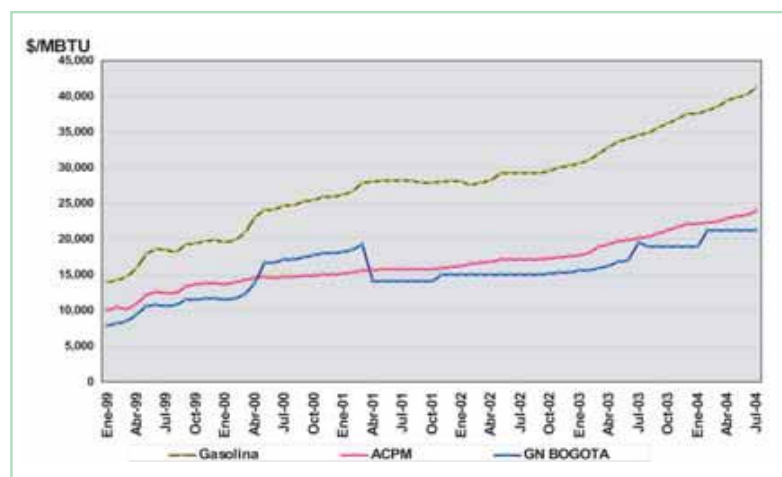
En promedio, la participación del ingreso al productor y los impuestos a los combustibles representan 46.6% y 38.2% en el caso de la gasolina, mientras que en el ACPM representan 54.9% y 25.8% respectivamente. En el contexto internacional, Colombia es uno de los países con menores impuestos, particularmente en el caso del ACPM, tema de notable importancia, ya que esta corresponde a una de las principales fuentes de financiamiento de los gobiernos.

Los márgenes de distribución también han sufrido ajustes a lo largo del periodo 1999-marzo del 2004, cuyos incrementos durante el mismo alcanzaron valores cercanos al 135% en gasolina y 92% en ACPM, en tanto que el IPC (índice con el cual se actualizaban los márgenes) creció durante el mismo periodo 42%.

A partir de abril del 2004, el esquema de remuneración de las actividades de distribución mayorista y minorista se modificó, fijándose el margen en ocho (8) centavos de dólar por galón a favor del distribuidor mayorista en razón de los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas, las pérdidas por evaporación y los costos de aditivación, mientras que para el distribuidor minorista el margen se estableció en doce (12) centavos de dólar por galón, considerando los costos de operación y mantenimiento, así como los gastos de administración y ventas.

La actividad de transporte en el pasado se manejaba como un valor estampilla, independiente de la distancia con diferenciación del producto transportado. Como una señal necesaria para la expansión de la red de poliductos del país, desde el primer trimestre del 2003, el esquema de remuneración se modifica estableciéndose tarifas de transporte por distancia.

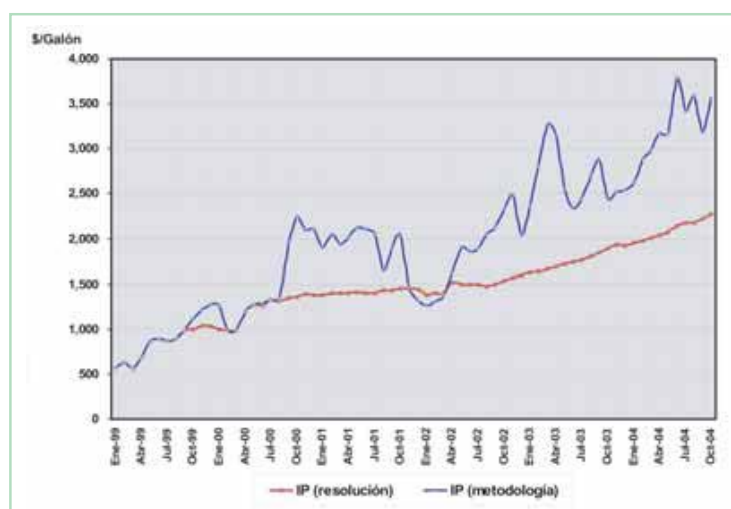
**Gráfica No. 30**  
**PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES**



Debido al comportamiento extremo del precio del crudo en el mercado internacional, el Gobierno Nacional intervino en el mercado de los combustibles a través del subsidio al consumo, mediante un diferencial entre el precio de paridad de importación y el precio al productor definido por las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía. Proyectó así el proceso de desmonte del subsidio hasta diciembre del 2004 en el caso de la gasolina y a diciembre del 2006 en el referente al ACPM, evitando un excesivo impacto en el precio al usuario final.

El subsidio a la gasolina corriente depende de la cotización del crudo WTI de referencia para Colombia, y de la TRM. En estos últimos años el WTI ha tenido un incremento importante, llegando a niveles superiores a los USD \$54 por barril en su cotización, causando incremento en el subsidio. En la gráfica No 31 se puede observar la evolución de dicho subsidio. La línea superior corresponde al valor del Ingreso al Productor (IP) calculado según la resolución 82438 de 1998. La línea inferior corresponde al valor del Ingreso al Productor (IP) que el Ministerio de Minas y Energía establece en las resoluciones de precios que mensualmente emite. Solo durante el primer trimestre del 2002, se observa un precio interno superior al de la cotización internacional respecto al ingreso al productor.

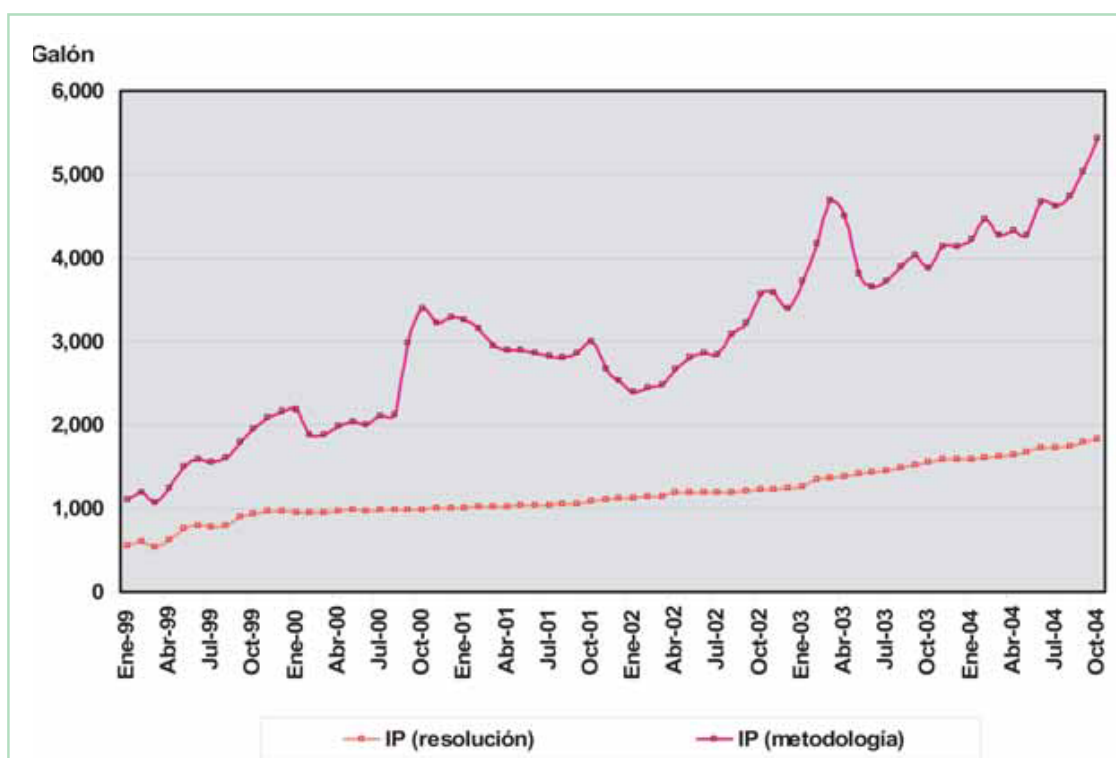
**Gráfica No. 31**  
**EVOLUCIÓN DEL SUBSIDIO DE GASOLINA**



El subsidio del ACPM es superior al de la gasolina, si se tiene en cuenta que el consumo de este combustible corresponde al 45% del consumo entre los dos. La gráfica No 32 muestra el efecto directo del desmonte gradual del subsidio y la brecha entre el precio definido por las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía y el que se debería pagar.

A diferencia del caso de la gasolina, el precio definido por resolución para el ACPM durante el periodo de desmonte de subsidios iniciado en 1999, no ha mostrado en ningún momento la paridad de importación, y el ingreso al productor se ha venido ampliando paulatinamente al punto que, durante el último año, el subsidio al consumo de este combustible pasó del 48% al 96%, siendo los recaudos de ECOPETROL inferiores en la misma proporción, situación que se verá agudizada una vez la empresa tenga necesidad de importar el producto.

**Gráfica No. 32**  
**VARIACIÓN DEL SUBSIDIO DEL ACPM**

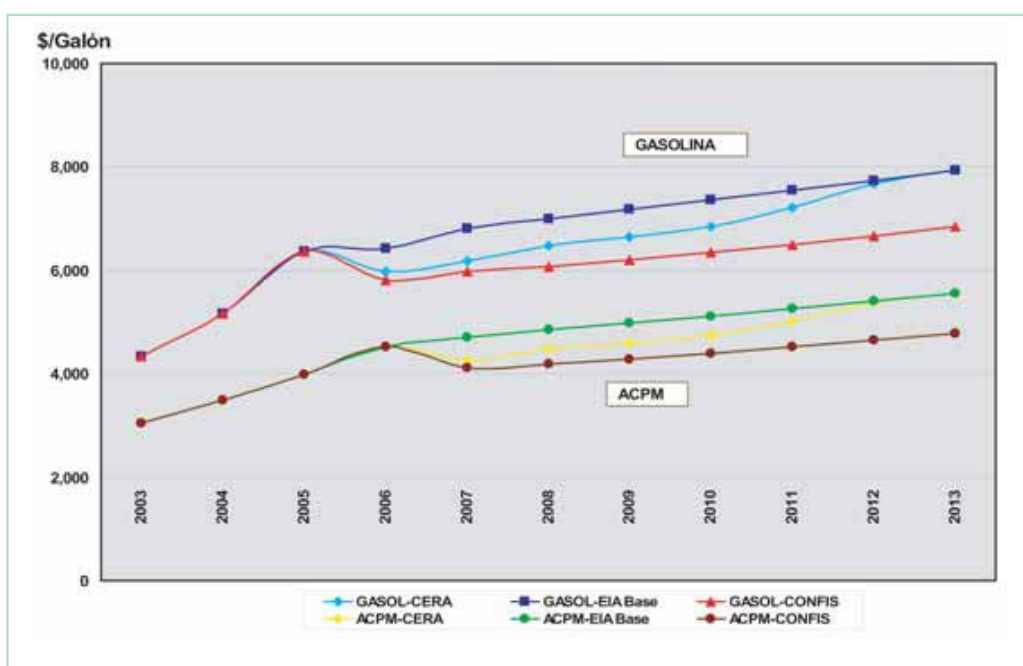


Con la actual política de precios se han acentuado las preferencias de sectores productivos y de transporte por combustibles como el ACPM. De igual manera, estas señales pueden estar reorientando los patrones de movilización de los colombianos hacia transporte público (consumidor de diesel) y no particular. No obstante, los incrementos futuros en el precio dependerían de los precios internacionales, el comportamiento de la tasa de cambio y el nivel de competencia entre minoristas en el corto plazo y de la competencia de mayoristas en el largo plazo, una vez liberado el margen de estos.

Teniendo en consideración que el precio de referencia de largo plazo del WTI para el desmonte de los subsidios es de USD \$31.24 por galón, y utilizando el escenario medio de los precios de WTI del Departamento de Energía de los Estados Unidos, se determinó la proyección de precios de la gasolina y ACPM para los próximos 15 años, cuya tendencia se aprecia en la gráfica No 33. En la misma se presentan sensibilidades con el escenario de precios del CONFIS y de referencia de CERA.

Se puede apreciar que en diciembre de 2006, cuando quedarán completamente eliminadas todas las subvenciones a estos combustibles, la gasolina regular tendrá un precio cercano a los \$6,400 por galón y el ACPM a los \$4,500 por galón. Diferencial que se traduce en \$1,900 por galón a favor del ACPM, ampliando la brecha entre los combustibles.

**Gráfica No. 33**  
**PROYECCIÓN DE PRECIOS DE GASOLINA Y ACPM**





# 6

## COMERCIO EXTERIOR

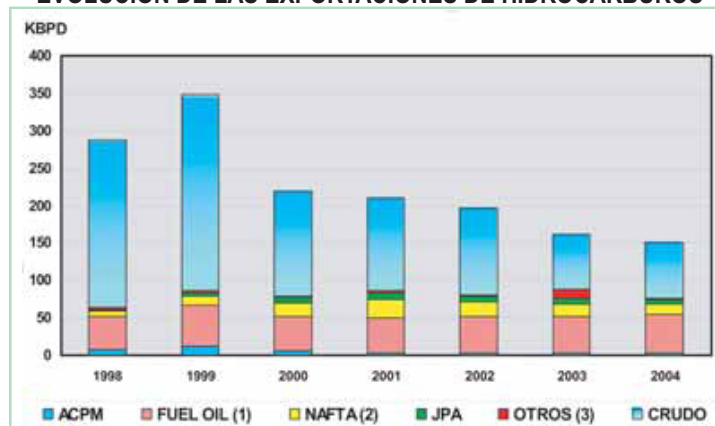
Las exportaciones tanto de crudo como de productos derivados, aumentaron en 22% durante los primeros ocho meses de 2004 con respecto al mismo periodo de 2003, al pasar de USD \$1,111 millones a USD \$1,358 millones. La balanza comercial aumentó en 25.07% con respecto al mismo periodo del 2003, lo que equivale a USD \$257.32 millones.

Lo anterior obedece al incremento en los precios internacionales del petróleo y a un mayor volumen de productos refinados exportados, que en términos de volumen representa un incremento del 5.97% al pasar 163,103 BPD a 172.851 BPD, siendo los productos más representativos el crudo y el fuel oil.

Al iniciar el tercer trimestre, ECOPETROL vendió en el exterior USD \$253 millones en fuel oil, USD \$99 millones en gasolina premium a un precio promedio de USD \$47 por barril; USD \$162 millones en nafta virgen a un precio promedio de USD \$43 por barril y cerca de USD \$55 millones en combustible Jet a un precio promedio de USD \$43 por barril. La siguiente gráfica presenta la evolución de las exportaciones de hidrocarburos, aclarando que los valores no incluyen los volúmenes de crudo exportado por las compañías asociadas de ECOPETROL.

**Gráfico No. 34**

### EVOLUCIÓN DE LAS EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS



Fuente: ECOPETROL

(1) Fuel Oil No 6, Fuel Oil 50 SSF

(2) Nafta Virgen y Nafta Craqueada,

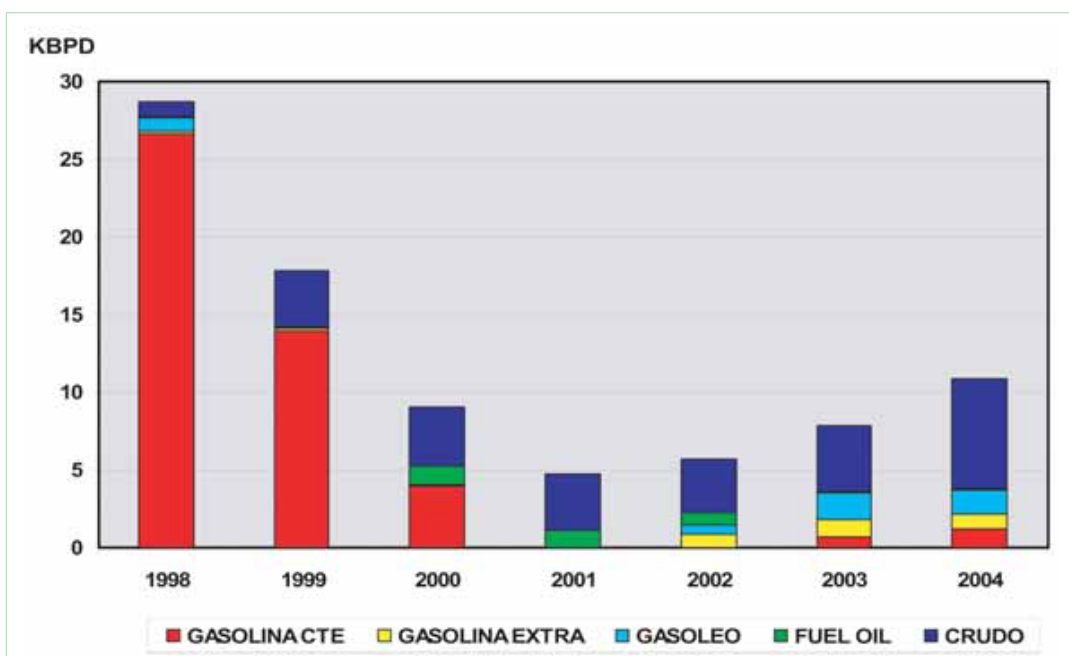
(3) Gasoleo Vacío, Butano, GLP, Aceite Liviano de Ciclo, gasolina regular, premium, RON 95



Sigue siendo el petróleo el primer producto de exportación, seguido del fuel oil cuyos volúmenes suman alrededor 127,500 BPD, escoltados por las naftas y el JPA que, aunque en pequeña proporción, vienen contribuyendo a las exportaciones en forma sostenida. El valor de las exportaciones del crudo durante lo corrido del año representan el 47.9% del total, frente al 52.1% que representan los productos refinados. Los principales países a los que Colombia exporta refinados son EEUU, Perú, Panamá, Brasil y Chile, entre otros.

Con respecto a las importaciones, el 62.9% del volumen corresponde a crudo por razones como el aprovechamiento de oportunidades de negocio, mejoramiento de la dieta de crudos a refinería por las necesidades de producción de ciertos productos refinados, y para mejorar los inventarios. El 13.6% del volumen de importaciones corresponde a gasóleo para proveer la materia prima de las unidades de craqueo catalítico y para producir gasolina de alto octanaje, al igual que para aprovechar los descuentos por la temporada de verano en el mercado internacional. La gráfica No 35, presenta la evolución de las importaciones.

**Gráfica No. 35**  
**EVOLUCIÓN DE LA IMPORTACIONES DE HIDROCARBUROS**



Fuente: ECOPEL

También se importa gasolina extra con el propósito de incrementar la calidad de las naftas producidas por la refinería y mejorar el octanaje de la gasolina. Adicionalmente se importan los combustibles que abastecen las necesidades del Departamento del Amazonas y Guajira, así como algunos volúmenes de ACPM con destino a grandes consumidores.

Es indudable que la importación de gasolina extra o premium no obedece actualmente a los mismos propósitos de hace 5 años. Los volúmenes han venido decreciendo en forma abrupta reflejando la disminución de consumo en este producto y de gasolina corriente, a pesar de las exigencias de calidad de los nuevos vehículos.

En términos generales, la balanza comercial durante el 2004 ha mejorado notablemente como consecuencia del aumento del volumen de exportación de crudo y de productos refinados, atribuidos a un menor consumo local y aumento de la producción de las refinerías.



## PETROQUÍMICA

El desarrollo de la petroquímica está asociado a la existencia de las refinerías de petróleo, ya que la producción de nafta, GLP, etano y destilados medios, son las materias primas que esta industria utiliza. En Colombia ninguna de las refinerías existentes tiene la capacidad para producir estas materias primas, lo que lleva a que el proceso petroquímico en el país se inicie más tarde en la cadena y dependa casi en su totalidad de materias primas importadas. Actualmente, se produce etileno en la refinería de Barranca (20% del consumo), en tanto que el propileno se importa en su totalidad.

En el escenario del TLC<sup>11</sup>, la industria petroquímica puede eventualmente acarrear dificultades en razón a la dependencia del mercado externo para el aprovisionamiento de su materia prima, aunque esta industria cuenta con cierta protección del Gobierno, que le ha permitido operar en forma competitiva.

Una de las fórmulas para que la industria petroquímica asegure la disponibilidad de la materia prima que le permita operar eficientemente y seguir generando valor agregado al país ante los desafíos del TLC, es la de contar con el suministro de materia prima nacional en forma oportuna y adecuada. Su futuro depende entonces de salvar estas restricciones con proyectos como el plan maestro de la refinería de Cartagena, que además de su modernización, permitirá proveer los combustibles que requiere la creciente demanda interna.



La industria petroquímica colombiana nació a finales de los 50s con la producción de urea, fertilizantes, y negro de humo. En la década de los setenta toma fuerza con la presencia de ECOPETROL y con la creación de grandes empresas que permitieron el desarrollo de este sector económico.

La industria de plásticos jalonó proyectos para la producción de cloruro de polivinilo, algunos poliestirenos y plastificantes. Durante la misma década ECOPETROL, al amparo de los planes quinquenales, inició la producción de etileno, propileno y algunos productos aromáticos, ciclohexano y alquilatos para la producción de detergentes. La producción de PVC estimuló la producción de cloruro de vinilo y de cloruro de etileno.

<sup>11</sup> Tratado de Libre Comercio



Durante la década de los 80s, a pesar de existir en el país algunas plantas de polímeros y resinas de categoría mundial con excedentes importantes de exportación, la producción de petroquímicos básicos y monómeros era insuficiente y fue necesario iniciar el proceso de importación.

La producción petroquímica no se diversificó hasta 1987 y su desarrollo estuvo concentrado en la ampliación de las capacidades de producción, pese a la desaparición de algunas plantas de urea y cloruro de vinilo, construidas en Cartagena. El polipropileno aparece en la oferta nacional en 1990. Estas producciones se destinaban a satisfacer la demanda interna y a exportar algunos excedentes, los cuales hoy se constituyen en la base indiscutible de la oferta exportable nacional.

La cadena petroquímica se basa en varias etapas que son materias primas, olefinas y aromáticos, monómeros, polímeros, manufacturas de plásticos y caucho.

### Materias Primas

Las materias primas que se necesitan para dar inicio a la cadena petroquímica son principalmente petróleo, gas natural y GLP. En Colombia estas son producidas por ECOPETROL y básicamente se utilizan para la producción de combustibles.

### Olefinas y Aromáticos

Las condiciones ambientales que exigen el uso de combustibles con poco contenido de plomo, y con la tendencia que tiene el mercado hacia la producción de productos blancos, han obligado a que el crudo pesado se divida en fracciones livianas mediante el proceso de craqueo, que hace que se obtengan naftas, que son las materias primas para la producción de aromáticos y ciclohexano. En Colombia la capacidad de producción de estas naftas es reducida y está orientada a la optimización de la refinación de combustibles.

Mediante el procesamiento de gas natural se puede obtener metano y etano que sirve para la producción del etileno. También se obtiene el propano y el butano que hacen parte de los líquidos del gas.

En Colombia se presenta una oferta insuficiente de estos productos debido a la inexistencia de un craqueo destinado a satisfacer la demanda interna de olefinas y aromáticos. Sin embargo, en sus plantas de Barrancabermeja y Cartagena, ECOPETROL produce diferentes gases, compuestos principalmente por hidrocarburos parafínicos (metano a butano), hidrocarburos olefínicos (etileno a butilenos) y pequeñas proporciones de acetileno y butadieno. También en sus plantas de aromáticos en Barrancabermeja produce principalmente benceno, tolueno, xilenos y ortoxileno, así como ciclohexano.

### Monómeros

La siguiente etapa de la cadena es la obtención de los monómeros, que son la base para la producción de los polímeros. Debido a que en Colombia no existe la infraestructura suficiente para producir monómeros, estos se deben importar. Los principales monómeros que se importan son cloruro de vinilo (VCM), DMT, etilenglicol, estireno, ácido tereftálico y propileno.

### Polímeros

Los principales polímeros que se producen en el país son polietileno de baja densidad, polipropileno, poliestireno, termoplásticos como el cloruro de polivinilo y el polietilentereftalato. Igualmente se produce caprolactama a partir del ciclohexano y es exportada para la producción de nylon.

## Manufacturas de plástico y caucho

La producción de manufacturas de plásticos destinados al consumidor final es la última etapa de la cadena productiva. Dentro de los principales productos se encuentra materias plásticas y sus manufacturas, calzado de plástico, fibras sintéticas discontinuas, filamentos sintéticos y caucho natural sintético.

La mayor debilidad de la cadena petroquímica colombiana son las olefinas como etilenos y propilenos, de ahí la gran importancia para ésta del desarrollo del proyecto de Cartagena y la planta que materializará la producción de olefinas a cargo del sector privado.

## 7.1 AMPLIACIÓN DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA

El proyecto contempla la expansión de la refinería de Cartagena llevándola de 75,000 a 140,000 BPD. Con la infraestructura existente y las instalaciones externas disponibles, se duplicará la producción de productos livianos de la refinería actual y con la flexibilidad para operar crudos nacionales como Vasconia y crudos importados como los venezolanos similares a la Mesa y el Leona, que podrían estar disponibles a largo plazo en el área geográfica de la refinería de Cartagena.

La ampliación también hará posible que la refinería existente cumpla con los cambios proyectados en las canastas de los crudos y aumente su rentabilidad y competitividad mediante una mayor conversión de productos de menor valor a combustibles de transporte, de mayor valor.

Los objetivos básicos del proyecto son:

1. Mejorar el posicionamiento competitivo y la rentabilidad a largo plazo, maximizando la eficiencia y la confiabilidad de la refinería
2. Cumplir con los futuros requerimientos de calidad de los combustibles
3. Satisfacer la creciente demanda local de combustibles para automotores
4. Producir materia prima para la construcción de una planta de olefinas
5. Contribuir a la balanza comercial del país.

La nueva configuración de la refinería que le permitiría ser más eficiente y cumplir con estándares ambientales nacionales e internacionales, así como modernizar las distintas etapas de procesos, incluye la siguiente configuración y la presentada en la tabla No 8.

- I. Una nueva unidad de crudo que permitirá una mejor calidad y rendimientos de los productos que alimentan las unidades más adelante.
- II. Mayor capacidad de procesamiento de livianos: nuevas plantas de reformado y alquilación.
- III. Nuevas unidades de azufre y tratamiento con amina y soda.
- IV. Mayor producción de gasolinas y ACPM de bajo azufre. Incorporación de los procesos de desulfurización, craqueo de gasóleo y tratamiento de naftas.

**Tabla No. 8**  
**POSIBLE CONFIGURACIÓN DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA**

Planta de crudo	140,000 BPD
Unidad de Vacío	70,000 BPD
Planta Viscosreductora	25,000 BPD
Planta de Cracking Catalítico	35,000 BPD
Planta de Azufre 1	35 TPD
Planta de Reformado de Naftas	30,000 BPD
Planta de Destilado Térmico de Gasóleos	15,000 BPD
Planta Desulfurizadora de Diesel	45,000 BPD
Planta de Hidrógeno MSCFD	45 BPD
Planta de Azufre 2	40 TPD
Planta de Azufre 3	40 TPD
Separación Propileno grado refinería	11,000 BPD
Planta de Alquileración	5,000 BPD

Fuente: Carta Petrolera Diciembre 2001

El valor de la obra se estima en USD \$628 millones<sup>12</sup>, frente a USD \$2,500 millones que costaría hacer una refinería nueva. De los USD \$628 millones, USD \$130 millones correrían por cuenta del sector privado.

La estructura de desarrollo del plan maestro de la refinería de Cartagena, contempla un primer bloque a cargo de ECOPETROL, en el que se construirán las plantas de proceso con un costo proyectado en USD \$500 millones. El segundo, que consiste en el suministro de los servicios industriales que requiere la refinería (agua, vapor, electricidad, hidrógeno), estimado en USD \$130 millones, que será un proyecto de la industria privada. El proyecto se traducirá en un incremento cercano a los USD \$2 por barril sobre el actual margen de refinación.

Para asegurar la participación privada en el proyecto, el documento CONPES 3312 de septiembre de 2004, recomienda la conformación de un comité interinstitucional conformado por funcionarios del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Departamento Nacional de Planeación, Ministerio de Minas y Energía y ECOPETROL, con el propósito de atraer la mayor participación de capital privado y mitigar el impacto fiscal del mismo.

El documento propone al Ministerio de Hacienda y Crédito Público, al Ministerio de Minas y Energía y a ECOPETROL, expedir la normatividad o establecer los parámetros y procedimientos que se requerirán para incorporar un proceso de maquila de producto, en caso de que no se logre el objetivo de establecer una señal internacional en los precios de venta nacional de los productos que produzca la refinería, para que los inversionistas cuenten con reglas claras en cuanto al precio de los productos.

Para que la cadena petroquímica pueda desarrollarse y aproveche las bondades de la ampliación de la refinería de Cartagena, será necesaria también la construcción de una planta de olefinas con el propósito de producir etileno y propileno, el primero para la elaboración de polietileno, PVC y poliestireno, y el segundo para la elaboración de polipropileno.

Según cálculos de la Compañía Promotora de Olefinas y Aromáticos del Caribe Ltda., la inversión requerida por el sector petroquímico para su desarrollo, esto es, la planta de olefinas, la de monómeros y polímeros y los servicios, asciende a USD \$1,366 millones. Este proyecto no solo tendrá impacto en el sector petroquímico, sino que los beneficios serán cosechados por otros sectores económicos y principalmente por los usuarios finales.

<sup>12</sup> Documento CONPES 3312 de septiembre de 2004.

## 7.2 PROYECTO DE HIDROTRATAMIENTO EN LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

El proyecto de hidrotratamiento en la refinería de Barrancabermeja, al igual que el de Cartagena, se constituye en un proyecto de importancia estratégica para el país, toda vez que permitirá que los combustibles producidos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja cumplan con la normativa ambiental que exigen los nuevos combustibles, además de buscar mayor eficiencia en refinación mediante el cumplimiento de estándares internacionales.

El objetivo de este proyecto es mejorar la calidad de los combustibles producidos en esa refinería, reduciendo los niveles de azufre del ACPM a cerca de 500 ppm (partes por millón) y de las gasolinas alrededor de 300 ppm, y adecuarlos a la regulación en materia de calidad del aire. El proyecto consta del montaje y construcción de una planta de hidrotratamiento para retirar el exceso de azufre de las distintas corrientes de las unidades de refinación y producir mayor cantidad de azufre petroquímico, con lo cual se podrá cubrir la demanda interna que hoy es atendida con producto importado.

El costo estimado del proyecto es de USD \$250 millones y la ejecución del orden de 3 años, entrando en operación en el 2007. La siguiente tabla describe las necesidades que integran las facilidades de la nueva planta:

**Tabla No. 9**  
**NUEVAS FACILIDADES DEL PROYECTO**

Hidrodesulfurizadora	37,500 BPD y 18,000 BPD
Tratadora de Nafta	40,250 BPD y 2,1250 BPD
Tratamiento con Amina	22 Ton/día y : 28 Ton/día
Planta de Hidrógeno	40 Ton/día
Planta de Azufre	44 Ton/día
Planta de Tratamiento de Aguas	700 Ton/día

Fuente: ECOPETROL

Los dos primeros años del proyecto requerirán las mayores inversiones y se estima una rentabilidad del proyecto superior al 20%, permitiendo a la empresa ECOPETROL una mejor perspectiva en el mercado de combustibles.



# 8

## BIOCOMBUSTIBLES

El crecimiento de la población mundial y de la densidad demográfica de las ciudades han originado aumentos significativos del parque automotor, lo que ha dado lugar a fenómenos que contribuyen notoriamente a la contaminación ambiental y congestión vehicular. Dentro de las principales causas de contaminación atmosférica en el mundo se encuentran las emisiones generadas durante el proceso de combustión de energéticos fósiles, principalmente de gasolina y diesel en vehículos automotores.

Desde el origen de los motores de combustión interna, la utilización de energéticos provenientes de biomasa como carburante ha sido un tema de investigación que nunca se ha abandonado y que actualmente cobra interés por la capacidad de estos para contribuir a la reducción de los problemas medio ambientales de contaminación local o regional y el efecto invernadero.

La escasez transitoria de productos petrolíferos en épocas de guerras o perspectivas económicas y estratégicas de ciertos países en determinados momentos de su historia industrial, ha motivado ciertos periodos de gran desarrollo de procesos de producción y aplicación de biocombustibles a motores, seguidas de otras épocas de menor interés general.

El uso de la biomasa con fines energéticos implica una adecuación de la materia prima para su empleo como combustible en los sistemas convencionales. Según la naturaleza de la biomasa y el tipo de combustible deseado, se pueden utilizar procesos mecánicos (astillado, trituración, compactación), termoquímicos (combustión, pirolisis y gasificación), biotecnológicos (micro bacterianos o enzimáticos) y extractivos, para obtener combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

Las principales formas de utilización de los biocombustibles son la combustión para producir calor aplicable a la calefacción urbana, a procesos industriales o a la generación de electricidad, y la carburación en motores térmicos, tanto



de explosión como de combustión interna. También se están desarrollando en la actualidad biocombustibles gaseosos para su uso en turbinas de gas para producir electricidad.

En el sector transporte los biocombustibles de mayor utilización son el bioetanol, sustituto de la gasolina que se obtiene a partir de biomasa producida en cultivos específicos para este objetivo (alcoligénicos), y el biodiesel y los correspondientes ésteres derivados, sustituto del ACPM que se obtiene a partir de semillas oleaginosas.

## 8.1 ETANOL CARBURANTE

Los alcoholes como carburantes, sobre todo el etanol, tienen los mismos orígenes que los del automóvil. Los excedentes de etanol que había a finales del siglo XIX en Europa y el aún escaso desarrollo de la industria petroquímica, incitaban a su utilización en los motores que se empezaban a desarrollar en esos años.

Durante la segunda guerra mundial países como Alemania, escasos en petróleo, desarrollaron la tecnología de producción de etanol y metanol, así como de la industria petroquímica, lo que llevó al precio de la gasolina a un nivel seis veces más bajo que el de etanol. El carácter cíclico de la producción agrícola, unido a la relativa estabilidad del mercado del petróleo, hacen que hacia 1950 el etanol mezclado en las gasolinas tienda a disminuir desapareciendo en Francia y en el resto de Europa.

Teniendo en cuenta la problemática ambiental que se fue originando como consecuencia del uso intensivo de los energéticos fósiles, la industria petrolera, la automotriz y la comunidad científica internacional empezaron a realizar esfuerzos para formular propuestas como la reformulación de combustibles fósiles y la fabricación de vehículos con tecnologías que permitieran el mejoramiento de la economía de combustibles y control de emisiones, con el fin de dar solución a esta problemática.

Por estas consideraciones, en Colombia se sancionó la Ley 693 de 2003, mediante la cual se reglamentó el uso de alcoholes carburantes, se crearon estímulos para su producción, comercialización y consumo y se dictaron otras disposiciones. Dicha norma estableció la obligatoriedad de utilizar a partir del septiembre de 2005 una mezcla de 10% de etanol en las gasolinas, en los centros urbanos de más de 500.000 habitantes.

La producción de alcohol se obtendrá a partir del procesamiento de cultivos de yuca, maíz, papa, remolacha y caña de azúcar, entre otros. Según estimaciones realizadas, para cumplir con los requerimientos de Ley, en el año 2010 la demanda llegará a cerca de 700 millones de litros de alcohol, correspondientes a cultivos de caña de 150 mil hectáreas alrededor de complejos alcohólicos identificados en la Costa Norte, Antioquia, Cundinamarca, Hoya del Río Suárez (Santander y Boyacá), Llanos Orientales, Valle del Cauca, Eje Cafetero, Huila y Nariño, como se presenta en la tabla No 10.

**Tabla No. 10**  
**POSIBLES COMPLEJOS ALCOHOLEROS**

LOCALIZACION	CAPACIDAD LITROS/DIA	MATERIA PRIMA
Hoya del Río Suárez	300,000	Caña de Azúcar
Vegachí (Antioquia)	350,000	Caña de Azúcar
Valle del Cauca	300,000	Caña de Azúcar
Costa Norte	300,000	Caña de Azúcar – yuca
Cundinamarca	150,000	Caña de Azúcar
Llanos Orientales	100,000	Caña de Azúcar – yuca
Eje Cafetero	250,000	Caña de Azúcar
Huila	200,000	Caña de Azúcar
Nariño	150,000	Caña de Azúcar

Fuente: UPME-CORPODIB.

Una vez producido el alcohol, los productores deben adicionar un desnaturalizante al etanol, tratándose generalmente de gasolina, para evitar que el alcohol se desvíe hacia otros fines y garantizar su calidad por parte de los productores de acuerdo con las normas legales.

Posterior a la producción de alcoholes, se realiza su transporte hasta las plantas de almacenamiento mayorista donde se realiza el mezclado. Sin embargo, el transporte del alcohol debe garantizar la ausencia de agua, para evitar problemas de orden técnico y separación de las fases del producto. Posteriormente el producto es llevado a la estación de servicio para el suministro al usuario final, siendo los distribuidores minoristas los responsables de la calidad final del producto

## 8.2 BIODIESEL

El biodiesel es un combustible ambientalmente amigable que se obtiene a partir de aceites vegetales mediante un proceso de transesterificación con alcoholes. Se emplea en mezclas con ACPM, en diferentes proporciones para la movilización de motores diesel sin requerir cambios o adaptaciones de los mismos.

Los aceites vegetales a partir de los cuales se puede producir biodiesel provienen principalmente de palma africana, soya, girasol, colza, coco o algodón. La palma africana ocupa la primera opción de producción de aceite vegetal para el biodiesel debido a que:

- a) Ocupa más del 60% de las áreas cultivadas de oleaginosas, con un crecimiento constante en los últimos 30 años.
- b) El precio por tonelada de aceite es de USD \$350, que es el menor de la oferta, exceptuando la colza que no se produce en el país.
- c) La producción de aceite de palma cuenta con un sector organizado, de amplia experiencia y capaz de enfrentar el reto que significa un incremento de producción de 450,000 toneladas de aceite en los próximos 10 años.
- d) La producción de palma africana está ampliamente distribuida en todo el país y de ella participan al menos 16 departamentos. La región centro-oriental produce un 75% del total nacional.
- e) El área cultivada actualmente representa, según FEDEPALMA, solo un 4% de las tierras con potencial cultivable para la palma.

Un programa del biodiesel aparentemente tiene menos problemas que el alcohol carburante en lo concerniente a la logística, debido a que no existe la problemática con la presencia de agua, por esto, es posible su transporte por los poliductos, lo que hace más atractivo su uso.

Algunos ensayos en ruta realizados con biodiesel en el ámbito nacional, mostraron características de combustión similares a las del ACPM convencional. También se señala que el consumo de biodiesel es proporcional al poder calorífico de la mezcla para poder mantener la misma potencia y las emisiones contaminantes son menores que con el combustible convencional. Igualmente se operó una planta de generación de electricidad con biodiesel sin que se presentaran diferencias operativas con respecto al uso de ACPM. El rendimiento, de conversión de combustible en potencia en el eje, fue el mismo con ACPM y biodiesel.

Lo anterior significa que el empleo del biodiesel es factible para distintos usos sin necesidad de conversión o adecuación de motores, como generación eléctrica, fuerza motriz, calor directo y otros.





## **RETOS DE LA CADENA ENERGÉTICA DEL PETRÓLEO**



# 9

El Plan Nacional de Desarrollo 2002-2006 “Hacia un Estado Comunitario” contempló una profunda y acelerada recuperación del sector de hidrocarburos debido a que se constituye en un elemento fundamental para el desarrollo del país en todos sus órdenes y para garantizar en el corto y mediano plazo la autosuficiente petrolera y el aporte a la balanza comercial de Estado, mediante las ventas en el mercado externo de los productos excedentes en el territorio nacional.

Bajo el marco del PND se han venido realizando las acciones necesarias para cumplir no solo con los postulados del PND sino de la constitución política colombiana. En este sentido, durante lo corrido del año 2004 se observan avances importantes, como el nuevo marco contractual para la exploración y producción en el país se basa en un sistema de regalías, impuestos e ingresos por ganancias extraordinarias; es un esquema flexible, sencillo y de total autonomía para el inversionista, lo que conlleva a una mejor recompensa en las cuantiosas inversiones a riesgo que se requieren en esta industria, incrementando sustancialmente la competitividad del país.

Igualmente se impulsó la política de extensión de los actuales contratos de exploración y producción hasta su límite económico, bajo la condición principal que la misma signifique un mayor beneficio para la Nación. A la fecha se han suscrito las extensiones de los contratos de asociación Guajira, Las Monas, Cravo Norte y Casanare.

En lo relacionado con los combustibles líquidos se continuó con el desmonte de subsidios a los combustibles líquidos generando una señal de precios de costo de oportunidad, que se refleja en mayores dividendos para la Nación; así mismo se sigue con la política de la reducción en el hurto de combustibles pasando de 7.675 barriles por día en julio de 2002 a 3.062 en septiembre de 2004.

Para el año 2005 se espera continuar impulsando la exploración y explotación de hidrocarburos, lograr el aumento de reservas descubiertas de petróleo en 200 millones de barriles; tener una producción promedio de crudo de 510,000 BPD; 3.500 kilómetros de sísmica equivalente 2D incorporados; 25 nuevos

pozos exploratorios perforados (A3); 20 nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos; 100% de desmonte de subsidios a la gasolina y el 86% del desmonte al ACPM; se seguirá trabajando arduamente para lograr disminuir el hurto de combustibles a 2.804 barriles diarios.

Pese a los avances alcanzados se propone a continuación algunas estrategias de desarrollo como elementos esenciales para asegurar la disponibilidad de los recursos y aprovechar en forma racional y eficiente los recursos con que cuenta el país.

### Estrategias para petróleo

- 1) Comprar reservas en el exterior, práctica de negocios común en la industria petrolera tanto por compañías privadas como por compañías estatales para aumentar su base de reservas.
- 2) Mitigar las restricciones que obstaculizan la exploración con el fin de incrementar las reservas con efectos de mediano y largo plazos, entre ellas:
  - a. Mejorar las condiciones de orden público y aumentar la seguridad y protección a la infraestructura petrolera. Esto se enmarca dentro del objetivo gubernamental de seguridad democrática del país.
  - b. Permitir a los contratos de asociación 50% - 50% en etapa de exploración, pasar a contratos de asociación 70% - 30%, para que a cambio los socios asuman programas agresivos en perforación de pozos A-3.
  - c. Mejorar el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones exploratorias y minimizar las prórrogas a los plazos de dichas obligaciones. La gestión de ECOPETROL debe estar orientada a eliminar las barreras que llevan a los socios a solicitar extensión de los plazos o a congelar áreas.
  - d. En ciertos casos, se podrían establecer alianzas estratégicas con compañías establecidas en el país para agilizar proyectos exploratorios definidos por ECOPETROL.
  - e. Agilizar al máximo las licencias ambientales y la negociación con las comunidades.
- 3) Aumentar la producción de las reservas remanentes conocidas con efectos de corto plazo.
  - a. Promover la producción incremental en los actuales campos de producción de ECOPETROL, aprovechando la infraestructura existente, combinando la inversión directa por parte de ECOPETROL en unos casos, con el desarrollo de asociaciones con capital privado en otros, con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles.
  - b. Diseñar esquemas contractuales orientados a estimular el desarrollo de campos pequeños, teniendo en cuenta la participación de la industria nacional.
- 4) Incentivar el nacimiento y consolidación de una industria privada petrolera nacional, que sea capaz de explotar pequeños yacimientos.
- 5) Continuar mejorando las señales para interesar a las empresas petroleras internacionales.

### Estrategias para derivados

- 1) Desarrollar adecuadamente la cadena de generación de valor de la industria petrolera.
  - a. Exportar productos petroquímicos y refinados (en el caso de aquellos que sean excedentes).
  - b. Las inversiones necesarias tanto en los proyectos petroquímicos como en refinación, preferiblemente deben ser realizadas por capital privado.

- c. Establecer políticas para facilitar la inversión privada en estas actividades, bien sea mediante acuerdos comerciales de abastecimiento de materias primas para los proyectos, o asociándose mediante el aporte de activos de la nación en emprendimientos conjuntos.
- 2) Disminución de la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor, mediante el desarrollo de fuentes alternas de combustibles como GNV, biodiesel y gasohol.
  - 3) Mejorar la capacidad de conversión para producir derivados más valiosos.
    - a. Barrancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
    - b. Ejecutar el plan maestro para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena.
  - 4) Establecer políticas para facilitar la inversión privada en refinación y petroquímica y aumentar la competitividad de la actividad de refinación.
    - a. Barrancabermeja requiere modificaciones operacionales y de mantenimiento.
    - b. Ejecutar el plan maestro para superar la obsolescencia tecnológica de Cartagena, incorporando inversión privada para su desarrollo.
  - 5) Mayor participación y reglas claras para inversionistas privados en la distribución de combustibles líquidos.
    - a. Política de precios que refleje situaciones de oportunidad del mercado.
    - b. Garantizar que los sistemas de transporte y almacenamiento sean neutrales y abiertos.
    - c. Facilitar la importación privada e independiente de combustibles y el acceso al mercado mayorista de nuevos comercializadores.
    - d. Promover el almacenamiento y transporte de productos como actividades independientes y rentables.
    - e. Expedir Reglamento de almacenamiento de combustibles líquidos.
  - 6) Establecer un mecanismo que remunere el almacenamiento.

### Estrategias para gasolina / diesel

- 1) Impulso del Gobierno Nacional al programa de GNV a través de la política de precios, con el fin de disminuir la dependencia de la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor.
- 2) Desarrollo del programa de biodiesel y otras formas alternativas de combustibles con el fin de disminuir la dependencia en diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor.
- 3) Desarrollar métodos más eficientes de transporte con el fin de disminuir la dependencia en la gasolina y el diesel en la oferta de combustibles para el mercado automotor, a saber:
  - a. Continuar apoyando las estrategias de transporte masivo urbano.
  - b. Construcción de túneles en alta montaña, en carreteras de elevado tráfico.
  - c. Mejoramiento y utilización plena del transporte fluvial y ferroviario.
- 4) Combatir el robo y el contrabando de combustible.
  - a. Estructurar un control en las estaciones de servicio, como el control electrónico en tiempo real. Estrangulamiento del comercio ilícito desde el punto más alto de la cadena.
  - b. Invertir en instrumentación y equipos de la más alta tecnología para identificar en tiempo real la perforación de los tubos y el robo del combustible, y la identificación precisa del punto afectado.

- 5) Establecer fórmulas estables de cálculo del precio de la gasolina y el ACPM que permitan obtener rentabilidades adecuadas y que tenga como referencia los precios internacionales.
- 6) Incrementar gradualmente el valor del ingreso al productor del ACPM para igualar los precios finales del ACPM y de la gasolina.
- 7) Establecer una tasa retributiva por contaminación al ACPM la cual permita equiparar los daños ambientales de los centros urbanos.
- 8) Buscar mecanismos como exenciones o reducciones sobre impuestos que gravan a los transportadores.



