

**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**PLAN DE AJUSTE DINAMICO**

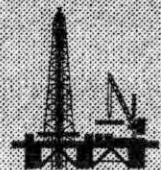
**1994**

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

# Plan de Ajuste Dinámico

**Documento Ecopetrol**

(Versión para Discusión)



Dirección de Planeación Corporativa

Agosto de 1994

# PLAN DE AJUSTE DINAMICO

## Parte I

### Análisis Estratégico

	Introducción.....	1
1.	El negocio petrolero mundial.....	3
2.	El entorno político internacional.....	25
3.	El entorno nacional: política y economía.....	33
4.	El sector petrolero colombiano.....	45
5.	Diagnóstico de Ecopetrol.....	65
6.	Visión de la Empresa Colombiana de Petróleos. - Estrategia de desarrollo.....	109

## Parte II

### Análisis Operativo

7.	Planes, Programas y Proyectos de Inversión.....	141
8.	Perspectivas Financieras del Plan.....	195
	Anexo I: Indicadores de Gestión Corporativos.....	215

## INTRODUCCION

El transcurso de los años consolida algunas tendencias al cambio, marca con mayor intensidad los efectos de la dinámica mundial, da cabida a nuevos hechos y configura derroteros que generan, según los análisis, distintas visiones y escenarios del mundo del futuro.

Este documento sobre el sector petrolero colombiano, pretende sintetizar la huella del tiempo en el negocio de los hidrocarburos, valorar a nivel mundial y nacional los cambios que afectan el sector, su trascendencia y tendencia, proveer escenarios sobre su futuro y dar propuestas para que el desarrollo del recurso petrolero maximice el beneficio nacional.

En este análisis, Ecopetrol continúa teniendo protagonismo, bajo claros parámetros del significado de su misión, el papel estratégico del sector de los hidrocarburos en la economía nacional, su característica de Empresa pública de un Estado que aspira a continuar modernizándose y a jugar un nuevo rol dentro del desarrollo del país, donde la mayor participación de los particulares ha de consolidarse en los distintos sectores productivos de la vida nacional.

El negocio petrolero es eminentemente internacional, la globalización y la apertura económicas configuran retos novedosos que exigen eficiencia, competitividad y visión empresarial. Dentro de estos términos se propone el futuro petrolero colombiano y la participación de Ecopetrol en su desarrollo.

Dada la acentuada importancia del sector petrolero en la vida económica del país y la necesidad de que los planes de desarrollo del sector, tengan una continuidad, en beneficio de su dinámica, eficiencia y productividad, es conveniente que los planteamientos aquí expuestos tengan el suficiente conocimiento y debate en el seno de la Empresa y dentro de las entidades de planeación y control del Estado, buscando los elementos que le garanticen al plan dicho propósito de estabilidad y continuidad dentro de márgenes razonables. Esto no significa pretender desconocer la necesidad

de corregir rumbos y señalar nuevas directrices cuando las condiciones cambiantes del mundo moderno así lo exijan.

## 1. EL NEGOCIO PETROLERO MUNDIAL

Este capítulo pretende identificar aquellos aspectos de la economía internacional y del negocio petrolero mundial que puedan tener alguna influencia, o merecer consideración especial, en el proceso de planificación del sector petrolero colombiano y particularmente en la concepción del futuro de la Empresa Colombiana de Petróleos.

Lo corrido de la década de los noventa muestra crecimientos muy bajos en el consumo mundial de energía; el 0.2% evaluado para 1992, es representativo de los ya casi tres años transcurridos del período. Este comportamiento contrasta con tasas de crecimiento energético, próximas al 2% anual, que se presentaron en la década de los ochenta.

Los consumos de energía están íntimamente correlacionados con el crecimiento económico de los países y efectivamente, el actual estancamiento global en la demanda de energía, refleja el panorama económico mundial.

### La Economía Mundial

Desde 1990, la economía mundial se sostiene en un prolongado ciclo recesivo, que tuvo sus primeras manifestaciones en el Canadá y se extendió luego a Estados Unidos y Europa. En 1992, el Japón presentó una ostensible reducción en sus tasas de crecimiento, con un 1.3% respecto a un 4% en 1991; para 1993, su economía continuó en deterioro relativo.

El comportamiento de las distintas economías de los países industrializados se muestra en la Tabla 1.1, con cifras bien por debajo de los índices registrados en la década de los ochenta.

En lo corrido de la década de los noventa, se ha acentuado la crisis en los países de la Ex-uni6n Sovi6tica y de Europa del Este; su proceso de cambio al sistema de

mercado, afectado además por la inestabilidad política, ha resultado excesivamente costoso y la producción ha caído casi a la mitad en los tres últimos años.

**TABLA 1.1**  
**CRECIMIENTO DE LAS GRANDES ECONOMIAS**

<b>Países</b>	<b>1990</b>	<b>1991</b>	<b>1992</b>	<b>1993</b>
<b>ESTADOS UNIDOS</b>	<b>0.8</b>	<b>-1.2</b>	<b>2.1</b>	<b>3.0</b>
<b>COMUNIDAD EUROPEA</b>	<b>3.0</b>	<b>1.4</b>	<b>1.1</b>	<b>-0.3</b>
<b>JAPON</b>	<b>4.8</b>	<b>4.0</b>	<b>1.3</b>	<b>0.1</b>
<b>MUNDO</b>	<b>2.0</b>	<b>0.6</b>	<b>1.8</b>	<b>2.3</b>

Fuente: FMI, World Economic Outlook, may 1993. OFCE, Lettre de l'OFCE No. 117.

Creset, Boletín No. 46, Junio-Sep. 1993

Por el contrario, las economías del suroriente asiático crecieron en promedio, entre 1990 y 1992, a tasas superiores al 6%. China en el mismo periodo ha sorprendido con niveles de desarrollo del 12%.

En lo corrido de los años noventa, las economías Latinoamericanas mantuvieron una tasa de crecimiento moderado del 2.3% promedio anual, aunque países como Chile y Argentina tuvieron desempeños muy superiores a éste promedio.

Finalizado 1993, es posible concluir que el ciclo recesivo continuó y que las previsiones optimistas de comienzos de año no se hicieron realidad:

- En la comunidad Económica Europea las altas tasas de interés y el nivel del déficit fiscal han dificultado el crecimiento de la producción, generando un considerable incremento del desempleo.
- El Japón continuó su disminución en el ritmo de crecimiento, por segundo año consecutivo, con niveles de solo el 0.1% logrado en 1993.
- Los Estados Unidos, motor importante del crecimiento económico mundial, que mostraron una reactivación en el segundo semestre de 1992, no tuvieron un desempeño importante en el primer semestre del año pasado y el crecimiento consolidado de 1993, se situó en el 3%.
- Las economías asiáticas, lograron sostener el ritmo de crecimiento durante 1993, aunque se vieron afectadas por la lenta evolución de la demanda en los países industrializados.
- Para las economías Latinoamericanas se estiman, en conjunto, crecimientos del 3.2% para 1993, como consecuencia de los incrementos en la producción originados por el comercio intra-regional, la inversión externa y el turismo. Esta tasa promedio de crecimiento no es representativa de situaciones específicas ocurridas en países como Venezuela o Brasil que afrontan difíciles situaciones económicas.

A futuro, se espera que la reactivación de la economía mundial inicie, a partir de 1994, una evolución favorable pero lenta. En Estados Unidos se prevé una mayor aceleración del crecimiento para 1995. Igual proyección se hace para la Comunidad Económica Europea, afectada por niveles crecientes de desempleo, que posiblemente logran estabilizarse para ese entonces.

A partir de 1997, es de esperarse un crecimiento más fuerte de la economía mundial, cuando se haya podido superar el difícil estado financiero internacional, se logre el retorno de la productividad a los países industrializados y la incorporación plena a la economía de mercado de los países del antiguo bloque soviético. Para el quinquenio 1995-2000, el gran promedio mundial del crecimiento económico podría ser próximo al 3.5% anual.



## El Mercado de los Hidrocarburos

### **Demanda:**

El crecimiento mundial de la demanda de petróleo excluyendo la antigua URSS, presentó tasas del 2% anual durante la pasada década, pero la declinación en el consumo en la Unión Soviética y la Europa Oriental derivó en un incremento inferior para el consumo mundial consolidado.

Frente al comportamiento económico mundial estimado, se espera un crecimiento paralelo de las tasas de demanda energética, dentro de la cual el petróleo continuará teniendo una importante participación. Para comienzos del próximo siglo y en conjunto con el gas natural, el cual tiene una fuerte tendencia a una mayor penetración en la canasta energética mundial, se estima que los hidrocarburos aporten algo más del 60% de la energía mundial, correspondiéndole al crudo un 35%.

La Tabla 1.2 presenta la proyección de demanda de petróleo para el resto de la década.

Las proyecciones del crecimiento mundial de la demanda de petróleo hacia el año 2000, incluyendo el antiguo bloque soviético, se estiman alcancen tasas del 1.5% al 2% por año, alcanzando para el año 2000 un consumo de cerca de 75 MBD versus un consumo actual cercano a los 67 MBD.

Vale destacar que el crecimiento de los consumos de petróleo en los países desarrollados será considerablemente inferior al que presentaran los países en proceso de desarrollo. Mientras los primeros pueden mostrar valores de crecimiento inferiores al 1% anual, para los segundos se prevén cifras del orden del 2.5%, destacando un aporte muy importante de China a este crecimiento.

Para la región Asia-Pacífico, el crecimiento de la demanda se estima estará cercano al 4% entre 1993 y el año 2000. Para Latinoamérica, Africa y el Medio Oriente, en el mismo periodo, se espera un incremento superior al 2%.

**TABLA 1.2**  
**DEMANDA MUNDIAL DE PETROLEO**  
**CASO BASE-1993**  
**Millones B/D**

	1993	CREC. ANUAL (%)	1995	CREC. ANUAL (%)	2000
<b>EEUU</b>	17.2	2.0	17.9	1.0	18.8
<b>Europa Occid.</b>	13.6	1.1	13.9	0.3	14.1
<b>Japón</b>	5.5	2.7	5.8	1.0	6.1
<b>Otros OECD (*)</b>	2.4	2.1	2.5	0.8	2.6
	38.7	1.8	40.1	0.7	41.6
<b>No OECD</b>	18.6	3.4	19.9	3.3	23.4
<b>Total</b>	57.3	2.4	60.1	1.6	65.0
<b>Antigua U. Soviet.</b>	5.4	-7.7	4.6	2.9	5.3
<b>Europa del Este</b>	1.0	0.0	1.0	1.9	1.1
<b>China</b>	2.8	3.5	3.0	3.1	3.5
<b>Total Mundo</b>	66.5	1.6	68.6	1.8	74.9

(\*) OECD: Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo

Fuente: "Long Term Crude Price Outlook"-Informe para Ecopetrol-Petroleum Economics Ltd., Octubre 1993

Respecto a la demanda existen algunas incertidumbres sobre la posible evolución de algunas variables que podrían marcar significativamente la dirección futura del mercado petrolero, como lo son:

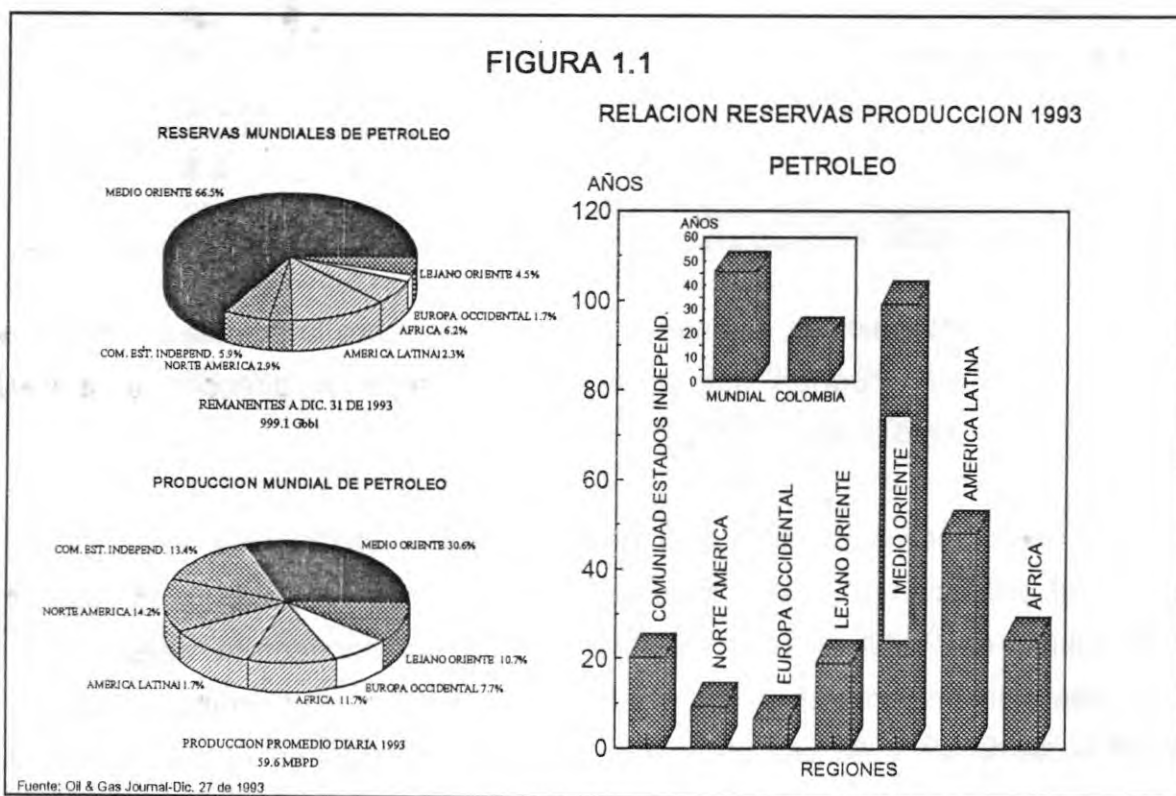
- El potencial crecimiento explosivo de la demanda en la India y China. Sus enormes poblaciones (2.100 millones de habitantes en total) con tasas de crecimiento del 1.3% y 1.7% respectivamente, se encuentran dentro de los menores consumidores de petróleo y de PIB per capita en el mundo. Dada esta enorme demanda potencial, pequeños cambios relativos en el crecimiento del consumo o en la intensidad de uso, supondrían efectos significativos de largo plazo en la demanda.
- La demanda futura de petróleo de Rusia y de Europa Oriental. El viraje en la antigua URSS es todavía muy incierto dadas las lentas reformas políticas

introducidas. No obstante, la Europa Oriental está comenzando a mostrar algunos signos de recuperación económica.

- Por restricciones de tipo ambiental, la utilización de una considerable cantidad de combustibles alternativos podrían hacer disminuir las tasas proyectadas de crecimiento de petróleo, principalmente en los Estados Unidos.

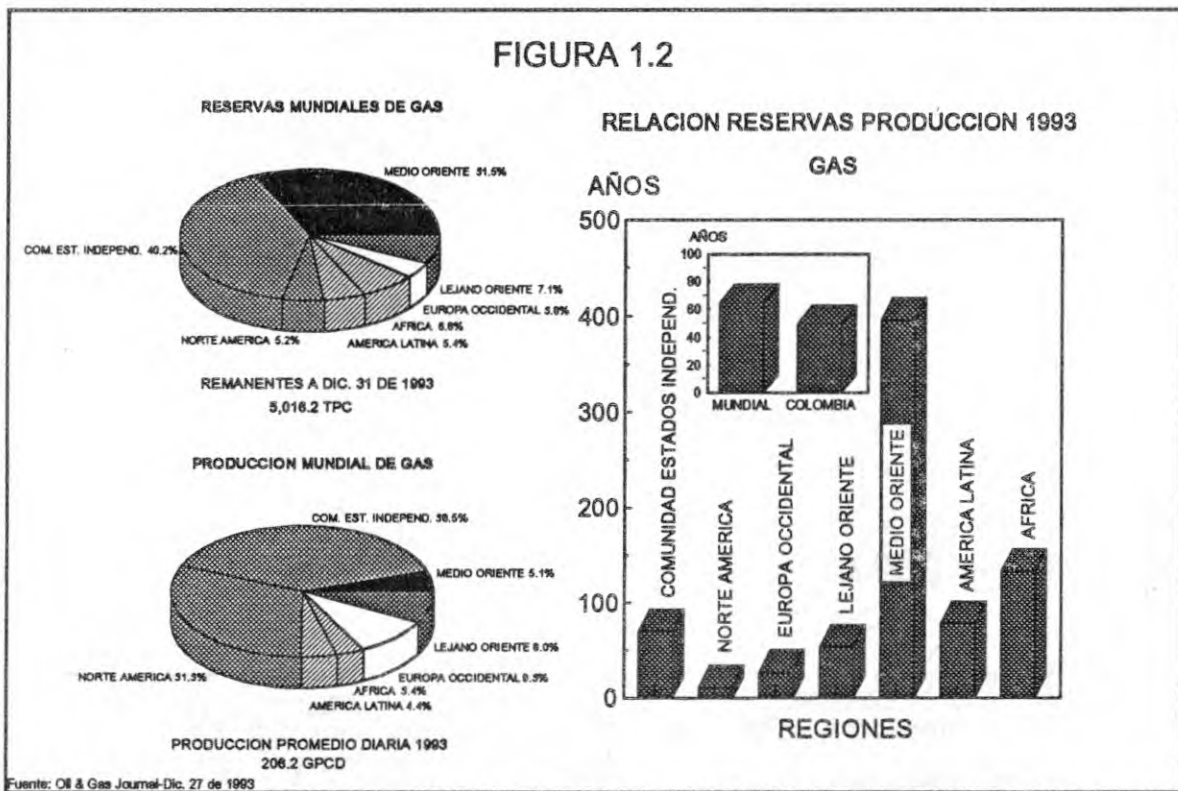
### Oferta:

Para atender estas demandas se cuenta con reservas remanentes de petróleo próximas a un billón de barriles ( $10^{12}$  Bls.) y 5016 TPC de gas. La distribución de las reservas de estos recursos, su producción mundial y la relación actual de la relación reservas producción se ilustra en las Fig. 1.1 y 1.2.



Es de resaltar que las reservas de gas corresponden a un valor equivalente al 85% de las reservas de petróleo y su consumo diario actual es el equivalente aproximado a un 60% del de petróleo. El fuerte impulso que ha venido teniendo la utilización de gas

natural como combustible mas eficiente y benigno con el medio ambiente, permite prever que para los inicios del próximo siglo su participación energética diaria sea cercana al 80% de la del petróleo.

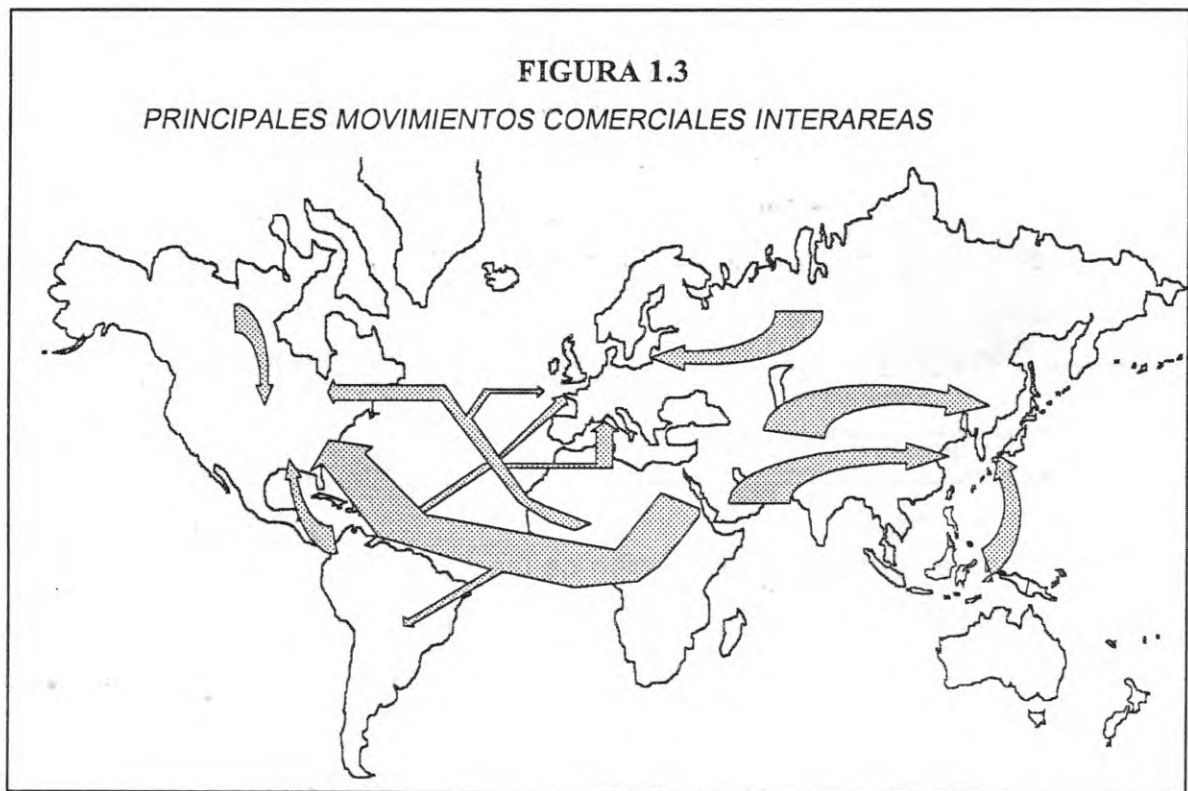


No sobra insistir sobre la irregular distribución de las reservas de crudo, las cuales se concentran en un 67% en el Medio Oriente, mientras que la supremacía de la localización del gas la comparten el Medio Oriente, con un 32% y la ex-Unión Soviética y Europa Oriental con más del 40%.

Los grandes deficitarios de energía son Norteamérica, Europa Occidental y Asia suroriental. El medio Oriente, Rusia, Africa y Latinoamérica, en su orden, son los exportadores, originándose el mercado de crudo que se ilustra en la figura 1.3. Esta situación configura una caracterización geopolítica, donde unas pocas regiones productivas poseen más del 70% de las reservas y de otra parte unos pocos grandes consumidores demandan igualmente más del 70% del producto.

### Producción en Países no-OPEP:

El total de la producción de los países no-OPEP se incrementó dramáticamente de 1975 a 1985, creciendo de 29 a 41 MBD. Igualmente su participación en el suministro total mundial pasó del 51% al 72% en el mismo periodo. Países diferentes a la antigua URSS y a los Estados Unidos contribuyeron con el 80% del incremento de los 12 MBD, presentándose las mayores contribuciones en el Mar del Norte (3.3 MBD), México (2.2 MBD), China (1.1 MBD) y Egipto (0.6 MBD).



Desde 1985, la producción no-OPEP ha variado de 41 a 43 MBD. La declinación de la producción en la antigua URSS y Norte América ha sido contrarrestada por incrementos en otras partes del mundo, particularmente en el Mar del Norte, China y algunos países del Medio Oriente no-OPEP. Se estima que esta tendencia continúe hacia el año 2000.

Para Rusia se espera que la declinación en su producción toque fondo en los 7 MBD después de haber presentado el pico de producción en 1987 de más de 12 MBD. Las proyecciones prevén incrementos de la producción rusa con tasas del 3% anual, mientras que para algunas naciones del antiguo Bloque Soviético se proyecta que tengan un potencial de duplicar su producción para el año 2000. Para el Mar del Norte se estima que alcanzará un pico de producción de 5.2 MBD en 1995, antes de comenzar una acelerada y ya prevista declinación.

En Estados Unidos se espera una reducción de la producción actual (cerca de 7 MBD) de 150 KBD por año, la cual se agrava con una declinación en la producción de gas.

En otras regiones del mundo, la producción continuaría incrementándose, particularmente en Latinoamérica y Asia-Pacífico. Se tienen previstos desarrollos importantes en Colombia (0.5 MBD) y en Vietnam (0.3 MBD) y algunos pequeños incrementos a finales de los 90 en Argentina, Brasil, las Filipinas, India y China.

Por último, en la categoría de combustibles sintéticos, se proyecta un incremento significativo en su utilización, como resultado de la adición obligatoria de oxigenados en las gasolinas de los Estados Unidos. Para el año 2000, se espera un incremento total de 800 KBD de estos combustibles, representados por el metanol y el etanol (para MTBE) adicionados a las gasolinas.

La Tabla 1.3 presenta la proyección de oferta de petróleo para el resto de la década.

Un elemento que crea incertidumbre en el mercado, en relación con la producción de los países no-OPEP, es el nivel de exportaciones futuras de la antigua URSS. Por un lado, la desregulación interna de los precios del petróleo en estos países, podría incentivar mayores producciones y por consiguiente mayores exportaciones netas, pero también podría presentarse una continuidad de los lentos cambios políticos actuales, que podrían llevar a la antigua URSS a ser, en el corto plazo, un importador neto de crudo.

## La OPEP:

La organización de países exportadores de petróleo ha jugado un papel preponderante en el suministro de petróleo mundial y con fuerza, en el pasado, tuvo notable incidencia en los precios internacionales del producto.

**TABLA 1.3**  
**OFERTA MUNDIAL DE PETROLEO**  
Millones B/D

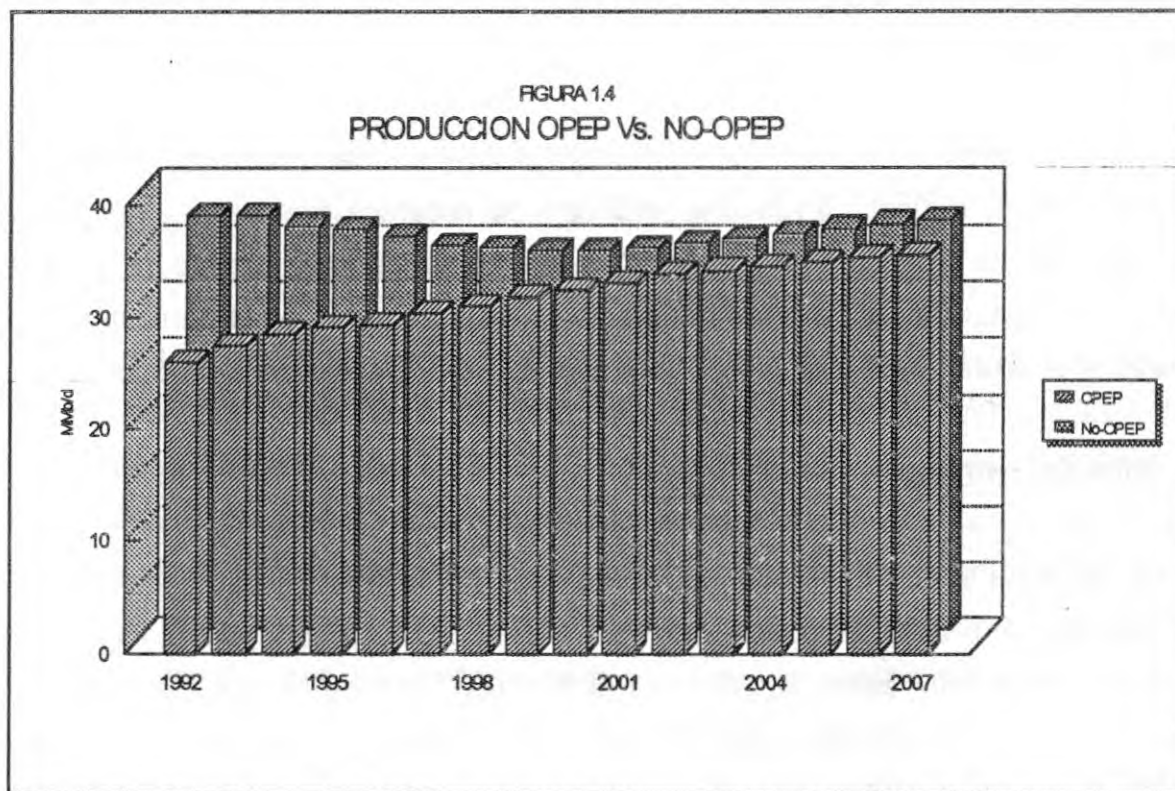
	<u>1993</u>	<u>1995</u>	<u>2000</u>
EEUU	8.8	8.4	7.7
México	3.1	3.2	3.5
Otros Hemis. Occid.	4.6	4.4	4.7
	<u>16.5</u>	<u>15.9</u>	<u>15.9</u>
Mar del Norte	4.4	5.2	5.0
Otros OECD	1.2	1.3	1.3
Asia	1.8	2.0	2.5
Africa	2.0	2.1	2.1
Medio Oriente	1.6	1.8	2.0
GNL/Condensados/Etc.	3.4	4.0	4.6
Crudo OPEP	<u>24.6</u>	<u>25.4</u>	<u>29.1</u>
Total	<u>55.5</u>	<u>57.7</u>	<u>62.5</u>
Antigua Union Soviét.	7.9	7.7	9.0
Otras Econom. Centraliz.	3.1	3.2	3.4
Total Mundo	<u>66.5</u>	<u>68.6</u>	<u>74.9</u>

Fuente: "Long Term Crude Price Outlook"-Reporte para Ecopetrol- Petroleum Economics Ltd., Oct. 1993

Esta organización, que en la segunda mitad de la década de los 70 llegó a suministrar más del 60% de la demanda mundial de crudo y a controlar sus precios, inició con la década de los 80 un descenso en su importancia relativa, reflejado en una menor participación en el suministro mundial de crudo y en el debilitamiento de su capacidad de control del mercado. En efecto, para mediados de los 80 su participación en el mercado llegó solo a niveles del 30%, a partir de entonces ha venido incrementando lentamente su presencia en el mercado, supliendo parcialmente la caída de producción de Rusia y Estados Unidos.

La capacidad total de producción de esta organización se espera incremente de cerca de 27 MBD en la actualidad a unos 32 MBD para el año 2000. Dentro del futuro

previsible, para nuevos desarrollos de la capacidad de la OPEP, no se esperan limitaciones fundamentales por disponibilidad del recurso petrolero. El nivel de producción proyectado para el 2000, es cercano a la mejor producción previa anual de la OPEP que se presentó en 1977 (31.2 MBD), pero no se considera alta si se tienen en cuenta los picos de producción individuales presentados en el pasado o a la disponibilidad actual del recurso. La mayoría de los países miembro de la OPEP han producido a tasas mayores a las proyectadas para cada uno en el 2000, con un consolidado de máximos individuales históricos de 38 MBD. En términos de reservas probadas, el recurso base de la OPEP será un 60% mas alto que el pico de los años setenta. Con respecto a estos mismos años, las reservas serán 90% mayores en el Medio Oriente y 30% mayores en los otros países y la relación reservas/producción estará cerca a 60 años versus 35 a 40 que se presentó a mediados de los setenta. Únicamente Indonesia y Qatar tendrían menores reservas en el 2000 que en 1977.



Sin embargo las restricciones de tipo financiero para nuevos desarrollos tendrán efectos sobre la producción. El entorno de precios bajos del petróleo ha limitado los ingresos de los países de la OPEP. En la medida que los presupuestos nacionales de



estos países se incrementan, la capacidad de expansión futura estará limitada, a menos que nuevos recursos de capital externo puedan ser suministrados.

La figura 1.4 muestra un escenario de participación futura de la producción de la organización en el suministro mundial de crudo.

Hoy día, la OPEP parece estar mas interesada en mantener una producción importante con los precios prevalecientes del mercado, que en configurar un cartel agresivo en materia de precios del producto. En su interior, la organización sufre fuertes presiones de intereses particulares de los miembros, tendientes a proteger sus cuotas de participación. La situación se torna algo mas difícil, si se tiene en cuenta que su capacidad de producción se ha venido recuperando paulatinamente de los efectos de la guerra del golfo y que a nivel mundial se está incrementando la capacidad excedentaria de producción de petróleo.

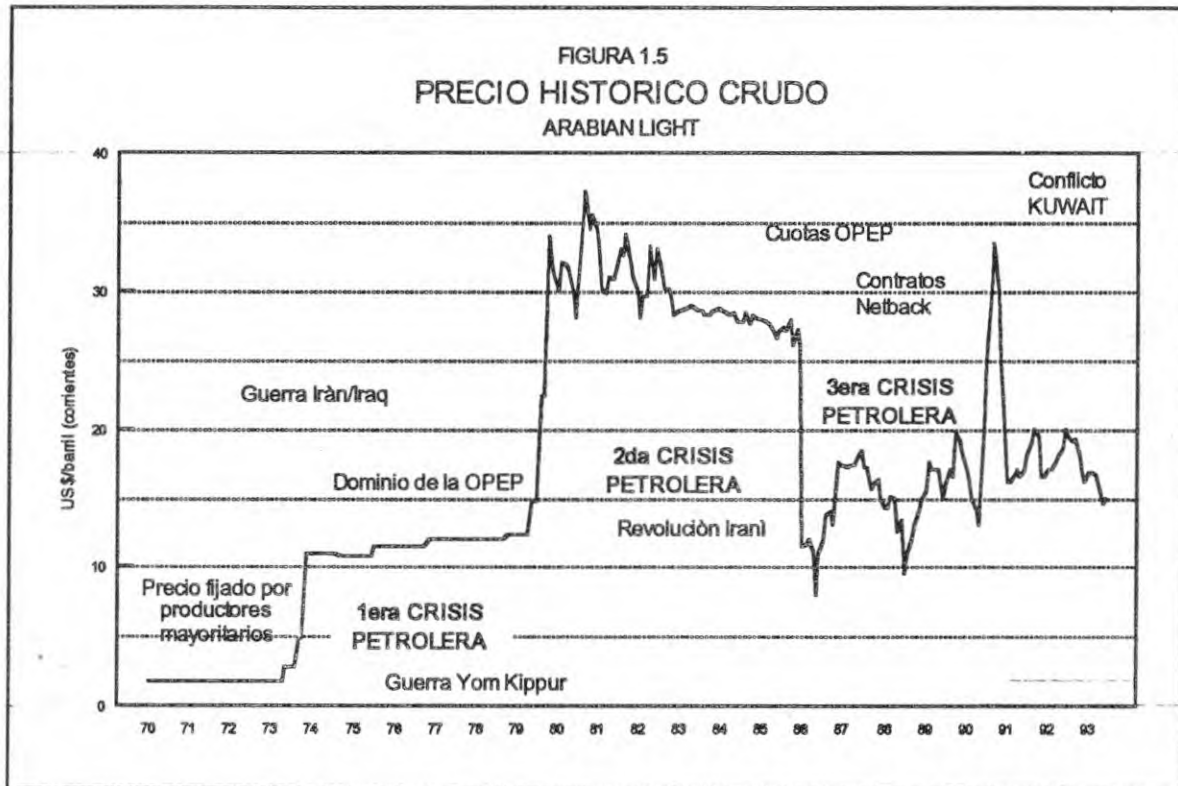
Respecto a la OPEP, la mayor incertidumbre sobre su capacidad de producción incremental futura, radicará en la disponibilidad de recursos financieros, necesarios para emprender los proyectos de ampliación y a la posibilidad del ingreso de capitales externos, bien sea a través de la venta de activos, el incremento de la participación de sociedades con extranjeros o el uso de contratos de participación de la producción.

### Los precios del petróleo

Por varios años, el precio del crudo estuvo marcado por la inestabilidad geopolítica del Medio Oriente. En 1973, la guerra del Yom Kippur dió lugar al primer incremento sensible de precios del petróleo, pasando el Arabian Light de menos de 3 US\$ por barril a más de 10 US\$, dando origen al inicio de la dominación del mercado por parte de la OPEP. Posteriormente, de 1980 a 1986, la revolución iraní y la guerra Iraq-Iran dispararon la cota de precios por encima de 25 US\$/BL.

Después de un descenso, seguido de una relativa estabilidad de precios, la reciente crisis del Golfo Pérsico incrementó considerablemente los precios, pero esta vez por un lapso breve. Superada la segunda crisis del periodo 80/86, mediante el incremento

de producción, la sustitución de energéticos y el incremento en la racionalización de los consumos de energía, son las fuerzas del mercado las que parecen actuar mas decididamente en los precios del petróleo.



Durante 1993 se presentó una declinación de precios, mas acentuada en el segundo semestre del año, que llevó el promedio anual del crudo WTI (West Texas Intermediate) a niveles de los US\$ 18/BL, con precios próximos a solo US\$ 14/BL al final del año. El fenómeno está ocasionado principalmente por un aumento en la producción de la OPEP, ocasionado por la falta de acuerdos sobre disminución de cuotas y de otros países exportadores de crudo y la poca presión de la demanda mundial, originada por el lento crecimiento de la economía de los países industrializados. La fuerte reducción de precios de fin de año, considerada coyuntural, también se atribuye, entre otras, a la negociaciones de las Naciones Unidas con Iraq para levantar el embargo petrolero. El retorno de Iraq al mercado puede significar una sobreoferta dada la posibilidad de ese país de recuperar sus niveles de producción próximos a los 3 MBD. El historial de precios se registra en la figura 1.5.

El escenario descrito anteriormente en términos de desarrollo económico, demanda de energía y mercado petrolero, en el cual coinciden distintos analistas, constituye la base para especular sobre el futuro de los precios del petróleo.

En este sentido, las proyecciones se presentan relativamente concordantes, al menos en cuanto a una estabilidad de precios, descartando de aquí a finales de siglo, marcadas oscilaciones que perduren en el tiempo. El más reciente análisis de *Petroleum Economist Ltd.* (Octubre 1993) señala, en dólares corrientes, para el crudo de referencia Brent, un nivel de US\$ 17/BL como promedio de 1994, luego un incremento a 19 US\$/BL para 1995 y un nivel de US\$ 20/BL para el resto de siglo (el crudo Brent presenta un diferencial de US\$ 1.25/BL aproximadamente por debajo del WTI).

Según el *Canadian Energy Research Institute*, la proyección es más optimista, señalando un inicio en la reactivación de los precios durante 1994 y 1995 hasta ubicar el WTI en US\$'92 23/BL, conservando este precio estable por el resto de la década.

*El Instituto Francés del Petróleo*, señala igualmente una tendencia al alza, que podría llevar el precio a niveles de US\$'92 25/BL para el año 2000.

Otro estimativo de *Pace Consultants* prevé, en el caso más probable de sus proyecciones, una estabilización del precio, en términos constantes, para el crudo referencia WTI, a un nivel de US\$ 20.60/BL, lo cual equivaldría a valores próximos a US\$ corrientes 26/BL para el año 2001.

En conclusión, los diversos analistas coinciden en pronosticar una situación estable de precios hacia el año 2000, sobre la cual se podrían presentar fuerzas de tendencia al alza o a la baja, así:

#### Al alza:

- Un mejor posicionamiento de la OPEP en el suministro mundial de petróleo, y el establecimiento y disciplina en el manejo de cuotas dentro de sus miembros
- La no recuperación en la producción de la antigua Unión Soviética
- El mantenimiento del embargo a Iraq por parte de las Naciones Unidas
- La inestabilidad política del medio oriente, y
- El continuo crecimiento económico de China

#### A la baja

- Un rápido levantamiento de sanciones a Iraq
- La inefectiva restricción en la producción dentro de los países de la OPEP
- Una recuperación significativa en la producción de Rusia
- La continuación de la recesión económica mundial , y
- Políticas más estrictas en materia ambiental

Algunas de estas de estas fuerzas podrán tener impacto en el corto plazo, como sería el ingreso de Iraq en el concierto mundial, mientras que otras como las políticas en materia ambiental o el comportamiento de la OPEP, podrían tener efectos en el mediano o largo plazo.

Los precios futuros del petróleo para finales de la década del noventa serán muy dependientes de la estructura del mercado petrolero.

Las últimas proyecciones consideradas por Ecopetrol, plantean dos escenarios: el primero (CASO BAJO) prevé precios de exportación del crudo Caño Limón para 1994, entre los 12 y 13 US\$/BL (FOB Coveñas) recuperándose lentamente durante el periodo 95-98 para situarse a niveles de los US\$ 20-21/BL en términos corrientes para

el 99, situación que continuaría hasta finales de siglo. Esta proyección considera que, independientemente de efectos pasajeros de algunas de las fuerzas antes mencionadas, existe una capacidad suficiente de producción que mantendrá en la década una respuesta de la oferta suficiente para atender una demanda con un crecimiento relativamente moderado. Por esta razón, es de esperarse que en términos constantes no se presenten incrementos en los niveles de precios. Para el segundo (CASO ALTO) se considera algunos de los supuestos del estudio de *Arthur D'Little* sobre el panorama mundial petrolero, en los cuales se presenta un incremento sostenido en términos reales de los precios del crudo hacia el año 2000, alcanzando los niveles de US\$ 26/BL para el crudo Caño Limón. Para un escenario de referencia, *Arthur D'Little* considera: desde el punto de vista de la oferta, la necesidad de que la OPEP incremente sus niveles de producción para así atender los crecimientos de la demanda mundial, los cuales compensarían la reducción en la producción de otras regiones petroleras. Estos incrementos en la producción estarían supeditados a la obtención por parte de los países miembro de la OPEP, de cuantiosos recursos financieros para emprender los programas de inversión necesarios y a la posible participación de capitales externos. Desde el punto de vista de la demanda, este escenario prevé un incremento importante en los consumos de petróleo en la China e India, al igual que una considerable reactivación del crecimiento económico mundial. Las proyecciones de estos dos escenarios se ilustran en la Figura 1.6.

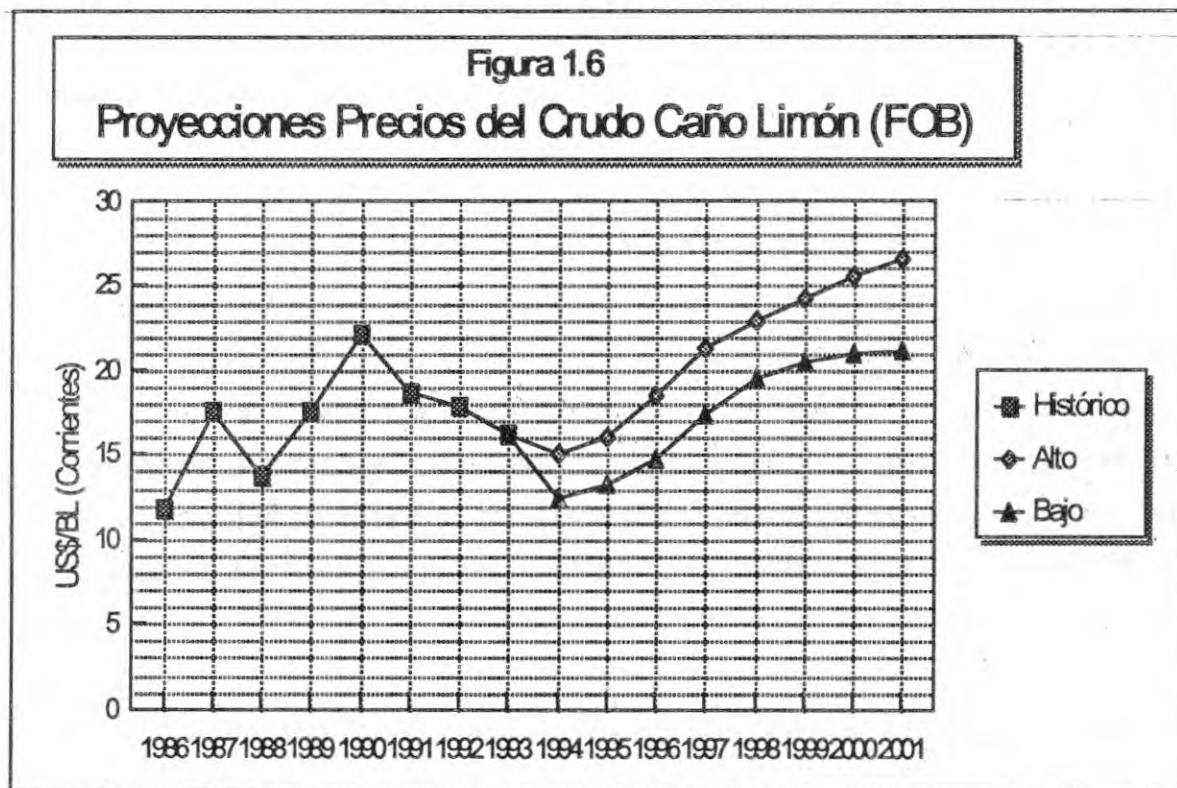
### La Refinación

El aumento en los precios del petróleo, derivado de la crisis de finales de los setenta y principios de los ochenta, tuvo como una de sus consecuencias la reducción en la demanda de hidrocarburos, particularmente en los países desarrollados. Las políticas de ahorro y sustitución de energía de origen fósil disminuyeron su consumo en cerca de 6 MBD, en el lapso 81-85, afectando principalmente los combustibles más pesados; por ejemplo, la demanda de fuel oil residual se contrajo en un 50%.

La situación planteada hizo que buena parte de la capacidad global de refinación se volviera redundante y anti-económica y consecuentemente se presentó una

racionalización de capacidad mediante el cierre definitivo de instalaciones, por un total aproximado a los 10 MBD, durante el quinquenio 81-85. A partir de la segunda mitad de la década, debido a la reactivación de la demanda y a una mayor estabilidad en el mercado, la capacidad global de destilación comenzó a incrementarse nuevamente, acompañada de un mayor grado de sofisticación tecnológica (expansión de unidades de ruptura catalítica).

Algunos analistas consideran que a nivel global, para el período 92-95, la relación entre la demanda y la capacidad de refinación existente, permanecerá relativamente baja (al nivel del 92), es decir, que las expansiones en capacidad apenas serán suficientes para cubrir el incremento en la demanda. Para el año 2000, los excedentes potenciales bien podrían desaparecer posibilitando un déficit en la capacidad global de refinación. Las inversiones actuales en refinación están mas orientadas hacia la modernización de unidades para lograr mayores de rendimientos y menores costos.



A lo anterior irá a contribuir el posible cierre de una importante capacidad de refinación en los Estados Unidos, estimada en cerca de un millón de barriles por día, entre 1995

el año 2000, como resultado de la incapacidad para adecuarse rentablemente a las exigencias de calidad en los productos, que especifica la Ley del Aire Limpio.

En materia de rentabilidad de la refinación, se espera que en general los márgenes tiendan a mejorarse. Para refinerías de alta conversión se podrían esperar márgenes brutos<sup>1</sup> de hasta 6 US\$/BL en el año 2000, hoy día están en el orden de los 3 US\$/BL. Para refinerías de media conversión se tendrían condiciones marginales de rentabilidad y las refinerías de baja conversión se estima que no se recuperarán, continuando con márgenes negativos. Estas consideraciones se hacen para el mercado particular de los Estados Unidos.

### **El Desafío Tecnológico**

La competencia del mercado de los hidrocarburos, la necesidad de continuar su búsqueda, el desarrollo económico de los yacimientos ya encontrados, el procesamiento de crudo para entregar combustible más eficientes y compatibles con el medio ambiente, son entre otros los grandes retos de la industria petrolera.

La investigación y desarrollo se constituye en un elemento fundamental de respuesta a estos desafíos y la gran industria petrolera ya ha seleccionado áreas de I&D prioritarias, con los siguientes objetivos:

En materia de exploración, incrementar el factor de éxito en perforación y reducir costos. Se busca un mejor entendimiento de los procesos geológicos y físicos, avances en la tecnología de sísmica 3-D, operaciones computarizadas y más eficientes de perforación, mayores avances en modelamiento.

En producción se busca optimizar la operación, lograr pozos más productivos, mayor recuperación de los yacimientos y reducción de costos. Se hacen esfuerzos por lograr una mejor evaluación de yacimientos con mejor entendimiento de su arquitectura y comportamiento dinámico, incremento en la productividad mediante

---

<sup>1</sup> Realización de productos menos precio del crudo, referido estos valores para el WTI

nuevos procesos de producción y reducción de costos en los procesos de recuperación mejorada.

La potencialidad de las reservas costa afuera es bien importante, por lo cual se aspira a reducir considerablemente los costos de inversión y desarrollo. Se busca mejorar los costos y las condiciones de las plataformas, para aguas profundas lograr desarrollar una nueva generación de plataformas con complemento submarino a control remoto. Un objetivo ambicioso es la eliminación de operaciones de procesamiento y separación in situ mediante instalaciones de flujo multifásico y estaciones submarinas.

En materia de transporte y procesamiento de petróleo el mayor esfuerzo está orientado hacia la protección ambiental, tanto en la prevención como control de derrames, así como en la producción más eficiente y completa de combustibles más compatibles con el medio ambiente. La producción de combustibles reformulados, de alto octanaje, libres de plomo, de contenido limitado de aromáticos y olefinas, y de bajo contenido de azufre continuarán siendo los retos al futuro, los cuales se complementan con el logro de motores de mayor eficiencia energética y en control de emisiones.

### **El desafío financiero :**

Se estima<sup>2</sup> que los programas para mantener y mejorar la capacidad mundial de producción para abastecer los mercados de crudo de los próximos 15 años, demandarán inversiones próximas a los 250.000 millones de dólares. Esta cifra podría por lo menos duplicarse si se consideran los requerimientos para ampliar y modernizar la industria de refinación, permitiendo cumplir con las normas ambientales, complementar la capacidad de producción de aditivos oxigenados, modernizar la flota de tanqueros para atender el futuro comercio de crudo y productos y atender el mercado expansivo de gas natural.

---

<sup>2</sup> Christopher Moyes/Carlos Rodado N. "El Desafío de la Industria Petrolera". Instituto de Ciencia Política Sept.. 1993



Esta monumental cifra describe por sí sola el desafío que tiene la industria petrolera frente a los mercados financieros internacionales en los próximos años.

Contrasta esta situación con las siguientes consideraciones:

- Los impuestos ecológicos que los Estados Unidos y la Comunidad Económica Europea han propuesto para tratar de controlar o reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>. Su implantación se puede traducir en mayores ingresos fiscales de los grandes consumidores y una contracción considerable del mercado, lo cual crea natural expectativa en el proceso de inversión de los países productores.
- La situación financiera de los países exportadores no es actualmente llamativa, ya que soportan el costo de cuantiosas inversiones, en adecuar la infraestructura de producción y refinación, que afrontaron recientemente en época de mejores precios.
- El capital internacional se ve fuertemente presionado ante las grandes exigencias financieras que enfrenta el mundo de hoy con fenómenos como la reunificación de las Alemanias, la reorientación hacia el capitalismo de la Europa Oriental y de la antigua Unión Soviética y la paulatina conversión de China hacia una económica de mercado.

El breve análisis anterior configura una visión del negocio petrolero mundial, según distintos analistas.

Como resumen, se deben resaltar algunos puntos de mayor incidencia en la planificación del recurso en Colombia:

- Situación de recuperación y posterior estabilización de precios del petróleo.
- La exigente competencia de los mercados financieros mundiales y la consecuente dificultad de acceso a capital de riesgo.

- La reducción de los excedentes de capacidad de refinación mundial para final de siglo.
- Los mayores márgenes de refinación, esperados para esquemas de alta conversión
- El desarrollo de combustibles derivados más compatibles con el medio ambiente, pero de mayor costo
- La fuerte participación de la tecnología en el horizonte competitivo del negocio, y
- El gran desarrollo de algunos países de la cuenca del Pacífico, en el suroriente Asiático, con el consecuente incremento de su demanda energética, especialmente en la China

## 2. EL ENTORNO POLITICO INTERNACIONAL

Entre las distintas tendencias que avizoraban un cambio de época, las que han tenido quizá un mayor impacto son las que caracterizan la liberalización económica a nivel mundial. En efecto, la internacionalización de la economía y la redefinición del papel del "Estado" en el desarrollo económico de los países, son parámetros que se han venido acentuando en las distintas latitudes, y que su implantación en algunos países ha significado cambios profundos en sus estructuras socioeconómicas.

En este contexto, el sector energético y dentro de él el sector petrolero, está experimentando cambios profundos en algunos países.

Colombia está adelantando importantes cambios hacia una economía más liberalizada y su efecto no puede ser ajeno en el planeamiento del negocio petrolero, el cual ha adquirido especial dimensión dentro del desarrollo nacional y se proyecta con sinigual fuerza hacia el futuro próximo.

Es por esto que conviene, en este documento, resaltar los hechos más significativos de estas tendencias en el mundo y particularmente en el sector energético latinoamericano, como un marco más próximo a nuestra realidad.

### La Internacionalización de la Economía

Las relaciones de equilibrio de las distintas fuerzas económicas (llámense éstas oferta, demanda, tamaño del mercado, productividad, competencia, necesidades de bienes y servicios) originan los ciclos económicos, los cuales cambian en la medida en que se alteran dichas relaciones.

Estos ciclos económicos no son en sí mismos buenos o malos, tal clasificación corresponde a su interrelación con el entorno.

Se está experimentando aún el cambio del modelo Cepalino, prototipo de la autarquía, que mantuvo vigencia por casi medio siglo en varios países del mundo, especialmente latinoamericanos y dentro del cual, no se puede desconocer, se dieron importantes desarrollos para el proceso de industrialización y configuración de una clase empresarial.

Fueron características de este modelo el criterio de autoabastecimiento para los países, las fronteras cerradas, el papel limitado del comercio exterior en la economía, así como también el proteccionismo a los sectores de la producción, que paulatinamente puede llevar a ineficiencia productiva, a la perpetuidad de monopolios privados o estatales y a la pérdida del concepto de economía de escala.

En antagonismo a dicho modelo, se expone hoy día la globalización, o la internacionalización de la economía, sinónimos de mercados abiertos y amplios, en los cuales el comercio internacional ocupa primera línea para el desarrollo económico de los países. Se crece vertiginosamente el tamaño de los mercados, se reduce o se elimina el proteccionismo; se agudiza la competencia, lo cual requiere la modernización de los aparatos productivos y la adopción de competitividad como elemento fundamental de la producción.

No se puede desconocer el desafío de este ciclo económico para los productores, pero tampoco las ventajas que representa para el consumidor final, quien en últimas tiene ante sí la más amplia baraja de opciones de la producción mundial de bienes y servicios.

### El papel del Estado en el desarrollo económico

Las relaciones entre el estado y los particulares, enmarcadas dentro del contexto socioeconómico, pueden tener múltiples matices que varían desde el concepto de economía Centralmente Planificada, donde el Estado se configura todopoderoso ante la ausencia del sector privado productivo. En el otro extremo se concibe un Estado débil, casi ausente, que ni dirige, ni orienta, ni da pautas para el desarrollo, dentro del

cual, el sector privado hace y desarrolla la economía sin consideraciones de orden social, ni ética competitiva. Ambos modelos han sucumbido en el mundo moderno.

Otra relación muy conocida en los países del tercer mundo, es aquella de un Estado débil, posiblemente grande, pero no fuerte, burocratizado e ineficiente, no sólo como empresario sino también como regulador, que compite con un sector privado que no puede surgir por carencia de infraestructura, por la presencia de los monopolios oficiales y por la falta de horizontes claros de desarrollo en los países.

Un concepto que puede configurar una universalización de las actuales corrientes de opinión, concibe la relación de un Estado fuerte y un sector privado fuerte, cada uno cumpliendo su misión. Un Estado pequeño pero moderno, ágil, eficiente, eficaz, orientador del desarrollo económico del país, con un postulado según el cual "no corresponde a la autoridad pública desplazar a los particulares de las actividades que le son propias, sino que complementa su acción y la conjuga en beneficio del interés social".

El sello de la ideología política que propende por esta relación liberalizada de la economía, ha tenido distintas connotaciones, pero lo realmente importante es que el modelo permita cosechar los frutos del desarrollo económico.

El paso hacia este último modelo, implica generalmente el desmonte de una infraestructura obsoleta del Estado y dentro del proceso aparece el mecanismo de la privatización, el cual no debe entenderse como un objetivo, sino como una herramienta para generar eficiencia y competitividad dentro del aparato productivo de los países.

### El proceso de Privatización

En los años posteriores a la Segunda Guerra Mundial, prevaleció la creencia de que los gobiernos deberían desempeñar una función importante en la economía de los países, la rápida industrialización era considerada la clave del desarrollo, la propiedad pública en sectores estratégicos se consideraba un instrumento efectivo de la independencia política y económica.

Se pensaba que el sector privado carecía de medios financieros y gerenciales para llevar a cabo la tarea del desarrollo. En estas circunstancias, se fue dando una participación cada vez más importante del sector público en la economía, pero fue la década de los setenta en la cual el Estado incrementó substancialmente su participación en la propiedad de las empresas, particularmente en el sector energético, y aún en muchas cuya actividad puede difícilmente considerarse estratégica.

La situación ya descrita, comenzó a cambiar en los ochenta. La reducción de financiamiento externo y los bajos ingresos fiscales por efecto de la recesión, condujeron a una crisis financiera en el sector público de los países desarrollados, que llevó a los gobiernos a considerar reformas y procurar programas de privatización como solución a sus dificultades.

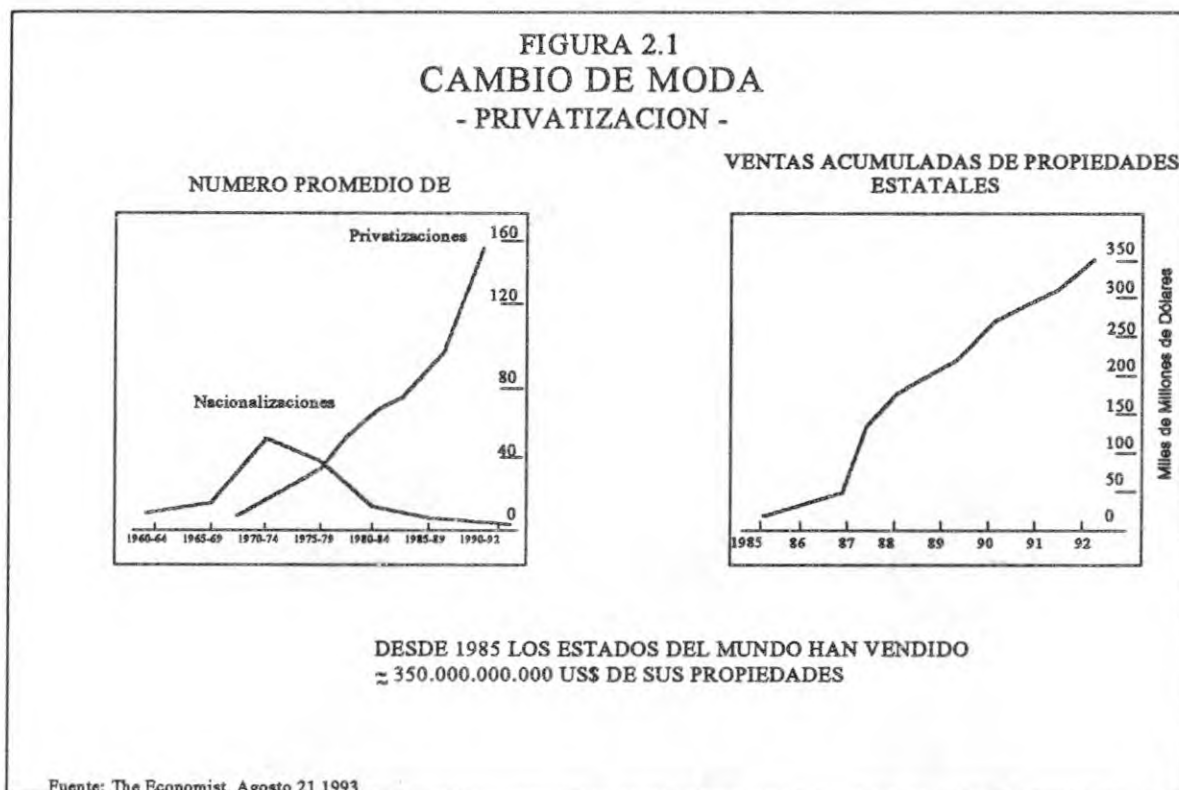
Los primeros pasos hacia la privatización se dieron en Gran Bretaña, desde el inicio del gobierno de Margaret Thatcher. La tendencia comenzó a ser adoptada también en distintos países de Europa, Africa y Asia. En Latinoamérica, Chile, México y Jamaica fueron los primeros en dar pasos importantes en este proceso, le siguieron Bolivia, Argentina y recientemente países como Colombia, Venezuela y Perú.

La figura No. 2:1 ilustra, el contraste de los procesos de nacionalización de los setenta, seguido de la tendencia a la privatización. De otra parte, se muestra el valor de ventas acumuladas de propiedades estatales que, entre 1985 y 1992, alcanza la suma de 350 mil millones de dólares.

La figura No. 2.2 ilustra el proceso de privatización en Latinoamérica estipulado por país y por industria entre los años 1988 y 1992. Llama la atención, en primer lugar, el importante volumen de las transacciones y el hecho de que a pesar del peso del sector energético en las economías de estos países, su participación en el proceso no haya sido mayor.

Debe entenderse que los valores registrados en las gráficas, corresponden a transacciones comerciales de venta, que no son el único mecanismo de privatización.

También constituyen procesos de privatización la participación de los particulares en la administración de bienes públicos, sin transferencia de la propiedad; la contratación de servicios, y la participación del Estado en sociedades de carácter mixto.

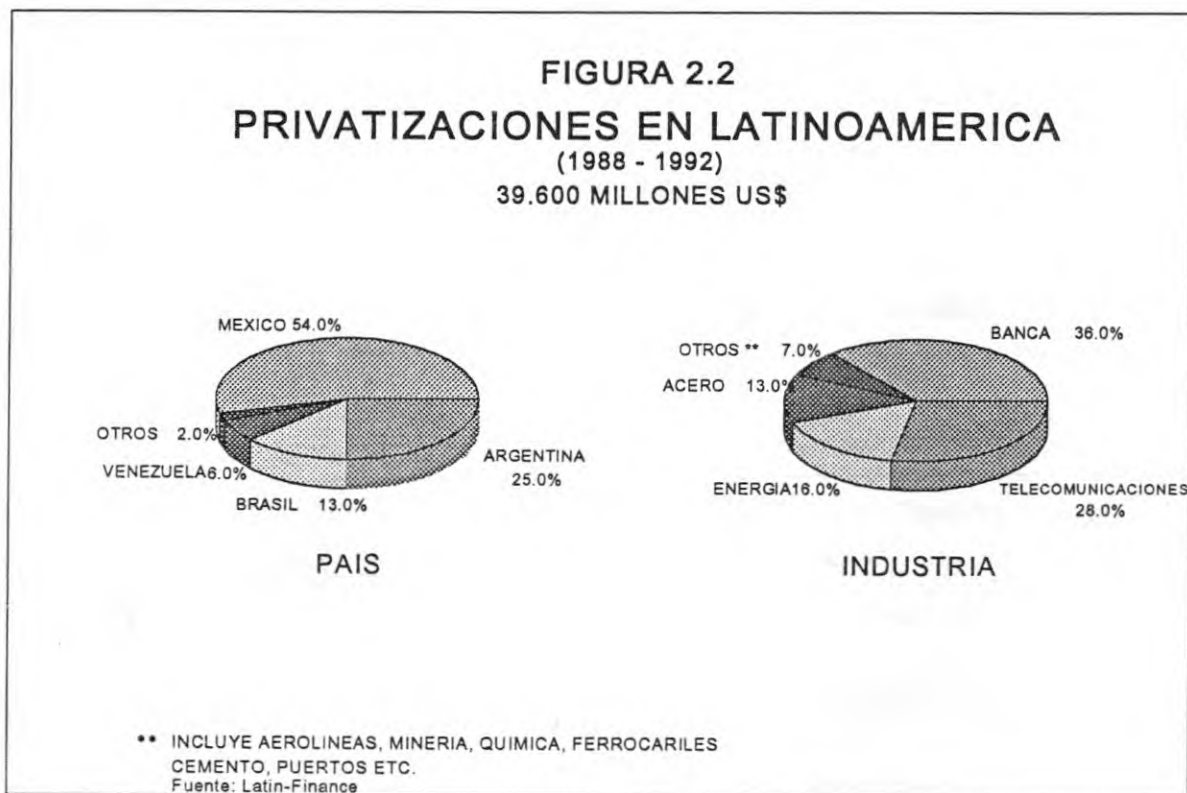


Igualmente, puede entenderse como privatización cuando la demanda de recursos financieros y/o tecnológicos no están plenamente al alcance del Estado, para desarrollar en su totalidad una actividad o negocio y resuelve entonces, acudir a los particulares para vincularlos al negocio, por lo general rompiendo monopolios y generando competencia.

### El sector petrolero y el papel del Estado

Por razones estratégicas de manejo del recurso, por su impacto económico y también por concepto de soberanía, el petróleo y el gas están, a nivel mundial, en gran proporción manejados por compañías estatales, especialmente en lo que se conoce como la parte del "upstream" del negocio, es decir, la exploración y explotación del petróleo y el gas. En el "downstream" del negocio, o procesos de transformación y

comercialización , la participación privada tiene mayor incidencia. La Fig. No. 2.3 refleja el panorama descrito al mostrar la participación estatal y privada en materia de reservas y producción de crudo y gas, capacidad de refinación y comercialización de productos.

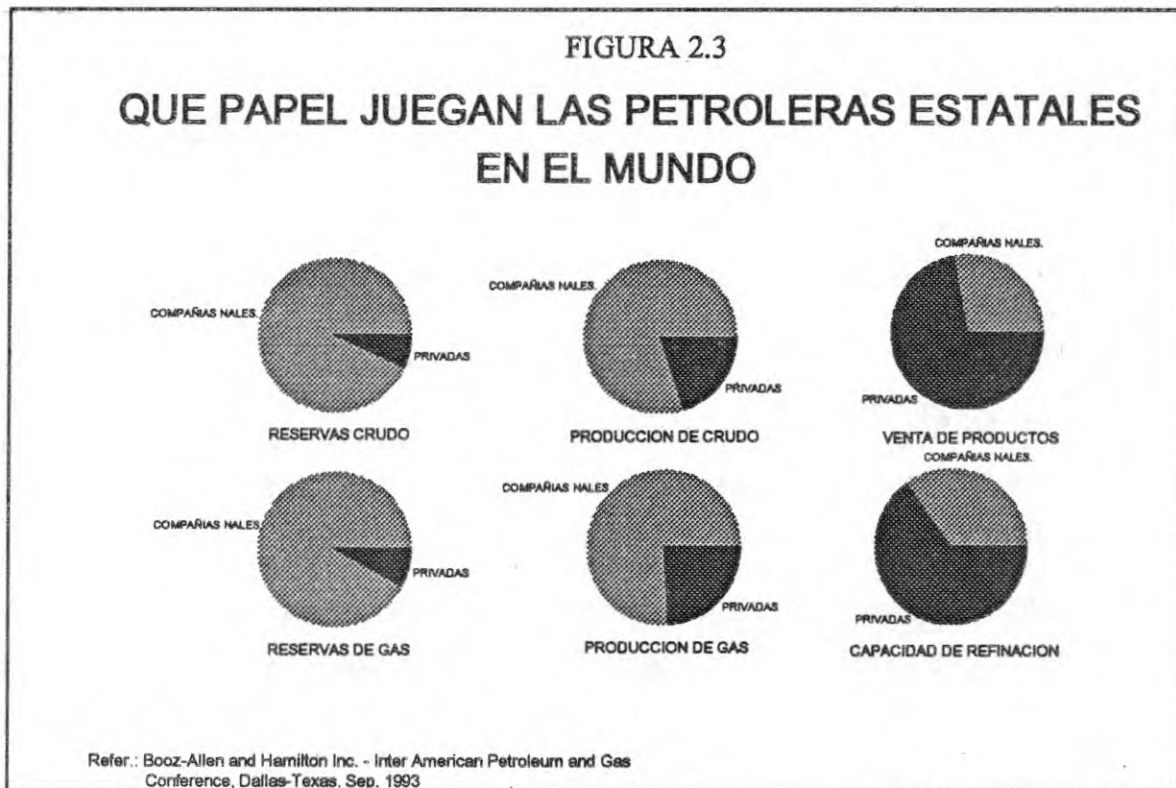


Por lo general, estas empresas petroleras estatales han estado sometidas a fuertes injerencias y presiones de los gobiernos, que recurren a ellas para la atenuación de todos los fenómenos macroeconómicos internos (control inflacionario, estabilización socioeconómica, cargas tributarias y no tributarias, control de precios internos de los combustibles, insuficiente asignación de recursos, generación de empleo, subsidios para atenuación de perturbaciones sociales, etc.). Lo anterior, en contraste con la situación propia el negocio petrolero internacional, que no atraviesa una de sus mejores épocas, les ha hecho perder competitividad empresarial y sus estándares se alejan de aquellos de la actividad privada, pero se insiste en calificarlas con esa misma base de comparación.



## El sector Petrolero en Latinoamérica

Existe abundante literatura que refleja la experiencia de las empresas estatales latinoamericanas. Un estudio reciente de Olade<sup>1</sup> hace quizá el mejor diagnóstico de la situación regional, recoge los cambios ocurridos en algunos países y emite conclusiones de mucha utilidad para el análisis de situaciones locales.



El estudio parte del supuesto que la región está comprometida en superar la crisis de la década de los ochenta o década perdida.

Sin la concepción de una fórmula única, frente a los acontecimientos internacionales, se reconoce el impulso de cambios hacia la modernización del estado y la redefinición de su papel en la economía, orientando los esfuerzos a lograr una mayor eficiencia y competitividad en los mercados.

<sup>1</sup> "El Papel del Estado en el Sector de la Energía" Olade, Quito Nov. 1992

Reconociendo la profunda importancia del sector petrolero en la región y su carácter estratégico, se considera básica la presencia del Estado en su planificación indicativa, el manejo de la política petrolera, la regulación de los monopolios naturales, la supervisión del funcionamiento de los mercados competitivos y la regulación general del sector.

En este ambiente, debe haber un espacio amplio para que la Empresa petrolera estatal pueda tener una gestión autónoma, sujeta a criterios de responsabilidad en su gestión, siguiendo prácticas comerciales y bajo una legislación similar y en igualdad de condiciones a la empresa privada, con políticas de precios que reflejan los verdaderos costos de oportunidad, sin asumir subsidios, y con claras y correctas señales a productores y consumidores para un comportamiento eficiente del mercado. La adecuación de las empresas a este nuevo rol, puede exigir reorganizaciones que plantean cambios en los marcos legales, administrativos, económicos y financieros:

- En lo legal, se hace necesaria la promulgación de nuevos elementos jurídicos que liberen a las Empresas de disposiciones que entraban su gestión administrativa y la ponen en desventaja frente a los privados.
- En lo administrativo, las reestructuraciones deben orientar a lograr una administración moderna, ágil y eficiente que pueda responder a la dinámica del negocio petrolero.
- En el área económica-financiera la empresa estatal debe tener la posibilidad de seguir prácticas comerciales habituales, en cualquier rama de su actividad, sin tratamientos diferenciales de ninguna especie o cargas específicas que le impiden contar con excedentes financieros suficientes para atender sus requerimientos de inversión.

En este espectro, el sector privado tiene igualmente un espacio muy importante para participar en el negocio, sin que eso implique privatización de los activos actualmente en manos del Estado, sino más bien efectuando importantes aportes de capital y tecnología, liberando recursos que los gobiernos pueden destinar a cubrir necesidades sociales apremiantes.

### 3. EL ENTORNO NACIONAL - POLITICA Y ECONOMIA.

#### La Política:

El interés en el tratamiento de este tema solo pretende concentrarse en los aspectos económicos.

Después de varias décadas de economía cerrada y proteccionismo, con solo algunos breves intentos de apertura, el país está hoy día frente al mayor esfuerzo y compromiso histórico de liberalización de su economía.

En efecto, Colombia abrió sus puertas a la competencia de los mercados internacionales. Este programa se sustenta en medidas de desregulación arancelaria, el estímulo a la inversión extranjera, la firma de tratados internacionales de comercio y de seguridad a la inversión y el desarrollo de activos programas de promoción a la inversión.

En estas materias, es bueno resaltar la aprobación reciente de un estatuto de inversión internacional, que da la base legal para una participación igualitaria, sin discriminaciones y universal en las actividades en las que se puede invertir en Colombia.

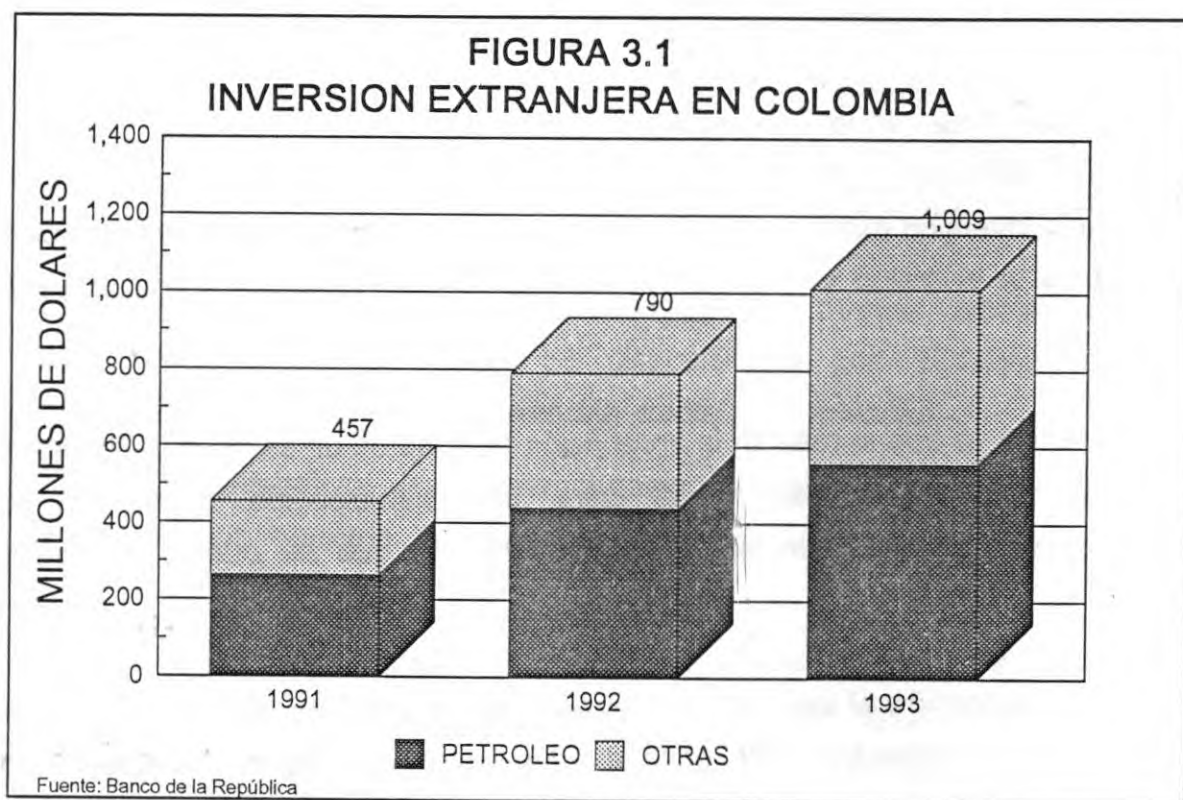
En materia de protección al inversionista, el país es miembro de la OPIC (Overseas Private Investment Corporation), la entidad americana que financia y asegura al inversionista contra riesgos comerciales en países en desarrollo.

De otra parte, la vinculación al MIGA (Multilateral Investment Guarantee Agency) fué recientemente ratificada por el Congreso de la República. Este organismo del Banco Mundial es un garante de última instancia para los inversionistas extranjeros, para cubrir riesgos no comerciales. Su propósito es el fortalecimiento de la inversión extranjera en países en desarrollo, objetivo que se logra a través de la provisión de

garantías y de servicios de asesoría a dichos países buscando resaltar sus atractivos para los inversionistas extranjeros.

Estos aspectos de seguridad y protección al inversionista, tienen especial significado para la inversión extranjera en el país, considerando la mala imagen que soporta Colombia a nivel internacional.

Los resultados de esta actividad de apertura y promoción del país en el exterior, han representado crecientes volúmenes de inversión extranjera, como se ilustra en la Fig. 3.1.



Al interior, el compromiso de hacer un Estado eficiente y eficaz se concentra en las actividades de Modernización del Estado:

- En este contexto se han desarrollado importantes reformas en el sector aduanero al igual que en materia laboral.

- Un sano criterio de mayor participación privada en el desarrollo nacional, ha permitido programas de desinversión del estado y generación de competencia que ha beneficiado grandemente a los consumidores y usuarios de servicios.
- Se tiene igualmente un programa definido de nuevos espacios para mayor participación privada en el desarrollo de infraestructura vial, ferroviaria, portuaria, aeroportuaria, energética, y de comunicaciones, entre otras, al igual que para el desarrollo de actividades bancarias, comerciales e industriales, hoy día a cargo del Estado.
- Para las actividades que mantenga el Estado, se está definiendo el establecimiento de Indicadores de Gestión, que permitan medir la eficiencia y la eficacia de la administración pública, con estándares del sector privado y en beneficio de todos los colombianos.

El programa adelantado por el país para liberalizar la economía, se sustenta, entre otros, en los siguientes aspectos:

- Integración Regional: se tiene en la actualidad una zona de libre comercio con Venezuela y ya se han firmado los últimos acuerdos para la consolidación del G-3. Se continúa negociando en el Pacto Andino, para consolidar una zona de libre comercio con Ecuador, Perú, Bolivia y Venezuela.
- Liberación Comercial: todas las restricciones de importación fueron eliminadas y se redujeron considerablemente los aranceles.
- Independencia del Banco de la República: La Constitución de 1991 le ha conferido al Banco de la República una gran autonomía en la formulación de la política monetaria. Igualmente, reduce la posibilidad de que el Banco financie los déficit del sector público y le prohíbe prestar dinero al sector privado.
- Reforma al manejo de divisas: el manejo de divisas han sido considerablemente liberado desde la eliminación en 1991 del monopolio del Banco de la República sobre las transacciones en moneda extranjera. Las restricciones a nacionales para mantener, solicitar prestamos y mantener cuentas bancarias (en el extranjero) en moneda extranjera, han sido reducidas considerablemente.

- Liberación de restricciones a la Inversión Extranjera: han sido reducidas las restricciones sobre repatriación de capitales y pago de remesa a empresas extranjeras. Los inversionistas extranjeros y nacionales, ahora reciben un tratamiento igual en casi todos los sectores de la economía.
- Reformas laborales: Se han introducido cambios en la legislación laboral que incrementan la flexibilidad del contrato de trabajo. Igualmente se han introducido significativas reformas en lo que concierne a cesantías y pensiones de los trabajadores.
- Reducción del rol del Estado: se han iniciado algunos programas de privatización en áreas tradicionalmente manejadas por el Estado.

Dado que estas políticas nacionales están en concordancia con tendencias y procesos mundiales, que obedecen a nuevas líneas de pensamiento económico universal, parecería lógico que el proceso continuará en los próximos períodos de gobierno. No podría sin embargo, descartarse variaciones en la celeridad o en la modalidad de los cambios en años venideros.

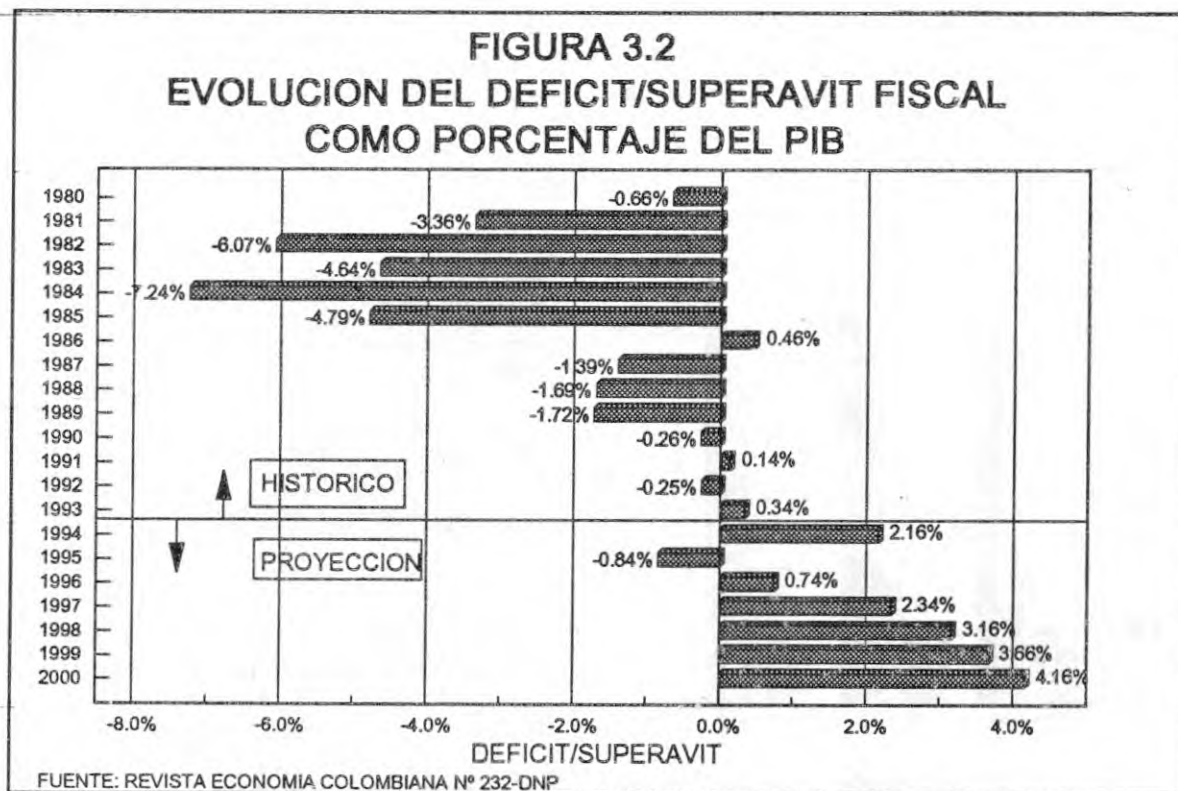
### La Economía:

A través de los años Colombia se ha destacado, en el contexto de los países latinoamericanos, por el buen manejo de su economía. En efecto, a pesar de situaciones particulares de violencia e inseguridad que ya aquejan al país por varias décadas, sus indicadores económicos se han mantenido constantemente en la senda del crecimiento.

Mientras otros países de la región, consumieron la década pasada en la renegociación de su deuda, Colombia, dentro de un sistema democrático, logró mantener la estabilidad y la consistencia de una política económica austera pero realista y logró incrementos importantes en su ingreso per capita y cubrimiento de servicios básicos..

Las cifras del último decenio 83/93 son suficientemente representativas de esa situación económica del país:

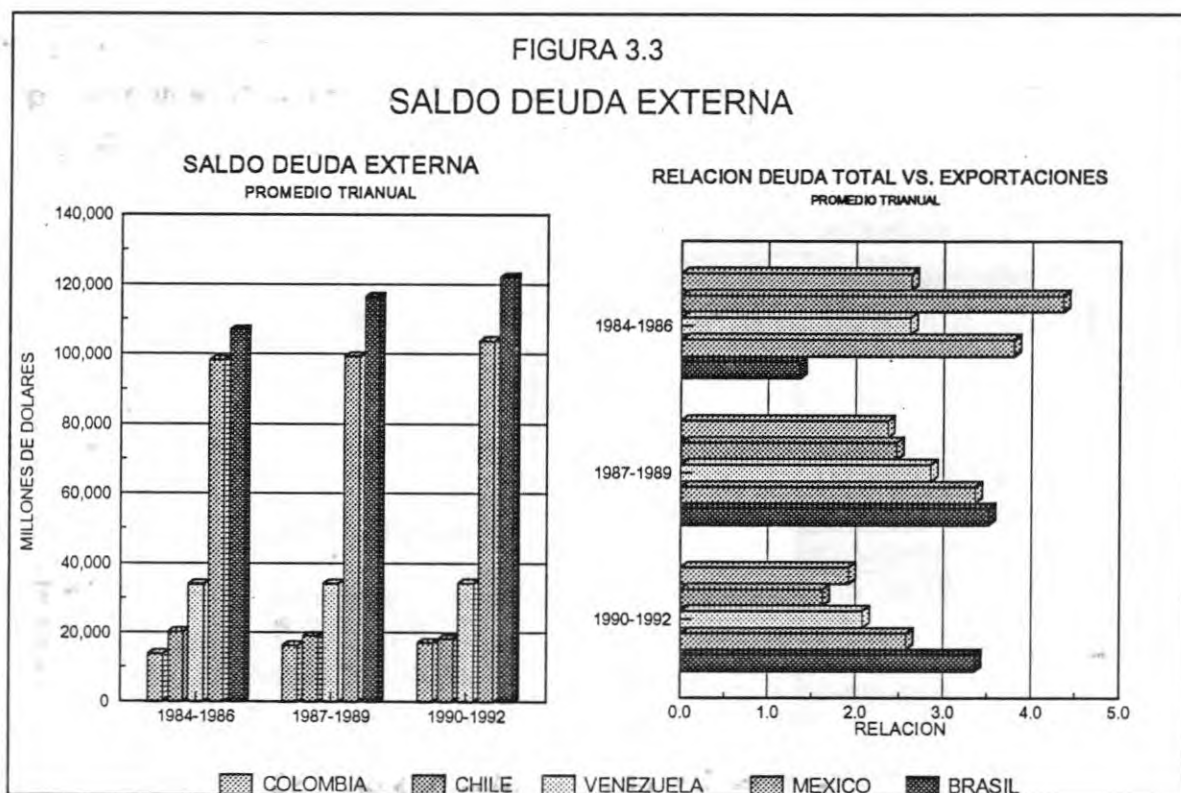
- El PIB tuvo, en términos reales, un crecimiento promedio de 3.8%.
- La inflación promedió el 25%, este valor, alto en términos absolutos, es relativamente bajo frente a promedios de la región.
- Una marcada disciplina fiscal, se refleja en el comportamiento del déficit fiscal como porcentaje del PIB (ver Fig. 3.2), el cual ha pasado de niveles del 7% y 5% de los años 1984 y 1985 a valores entre el 1 y 2% en el periodo 87/89, para finalmente lograr situaciones cercanas al equilibrio económico en lo corrido de los 90.



- En materia de deuda externa se observa que el saldo de ésta es uno de los menores, comparado con otras economías mayores de la región, y en los tres últimos años, solo llega a duplicar el valor de las exportaciones totales realizadas en el mismo periodo (ver Figura 3.3).
- Así mismo este saldo, nunca ha llegado a superar el 50% del PIB y actualmente solo representa algo más del 30% mientras que el pago del servicio de la deuda por concepto de intereses y capital ha representado entre el 40 y 50% del valor

total de las exportaciones anuales (ver Figura 3.4). Para la región, este manejo ha presentado un manejo destacado.

- En materia de exportaciones, su composición y crecimiento durante la década se muestra en la figura 3.5. Es de destacar en el periodo, la diversificación de los bienes exportados y la pérdida relativa de la participación del café, frente a la recuperación del sector petrolero. El incremento de precios del grano presentado ultimamente hace prever una importante reactivación del sector.



Así pues, el desarrollo económico nacional es relativamente meritorio. Las cifras macroeconómicas, para 1993, muestran un avance importante frente al año inmediatamente anterior.

	1992	1993
Inflación	25.14%	22.60%
Crecimiento PIB	3.6%	5.2%



PIB	49.700 MUS\$	53.193 MUS\$
PIB per capita	1.556 US\$	1.632 US\$
Exportaciones	6.909 MUS\$	7.111 MUS\$
Importaciones	6.513 MUS\$	9.841 MUS\$
Reservas internacionales	7.767 MUS\$	7.893 MUS\$

Fuente: Banco de La República, DNP, DIAN

El considerable incremento en las importaciones durante 1993, debería ser preocupante, si no fuera porque, analizadas las cifras como se muestra, un alto porcentaje del incremento corresponde a importaciones de materias primas y de bienes de capital para la industria y la agricultura, así como de equipo automotor que ha permitido una importante renovación y una considerable rebaja en los fletes de transporte de cargas.

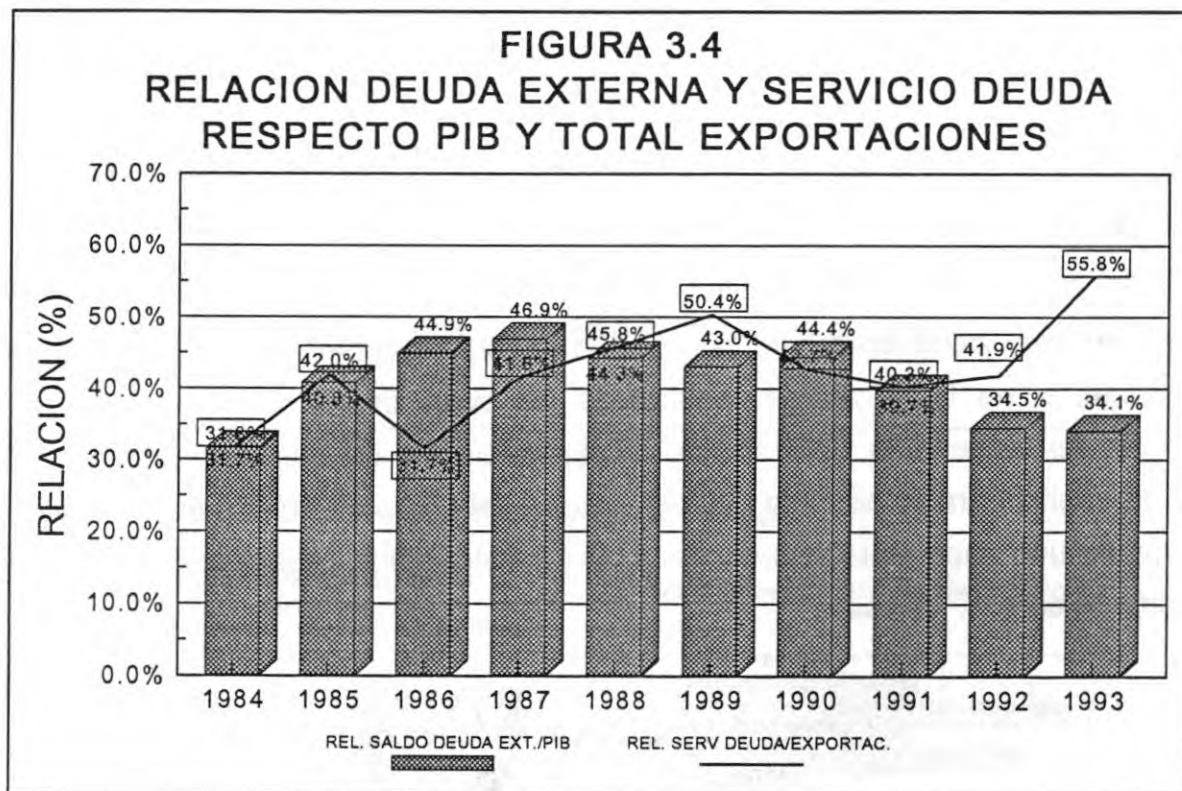
#### Bienes Importados (Millones de US\$)

Clase de Bienes	1992	1993	Variación (%)
Bienes de Consumo	958.4	1,746.8	82.3
Materias primas	3,365.6	4,248.6	26.2
Bienes de Capital y construc.	2,186.8	3,842.7	75.7
Otros Bienes	2.2	2.8	27.0
<b>Total Importaciones</b>	<b>6,513.0</b>	<b>9,841.0</b>	<b>51.1</b>

#### Bienes Exportados (Millones de US\$)

Clase de Bienes	1992	1993	Variación (%)
Petróleo y Derivados	1,412.9	1,323.0	(6.4)
Café	1,258.8	1,139.9	(9.5)
Carbón	555.4	564.5	1.6
Ferróníquel	125.2	101.9	(18.6)
No tradicionales	3,558.5	3,981.4	12.0
<b>Total Exportaciones</b>	<b>6,908.8</b>	<b>7,110.6</b>	<b>2.9</b>

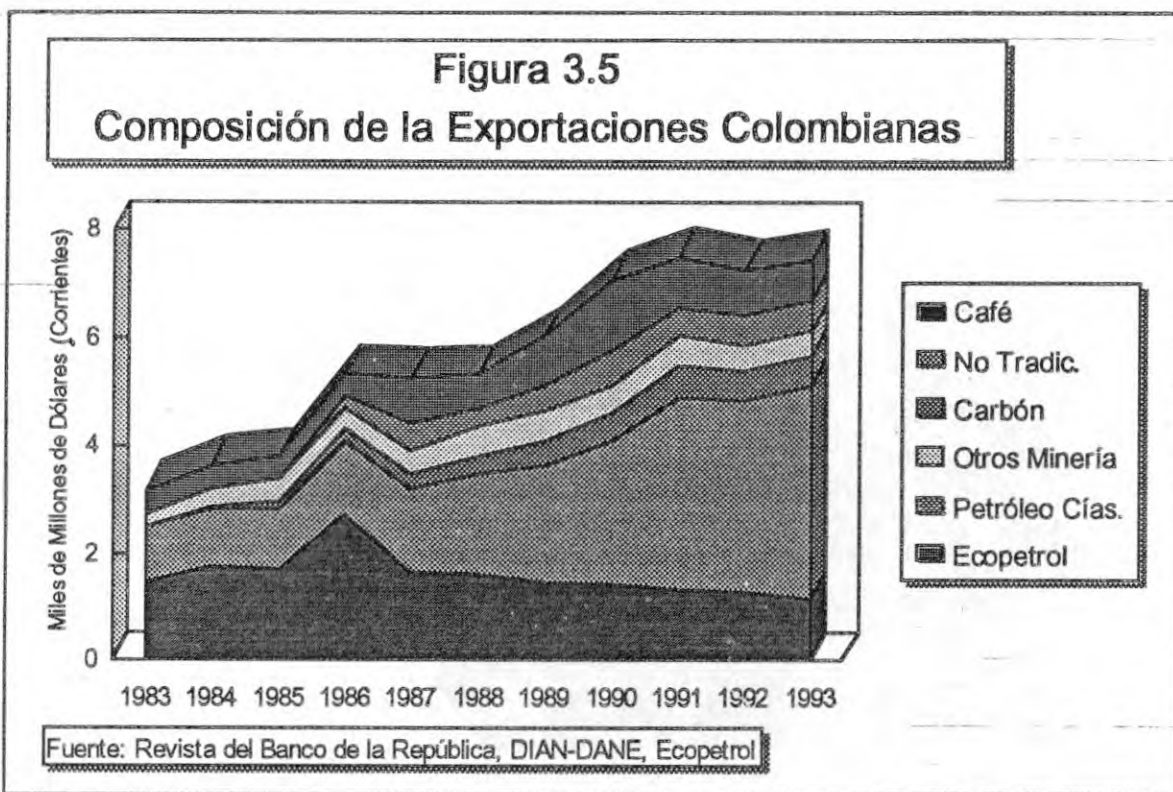
Fuente: DANE-DIAN



El incremento del PIB presentado durante el periodo 1990-92, se considera bajo comparado con los promedios históricos, sin embargo durante 1993 se presentó un gran repunte alcanzando al finalizar el año un crecimiento del 5.16%. La inflación presentó niveles relativamente altos como en el año 90 superando el 30%, pero ha presentado una tendencia a la baja, alcanzando durante el 93 un valor del 22.6%.

Para los años 1993 y 1994, aunque se presentan considerables incrementos en el gasto público, originados principalmente en el fortalecimiento de las áreas de la defensa y la justicia y a las mayores transferencias del gobierno central a las regiones, son compensados, entre otros, por la venta de instituciones financieras con capital accionario del Estado y a los recaudos por concepto de las concesiones de telefonía celular, arrojando superávit fiscal del 0.33% en 1993 y un estimado del 2.52% para 1994. El objetivo de reducir en el largo plazo el déficit fiscal y el gasto público tendría fuerte incidencia, limitando entre otros, a los planes de inversión de Ecopetrol.

En general se observa optimismo en varios sectores de la economía, sin poderse evitar en algunos otros la controversia que normalmente origina el cambio.

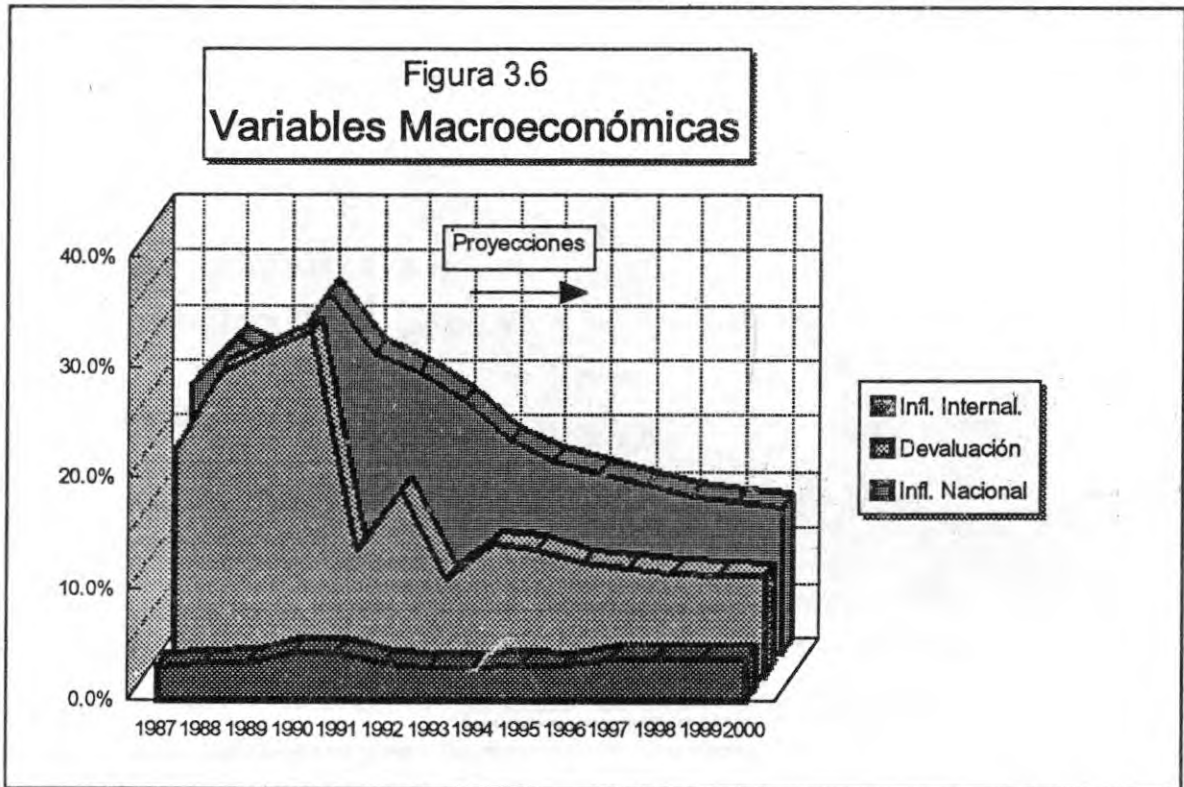


Algunos sectores como la agricultura, presentan síntomas de deterioro, acosada también por situaciones climáticas difíciles, presentadas en años pasados, la presión de la competencia externa, los bajos precios internacionales, amén de los efectos de la presión guerrillera en los campos. Otros, como la construcción de vivienda y el sector comercial, registraron expansiones sin precedentes en los últimos años.

### Las Proyecciones Macroeconómicas

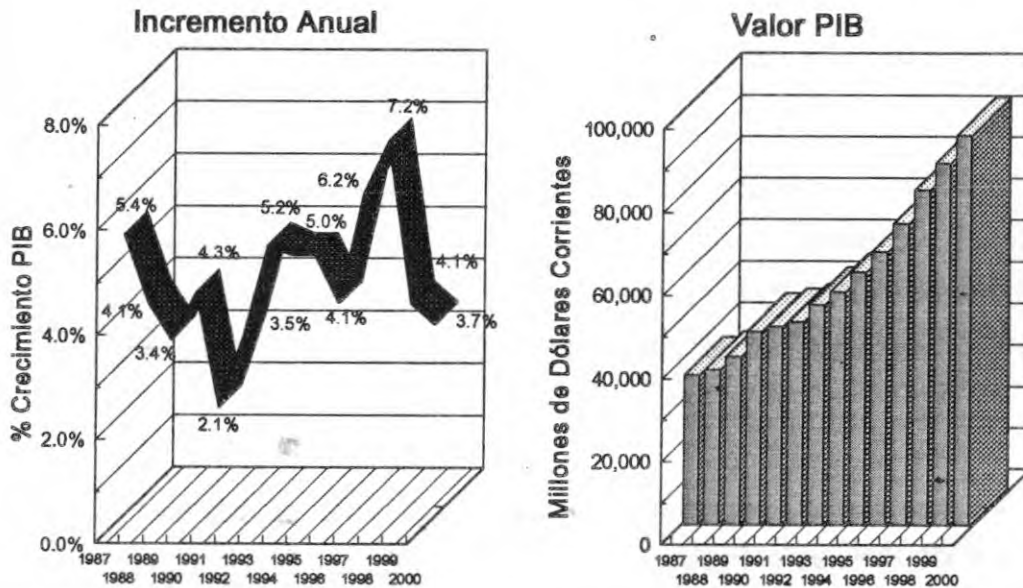
Las proyecciones macroeconómicas para el resto de siglo están, sin lugar a dudas, muy ligadas al sector petrolero. Este aspecto será tratado con mayor detalle en el próximo capítulo, cuando se analice el efecto del desarrollo de los proyectos petroleros en la economía nacional.

Sin querer significar que la economía colombiana se está petrolizando, los importantes recursos adicionales que generará el desarrollo de las nuevas reservas de Cusiana, han causado suficiente inquietud para desarrollar variados escenarios de crecimiento para el resto de siglo.



Uno de los escenarios contemplados, planteado por el Departamento Nacional de Planeación, que implica una fuerte dosis de disciplina y tacto en el manejo de los recursos provenientes del petróleo por parte de los próximos gobiernos, así como la continuidad de la política económica vigente, muestra un buen futuro para el país. Los indicadores de este escenario se presentan en las Figuras 3.6 y 3.7. Cabe señalar que, la óptica de estos escenarios, corresponde a una visión particular respecto al manejo de las principales variables macroeconómicas, las cuales podrían variar dependiendo de las prioridades que den las diferentes autoridades estatales que intervienen en el manejo del desarrollo económico del país. Igualmente la proyección de estos escenarios está fundamentada en una visión optimista sobre la producción temprana del proyecto de Cusiana y con una estimación de precios que se considera estable hasta el año 2000.

**Figura 3.7**  
**Producto Interno Bruto**



Este comportamiento de la economía podría ser como resultado de cambios estructurales implantados en el país, tendientes a conformar una economía mas abierta. Las reducciones arancelarias, mayores facilidades para el ingreso de bienes externos, y la caída que ha tenido la tasa de cambio real desde 1991, presumiblemente han tenido un efecto favorable sobre los costos de producción y detenido la tendencia inflacionaria.

El crecimiento económico del país medido en términos del PIB estimado por el Departamento Nacional de Planeación, presenta una proyección de incremento progresivo para los años 94 y 95 con un 5%, y una baja en el 96, al presentarse un crecimiento del 4.1%. Esta situación para el año 1996, se origina al no existir variaciones fundamentales en los factores económicos que se presentarían ante los esquemas de alto nivel de crecimiento proyectado, para los cuales sería muy difícil mantener incrementos sostenidos en términos relativos. Sin embargo, se espera para este año, variaciones favorables en términos absolutos, tal como se ilustra en la Figura 3.7. Para los años 1997 y 1998 se presentaron crecimientos del 6.2% y 7.2%, dado

que se estaría alcanzando el tope máximo de producción de Cusiana (500 KBD en 1998), para luego estabilizarse en los años 1999 y 2000 en niveles entre el 3% y el 4%, una vez la economía haya recibido el primer impacto de este boom petrolero.

A mediano plazo, se espera seguir reduciendo la inflación progresivamente para alcanzar valores del 13% para finales de siglo.

Dentro de las mayores preocupaciones del Gobierno, se destaca el manejo del déficit fiscal por mantenerlo en niveles que no superen el 2% del PIB. De acuerdo con las últimas estimaciones del DNP, para 1994 se espera un superávit del 2.2% y se cree que esta situación continúe en el periodo 96-2000 a excepción del año 1995 (ver Figura 3.2).

En cuanto a la devaluación, se estima un comportamiento de paridad considerada respecto al Índice de Precios al Productor-IPP, lo cual puede llegar a cumplir siempre y cuando se obtengan resultados positivos en las medidas tendientes a controlar y reducir el flujo de divisas al país por el desarrollo de Cusiana.

Las anteriores proyecciones corresponden a estimaciones realizadas por el Departamento Nacional de Planeación sobre la evolución de los principales variables macroeconómicas del país, las cuales por su gran componente de incertidumbre, podrían diferir de las realizadas por otros analistas. Sin embargo, los diversos analistas coinciden en afirmar el considerable impacto que tendrá sobre la economía el proyecto de Cusiana, especialmente en la que compete al crecimiento de la misma, durante el periodo de máxima producción.

#### 4. EL SECTOR PETROLERO COLOMBIANO

##### Su marco regulatorio:

Las leyes, decretos y normas contenidas en el Código de Petróleos, en especial la Ley 20 del 22 de diciembre de 1969 y el decreto legislativo 2310 de 1974 constituyen el marco jurídico, que regula en Colombia las actividades del sector de hidrocarburos.

Recientemente, los decretos 2119 de diciembre 25 de 1992 y el 1253 del 30 de junio de 1993, reglamentario del anterior, contemplan la reestructuración del Ministerio de Minas y Energía, definen el manejo de los hidrocarburos y el planeamiento integral del sector energético.

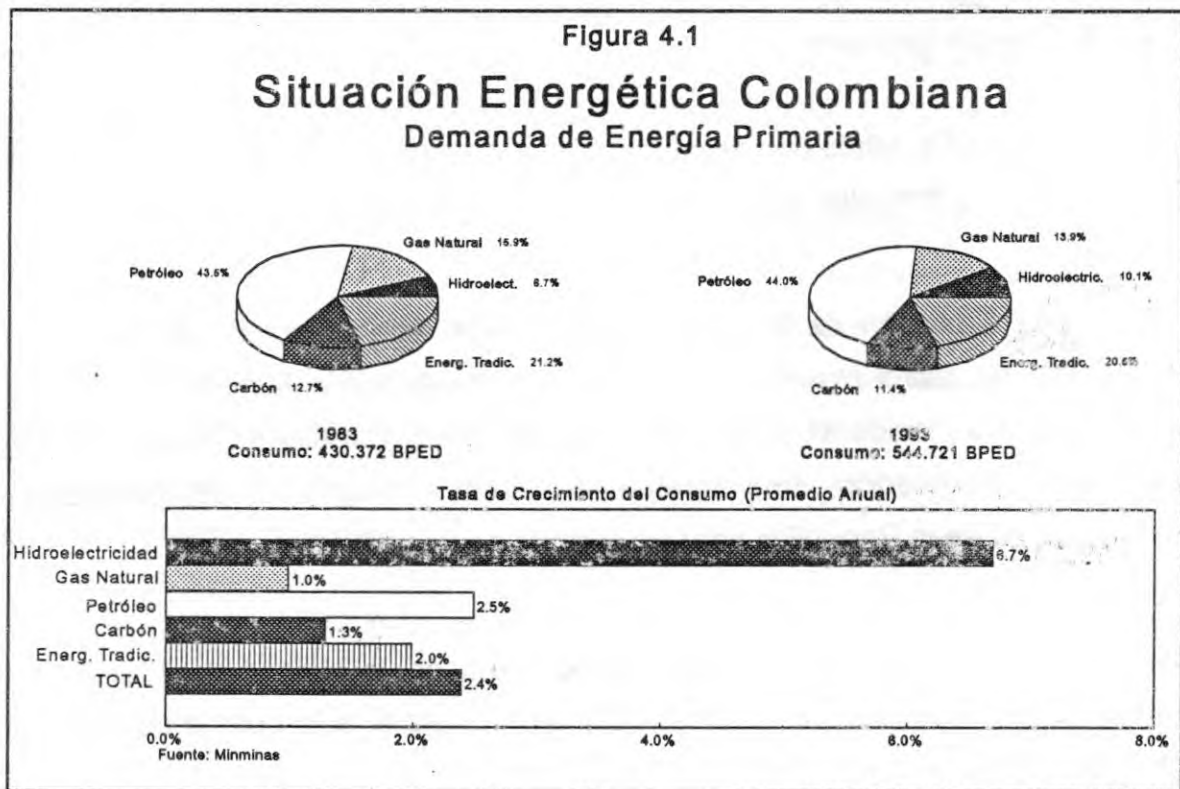
Son de resaltar algunos aspectos de estos últimos decretos que competen directamente al sector petrolero.

- Le corresponde al Ministerio de Minas y Energía adoptar la política nacional de hidrocarburos y formular los planes de desarrollo del sector.
- Se crea la Comisión de Regulación Energética, con el objeto de ejercer la regulación del sector minero energético; conformada por el Ministro de Minas y Energía, como presidente; el Ministro de Hacienda, el Director del Departamento Nacional de Planeación y tres expertos en asuntos energéticos, designados por el Presidente de la República para un período de tres años.
- Se convierte la Comisión Nacional de Energía en la Unidad de Planeación Minero Energética, del Ministerio de Minas y Energía, a la cual le compete el planeamiento integral del sector.
- Esta Unidad contará, entre otros, con un comité de planeación energética, en la cual tiene asiento un delegado de Ecopetrol.

La Ley 80 de 1993, constituye otro marco jurídico de competencia para Ecopetrol. En efecto, allí se contemplan los nuevos términos contractuales de la gestión pública contractual, que rigen para las entidades del Estado, entre ellas sus empresas industriales y comerciales.

**Sus Reservas:**

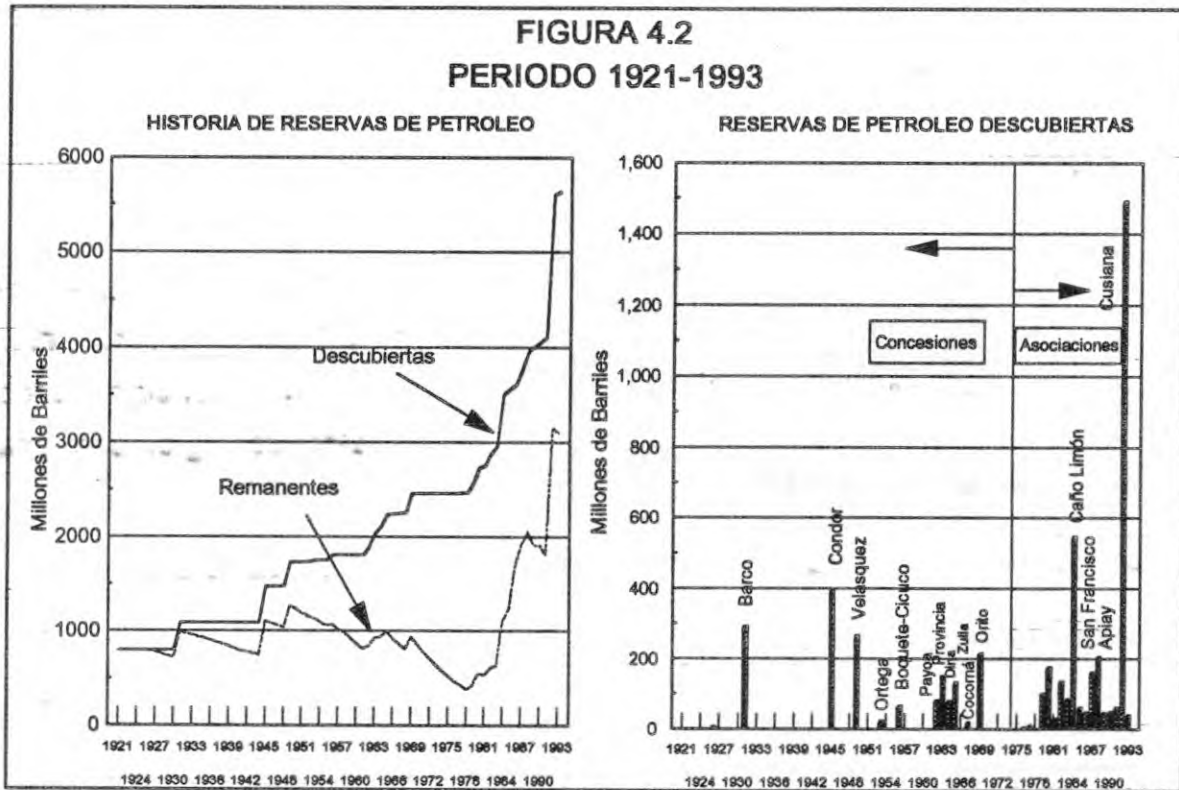
En la década 83/93, los hidrocarburos jugaron un papel muy importante en el suministro de energía primaria en el país. En la Figura 4.1 se muestra esta participación y su evolución en el período. Su futura participación continuará siendo preponderante y posiblemente seguirá creciendo en el resto de siglo, con una penetración mayor del gas natural.



Aunque el país se mantiene en niveles exploratorios muy bajos, la situación de reservas de hidrocarburos es, hoy día, bien diferente a las consideradas en el último PAD (1991). En efecto, los recientes descubrimientos de Cusiana y Cupiagua, además



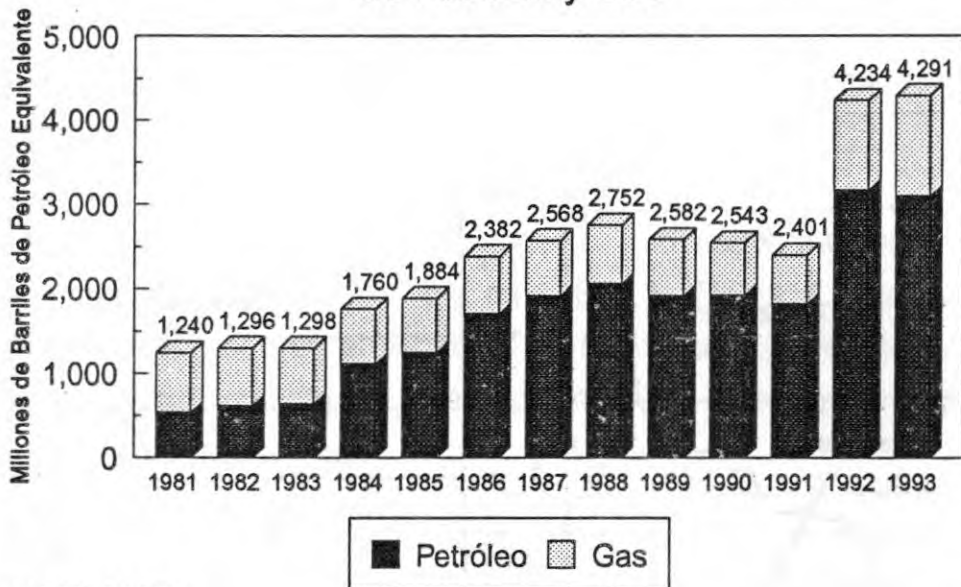
de reevaluar, bajo nuevos conceptos geológicos, una región de gran potencial petrolera, han distorsionado totalmente las estadísticas petroleras nacionales y le han dado una nueva dimensión al desarrollo del negocio de petróleo y gas en el país.



Los descubrimientos de Cusiana y Cupiagua, básicamente permitieron duplicar los últimos inventarios de reservas probadas y hoy día, el país cuenta con aproximadamente 3.100 millones de barriles de crudo<sup>1</sup> y 7.500 Giga<sup>2</sup> pies cúbicos de gas (Ver Figuras 4.2 y 4.3). Su distribución por modalidad de participación y contrato se muestra en la Fig. 4.4. Debido a la incertidumbre asociada al nivel de reservas de los yacimientos de Cusiana y Cupiagua, todavía en etapa de exploración, se han elaborado dos escenarios de producción: el primero (BAJO) con una producción máxima de 400 KBD para un nivel de reservas de 1500 MBLS y el segundo (BASE) con una producción máxima de 500 KBD para un nivel de reservas de 2000 MBLS como se ilustra en la Figura 4.5.

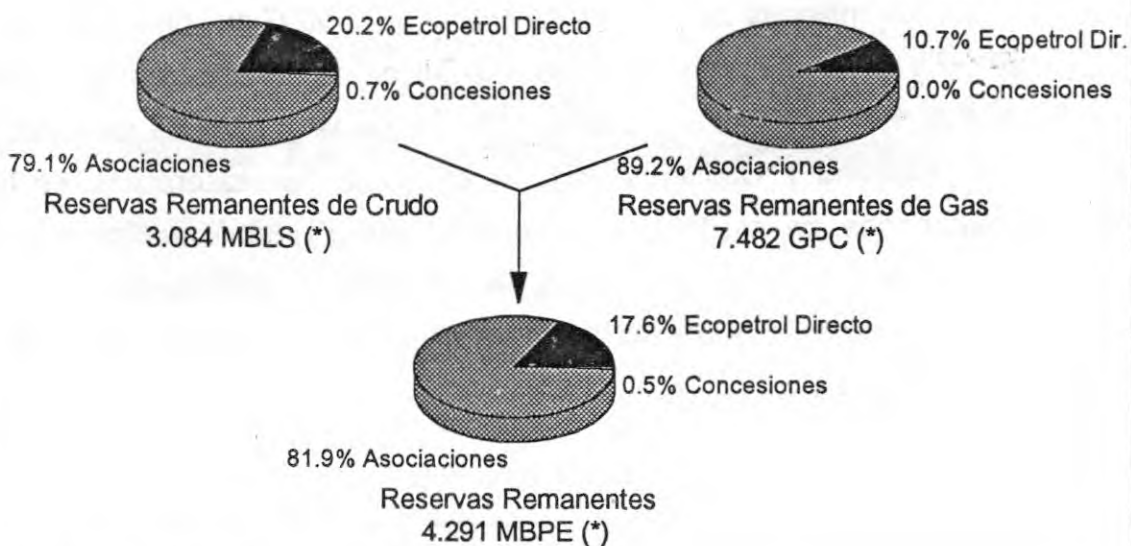
<sup>1</sup> Escenario BAJO de Reservas de Cusiana y Cupiagua de 1.500 MBLS y 3.000 GPC de gas.  
<sup>2</sup> Mil Millones (10<sup>9</sup>)

**Figura 4.3**  
Evolución de Reservas Nacionales  
de Petróleo y Gas



1 KBPE=6.2 MPC

**FIGURA 4.4**  
DISTRIBUCION DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS  
A DICIEMBRE 31 DE 1993

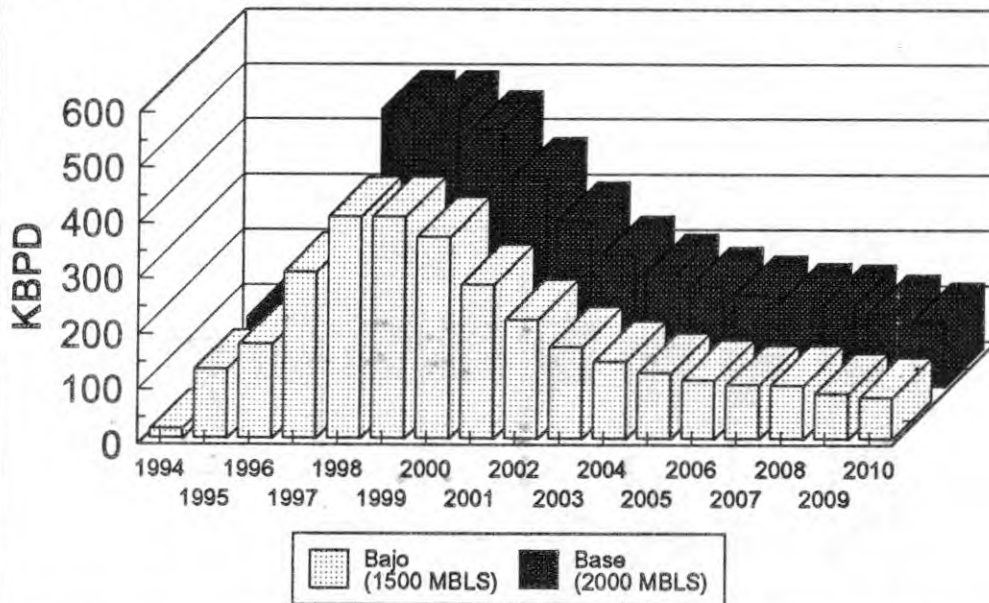


(\*) Reservas de Cusiana y Cupiagua de 1500 MMBLS y 3.000 GPC de gas

**Figura 4.5**

**Impacto Cusiana**

**Escenarios de Producción Campos Cusiana y Cupiagua**

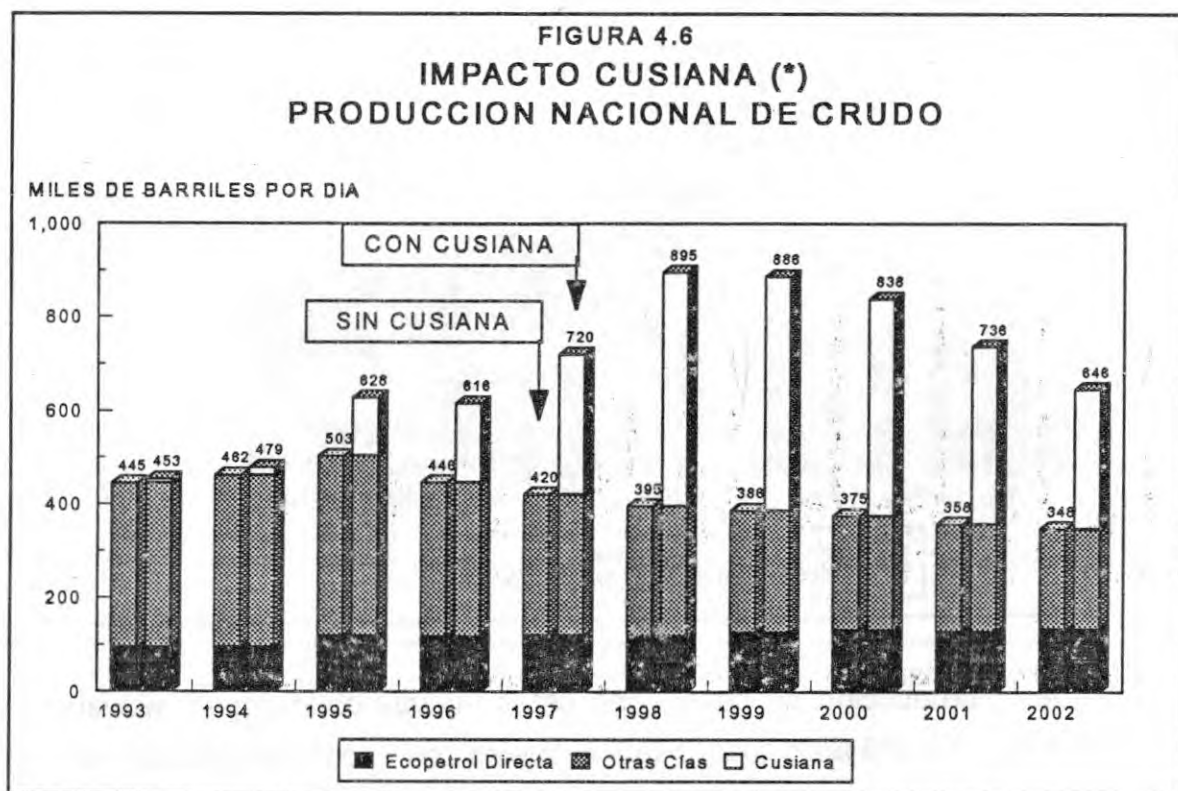


La evolución de la producción de crudo, con estas nuevas condiciones, elevará los volúmenes de unos 450.000 Bls/día, en 1993, a niveles cercanos a los 900.000 Bls/día en 1998<sup>3</sup>, año en el cual la exportación de crudo alcanzará valores por encima de los 550.000 Bls/día. Los perfiles de producción y exportación de crudo para los próximos diez años se muestran en las Figuras 4.6 y 4.7, con la actividad exploratoria actualmente planeada (en el Capítulo 7 se plantea un nuevo modelo exploratorio de mayor eficiencia).

En materia de gas, estos descubrimientos han permitido avanzar en el desarrollo del proyecto de masificación de gas natural, el cual representa una nueva concepción de utilización racional y eficiente de los recursos energéticos fósiles en el país, a la vez que constituye una oportunidad de mejorar el nivel de vida de muchos colombianos, o una forma más económica de suplir o sustituir necesidades energéticas del sector doméstico, industrial y del transporte. El desarrollo del programa de gas incrementará

<sup>3</sup> Escenario BASE de Producción de Cusiana y Cupiagua de 500 KBD (para todos los análisis financieros que se presentan en este y posteriores Capítulos, se trabajará con este escenario de producción)

el suministro de este combustible, de 412 millones de pies cúbicos/día, que se tiene actualmente, a valores superiores a los 670 millones de pies cúbicos día, al final del siglo.



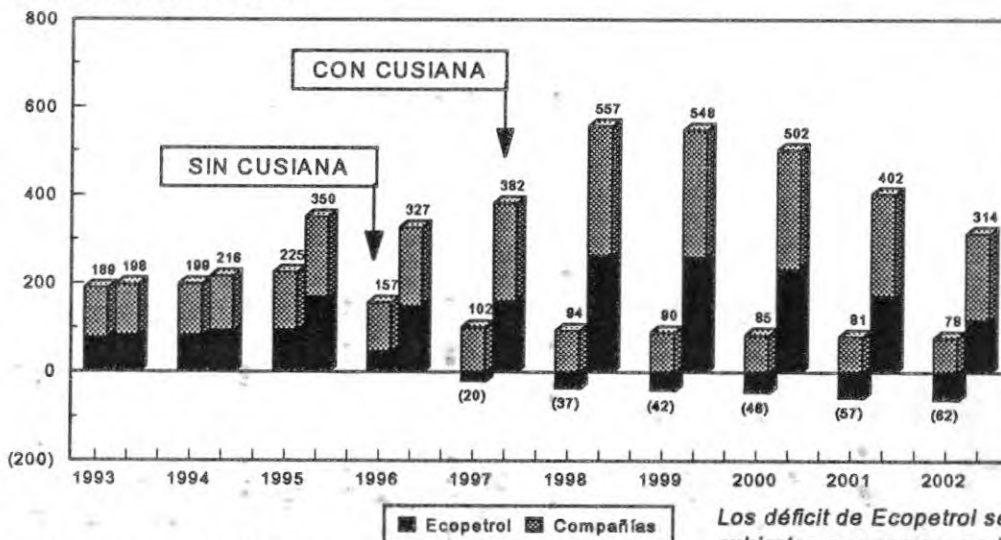
La condición favorable que en materia de reservas tiene actualmente el país, no puede permitir de manera alguna un descuido en materia exploratoria. Si bien, hoy día, se puede contar con una autosuficiencia petrolera cercana a los 15 años, este lapso es corto en términos de exploración y desarrollo de nuevas reservas, más aún, si se tiene en cuenta la competencia, ya señalada en capítulos anteriores, que en materia de flujo de capitales y tecnología hacia el sector petrolero mundial se prevé en los próximos años.

#### Su impacto en la economía nacional:

Además de la importante participación que el petróleo y el gas tienen, y continuarán teniendo, como energéticos primarios, su influencia en la vida económica del país es de primer orden y bien amerita resaltar algunos puntos de suma importancia.

**FIGURA 4.7**  
**IMPACTO CUSIANA (\*)**  
**TOTAL EXPORTACIONES DE CRUDO**

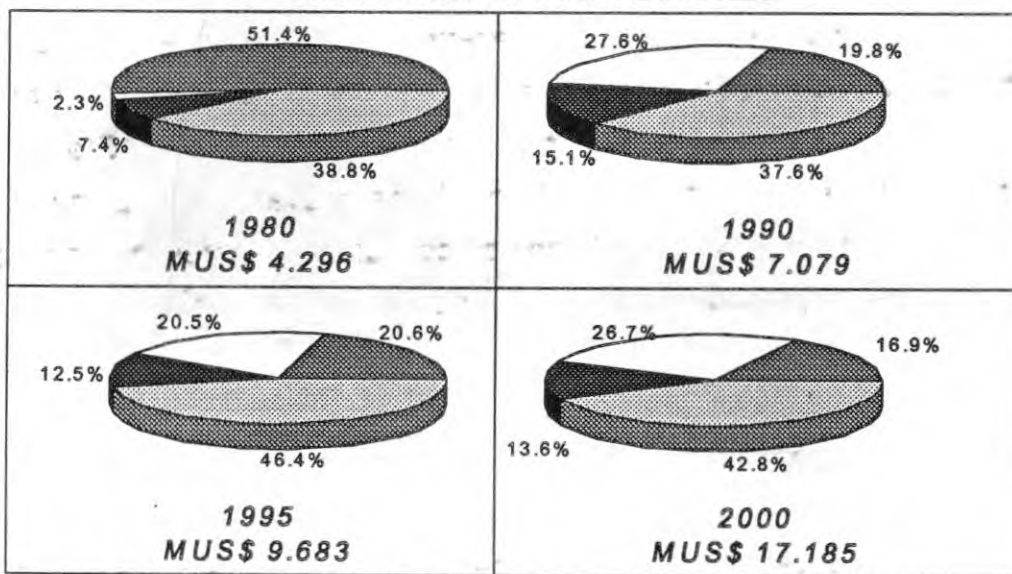
MILES DE BARRILES POR DIA



(\*) Producción máxima: 500 KB/D

*Los déficits de Ecopetrol serían cubiertos con compras a las Cia's.*

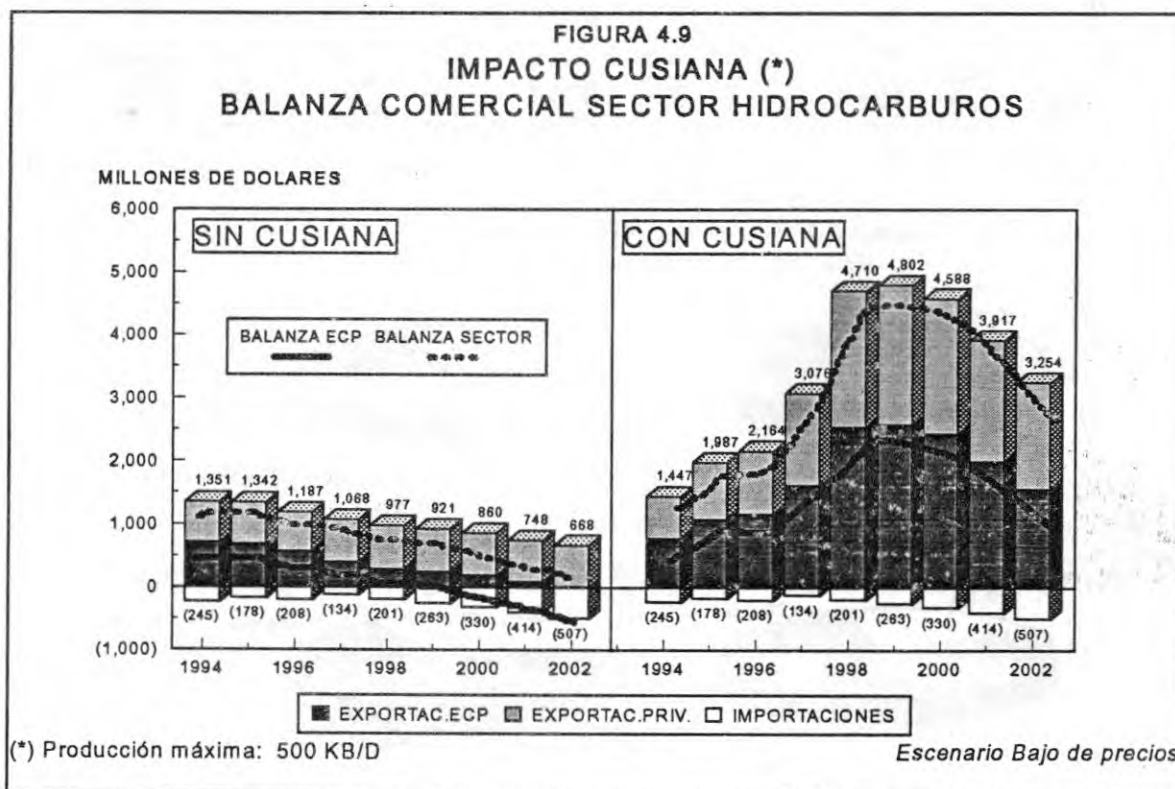
**FIGURA 4.8**  
**EXPORTACIONES TOTALES DEL PAIS**  
**PARTICIPACION POR SECTORES**



CAFE   
  HIDROCARBUROS   
  MINERAS   
  MENORES

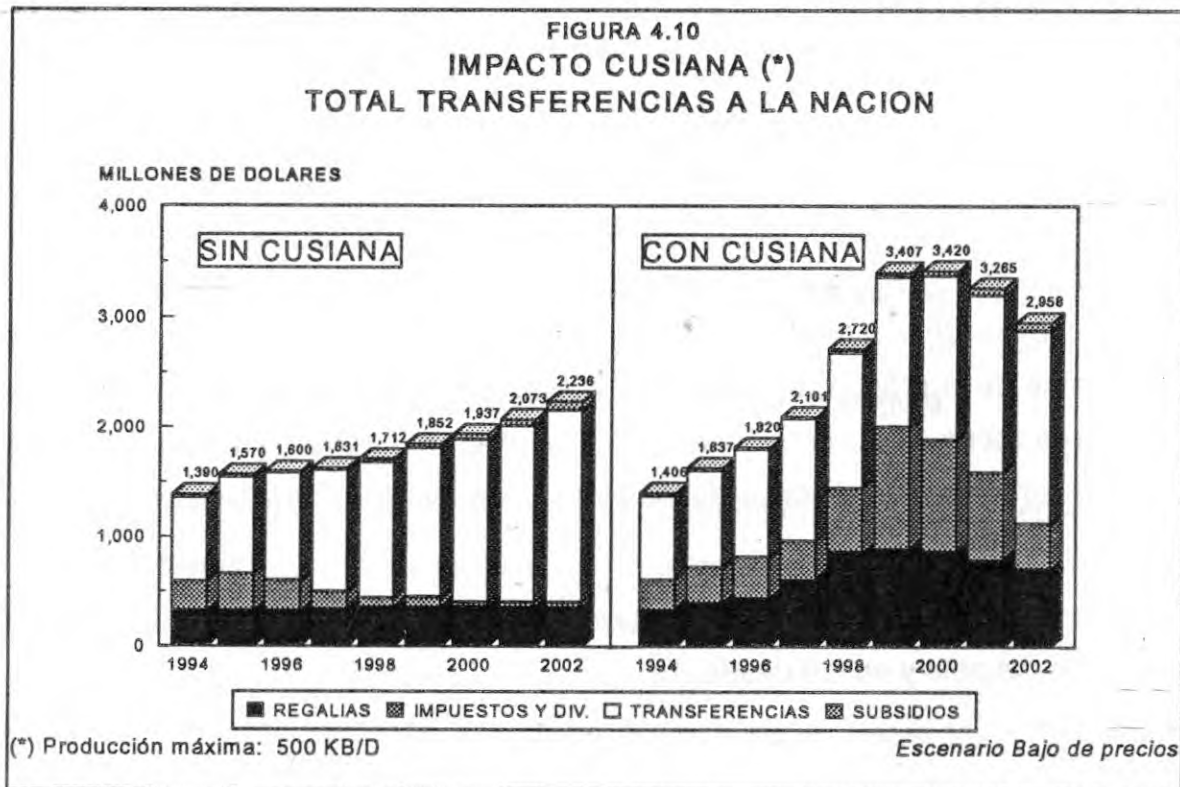
Fuente: Hidrocarburos-ECP, Resto-DNP Escenario Bajo de precios

- En 1993, la industria del petróleo mantuvo una participación del 2.8% del PIB.
- Del total de las exportaciones de bienes, en el año 1993 (7.111 millones de US\$), el sector petrolero participó en con un porcentaje cercano al 20%, con un valor que ascendió a mas de 1.300 millones de dólares, de los cuales un 56% correspondió a las exportaciones de crudo y combustóleo de Ecopetrol. La Figura 4.8 muestra la evolución de las exportaciones y la participación petrolera entre los años 1980 y 1990. Igualmente se muestran los estimativos que sobre el particular se tienen para los años 1995 y el final del siglo. La participación petrolera en el comercio internacional tiene una importante perspectiva y la balanza comercial de los hidrocarburos, así como la de Ecopetrol, a pesar de las considerables importaciones de gasolina que se proyectan, son igualmente promisorias (Ver Figura 4.9).



- En términos de transferencias al Estado Colombiano, por parte de Ecopetrol, contabilizando regalías, impuestos, subsidios y dividendos, se alcanzó un monto de 1261 millones de dólares, durante 1992. Para el pasado año el valor fue

próximo a los 1350 millones de dólares. Algunas cifras estimadas para el próximo decenio se ilustran en la Figura 4.10, en la cual se discrimina la importancia, que en el total de transferencias, tiene la explotación programada de las nuevas reservas.



- Efectivamente, la explotación de las reservas de los yacimientos de Cusiana y Cupiagua, generarán (según el escenario medio de producción de 500 KB/D) ingresos totales por comercialización, que en términos de valor presente, se aproximan a los 13.000 millones de dólares de 1993. De este monto la nación recibiría una cifra superior a los 6.550 millones de dólares de 1993. Sin embargo, debido a la incertidumbre que aún hoy se tiene respecto al potencial real de desarrollo y explotación de estos yacimientos, estas cifras podrían cambiar significativamente y producir diferentes escenarios de proyección macroeconómica.

- En términos relativos, cuando en el año 1998, Cusiana alcance sus valores más altos de producción (escenario de 500 KBD), el respectivo ingreso podrá llegar a ser el 5% del PIB, valor que representa 10 veces más el estimativo que se tiene para el próximo año. Igualmente el desarrollo esperado en la economía, en términos del crecimiento del PIB, pasará del 4.38% promedio para el periodo 1994-2000 sin estos yacimientos, a un 5.14% para el mismo periodo según estimativos del DNP.
- En materia de regalías, las cuales se estiman en un 0.6% del PIB en 1993, se espera un aumento relativo del 100% para fines de 1998. En los años de máxima producción de estos yacimientos (1998/2001) el flujo anual de regalías será cercano a los 900 millones de US\$ dólares, con una participación del 75% proveniente de la producción de dichos yacimientos. Se destacan principalmente, los nuevos recursos que recibirán los municipios productores y el departamento del Casanare, los municipios portuarios y el Fondo Nacional de Regalías.

Lo anteriormente expuesto da una idea de la importancia creciente del sector petrolero en la economía del país y en su desarrollo.

### **La Demanda de Combustibles:**

Su comportamiento en el último quinquenio:

Gasolinas: Durante el periodo 1989-93 se presentó un crecimiento promedio de la demanda del 2.8% anual para la gasolina motor. La mayor tasa de incremento se presentó en el año 92, con un 6.1% como consecuencia de la gran afluencia de vehículos importados y a la utilización de gasolina para generación eléctrica durante el racionamiento. Para la gasolina motor extra se presentó por primera vez durante el pasado quinquenio, un crecimiento respecto al año 92 superior al 10%.

La bencina y el cocinol han presentado una disminución gradual en su consumo durante el mismo periodo. El cocinol ha sido paulatinamente sustituido por GLP y gas



natural, gracias a los programas emprendidos por Ecopetrol en la ciudad de Bogotá. Para 1989 su consumo era de 2,840 BPDC y en 1993 fue de tan solo 1,233 BPDC.

Destilados Medios: El ACPM presentó un crecimiento promedio del 5.7% anual durante el periodo 1989-1993, con un pico del 15.5% en el año 92, ocasionado principalmente por efectos del racionamiento del sector eléctrico. Otro factor que explica este incremento es el mayor flujo en el transporte de carga pesada originado gracias a la apertura económica.

Para el turbocombustible, el crecimiento promedio en el periodo fue del 6.2% anual, con el mayor incremento en el año 90 (13.4%), atribuido al inicio de la política de cielos abiertos que permitió el ingreso de nuevas aerolíneas al país, que ha ocasionado la congestión de algunos aeropuertos como el de la ciudad de Bogotá.

El queroseno que venía presentando una disminución progresiva en su consumo, tuvo en 1992, por primera vez en los últimos años, un considerable incremento, respecto al año anterior del 24%, originado por efectos del racionamiento eléctrico.

Propano: El consumo de este energético estuvo en el pasado limitado por su producción nacional. Durante el periodo 1984-1989 su crecimiento promedio fue tan solo 2.7%. A partir de 1990, Ecopetrol inició su importación con el objeto de dar un mayor cubrimiento a la demanda de este combustible doméstico, y durante 1992 el incremento en su consumo alcanzó un valor cercano al 10%, como consecuencia de su bajo costo con respecto a otros energéticos, a la eliminación de cupos a las empresas distribuidoras, a los programas de sustitución, al racionamiento eléctrico y a un incremento de su utilización en el sector industrial.

Crudo Castilla: El crecimiento promedio de este combustible industrial se situó cerca del 4% anual con una disminución en su consumo en el año 91 del 5%, originada por la caída del puente de Chirajara, que incomunicó a los llanos orientales del resto del país durante un periodo considerable. El alto crecimiento en el consumo de este combustible durante la pasada década (6.6%), se debió a su buena aceptación en el

sector industrial y a la intensiva actividad comercializadora emprendida por Ecopetrol en este importante sector.

Gas Natural: La demanda nacional de gas natural creció durante el periodo 1989-1993 a una tasa promedio del 2.5% anual. Uno de los sectores de mayor crecimiento, dentro de esta demanda, fue el doméstico con tasas cercanas al 25% anual, gracias, entre otros, a los programas de penetración emprendidos, a la reciente disponibilidad de este energético en la ciudad de Bogotá y al cubrimiento logrado a través de los gasoductos regionales como en el caso de la Costa Atlántica. La utilización de este combustible en el sector automotor público y su buena acogida se ha visto reflejada con tasas de crecimiento superiores al 51% promedio anual.

El consumo de gas de Ecopetrol, principalmente en la refinería de Barrancabermeja, ha presentado una disminución progresiva. Para 1989 su consumo fue de 102.900 MBTU/día y para 1993 fue de tan solo 76.900 MBTU/día, originado, entre otros, por la disminución y agotamiento en el suministro de los campos de Santander.

El sector industrial presentó un crecimiento moderado del 0.5% promedio anual en el mismo periodo, debido a la limitada disponibilidad adicional de este energético, originada por restricciones en el transporte, principalmente en la Costa Atlántica. El sector termoeléctrico presentó un crecimiento en el periodo del 6.4% anual, con el mayor incremento en el año 93 (10%), debido al ingreso de nuevas plantas térmicas como las de Chinú y Gualanday y a las políticas temporales de subsidios de precios al gas natural para generación, originadas durante el racionamiento eléctrico.

#### Su proyección:

La demanda nacional de combustibles está correlacionada con el crecimiento de la población y los parámetros macroeconómicos del país. Las proyecciones de demanda, estructuradas sobre la base de los indicadores económicos proyectados por el Departamento Nacional de Planeación, presentado en el Capítulo 3, muestran tasas de crecimiento, para la gasolina motor, algo superiores al 4% como promedio del

decenio 1993/2003, teniendo en cuenta la sustitución que el programa de gas tendría sobre este combustible automotor.

En esta situación, la demanda total de gasolina parte de unos 120.000 Bls/día que consume actualmente el país, para llegar a unos 160.000 Bls/día en el año 2000 y 178.000 Bls/día tres años más tarde. Sobre la base de la producción actual de gasolinas y la que se logrará con las ampliaciones vigentes y proyectadas en el Complejo de Barrancabermeja, los déficit de gasolinas crecerían de cerca de 37.000 Bls/día hoy a 39.000 Bls/día a final del siglo y a 63.000 Bls/día en el año 2003

La infraestructura de transporte y almacenamiento, que hoy día se proyecta, permitiría atender estos déficits hasta final de siglo, aunque en forma precaria en los últimos años, por lo cual se conserva la expectativa de un crecimiento importante en la capacidad de refinación que debe estar disponible para iniciar el próximo siglo.

Lo anterior hace imperativo que de aquí al año 96, el gobierno nacional haya dado las señales requeridas para que el sector privado entre a participar en esta actividad y que Ecopetrol haya hecho la promoción necesaria para dicha participación. En caso de no lograrse estas definiciones, el Estado, por su cuenta, deberá hacer las inversiones para responder a la demanda creciente con suministro interno o con nuevas estrategias de importación del producto.

El abastecimiento de gasolinas, representa para el país el mayor reto en esta materia, pues a pesar de que los destilados medios muestran tasas de crecimiento algo superiores, en el período considerado se puede afirmar que se mantiene el autoabastecimiento. Conviene hacer la salvedad del JP-1 que podría presentar algunos déficit de continuar con un efecto tan agudo la política de "cielos abiertos" en materia aeronáutica.

El volumen total de demanda de destilados medios pasaría de un valor cercano a los 61.000 Bls/día en el año 93, a 78.000 Bls/día en el año 2000 y 92.000 Bls/día en el 2003.

El desarrollo del programa de masificación del gas natural dará otro panorama al comportamiento de estos mercados en el futuro, pero su abastecimiento está adecuadamente garantizado, por lo menos hasta bien entrado el próximo decenio. Para el propano, se prevé en los próximos años una considerable sustitución de este producto en los grandes centros de consumo, por efecto del gas natural y su posterior desplazamiento a aquellas ciudades o regiones que no puedan ser interconectadas con el programa de gas.

Los productos residuales de la refinación (combustóleo) son combustibles destinados principalmente a la exportación y su adecuada colocación en los mercados internacionales es cada vez más difícil, pues el producto ha venido teniendo fuertes restricciones de tipo ambiental para su consumo. La utilización de este producto ya sea como materia prima o como combustible para la generación, deberá ser tomada en cuenta dentro de los esquemas de refinación que se plantee el país.

Otro combustible como el crudo Castilla, presentará crecimientos a tasas inferiores a las registradas en el pasado, las cuales dependerán del crecimiento industrial colombiano y a restricciones de tipo ambiental. Igualmente su crecimiento dependerá del nivel de precios al que llegarán sus sustitutos hacia los grandes centros de consumo, como el caso del gas natural.

### Los proyectos de inversión del sector petrolero y la participación de Ecopetrol

Lejos de pretender presentar un cronograma estricto de las inversiones que el sector petrolero colombiano requiere para su desarrollo, el deseo es valorar el reto que tiene el país en materia financiera en el período 1994/2003, y hacer conciencia de la necesidad de una amplia participación estatal y privada para lograr una respuesta adecuada a este desafío.

Las cifras utilizadas, expresadas en moneda constante de 1994, son estimativos en orden de magnitud, estructuradas sobre la base de los proyectos ya definidos, la continuidad histórica de otras inversiones y las particularidades que las demandas de combustibles proyectadas, hacen prever en materia de proyectos:

- El desarrollo de las nuevas reservas de Cusiana y Cupiagua se estima en unos 5900 millones de dólares (1700 MUS\$ en perforación, 2500 MUS\$ en facilidades de producción y 1700 en oleoductos) la mayoría de los cuales se invertirán en el período considerado.
- El proyecto de masificación de gas natural demanda una inversión de 3000 millones de dólares (850 MUS\$ en transporte, 650 MUS\$ en distribución, 250 MUS\$ en estaciones compresoras de gas para vehículos y 1250 MUS\$ en la reconversión de equipo automotor y doméstico para su utilización con gas).
- La ampliación de la capacidad refinadora del país, requerida para el final del período, dando cabida a la utilización más adecuada de los crudos disponibles en el país, exige una inversión que podría oscilar entre los 600 y los 1400 MUS\$, dependiendo de la capacidad y el esquema de refinación perseguido.
- La culminación del proyecto de la nueva unidad de ruptura catalítica y la modernización de las unidades de crudo U-200 y viscorreductora I, la actualización tecnológica de las URC, y el nuevo proyecto de una nueva unidad atmosférica en el Complejo de Barrancabermeja. Al igual que la modernización de las unidades de crudo y cracking de Cartagena, como proyectos en marcha y previsibles en las actuales refinerías, contribuyen con cerca de 600 MUS \$ más de inversión.
- Los niveles históricos de inversión en exploración, considerando sísmica y perforación, de los últimos años, tanto directa como en asociación, redondea cifras de 200 MUS\$/anuales, lo cual totaliza 2000 MUS\$ en el período considerado.
- El desarrollo total de reservas, sin esperar hallazgos similares a Cusiana, con base en inversiones históricas, podría estimarse en 2800 MUS\$.
- El costo de los estudios de sísmica para el avance en el conocimiento geológico de las cuencas hidrocarburíferas del país, podría costar cerca de 600 millones de US\$, sobre la base de las inversiones del último quinquenio.

- El mantenimiento y reposición de los activos del sector, podría estimarse en unos 1000 MUS\$ si el valor responde al 1% anual del costo de reposición para dichos activos.
- Para responder a las necesidades crecientes de importación (mientras la capacidad de refinación interna se ajusta a la demanda) es necesario adecuar puertos, construir nuevos poliductos y ampliar otros. Estos requerimientos se estiman en el orden de 400 MUS\$.
- La situación actual del almacenamiento de crudo y productos es deficitaria. Especialmente en materia de productos se ha venido perdiendo capacidad estratégica. Es necesario recuperar primero niveles de capacidad de almacenamiento deseables, cercano a los 15 días, en los próximos dos años y posteriormente continuar respondiendo al crecimiento espontaneo de la demanda. La primera acción requiere unos 90 MUS\$ y posteriormente un promedio de 4 MUS\$/año, lo cual totaliza en el decenio 120 MUS\$
- Finalmente las inversiones en investigación y desarrollo y otras administrativas se pueden estimar en los 180 MUS\$ en el período.

La consolidación de todas estas partidas arroja la cifra de MUS\$ 18.000. Ya que no se ha evaluado la necesaria expansión de los sistemas de distribución de combustibles mayorista y al detal, la cifra bien puede ser superior.

Este monto, comparable al total de la deuda externa nacional del momento, constituye la mayor inversión en la historia del país para algún sector de la economía, en un lapso de tiempo comparable. De hecho, ningún proyecto específico en Colombia ha alcanzado siquiera el monto del desarrollo de Cusiana y para el caso específico de Ecopetrol, el valor presente de sus inversiones en los últimos 10 años ni siquiera iguala al monto de este proyecto.

Por la forma como se estructuró esta cuenta, de hecho el capital privado tendría una participación comprometida próxima al 56% del desarrollo de Cusiana (incluyendo la infraestructura de transporte), por valor de MUS\$ 3300; MUS\$ 1500 que corresponde

al estimativo de la inversión privada para exploración en asociación y el 50% de nuevos desarrollos en asociación daría MUS\$ 1000 adicionales. En total la cifra sube a MUS\$ 5800 , solo el 30% del total.

Sin duda, en el proyecto de gas se logrará una importante participación privada, pero no está garantizada. Igualmente es de esperarse que el crecimiento de la infraestructura de distribución lo asuman los particulares. Estos aportes de capital privado ascenderían a unos 3.000 millones de dólares adicionales, pero aún así el saldo de cerca de 10.000 millones de dólares, es todavía una cifra muy cuantiosa para ser acometida directamente por el Estado, más aún su intervención directa no va en consonancia con la nueva concepción del Estado, su proceso de desinversión y la liberalización económica del país.

El gran promedio del flujo de capital hacia el sector, daría un valor de 1800 millones de US\$ por año hasta el 2003. Sin embargo, la situación es más drástica, pues dado el cronograma del desarrollo de Cusiana y el del programa de gas, el peso de las inversiones ha de ser mayor en el primer quinquenio.

No es potestativo ni del Estado ni de los particulares, definir su participación en este importante portafolio de inversiones. Le corresponde al Gobierno, en conjunto con Ecopetrol, definir algunas participaciones básicas y eventualmente indelegables, pero más que todo es imprescindible construir en conjunto señales claras y marcos de negociación específicos que definan prontamente los nuevos espacios para la inversión privada en el sector, a la vez que se conjuga una actividad promocional intensa de los proyectos requeridos.

Quizá sean estas últimas actividades las que constituyan un mayor desafío en el contexto del desarrollo del sector petrolero Colombiano.

## La Gestión Ambiental en la Actividad Petrolera

### Antecedentes:

La industrialización en Colombia se inició mucho antes de que existiese algún nivel de conocimiento sobre su impacto social y ambiental, ni reglamentación alguna al respecto. A partir de 1974, con la publicación del Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables, el país entró a regular la actividad industrial, estableciendo los requisitos básicos para la gestión ambiental de los proyectos de desarrollo. En los años subsiguientes, surgieron el Código Sanitario Nacional y los decretos reglamentarios que regulaban las emisiones atmosféricas, el uso del agua y los vertimientos líquidos y la disposición de residuos sólidos, obligando a las instalaciones existentes a reducir su volumen de descargas contaminantes.

En 1991, con la promulgación de la nueva Constitución Política Nacional, la vida en un medio ambiente libre de contaminación se convirtió en un derecho fundamental de la ciudadanía, a la cual se le entregó, adicionalmente, herramientas legales de participación con las cuales se le garantiza el mínimo impacto de los proyectos y operaciones industriales en el medio ambiente y los procesos tradicionales de desarrollo de las comunidades circundantes.

### Situación actual:

A finales de 1993, se sancionó la ley que crea el Ministerio del Ambiente y los Recursos Naturales, reforma el sector público encargado de su gestión y conservación, organiza el Sistema Nacional Ambiental (SINA) y dicta disposiciones relativas a la gestión ambiental de proyectos de desarrollo.

La actual situación tiene dos implicaciones básicas para el sector y particularmente para Ecopetrol: la primera consiste en la obligación de las empresas y Ecopetrol como empresa del Estado, de sanear la situación legal ambiental y sanitaria de todas sus



instalaciones. La segunda, integrar la variable ambiental en todos los proyectos de inversión.

Esta integración está íntimamente relacionada con la ejecución de cualquier proyecto del sector. La Ley de Gestión Ambiental y el nuevo Estatuto de Contratación establecen que ningún proyecto podrá ejecutarse si previamente no se cuenta con una licencia ambiental, sin perjuicio de las consecuencias que implicaría al no tenerla en términos contractuales y de costos.

### Impacto Ecológico:

La industria petrolera interactúa con el medio en las diferentes etapas de su operación: exploración, perforación y pruebas, producción, transporte y refinación.

Durante las etapas de exploración y perforación, el mayor impacto ecológico puede presentarse por la tala de bosques nativos, la erosión acelerada por lluvias y vientos ocasionadas por el descapote y la contaminación de fuentes, quebradas y ríos con los productos de la erosión, lodos y residuos sanitarios.

Durante la etapa de producción se puede impactar el ambiente, efectuando daño reversibles a hábitats protegidos y por contaminación atmosférica de hidrocarburos livianos. En transporte, el medio ambiente puede ser afectado por la tala de bosques nativos, por contaminación de aguas por productos de erosión y por contaminación de aguas y suelos por derrames accidentales o dolosos.

En refinación, el impacto ecológico puede ocurrir por la existencia de riesgos de incendios dados los grandes volúmenes de líquidos explosivos almacenados, por la emisión de olores de compuestos de azufre, por contaminación térmica en la descarga de aguas y gases calientes o por fugas y pérdidas en los procesos de refinación.

Los hidrocarburos han sido, y seguirán siendo, importantes para el desarrollo del país. Sin embargo, mientras la explotación de estos recursos se ha traducido en beneficios macroeconómicos positivos y han mejorado el nivel de vida de los colombianos,

también habría que atribuirles considerables sacrificios en el medio ambiente. Las actividades petroleras presentes y futuras deberán planificar adecuadamente la variable ambiental, para que esto permita un equilibrio entre el desarrollo económico de la actividad y el ejercicio de la misma en armonía con el ambiente.

## 5. DIAGNOSTICO DE ECOPETROL

El Estado colombiano delegó en la Empresa Colombiana de Petróleos la administración del recurso petrolero, recibiendo como contraprestación el pago de regalías por la explotación del petróleo y el gas, pago de impuestos y distribución de utilidades. Existen además otras transferencias que la Empresa hace al Estado Colombiano a través del mecanismo de subsidios directos y otros que se generan automáticamente, dada la regulación de precios de algunos combustibles, los cuales deben ser vendidos por debajo de sus costos de oportunidad en los mercados internacionales.

Ecopetrol realiza todas las actividades de un negocio petrolero integrado verticalmente, algunas de las cuales las comparte con el sector privado y otras como la refinación y el transporte de productos, los ha ejercido en forma monopólica. Esta situación, sin embargo, podría cambiar en el futuro. La Figura 5.1, que muestra las principales actividades del sector y su distribución participativa entre Ecopetrol y los particulares, está, en cada actividad, midiendo parámetros distintos y solo pretende ilustrar alguna relación de dicha participación.

Internacionalmente, hay una tendencia a dividir la actividad operativa petrolera en dos sectores: el "upstream" del negocio, con las actividades propias de exploración y producción y el "downstream", que agrupa las actividades de procesamiento (refinación y petroquímica básica) y distribución.

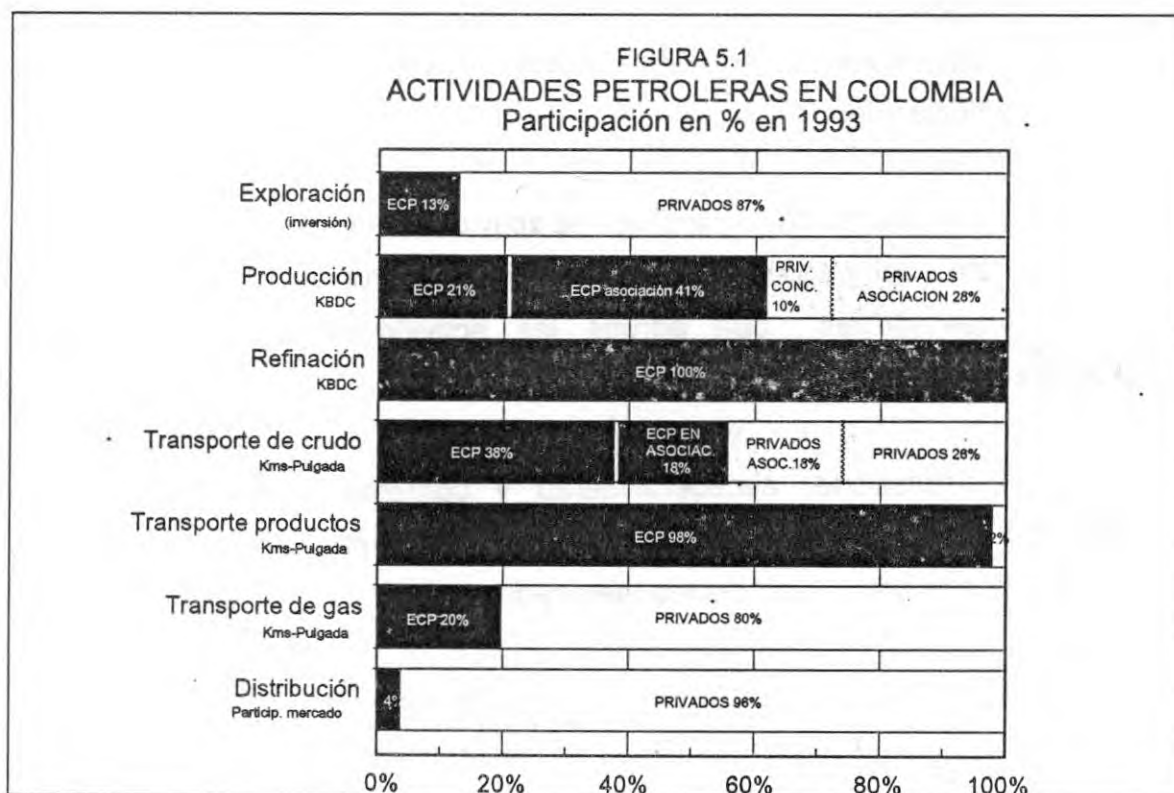
Las actividades de transporte, almacenamiento y comercialización pueden ser consideradas como complementarias, o de servicio a cualquiera de los sectores, ya sea que manejen materia prima o productos terminados:

Como actividades no operativas, se constituyen la parte comercial, administrativa, de planeación, financiera y la investigación y desarrollo tecnológico (I & D).

## El "Upstream" en Ecopetrol

Durante la década pasada (1983-1993) se perforaron en Colombia 432 pozos exploratorios A3, alrededor de la tercera parte de los perforados en todo el historial colombiano (1200 aprox.). Se descubrieron durante el mismo periodo cerca de 3660 MBLS, que corresponden a más del 60% del total de las reservas descubiertas en el país. Del total de pozos exploratorios, Ecopetrol perforó 85, con los que se descubrieron 295 MBPE.

Las dos Vicepresidencias relacionadas con el sector del "Upstream" manejan, de una parte, la exploración y explotación directa (Vicepresidencia de Exploración y Producción) y la misma actividad, a través de contratos de asociación, la maneja la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas.



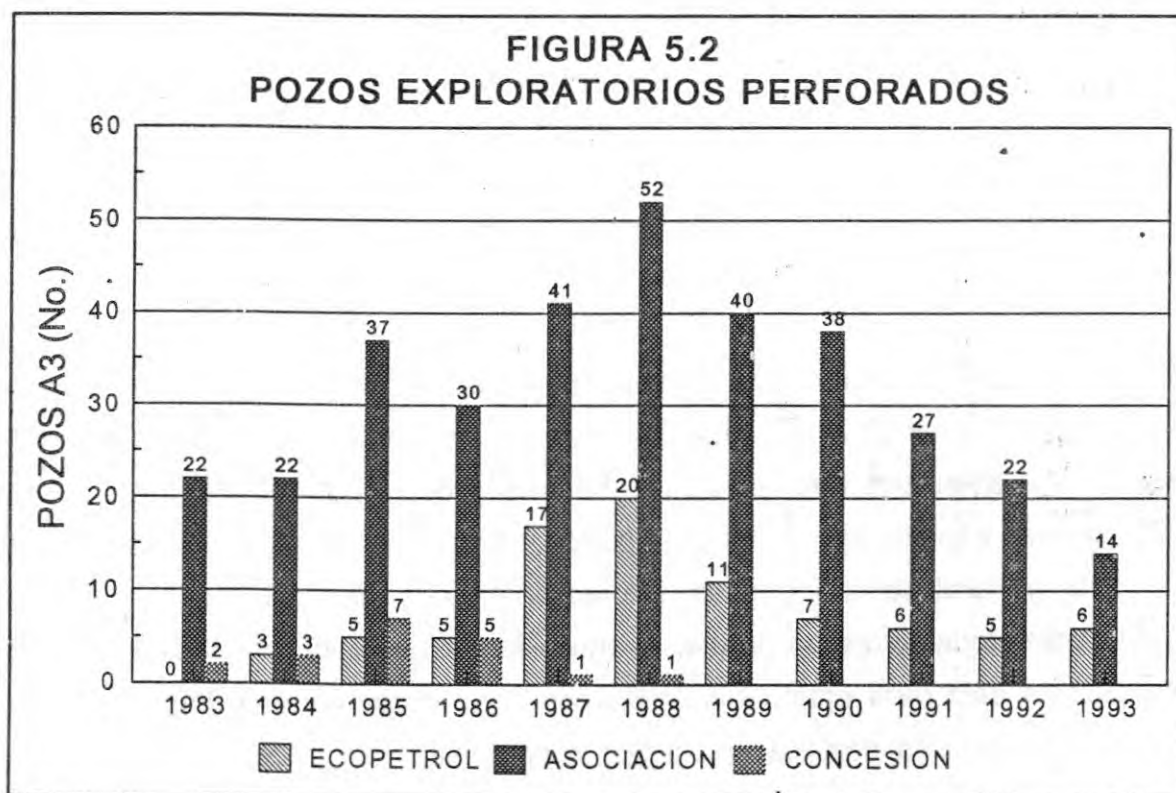
**La exploración directa:** Tradicionalmente se ha dicho que Ecopetrol, en forma directa ejecuta cerca del 30% de las actividades de exploración y producción nacional; con el descubrimiento de Cusiana y Cupiagua la cifra deja de ser válida, especialmente en relación con la inversión y el volumen de producción asociados a dichos descubrimientos.

En materia de sísmica, Ecopetrol, en forma directa, ha procurado realizar aproximadamente el 50% del total nacional, no solamente orientada a sus proyectos exploratorios, sino además con el objeto de ampliar el conocimiento geológico del país y la frontera petrolera como mecanismo de promoción de nuevas áreas.

Durante el periodo 1982-1992, para desarrollar las actividades de exploración geofísica, Ecopetrol invirtió 246.2 MUS\$'93 y en la perforación exploratoria 324.5 MUS\$'93, lo cual establece una relación entre una y otra actividad de 3:4. La alta incidencia de la exploración geofísica puede atribuirse a las actividades de reconocimiento general de las cuencas. De las anteriores cifras se concluye que la perforación exploratoria arroja un promedio anual de gasto de 29.9 MUS\$'93, lo cual sería una cuantía baja para efectuar esta gestión con un componente importante en áreas que demanden una perforación de pozos complejos como los del piedemonte llanero o en zonas de frontera.

La perforación exploratoria directa durante los últimos seis años ha venido decayendo aceleradamente. La figura No. 5.2 muestra la evolución en términos de número de pozos exploratorios, comparada con la de concesión y de los asociados. En el período 1987-1993, por exploración directa se descubrieron 144 millones de barriles, con una inversión de 300 MUS\$, lo cual permite decir que se cumplió aproximadamente el objetivo de reponer el volumen de crudo producido. Se aduce para este desempeño el agotamiento y la no generación oportuna de nuevos prospectos, el no contar con la mejor estructura organizativa para el desarrollo de los planes exploratorios, la situación de orden público y la rigidez de los procesos de contratación. Este último factor podría cambiar favorablemente con la Ley 80/93 sobre procedimientos para la contratación en empresas del Estado. También puede influir

considerablemente en estos resultados la falta de competitividad de la Empresa en materia salarial, para mantener el personal experimentado y especializado, y la no utilización de mecanismos para tener acceso al capital de riesgo necesario que complemente los recursos propios y aporte las más modernas tecnologías.



Considerando el decenio 83/93, en términos exploratorios de pozos y reservas, se conforma una *Campana de Gauss*, donde la actividad más favorable se presentó en los años 87-88, pero tanto al principio como al final del período el alcance obtenido es pobre.

Durante 1993, Ecopetrol perforó 6 pozos, de 8 programados y se encontraron 143 GPC de gas natural, sin éxito en materia de crudo.

**La producción directa:** Los distritos tradicionales de producción de la Empresa (Norte, Sur, El Centro y el más reciente de Provincia) han sido el resultado de reversiones a la nación de antiguas concesiones ya en su etapa de declinación.

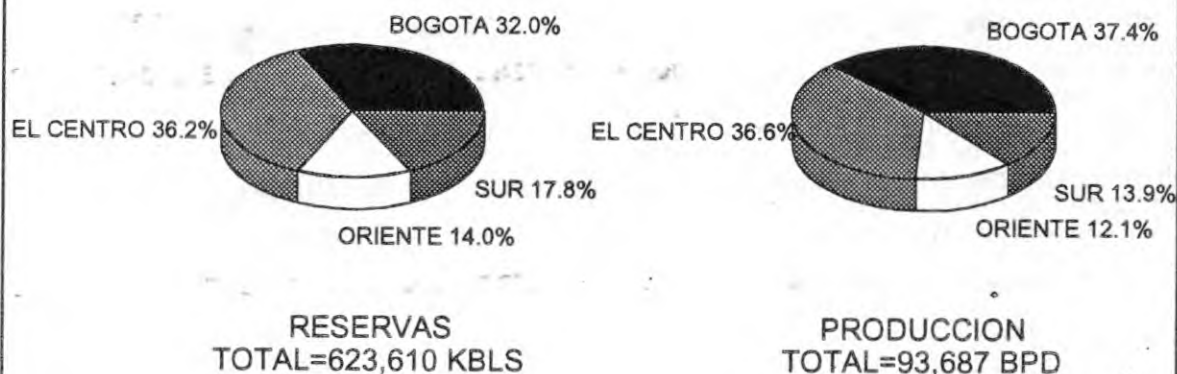
Estos distritos concentran gran parte de la producción directa del país, pero sus instalaciones son viejas y se recibieron con una carga laboral importante.

En la figura 5.3 se muestra la distribución, por distrito, de reservas remanentes de crudo y la producción promedio durante 1993 y en la figura 5.4, los costos promedio de producción por barril.

En el distrito Sur, se ha logrado intensificar la actividad exploratoria en áreas circundantes y se ha podido mantener niveles de producción con indicadores de gestión y costos satisfactorios.

En el distrito El Centro se recurrió, en el pasado, a costosas inversiones para efectuar recuperación mejorada, que no dio los rendimientos esperados pero ha permitido mantener sus niveles de producción a costos apenas sostenibles a los precios de hoy. La producción del distrito está nuevamente en proceso de declinación.

**FIGURA 5.3**  
**RESERVAS-PRODUCCION DIRECTA**  
AL 31 DE DICIEMBRE DE 1993



La declinación en la producción de yacimientos del área de Tibú ha sido acelerado, no se tiene perspectiva de recuperación y sus condiciones económicas de producción no son favorables, con costos de producción de algunos campos que superan hoy los precios de exportación del crudo colombiano.

El único sector nuevo de producción importante que ha surgido de la actividad directa de Ecopetrol es Apiay, explotado con criterio y técnicas modernas y en condiciones económicas rentables.

Las tasas promedio de crecimiento en la producción de petróleo, obtenidas entre 1982 y 1992, establecen unos indicadores del siguiente tipo:

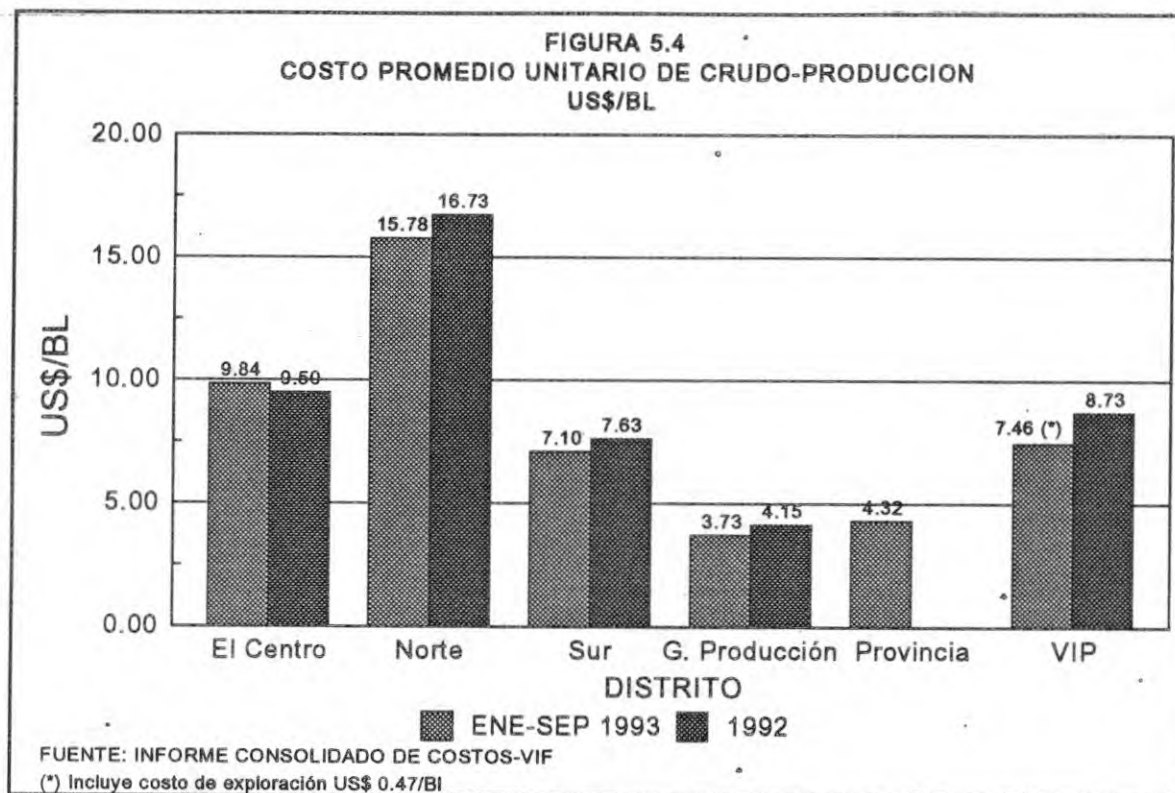
Distrito	Tasa de Crecimiento de la producción (%)
	Promedio Anual
El Centro	-0.7
Orito	-2.8
Tibú	-4.8
Bogotá (Apiay-Otros)	62.4
Integral	2.7

Este panorama puede reflejar el resultado de una política de exploración de bajo riesgo, en las áreas más conocidas, pero a la vez de muy poca posibilidad de hallazgos importantes. De otra parte, refleja también el poco éxito de la Empresa en ejecutar solo operaciones rentables y en implementar estrategias que permitan racionalizar la utilización del recurso humano. Es claro que la explotación de recursos no renovables constituye un negocio perdedero y como tal se deben desarrollar, a tiempo, planes para su liquidación. Este concepto debe ser manejado con éxito en el futuro de la Empresa.

Otros factores que han impedido la modernización y adecuación de los distritos de Ecopetrol son la fuerza sindical y los acuerdos de tipo convencional, que inhabilitan a



la administración para emprender programas de re-estructuración de personal y de utilización de avances tecnológicos para estas áreas.



Conviene destacar sí que otros campos menores, se están explotando eficientemente en forma directa, bajo nuevos conceptos de administración de la operación de producción, como son los campos de Ortega y Palagua.

**La actividad asociada:** Esta actividad ha vinculado al país un importante volumen de capital al riesgo exploratorio, e igualmente ha sumado al inventario de reservas los mayores volúmenes de crudo y gas natural. Bajo esta modalidad se han descubierto las reservas de Caño Limón, Cusiana y Cupiagua y el yacimiento gasífero de la Guajira, entre otros.

La inversión privada hasta la fecha, bajo la modalidad de asociación, tanto en exploración como en explotación, totaliza un valor cercano a los 4300 millones de US\$. Durante el periodo 1982-1992, para las asociaciones, la tasa de crecimientos de la producción fue del 46.6%, y sin considerar la explotación de Caño Limón, dicha tasa

alcanzó el 21.9%. Esta última tasa se caracteriza por ser alcanzada mediante un crecimiento sostenido y continuo de la producción que aportaba 12.3 KBD en 1981 y llegó a los 101.1 KBD en 1992. Para ese mismo año la participación representaba el 23% de la producción total del país, cuando en 1981 esta misma era de tan solo el 9.2%.

Las participaciones han evolucionado de la siguiente manera:

		Sin Caño	Con Caño
		Limón	Limón
	1981	1993	1993
	(%)	(%)	(%)
Ecopetrol (Directa)	51.0	37.2	20.7
Asociaciones	9.2	48.6	71.4
Concesiones	38.9	14.2	7.9

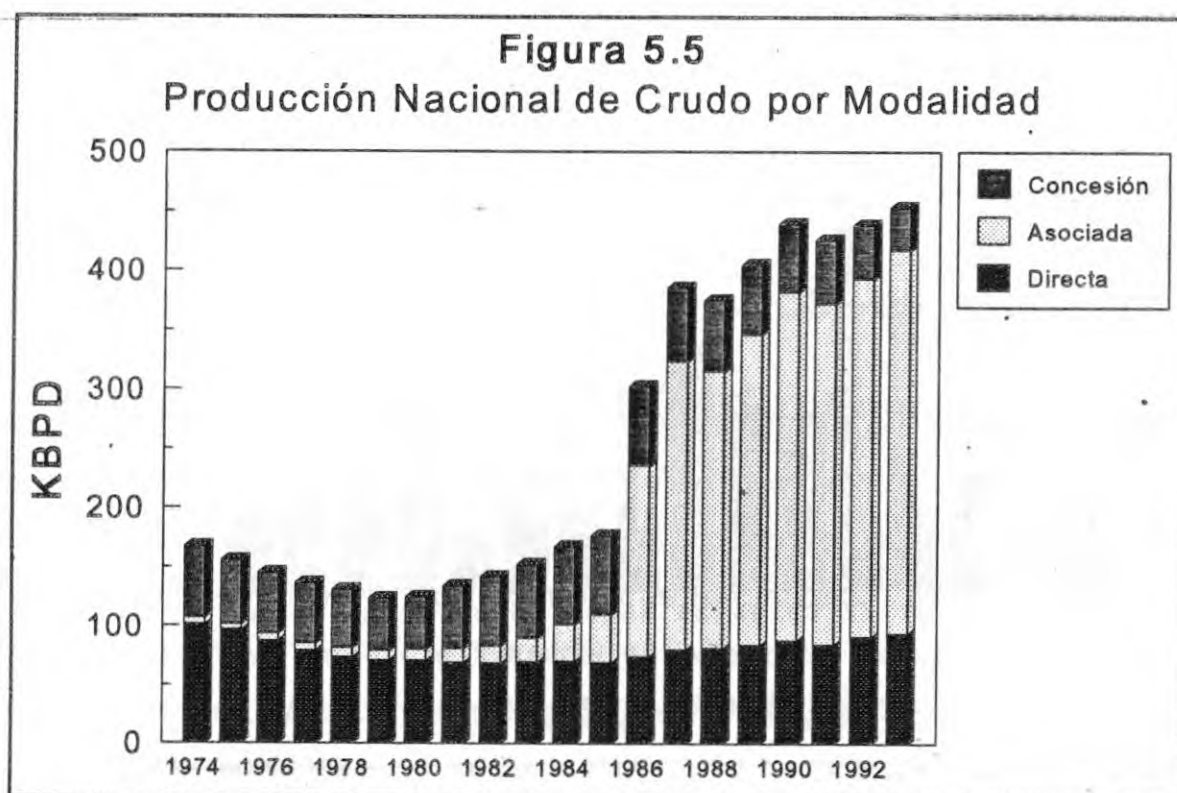
La mayor presencia de las Asociaciones en la producción se debe entre otros motivos, al considerable incremento de los contratos firmados, los cuales pasaron de 42 en 1981 a 82 en 1992, en donde 50 compañías participaban en los diferentes contratos, de las cuales 32 actuaban en calidad de operadoras y las restantes como socias. La Figura 5.5 ilustra la evolución en la producción de crudo en Colombia por modalidad de participación.

Esta mayor cobertura de operación se hace manifiesta en la realización de 516 pozos exploratorios durante el mismo periodo, frente a 110 pozos ejecutados por Ecopetrol y 25 por Concesión, lo cual arroja un promedio anual de 47 pozos, 10 y 2 respectivamente. El pico más alto de la exploración asociada y la directa de Ecopetrol se alcanzan en 1988 con 52 y 20 pozos respectivamente.

Durante el primer lustro de los ochenta la media de contratos vigentes fue de 45, el cual se dispara a 85 como promedio para la segunda mitad de la década pasada; es éste el mejor quinquenio histórico de la actividad exploratoria con un promedio de 51

pozos exploratorios por año, siendo la cuenca de los Llanos la mas activa con 21 pozos anuales, gracias quizás al interés por los descubrimientos de Caño Limón.

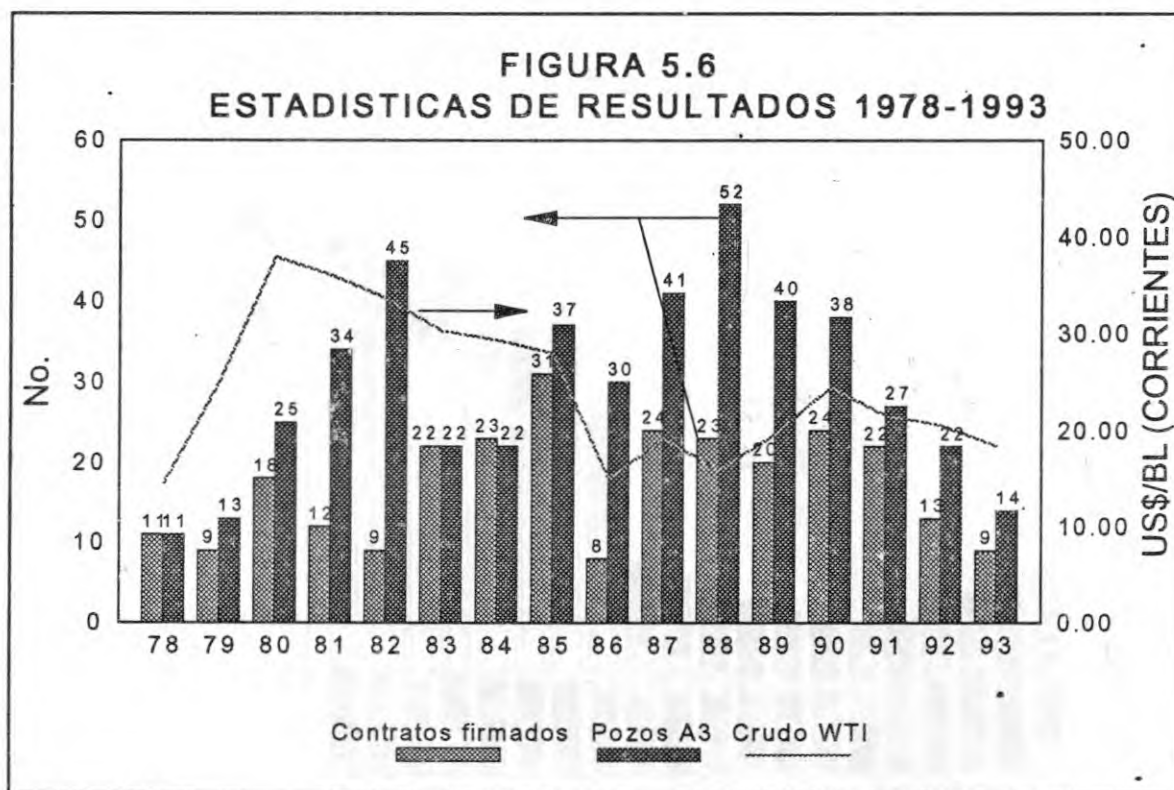
La actividad asociada en término de número de pozos exploratorios perforados ha venido disminuyendo en los últimos seis años, a niveles por debajo de los mínimos históricos, tal como se mostró anteriormente en la figura 5.2.



Esta disminución se atribuye igualmente a problemas de inseguridad, incremento en las cargas tributarias del país, bajos precios del petróleo (que en general a nivel mundial ha hecho disminuir la actividad exploratoria), junto con la creciente competencia internacional en cuanto a estímulos ofrecidos para atraer inversionistas en estas actividades. Se aducen igualmente, factores como el cobro de altas de tarifas de transporte del crudo, con particular incidencia en campos pequeños de producción.

Se creía que los nuevos descubrimientos, que han sido mencionados profusamente en los medios periodísticos del mundo, atraerían renovado interés exploratorio en Colombia, pero hasta ahora, exceptuando las zonas del piedemonte, no se ha

presentado este resultado. Debe anotarse, que el inicio de la disminución de la actividad exploratoria asociada, a partir de 1989, coincide con el cambio en el contrato de asociación que establece que la distribución de la producción se hace en función de la producción acumulada y con la disminución de los precios del crudo, tal como puede apreciarse en la figura No. 5.6.



Dado lo anterior, en marzo/94 se incorporó, para los nuevos contratos de asociación, el factor R, un parámetro internacionalmente reconocido, que permite hacer una distribución de la producción, después de pagadas las regalías, entre Ecopetrol y el socio privado, más razonable y equilibrada, en la que se tiene en cuenta ya no solo el volumen producido, sino también los precios del petróleo, los costos de producción y las inversiones, entre otros. Se establece así un criterio económico y no solo volumétrico para la distribución de la producción.

Cabe señalar que esta reforma, así como las anteriores tiene vigencia para los contratos que se firmen después de aprobada la reforma. El país se ha distinguido siempre por la seriedad, el cumplimiento y el respeto a todos sus contratos.

## El "Downstream" en Ecopetrol:

### Refinación

Ecopetrol cuenta actualmente con una capacidad de refinación de (253.000 BPD), concentrada en el Complejo Industrial (173.000 BPD), Cartagena (70.000 BPD), Apiay (2.500 BPD), Tibú (5.000 BPD), y Orito (2.500 BPD).

En cumplimiento de la misión de satisfacer en forma económica y oportuna las necesidades de combustibles que requiere el país, Ecopetrol ha venido adecuando la infraestructura de refinación mediante proyectos de ampliación y modernización de sus refinerías del Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) y Cartagena (CAR).

Las dos refinerías mayores se han venido estructurando paulatinamente mediante proyectos de ampliación y optimización. El crecimiento del Complejo de Barrancabermeja ha llegado a tales niveles de concentración, que en muchas ocasiones, el Gobierno y la administración de la Empresa, han considerado poco estratégico un mayor ensanche industrial en esta zona, donde confluyen agudos problemas sociales, políticos y laborales. Sin embargo, por criterios de rentabilidad y de adecuación tecnológica se continúa hoy día el proceso de ensanche de su capacidad instalada.

Adicionalmente a los proyectos que actualmente se adelantan en el CIB, como son la nueva Unidad de Craqueo Catalítico de 35.000 BPD, y la modernización y ampliación de las Unidades U-200 y Viscosreductora I, que permitirán incrementar la capacidad de procesamiento del CIB a 197.000 BPD a mediados del año 1995, se adelantarán los siguientes proyectos durante los próximos cuatro años:

- Ampliación de la capacidad del CIB en 50.000 BPD con crudo Cusiana segregado a partir del año 1997 mediante la construcción de una nueva unidad atmosférica y

la modernización de la Unidad de Craqueo Catalítico Modelo IV, con una inversión de 200 MUS\$, con lo cual el CIB alcanza una capacidad de 247.000 BPD.

- Modernización de las Unidades de crudo y craqueo catalítico de la refinería de Cartagena.

En lo que respecta a los rendimientos de productos blancos (GLP, Gasolinas y Destilados Medios) y de productos negros (Combustóleo, Alquitrán Aromático y Asfaltos) éstos son en promedio, tanto para el CIB y CAR, del 68% y del 30% respectivamente, clasificándose ambas refinerías dentro de un nivel de conversión media, considerando las características de los crudos que se procesan (24-26 ° API).

Estas refinerías adolecen de altos costos de operación y dentro de ellos se destaca el nivel de los costos de mantenimiento, éstos últimos atribuidos, entre otros, a la carencia de un programa de reposición de plantas y equipos, a la necesidad de reducir el riesgo de cualquier parada no programada frente a la estrechez operativa y de almacenamiento y la calidad misma de los crudos (muy ácidos) que se hace necesario cargar a las refinerías.

Con relación a los costos unitarios de operación, se muestra a continuación un resumen por refinería para el año 1992:

	<u>CIB</u>	<u>CAR</u>
<u>US\$/BL crudo</u>		
<u>Costos Directos</u>		
- Mano de obra	0.23	0.21
- Servicios industriales	0.29	0.36
- Servicios y Materiales de mantenimiento	0.76	0.51

- Materiales de proceso	0.11	0.10
- Apreciación	0.08	0.10
- Otros	0.17	0.45
<b>Subtotal Costos Directos</b>	<b>1.64</b>	<b>1.73</b>
Costos asignados	0.57	0.57
<b>Total Refinería</b>	<b>2.21</b>	<b>2.30</b>
Costos fijos	1.24	1.36
Costos variables	0.97	0.94

(1) Se excluyen las plantas petroquímicas.

Un análisis de estos costos para 1992 indica lo siguiente:

En el CIB/CAR, los costos fijos representan el 56/59% de los costos totales y los variables el 44/41%. De los costos fijos, los servicios y materiales de mantenimiento representan el 34/22% de los costos totales y la mano de obra el 10/9%.

La firma Solomon Associates, Inc. ha desarrollado una metodología que permite medir la competitividad de una refinería en sus áreas financiera, administrativa y técnica, a través de indicadores de desempeño, comparándolos contra valores estándar obtenidos de refinerías eficientes en diferentes regiones del mundo (U.S.A., Latinoamérica, Europa, etc.).

Los resultados del análisis efectuado para el CIB y CAR para el año 1992 y su comparación con un grupo de refinerías de Latinoamérica y U.S.A. fueron los siguientes:

<u>Indicador de Desempeño</u>	<u>Latinoamérica</u>	<u>USA</u>	<u>CIB(*)</u>	<u>CAR</u>
Consumo de Energía (%)	142	98	183	128
Mantenimiento (US\$/EDC)	26.3	25.2	30.8	41.1
Personal equivalente (Pers./100KEDC)	210	51	201	271
Costos operación (USc/EDC)	80	34	35.1	41.2
Utilización de la Refinería (%)	76.4	80.1	83.6	82.8
Retorno de Inversión (%)	10.6	4.1	6.5	3.6
Margen Neto (US\$/BI)	0.19	2.62	1.8	0.84
Expansión volumétrica	70	70	67	69

(\*) Solo la parte de refinación de crudos y fondos. Excluye petroquímica

EDC: Capacidad Equivalente de Refinación

Se concluye, de los valores de los indicadores de desempeño que, a pesar de tener unos costos operativos y un factor de utilización de la capacidad en niveles aceptables, para lograr una mayor competitividad en nuestras refinerías se requiere tomar acciones tendientes a reducir los consumos energéticos y los altos costos de mantenimiento, adecuar la infraestructura administrativa y elevar los niveles de conversión hacia productos blancos y de mejor calidad mediante la modernización y adecuación tecnológica.

Estas acciones deberán orientarse hacia:

- Actualización mecánica y metalúrgica de los equipos
- Orientación hacia el mantenimiento preventivo



- Actualización tecnológica orientada hacia la reducción de combustóleo
- Automatización de las plantas
- Optimización de los sistemas de generación y distribución de servicios industriales
- Reestructuración administrativa basada en unidades de negocio y soportada en planes de formación y desarrollo continuo.

Otro factor que demandará un gran reto en esta actividad es la necesidad de suministrar combustibles más compatibles con el medio ambiente.

Igualmente, el atraso tecnológico en el grado de conversión de las refinerías nacionales y el amplio campo para mejorar la calidad de los combustibles hace imprescindible el diseño de esquemas de procesamiento y de financiación de los mismos que hagan viable la mayor eficiencia dentro de un escenario de inversión directa muy limitado.

La refinación en el país constituye uno de los monopolios estatales, que no alcanza a responder a la demanda nacional de combustibles. Si bien en el pasado Ecopetrol planteó la construcción en forma directa de una nueva refinería, por razones de disponibilidad de recursos financieros ante la necesidad de atender proyectos mas prioritarios para el país, como el desarrollo de Cusiana y el programa de masificación de gas y ante la necesidad de vincular al sector privado, el proyecto ha sido suspendido temporalmente. El país y Ecopetrol deben estructurar un programa de promoción y establecer las bases para la vinculación del capital privado al incremento y modernización de esta actividad en Colombia.

#### Petroquímica:

El complejo de Barrancabermeja dispone de alguna integración petroquímica con pequeñas plantas de aromáticos, parafinas, alquilos, y polietileno. Estas plantas están

incorporadas a la infraestructura de refinación, por lo cual su definición contable dificulta la determinación precisa de sus costos y su competitividad.

Actualmente el sector petroquímico mundial atraviesa una situación poco favorable. En Colombia, de otra parte, los procesos de apertura e integración, especialmente con Méjico y Venezuela, ambos países con un fuerte desarrollo petroquímico y bajos costos de producción, han comprometido la competitividad de algunas de estas plantas y han hecho difícil, por ahora, el planteamiento de cualquier nueva expansión del sector petroquímico colombiano en general.

Sin embargo, la actual situación del país en materia de reservas de gas natural y de petróleo, plantea nuevas posibilidades de desarrollo de este sector. Debido al considerable monto de inversiones requeridas, al modelo de desarrollo impulsado por el Gobierno Nacional, y al nuevo papel que deben jugar las empresas del Estado. Ecopetrol podrá ampliar o modernizar sus instalaciones existentes, pero no podrá participar en la ejecución de nuevos proyectos petroquímicos. Se hace necesaria la activa participación del sector privado, para la cual se deberán definir las disponibilidades, condiciones económicas y los parámetros de suministro de materias primas, e insumos básicos disponibles en el país.

Con el propósito de incentivar el desarrollo de la industria petroquímica nacional en forma eficiente y competitiva en el largo plazo, el Gobierno Nacional definió la política de venta de algunos insumos por parte de Ecopetrol (Documento CONPES Feb./94), en la cual se introducen dos mecanismos de venta de insumos por parte de la Empresa: un esquema de estabilización de precios y un crédito de proveedor para nuevos productos.

### **Transporte y almacenamiento:**

La actividad de transporte y almacenamiento ha sido una de las más exigidas en su expansión, debido a las tasas crecientes de la demanda, a los paulatinos descubrimientos de crudo y al crecimiento de los excedentes exportables. La indefinición en que ha permanecido por varios años la construcción de una nueva

refinería, ha implicado la adecuación permanente de los sistemas para importación de gasolinas.

En el transporte de crudo, dada la conveniencia que para el productor privado representa la adecuada existencia de líneas de evacuación de los crudos, se ha logrado una importante participación de las compañías en la construcción de los oleoductos y almacenamiento para la producción.

Debe destacarse que en los últimos cinco años, Ecopetrol ha realizado la construcción del Oleoducto Central de los Llanos y la ampliaciones en algunos sectores de la red nacional, tendientes a garantizar las cargas a refinerías y a evacuar el combustóleo desde Barrancabermeja. Adicionalmente, la construcción del oleoducto Tenay-Vasconia a través de la sociedad del oleoducto del alto Magdalena y de la cual Ecopetrol posee el 49% y la construcción del oleoducto de Colombia entre Vasconia y Coveñas, por la sociedad del mismo nombre.

La política actual para el desarrollo de la red de oleoductos desde los campos de producción hasta la refinerías o puertos de exportación, hace prever que dicha actividad esté a cargo de las empresas productoras o de las asociaciones.

En materia de transporte de crudos, se destacan como los proyectos más importantes para los próximos tres años, entre otros, el que se viene adelantando para el transporte de 500 KB/D de crudo Cusiana, entre los Llanos, Vasconia y Coveñas; y las ampliaciones, actualmente en ejecución, de los oleoductos Apiay-El Porvenir y Vasconia-Galán.

En materia de poliductos, la situación ha sido bien diferente, debido a que se tiene una estructura de precios de productos regulada, que no ofrece estímulos para la participación de los particulares y por lo tanto el transporte de productos ha sido un monopolio casi exclusivo de Ecopetrol.

Las inversiones efectuadas durante los últimos cinco años han estado orientadas a mantener los actuales sistemas, con ampliaciones en sus capacidades de bombeo

acordes con los requerimientos de la demanda de combustibles. Estas inversiones fueron hechas por Ecopetrol directamente., destacándose, entre otras, la ampliación a 72 KB/D del poliducto Pozos Colorados-Galán y la nueva línea submarina y monoboya en Pozos Colorados.

Para los próximos cinco años, con el propósito de garantizar el abastecimiento de la demanda de combustibles, se requiere de la oportuna entrada en servicio de las siguientes ampliaciones: Pozos Colorados-Ayacucho (1995), Mariquita-Gualanday (1995), Galán-Bucaramanga (1995), Galán-Sebatopol (1995), Sebastopol-Medellín (1996) y la construcción de los poliductos Bahía Málaga-Buga (1997) y Vasconia-Bogotá (1997).

Dentro del proceso de planeación y desarrollo en el largo plazo, se evalúan nuevas opciones de suministro de hidrocarburos, como en el caso de un nuevo poliducto entre la costa norte y el centro del país, permitiendo una mayor flexibilidad en el abastecimiento y diversificando las fuentes de suministro.

Debe anotarse también que las condiciones que la nueva Constitución demarca en materia de protección ambiental y de influencia regional y de las comunidades, ha dificultado la pronta estructuración de algunos proyectos de transporte, como en el caso del ingreso alterno de gasolinas por Bahía Málaga, situación que conjugada con la presión de los grupos guerrilleros a la infraestructura petrolera nacional, entorpece más la adecuada respuesta al abastecimiento de combustibles al país.

Con relación a los sistemas de almacenamiento de combustibles se distinguen dos tipos dependiendo de su manejo: el operativo, de propiedad de Ecopetrol y el del distribuidor mayorista. Con respecto al operativo, la Empresa ha venido incrementando el almacenamiento en las estaciones de conmutación (Puerto Salgar y Sebastopol, entre otras) y en las refinerías de CIB y CAR, dando así una mayor flexibilidad operacional e incrementando los días de consumo en inventario.

En relación con el almacenamiento de los distribuidores, Colombia ha venido perdiendo su capacidad estratégica, estimada tradicionalmente en 15 días de

consumo. Los distribuidores mayoristas no sienten estímulo o reconocimiento, a través de un margen adecuado, para invertir en esta necesidad nacional y se requiere rápidamente incrementar la capacidad de almacenamiento, ya sea por parte de Ecopetrol y/o ingeniar nuevos mecanismos para lograr involucrar a los particulares en este proyecto.

### El manejo del gas natural:

La industria del gas ha tenido un lento crecimiento durante la última década, con incrementos de consumo promedio anual inferiores al 1%, pasando de 381 MPCD en 1984 a 412 MPCD en 1993, concentrado principalmente en la Costa Norte, y, en menor medida en Santander, Huila y Bogotá.

Esta situación se ha originado por la falta de un mercado consolidado que justifique la búsqueda y desarrollo de nuevas reservas, mientras que la falta de suficientes reservas no han permitido la creación de estos mercados, creándose un indeseable círculo vicioso.

A esta situación se suma la inadecuada estructura de precios de los diferentes energéticos en el país y la falta de una clara política de planeación energética integrada.

El Gobierno Nacional y Ecopetrol conscientes de la importancia del desarrollo de esta industria, han venido trabajando en la formulación de un plan de masificación del gas en el país.

El objetivo de este plan contempla la utilización del gas natural en los grandes centros de consumo, induciendo al uso eficiente de los energéticos existentes y sustituyendo aquellos que son más costosos en diferentes sectores de demanda. Este objetivo está ligado a una política de diversificación energética que busca balancear la canasta de consumo en los diferentes sectores, mediante señales claras de precios y una adecuada oferta.

En el corto plazo, debe considerarse una estrategia que permita solucionar los actuales problemas que tiene el programa de gas para desarrollarse: la **falta de infraestructura de transporte y la inexistencia de un mercado** .

Teniendo en cuenta que las actuales reservas del país (7.500 GPC) son suficientes para abastecer la agresiva penetración de la demanda proyectada, se requiere disponer de un sistema de precios competitivos que, pagando los costos de abastecimiento, garanticen el crecimiento de la demanda, antes que un sistema con precios altos para incentivar la exploración de gas.

Simultáneamente debe trabajarse en la creación de la empresa transportadora de gas ECOGAS para que asuma todas las obligaciones de transporte adquiridas por Ecopetrol, cuando se inicie el suministro de gas en los nuevos centros de consumo, y en la creación de compañías comercializadoras que permitan a los nuevos usuarios el acceso al mercado libre.

#### **Otras actividades no operativas:**

##### **Area Comercial :**

La actividad comercial de Ecopetrol se ha dividido en las siguientes cuatro áreas: comercio exterior, combustibles líquidos, gas y combustibles domésticos y la de productos refinados y petroquímicos.

El área de comercio exterior ha manejado principalmente las importaciones de gasolina que el país ha requerido y por otra parte las exportaciones de combustóleo y los excedentes de crudo de Ecopetrol. Debido a que los relativamente pequeños volúmenes transados en el comercio internacional, no le dan a la Empresa una posición dominante en el mercado, su actividad se ha orientado mas hacia la venta en un mercado abierto, que a la de una actividad agresiva y de búsqueda de

oportunidades para la maximización de ingresos. La actividad de comercialización posiblemente se va a desbordar en los próximos años hacia el exterior, con la exportación de importantes volúmenes de crudo y conviene plantear si los mecanismos y la estructura actual, es que han respondido satisfactoriamente en el pasado, permitirían el manejo adecuado de esta actividad en el futuro. Ecopetrol deberá considerar la comercialización de productos mediante maquila (alquiler comercial) en refinerías en el exterior o asociaciones con refinadores posicionados, como forma complementaria de vender el crudo, si esto favorece su comercialidad.

En el área de combustibles líquidos, la posición monopólica de suministro de la Empresa ha impedido un mayor desarrollo de esta área. Uno de los pocos esfuerzos de comercialización realizado, corresponde al del Crudo Castilla en el sector industrial colombiano. En el corto plazo esta área deberá definir las políticas de compra de productos y venta de crudo a refinadores privados y las reglas de juego que faciliten la importación privada. De ocurrir una pronta liberalización de precios para los combustibles regulados, esta área deberá reforzar sus esquemas vigentes en procura de conservar una posición competitiva de la organización y dar las señales para que toda la infraestructura productiva de refinación y transporte de la Empresa, se adecuen a las necesidades del mercado.

El área de gas y combustibles domésticos ha estado orientada, entre otras, al manejo limitado que han tenido estos combustibles por su restricción en la oferta. Con las importaciones de propano que se adelantan y el programa de masificación de gas natural, se abren grandes retos de desarrollo en esta actividad, principalmente porque hacia el futuro se vislumbra un mercado libre en torno a los grandes consumidores.

Por último el área de productos refinados y petroquímicos estuvo en el pasado, al igual que la de combustibles líquidos, atendiendo una demanda cautiva, con poca competencia nacional o internacional. Hoy, con los procesos de integración con Venezuela y México, competidores en esta actividad, su gestión deberá orientarse hacia el mejoramiento de productos, condiciones comerciales y precios, para que este sector perdure o restrinja su actividad a aquellos productos con alguna posibilidad de competencia.

El área comercial de Ecopetrol deberá orientarse hacia la venta competitiva de sus productos, evolucionando de esquemas comerciales pasados, soportados en despachos de productos en mercados cautivos.

#### Area Administrativa :

La situación del negocio petrolero mundial, comentada en capítulos anteriores, y las particulares del sector en Colombia, muestran la necesidad de adecuar la estructura empresarial de Ecopetrol en varios aspectos. En el pasado reciente se han efectuado modificaciones estructurales menores relacionadas con la supresión de la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos y la creación de la Vicepresidencia Comercial y de la de Transporte y Abastecimiento. También se han creado Direcciones Corporativas como respuesta a los desafíos del entorno: la de Relaciones con la Comunidad, la de Planeación Corporativa y la de Seguridad. A nivel de las dependencias que reportan a la Presidencia de la Empresa se han efectuado igualmente reformas estructurales. Para fortalecer la lucha contra la corrupción se creó la Veeduría. También se han hecho esfuerzos sistemáticos para controlar permanentemente la nómina de personal y avanzar en procesos de contratación -en vías de declinación- en particular en los Distritos de Producción. El último de estos estudios se terminó en 1992. Se requiere no obstante un análisis a fondo de la estructura de primer nivel de Ecopetrol. La última revisión de esta clase fue hecha en 1985 por la compañía Arthur D'Little. El tamaño de Ecopetrol, la complejidad de sus actividades, el recargo de trabajo en los niveles de alta dirección y la necesidad de orientarla hacia afuera, hacen necesario una reorganización que contemple la posibilidad de estructurar a Ecopetrol en empresas por áreas de negocios independientes, convirtiéndola en una especie de Holding.

Los esfuerzos de la Vicepresidencia Administrativa se han dirigido durante los últimos años principalmente a mejorar el clima laboral, como una manera de lograr que la



cultura de Ecopetrol evolucione hacia un estado de mayor equilibrio entre los aspectos técnicos y humanos de la producción.

Esto no ha sido fácil debido a la orientación política de su sindicato de base, la Unión Sindical Obrera -USO- contraria usualmente a la del Gobierno, que hace que la acción de la Vicepresidencia Administrativa esté orientada la mayor parte del tiempo a la prevención y solución de los problemas laborales que nacen de la confrontación política. El poder de la USO, derivado de la naturaleza pública de la misión de Ecopetrol, hace del manejo de las relaciones laborales de la Empresa una área estratégica de importancia fundamental.

Aunque se ha avanzado notoriamente en el mejoramiento de las relaciones laborales mediante el uso de la negociación en lugar de la fuerza, parece inminente una confrontación con la USO si ésta continúa insistiendo en modificar, aún a costa de una huelga, el modelo económico del Gobierno y en no variar aspectos de la actual Convención Colectiva de Trabajo inconsistentes con las circunstancias en las que la Empresa se está viendo obligada a trabajar. Ecopetrol debe estar preparada para esta eventualidad.

Para poder hacer frente a una posible parálisis operacional es absolutamente necesario contar con la colaboración del personal directivo de Ecopetrol -aproximadamente el 50% del total de empleados de la Empresa- pues es éste el que pone en marcha el Plan de Emergencia, necesario para seguir operando lo esencial. Infortunadamente se percibe en el momento actual una ruptura del "contrato psicológico" con dicho personal, derivado del cambio que las nuevas filosofías económicas han obligado a efectuar en Ecopetrol, substituyendo el anterior concepto de "comunidad" en donde la solidaridad con valores basados en un sentido de cuerpo y respeto a la tradición, la antigüedad y la jerarquía, están siendo conmocionadas por las exigencias de la competitividad. Investigaciones recientemente terminadas por firmas de consultoría externa, señalan que los aspectos de comunicación

interpersonal, posibilidades de ascenso, integración y motivación, son percibidas en forma crítica por el personal directivo.

A esto se ha unido el protagonismo que la fuerza sindical ha tenido en la lucha por mantener a Ecopetrol dentro de lineamientos administrativos del pasado, defendiendo causas que pueden compartir gran parte del personal directivo, en particular aquellos que han hecho tránsito desde la base. El personal directivo siente que se ha quedado al margen de un tema sobre el que también quiere opinar.

La política de control de la inflación a través de los aumentos salariales del sector público, los topes impuestos a la remuneración del personal directivo de las empresas industriales y del Estado y por consiguiente al resto del personal de estas organizaciones, han contribuido a que Ecopetrol se haya alejado notoriamente -aún incluyendo el paquete prestacional, que en la Empresa es variado y abundante- de la mediana del sector industrial, definida como punto de referencia por la Junta Directiva de Ecopetrol, y muchísimo más del sector petrolero internacional. Esta situación afecta a la alta dirección de la Empresa y a algunos cargos profesionales demandados por las multinacionales del petróleo. También a oficios del área jurídica afectados por los aumentos hechos por el Gobierno al sector judicial.

Es necesario replantear el contrato psicológico que se tiene con el personal directivo si se desea mantener el equilibrio de poder con la USO. Esto puede implicar modificar algunas concepciones que si bien tienen cabal aplicación al sector central del Gobierno, no son consistentes con la tesis de competitividad que se predica para las empresas industriales y comerciales del Estado.

Igualmente será necesario trabajar en forma más intensa en la creación de mecanismos de participación que devuelvan a la nómina directiva el sentido de protagonismo que han perdido permitiéndoles opinar y decidir en los asuntos que tienen que ver con su trabajo.

Todo lo anterior, implica continuar trabajando en la modificación del clima organizacional de la Empresa en particular en todo aquello relacionado con la remuneración de cargos claves y en los aspectos de la cultura que fortalecen una concepción autocrática del ejercicio de la autoridad.

Los programas de Mejoramiento del Clima Laboral, relacionados con modificaciones estructurales y/o de procesos han tenido un resultado aceptable. Se ha podido, en especial, establecer sólidos mecanismos institucionales de comunicación con la base, que han permitido a la Administración poder entenderse con ella en momentos de conflicto, complementando la información proporcionada por el Sindicato. Las estrategias de trato a la USO, orientadas a estimular la confrontación pacífica también han funcionado. En donde los avances han sido menos estimulantes es en lo tocante con la modificación de la cultura organizacional. A pesar de un extenso programa educativo liderado por la Vicepresidencia Administrativa, en donde han colaborado la Universidad de los Andes, la Universidad EAFIT y prestigiosos asesores nacionales e internacionales, la organización sigue siendo en alto grado resistente a la implantación de modelos de liderazgo participativos. Estos esfuerzos se continuarán en los próximos años, buscando lograr la masa crítica que elimine la resistencia a una modificación cultural, que, como vimos, se hace necesaria en estos momentos si se quiere lograr un cambio a fondo en la Empresa.

Aunque las técnicas de confrontación sindical han cambiado y la lucha laboral en este momento es más racional que antes, subsisten reductos sindicales con influencia sobre la base, que insisten en métodos rudos de confrontación con abierta violación de la legislación laboral, y en algunas ocasiones de la penal. Buscando desarrollar relaciones más armónicas con la dirigencia sindical, la administración ha sido reacia a emplear soluciones de fuerza, no obstante la situación parece indicar que mirando el inmediato futuro y ante la persistencia en seguir usando métodos ilegales de lucha, la Empresa deberá endurecer su posición frente a los desafíos a la autoridad gerencial.

La violencia del entorno ha golpeado duramente a Ecopetrol en los últimos años. Más de medio centenar de trabajadores asesinados debido a su participación en actividades políticas o como represalia por haber cumplido con sus obligaciones laborales, dan fe de esto. La Empresa se ha visto obligada a mantener un costoso programa de protección de personal, para disminuir la posibilidad de atentados contra la vida de sus trabajadores.

Algunos dirigentes sindicales han sido detenidos por las autoridades sindicados de participación en actividades subversivas. Todo esto ha contribuido a enrarecer aún más el clima laboral. Para los próximos años se predice que el manejo de las relaciones obrero patronales continuará siendo crítico en Ecopetrol, pero a diferencia de lo que sucedía en el pasado habrá necesidad de preocuparse más por el personal directivo. La liberación de restricciones de tipo jurídico que limitan la flexibilidad de la administración para hacerle frente a la situación laboral y que le permitan manejar adecuadamente los desafíos del entorno, parece ser necesaria si se quiere continuar en la tarea de modernizar la Administración de Personal de Ecopetrol.

#### Area de Planeación :

La planeación corporativa no ha logrado desarrollar una cultura empresarial, que conjugue esfuerzos para lograr un proceso continuo y participativo. El peso de lo urgente y lo urgente de las decisiones operativas, mantiene en un horizonte lejano la importancia de la planeación. Posiblemente uno de los elementos mas conflictivos en el desarrollo de la Empresa, es la planeación aislada de los entes directrices del sector energético y del marco macroeconómico en vigencia.

Igualmente no existe en el área de la planeación corporativa una relación funcional con los unidades de planeación de los diferentes negocios, dificultando el esfuerzo de planeación integrada de la Empresa. Ciertamente, el éxito de la planeación estratégica

radica en gran medida en la coherencia entre la planeación a nivel corporativo y aquella a nivel táctico y operativo.

Sin embargo, se han realizado esfuerzos dentro de la organización como lo son la elaboración de los planes de desarrollo con visión estratégica de la Empresa en el mediano plazo, y la gestión corporativa de manejo de proyectos de inversión.

La planeación deberá hacerse dentro de los lineamientos políticos y los planes indicativos que trace el gobierno para el sector de los hidrocarburos, buscando un consenso con las entidades del gobierno que se requiera, para lograr que la vigencia de los planes de desarrollo petrolero del país perduren y mantengan la continuidad necesaria.

#### Area de Seguridad Corporativa:

En los últimos años, el recrudecimiento de acciones de sabotaje y de la delincuencia común, han obligado al fortalecimiento de los aspectos de seguridad tanto para Ecopetrol, como para el resto de la industria petrolera.

Los riesgos más frecuentes a los que está expuesto el desarrollo de actividades del sector petrolero son:

- Secuestro y pérdida de vida de funcionarios y trabajadores
- Daños a equipos y atentados terroristas a oleoductos, poliductos y estaciones
- Hurto de combustibles
- Secuestro de helicópteros al servicio de la industria
- Robo de materiales

A continuación se resaltan algunos hechos que dimensionan esta aguda situación:

- En los últimos cuatro (4) años se han presentado nueve (9) secuestros a trabajadores de Ecopetrol y 58 asesinatos de trabajadores en Barrancabermeja.
- En el mes de mayo/94 en el departamento de Casanare la subversión le incendió un equipo a la compañía Sismocol, cuyo valor fue de \$-200'000.000.00 aproximadamente.
- Atentados terroristas a oleoductos y poliductos con parálisis de los bombeos.

Los oleoductos de crudo que han sido objeto de atentados son:

Caño Limón Coveñas: 133 en 2 años y 329 en 9 años de producción.

Colombia: 37 en 2 años.

Transandino: 27 en 2 años.

- Actos terroristas contra estaciones de bombeo y otras instalaciones fijas.

Las Estaciones de Orú y Coveñas han sido objeto de actos terroristas en daños de equipos.

- En los años 1992 y 1993 se detectaron 802 y 562 perforaciones respectivamente a la tubería y el hurto de combustible en estos años fue estimado en 30.000 y 15.000 millones de pesos.

Con las medidas que se vienen tomando se espera para el año 1994 reducir el hurto a una cifra cercana a los 10.000 millones de pesos.

- Entre septiembre y noviembre de 1993 se secuestraron 5 helicópteros al servicio de compañías dedicadas a la sísmica.
- Robo de materiales en los campos donde se llevan a cabo actividades de explotación de crudo.

Las principales consecuencias que pueden tener las acciones de la subversión, dependiendo de donde ocurran dichas acciones, estaciones, oleoductos, poliductos, refinerías, se relacionan a continuación:

1. Afectan la economía de las empresas petroleras y la balanza comercial del país.
2. Elevan los costos de operación de todas las actividades del petróleo.
3. Impiden lograr unos mejores precios para el petróleo por la incertidumbre en las entregas del producto.
4. Encarecen el costo de los proyectos del sector petrolero; haciéndolos menos rentables, comparados con inversiones en otros países.
5. Ocasionan retrasos en los diferentes proyectos que los encarecen. En la construcción del Oleoducto Colombia se quemó maquinaria por valor de 120.000 millones de pesos.
6. Pueden afectar las cargas a las refinerías, lo que se traduce en mayores importaciones de faltantes de combustible.

7. El suministro oportuno del combustible puede verse afectado a nivel del país o región dependiendo de dónde ocurra el atentado (refinería-poliducto, estaciones de bombeo).
8. Desperdicios de recursos no renovables al no poderse recuperar la mayor parte del crudo derramado.
9. Impiden el desarrollo de las regiones productoras por menor recibo de regalías.

En la sola Asociación Cravo Norte como consecuencia de los atentados al oleoducto Caño Limón Coveñas, se han dejado de causar regalías por una cifra cercana a los 60.000 millones de pesos.

10. Conlleva a desviar grandes cantidades de dinero de sectores prioritarios y rentables como lo son el sector social, educativo, industrial, para atender la seguridad del sector petrolero, especialmente por el incremento de la Fuerza Pública.
11. Deterioro del ambiente y grandes daños ecológicos que toma mucho tiempo su recuperación (fauna, flora y agricultura).
12. Deterioran la imagen de Colombia ante la comunidad internacional, dificultando las llegadas de capitales extranjeros.
13. Disminuye la producción de los campos y puede llegar al cierre de pozos y campos dependiendo de la magnitud de los daños ocasionados en cualquier atentado.

Para la ejecución presente y futura de los proyectos del sector, la variable de seguridad deberá ser cuantificada tanto en los presupuestos de inversión, como en la



estructuración de un plan integral de seguridad, que permita ser implantado desde la etapa de construcción y posteriormente durante la operación misma del proyecto.

#### Area de Investigación y Desarrollo:

La investigación y desarrollo constituyen un importante elemento de competitividad y éxito en el negocio petrolero. A pesar de algunos esfuerzos, la Empresa, concentrada en su carácter operativo, no ha sido exitosa en definir las áreas y particularizar la investigación que debe realizar el ICP, para que le brinde con éxito el mejor soporte tecnológico que requiere Ecopetrol. Se nota tendencia hacia la multiplicidad de áreas de investigación, hacia el crecimiento de la oferta de servicios de soporte operativo y algunas áreas tecnológicas de investigación han quedado tardías en la culminación de su utilización comercial. Estos elementos deben ser motivo de mayor análisis para lograr del ICP, en un tiempo prudencial, una prestación de soporte de I & D competitivo y ampliado por lo menos a nivel del sector petrolero latinoamericano, incluyendo asistencia técnica especializada en los diversos procesos de la industria petrolera.

Las principales actividades adelantadas en la actualidad por el Instituto son:

1. Desarrollo y optimización de procesos y productos de refinación, petroquímica y transporte.
2. Investigación en asuntos ambientales para evitar, mitigar y remediar efectos ambientales de los productos y de las actividades de la industria en el ecosistema.
3. Tecnología de materiales para apoyar la modernización y conservación de la infraestructura de la industria petrolera en el país.
4. Modelamiento geológico integrado de cuencas sedimentarias para disminuir el riesgo exploratorio
5. Métodos de optimización en la explotación de hidrocarburos, para el incremento de la producción y disminución del costo por barril

6. Métodos de simulación y computación utilizando sistemas expertos en exploración y producción de hidrocarburos. Modelamiento de yacimientos, procesos y elementos mecánicos.

#### Gestión Ambiental:

Como ya se mencionó en el Capítulo anterior, la variable ambiental se constituye en un factor de gran importancia para el desarrollo y normal ejecución de la actividad petrolera presente y futura. Ecopetrol debe ser partícipe del control y la vigilancia del cumplimiento de normas y procedimientos por parte del sector.

Consciente de su responsabilidad, la Empresa ha venido trabajando en los diferentes campos de su operación:

- Se ha elaborado un procedimiento para la gestión ambiental de proyectos, que incluye entre otros: la elaboración de un perfil ambiental del proyecto, una prefactibilidad acompañada de un diagnóstico de alternativas, la factibilidad con la elaboración y presentación del estudio de impacto ambiental, el diseño, la definición de obligaciones de los ejecutores del proyecto y por último una interventoría y auditoría ambiental.
- Igualmente se adelantan medidas de control en cada una de las operaciones de la Empresa, tendientes a disminuir al máximo el impacto de la actividad industrial en el medio ambiente, principalmente en el control de efluentes líquidos, sólidos y gaseosos y en programas y planes de contingencia.

Ecopetrol, a nivel nacional, en lo que va de los años 90, ha invertido en proyectos de prevención y control del impacto ambiental, mas de 120 millones de dólares.

El gran reto que deberá afrontar la Empresa en materia ambiental hacia el futuro, deberá ser el de incorporar en cada una de las etapas de su operación, una evaluación

que involucre oportunamente el costo ambiental, la minimización de impactos y la mitigación, a través de la tecnología o de planes de manejo ambiental previamente establecidos, que le permitan un desarrollo armónico de su actividad industrial. La reglamentación vigente en materia ambiental, jugará un papel preponderante en la planeación y ejecución de proyectos del sector.

#### Area de Informática:

Durante los años sesentas y setentas los esfuerzos de Ecopetrol en el área de informática estuvieron orientados al desarrollo de las aplicaciones básicas administrativas de soporte al negocio. En la década pasada se hizo especial hincapié en el desarrollo de aplicaciones técnicas y al montaje de una mejor infraestructura computacional descentralizada, que permitió a los Distritos de la Empresa, disponer de recursos locales para su desarrollo. En 1990, el diagnóstico realizado por una firma canadiense sobre esta área, identificó la conveniencia de que Ecopetrol orientara sus esfuerzos al desarrollo de nuevos sistemas de información como apoyo al negocio.

En la actualidad el manejo corporativo de la informática en la Empresa ha orientado su accionar con especial énfasis en la planeación estratégica de sistemas, en la necesidad de establecer una arquitectura estandarizada de soporte al negocio, en la administración de datos, en desarrollo de comunicaciones y en la modernización de la gestión informática.

#### Area Financiera :

En materia de finanzas, la Empresa en sus distintos negocios y operaciones se maneja con un grado de integración que no permite distinguir y medir el rendimiento de la inversión en las distintas actividades de la cadena productiva, no se tienen precios de transferencia entre negocios y la estructura de costos apenas se está adecuando, lo cual dificulta establecer indicadores comparativos de eficiencia y de contribución de utilidad al consolidado empresarial.

En el manejo de las finanzas de Ecopetrol ha tenido una gran incidencia las políticas de financiación impuestas por el Gobierno Nacional, debido a las restricciones y el impacto de tipo macroeconómico que tienen en el consolidado del país. En el momento, las exigencias apuntan a disminuir el déficit fiscal lo cual implica utilizar esquemas financieros que no se reflejen en los balances.

En la actualidad, se trabaja en nuevos esquemas de financiación como lo son el BOMT, los leasing y otros similares, la titularización y la constitución de sociedades con aportes del sector privado, como en el caso del oleoducto para Cusiana.

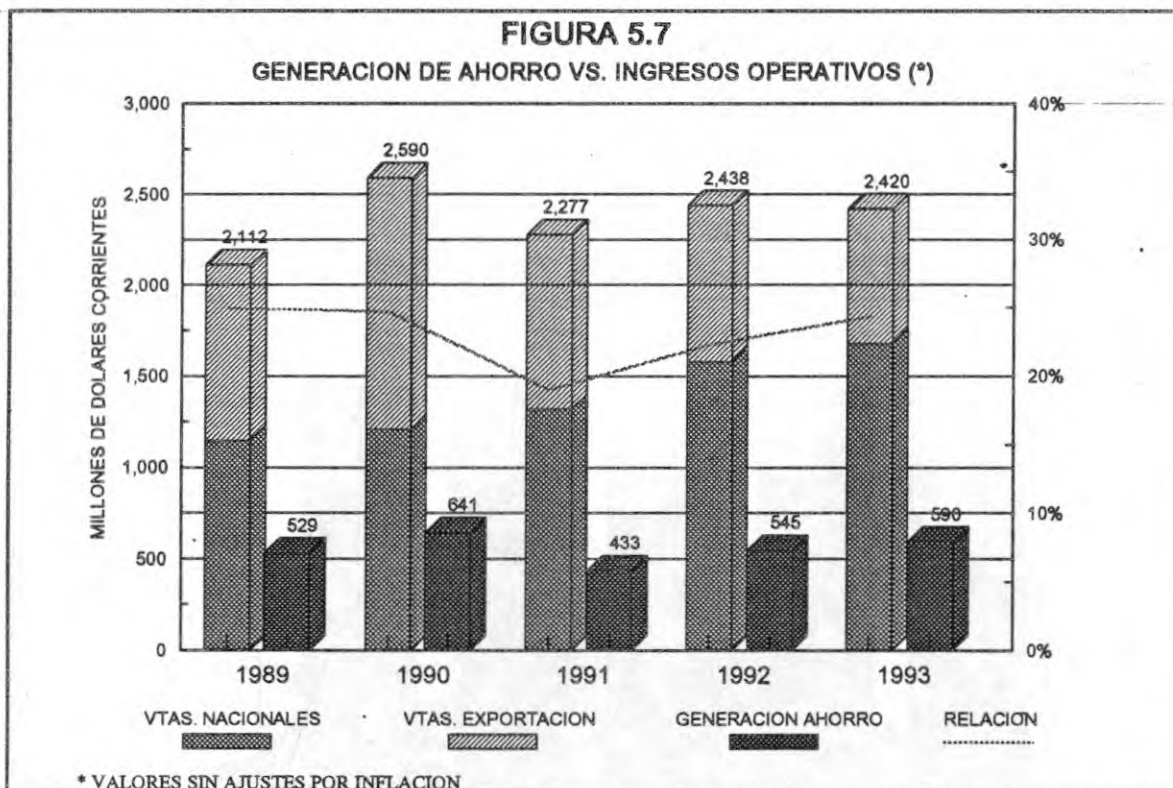
Con este tipo de restricciones, enmarcada dentro de un contexto nacional y considerando las nuevas opciones del mercado, la Empresa deberá concertar, con cierto grado de autonomía, sus programas y planes de financiación futuros. En este sentido, la planeación de largo plazo deberá ser uno de los elementos a fortalecer en esta área, buscando primero las fuentes de financiación mas baratas y considerando las opciones mas costosas a medida que se agoten las primeras. Preocupa que las restricciones mencionadas dificulten este ejercicio de optimización.

El nivel de inversiones por encima de lo históricamente requerido y las nuevas condiciones y exigencias del mercado de capitales en el sector petrolero, ameritan el fortalecimiento analítico de los distintos esquemas financieros y de la participación del capital privado en los proyectos.

### **Las Finanzas de Ecopetrol:**

El manejo financiero de Ecopetrol tiene gran incidencia en el contexto macroeconómico nacional, ya sea desde el punto de vista de contribución y aportes al fisco nacional, así como desde el máximo aprovechamiento de los recursos físicos y financieros, para el cumplimiento de sus programas operativos y de inversiones.

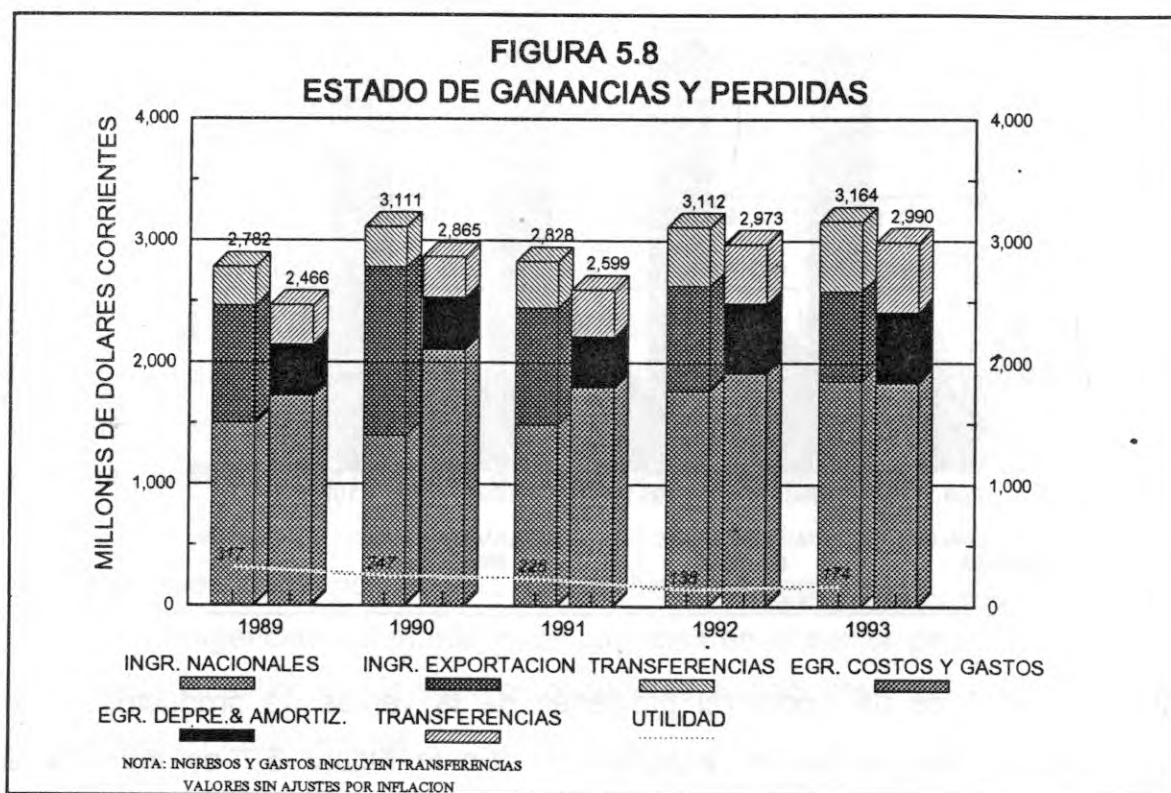
Para efectos comparativos con los años históricos, todos los análisis aquí expresados se han realizado sin tener en cuenta los ajustes por inflación. A partir de los resultados reales de 1994, cuando ya se complete una serie de 4 años con ajustes por inflación, se podrán analizar los resultados con ellos incluidos.



Los ingresos operativos de Ecopetrol provienen de la ventas de productos en el mercado nacional y las ventas de exportación. En la Figura 5.7 se muestra la evolución de estas ventas en los últimos 5 años, y se observa que a partir del año 1993, las ventas nacionales han cobrado mayor importancia relativa dentro del total de ingresos como resultado de los incrementos en la demanda de combustibles y los precios nacionales, contrastando con una reducción en los volúmenes y precios para el mercado de exportación.

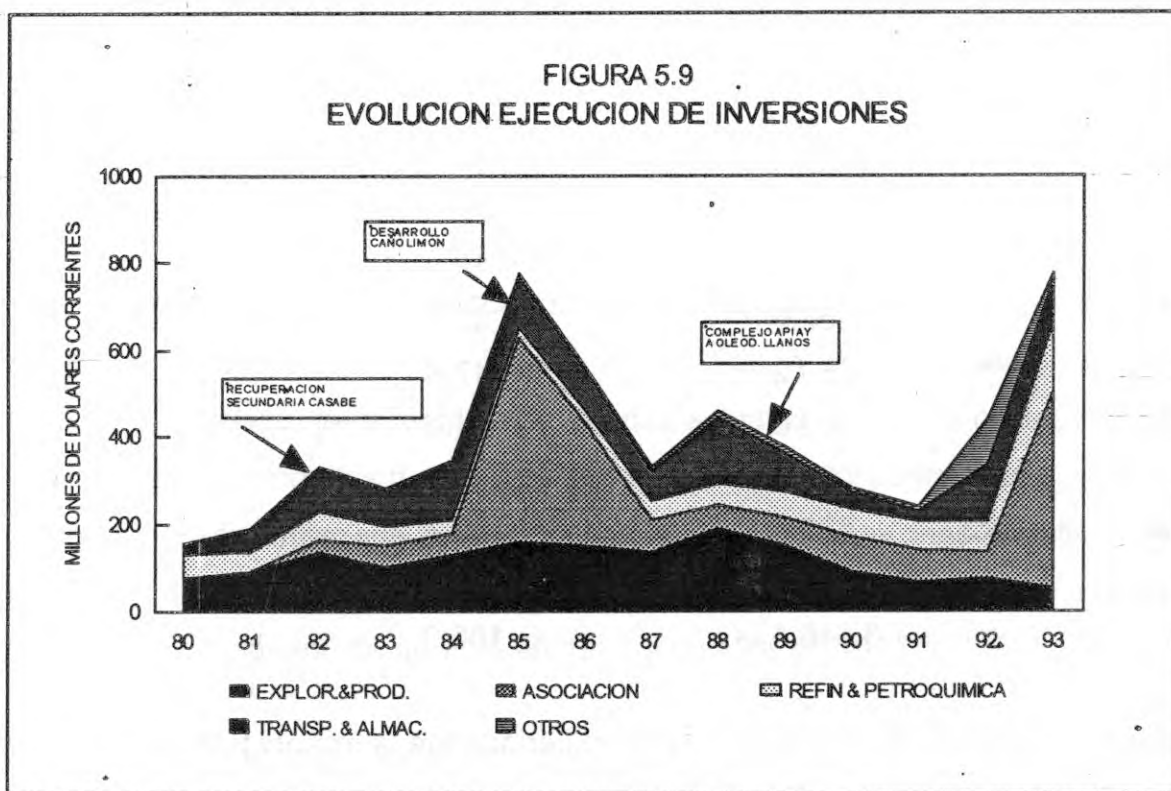
Partiendo de estos ingresos, y después de deducir todos los gastos, pago de impuestos y dividendos, se obtiene una generación de ahorro de la Empresa, que para

estos últimos 5 años ha sido un promedio de MUS\$ 550, lo cual significa un 23% del valor de los ingresos operativos. De esto se puede deducir, que la Empresa durante este período, ha generado los recursos suficientes para cubrir su actividad operacional y obligaciones con el Gobierno, mostrando un saldo favorable que le ha permitido atender sus obligaciones financieras y gran parte de sus inversiones con recursos propios, sin tener que recurrir a grandes recursos financieros adicionales para financiar parte de sus inversiones.



Los resultados del Estado de Pérdidas y Ganancias para el período 1989-1993, sin tener en cuenta ajustes por inflación, arrojan una utilidad promedio después de impuestos de MUS\$ 200 lo cual significa un 9% sobre las ventas operativas. En la Figura 5.8 se observa un deterioro de la utilidad en los últimos 2 años, ocasionada principalmente por la reducción ya mencionada de las ventas de exportación y el incremento en algunos rubros de gastos como son la importación de productos, la reserva para el fondo de pensiones y los servicios pagados a terceros.

Los indicadores físicos de productividad, muestran un mejoramiento en las operaciones de la Empresa en el período analizado, la cual se refleja en un incremento en la producción de crudo directa y en asociación de un 23% en el período, lo cual significa crecimientos promedios anuales por encima del 5%. Así mismo en el área de refinación se observa que actualmente la capacidad de carga es un 5% superior a la de hace 5 años, así como también se está produciendo un 18% más de productos blancos, resultando incrementos promedios anuales del 1.4% y 4.4% respectivamente.



La evolución de inversiones por actividad realizadas por la Empresa en el último decenio, se muestran en la Figura 5.9. El promedio anual ejecutado en el período está próximo a los MUS\$ 450 y se estima que es un 45% del total de las inversiones realizadas por el sector petrolero nacional, que se calcula del orden de MUS\$ 10.000, durante todo el período. Cabe mencionar, que el valor de estas inversiones está dedicado tanto al mantenimiento y reposición de equipos para conservar la eficiencia

en las operaciones, como para las inversiones de crecimiento y aumento de actividad de la Empresa. Se debe determinar, si este nivel de inversiones es el adecuado para cubrir estos dos conceptos de inversión como son: reposición y crecimiento, teniendo en cuenta los niveles de las provisiones que la Empresa realiza como generación interna de recursos para reposición de activos, como son la depreciación, amortización y agotamiento, revaluados adecuadamente.

En lo que compete a la inversión para el desarrollo de la infraestructura propia de Ecopetrol, la inversión bruta ocurrida entre 1982 y 1992 tuvo el siguiente destino:

Area	MUS\$'93	%
Exploración	571.4	15.0
Producción	1,252.9	32.0
Refinación	669.2	17.4
Transporte	1,600.6	31.0
Investigación	34.4	0.9
Sistemas, Edif., Otros	130.4	3.7
Totales	3,846.4	100.0

Como puede observarse la prioridad durante el periodo fue la exploración y producción de petróleo, centrada esta última, ante todo en inversiones para la producción incremental del Distrito del Centro y en el desarrollo del área de Apiay. En transporte un 73% de la inversión se destinó a las redes de crudo, siendo el Oleoducto Central de los Llanos la obra mas importante al respecto. Para las líneas de productos les correspondió un 25% de la inversión en ductos y a los gasoductos tan solo un 2%.

La refinación en la década de los 70 ocupó la primacía en la inversión, de allí que a comienzos de los 80 en ella se tuviera acumulado la mayor parte de capital fijo. Durante la pasada década la prioridad determinante fue la búsqueda de crudo para



lograr el autoabastecimiento y los oleoductos, esto determina que en 1992 la refinación represente menos importancia relativa en el valor de la infraestructura de Ecopetrol.

En el portafolio de inversiones acumuladas ingresa la investigación, con la construcción y dotación del Instituto Colombiano del Petróleo en el que hay invertidos unos 33 MUS\$.

Para financiar el programa de inversiones, la Empresa cuenta en primera medida con su generación interna, la cual incluye la provisión para amortización de pensiones, y fuentes financieras externas, si sus necesidades de fondos así lo requieren. La fluctuación de estas variables, se refleja en un mayor o menor nivel de endeudamiento total, el cual se ha situado en un 78% (relación pasivos/activos) para los años 1989, 1990 y 1992, habiendo reducido al 73% en los años 1991 y 1992.

En este sentido, vale la pena destacar dos cosas: En primer lugar, la discrecionalidad de la Empresa en contratar los fondos adicionales a mejores tasas vigentes de mercado a largo plazo, para reemplazar deudas actuales, con altos costos financieros y especificadas en monedas duras; y en segundo lugar, la disponibilidad que ha tenido la Empresa para financiar sus activos con la provisión de pensiones de jubilación. La participación de este rubro en el total del pasivo, sin tener en cuenta ajustes por inflación, ha evolucionado de un 26% en 1989 a un 43% en 1993.

Así mismo a partir de 1992, y con el fin de ajustarse a las necesidades macroeconómicas del país y a la restricción de ejecución de inversiones, impuesta por el Gobierno, la Empresa ha comenzado a utilizar nuevos mecanismos de financiación de inversiones como son la venta de activos representados en inversiones en otras empresas, la emisión de bonos y comenzará a recurrir a sistemas no tradicionales de financiación como el leasing, el BOMT y formación de sociedades de capital mixto, con el fin de poder llevar a cabo el alto nivel de inversiones que requerirá en el futuro. Estos mecanismos, que tienen costos financieros más elevados que las financiaciones tradicionales, evitarán el desembolso de grandes montos en los años

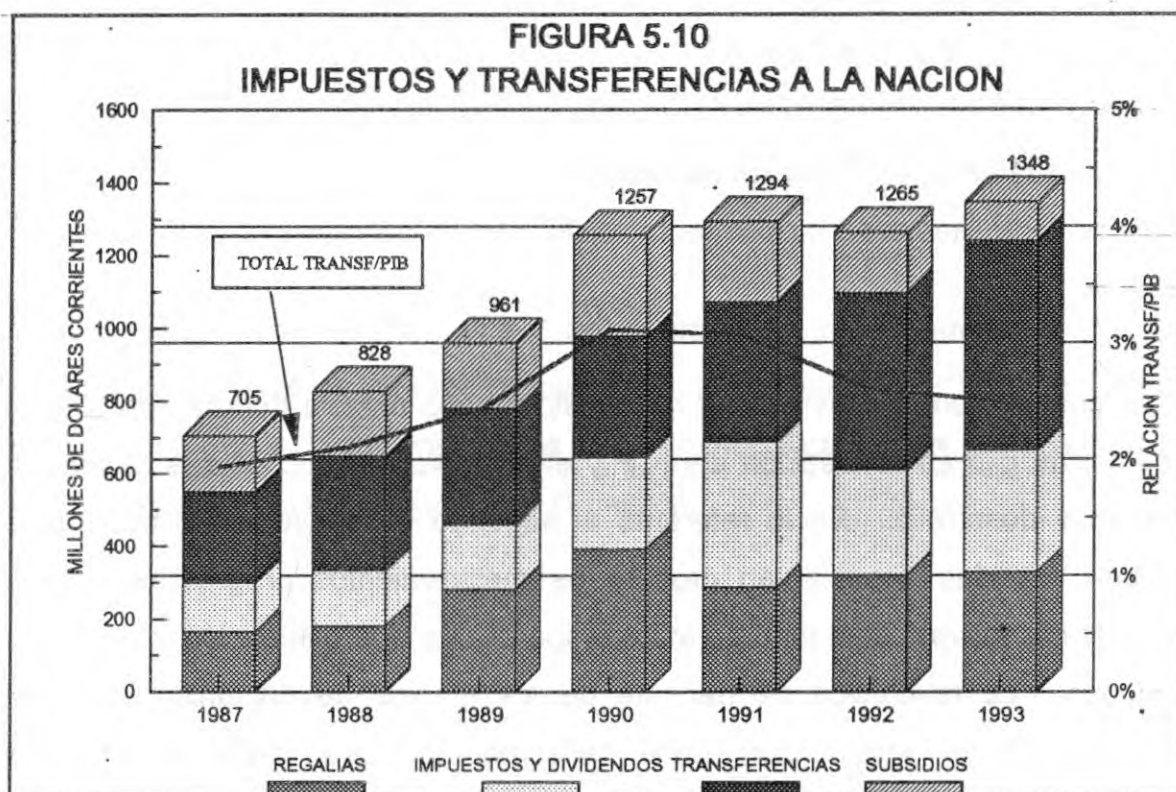
críticos, antes de que inicien producción los grandes proyectos como el "programa de masificación de gas" y "Cusiana", y no dejarán incrementar en forma sustancial el nivel de endeudamiento y el nivel de activos, pero se reflejarán en un mayor incremento en el nivel de gastos futuros que podrán ser deducidos en su totalidad para efecto tributario.

El saldo de la deuda a largo plazo se redujo de MUS\$ 840 en 1989 hasta MUS\$ 650 en 1992, volviendo a incrementarse el monto a MUS\$ 800 para finales de 1993, como consecuencia del aumento en el nivel de inversiones. Este saldo equivale a 1.3 veces la generación de ahorro anual promedio en el periodo analizado, lo cual le ha permitido a la Empresa mantener una capacidad de endeudamiento apropiada. Teniendo en cuenta que el plazo promedio de pago de la deuda a largo plazo es de 5 años, se deduce que la Empresa destina entre un 25% a 30% de esta generación de ahorro al pago del servicio de la deuda, quedando el resto para cubrir la ejecución de inversiones con recursos propios.

Ecopetrol como empresa administradora del recurso petrolero colombiano, genera grandes aportes al desarrollo del país a través de los impuestos directos, dividendos, regalías, subsidios y aportes, a la vez que actúa como recaudador de los impuestos que afectan el consumo de combustibles como son el IVA, el impuesto nacional y el de descentralización. La contribución total por estos conceptos se ha incrementado en los últimos 5 años de US\$ 960 en 1989 a US\$ 1.350 en 1993 y han representado entre un 2.0% y un 3% del PIB durante el período analizado (ver Figura 5.10). En la asignación de estos aportes, le corresponde un 25% a la regalías, un 35% a los recaudos para transferir al Gobierno, un 14% a impuestos, un 11% a los dividendos a la nación y un 15% a los subsidios que la Empresa asume en su actividad operativa.

Concordantemente con este diagnóstico, se hace necesario fortalecer el nivel de ingresos de la Empresa, con el fin de incrementar su capacidad de generación de ahorro y que pueda desarrollar en el futuro los grandes planes de inversión requeridos,

enmarcados dentro de las políticas macroeconómicas previstas. Los elementos que podrían aportar a este propósito serían por un lado un proceso de liberación de precios en el mercado nacional y de otra parte una revisión de las actividades y negocios de la Empresa, tendientes a buscar reducción de costos, mayor eficiencia e identificación de la rentabilidad de cada una de las áreas de actividad. La utilización de nuevos mecanismos de financiación, no tradicionales para la Empresa, le exige fortalecimiento y experiencia en la materia.



### El Cambio Técnico-administrativo:

Diversos estudios de economistas de reconocido prestigio ponen de manifiesto que la mayor parte del crecimiento de la producción se debe al progreso técnico y no dudan en señalarle a este hecho un tercio del crecimiento de la producción. A su vez, el progreso de los conocimientos aporta casi los dos tercios de la contribución del progreso técnico al crecimiento.

En síntesis, la investigación, la educación, la formación continuada y la experticia, son entonces expresiones del progreso de los conocimientos, y en su conjunto son la fuente principal para el crecimiento productivo.

Paradójicamente, de todos los factores productivos, el más poderoso, como se ha dicho, es la formación, sin embargo es el más lento de crecer. De allí la importancia de planificarla como un proceso de acción continuada en el tiempo, que progresivamente genere valor agregado en conocimientos, pues en la atomización del aprendizaje hay una pérdida evidente de ese agregado.

Es de resaltar que en la acumulación de progreso técnico hay que buscar un equilibrio entre conocimiento técnico, propiamente dicho, y el correspondiente al campo administrativo.

Acerca del primero, en la Empresa se ha puesto mucho énfasis durante los últimos años, prueba de ello es la creación del ICP y el desenvolvimiento de sus planes de investigación y desarrollo. En lo referente al segundo es conveniente mantenerle también una prioridad especial en procura de mejoramientos progresivos de los procesos administrativos, ante todo en lo correspondiente a la planeación y a la toma de decisiones. La revolución permanente de los medios de comunicación y de procesamiento de la información debe reflejarse en una mejor calidad del planeamiento, pero ante todo que se induzca a asumir con referencia a éste, una actitud más vigorosa, un cambio cultural enfocado a practicar esa función como un proceso continuo en el tiempo, con visión operativa para el corto plazo y enfoque estratégico para el largo plazo.

Un campo propicio para profundizar en la planeación es el de los proyectos de inversión. La falta de ejecución presupuestal, del orden de 27% como promedio anual durante los últimos 11 años, están indicando que desde tiempo atrás allí hay un problema estructural para ser atendido y que una disminución de tal indicador

contribuiría enormemente al mejoramiento de la eficiencia en el uso del capital y por ende del crecimiento productivo.

Es así como durante el período 1982-1992 se dispuso de un presupuesto para inversiones directas de 5,316 MUS\$'93 y la ejecución del mismo contabilizó la suma de 3,855.8 MUS\$'93, hubo pues un rezago muy significativo en el uso de la inversión prevista.

Al observar las ejecutorias desde el punto de vista de capacidad de gestión, en el período analizado se establece un promedio anual de 349.7 MUS\$'93 en promedio, bajo en comparación con el orden de magnitudes que se avecinan manejar en este decenio.

Hay entonces en esta gestión una gran oportunidad de incrementar eficiencias, principalmente a través de mejores procesos administrativos, como el correspondiente al planeamiento, a la incorporación de nuevas modalidades de contratación, a la descentralización, y al mismo control de la gestión.

## 6. LA VISION DE LA EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

### Estrategia de Desarrollo

En este capítulo, sobre la base de todos los elementos expuestos en los capítulos anteriores, se plantea una estrategia de desarrollo de la Empresa Colombiana de Petróleos. En particular, amerita destacar resumidamente, los siguientes elementos de consideración en el mediano y largo plazo:

#### 1. El Negocio Petrolero Mundial:

- Situación de recuperación y posterior estabilización de precios del petróleo.
- Exigentes mercados financieros y de capital de riesgo a nivel internacional.
- Reducción de los excedentes de la capacidad refinadora mundial.
- Desarrollo de combustibles derivados mas compatibles con el medio ambiente.
- Fuerte participación de la tecnología en el horizonte competitivo del negocio.
- Acelerado desarrollo económico, acompañado de altas tasas de crecimiento energético en la región Asia-Pacífico.
- Mayor control y nivel de exigencia en la ejecución de proyectos industriales y en particular a proyectos petroleros, orientado hacia la preservación del medio ambiente.

#### 2. El Entorno Político Internacional

- Globalización de las economías, sinónimo de mercados abiertos y amplios, en los cuales el comercio internacional ocupa primera línea en el desarrollo económico de las naciones.

- El nuevo papel del Estado en el desarrollo económico, orientando sus esfuerzos a lograr una mayor eficiencia y competencia en los mercados.

### 3. El Entorno Nacional

- El país se encuentra en la actualidad consolidando un programa de apertura e internacionalización de su economía, con agresivos programas de promoción a la inversión extranjera, de desregulación en materia cambiaria, aranceles, reformas laborales y ampliando la vinculación de privados en sectores antiguamente reservados al Estado.
- El Estado adelanta un programa de modernización de sus entidades con lineamientos orientados hacia una mayor eficacia, eficiencia y de descentralización de funciones en las entidades públicas.
- Las proyecciones elaboradas por el Departamento Nacional de Planeación consideran un crecimiento sostenido de la economía con una reducción significativa en los índices de inflación y devaluación. Estas mismas proyecciones prevén un superávit fiscal en el mediano plazo.

### 4. El Sector Petrolero Nacional

- Se adelantó una re-estructuración del Ministerio de Minas y Energía, ente encargado de la planeación indicativa del sector. Se crean la Comisión de Regulación Energética y la Unidad de Planeación Minero-Energética con funciones de regular y planear el sector integralmente.
- Los descubrimientos de Cusiana y Cupiagua dan un nuevo panorama sobre el nivel de reservas y producción de crudo y gas. Las transferencias de Ecopetrol a la nación se incrementarán en más de un 60%, alcanzando montos superiores a los 3000 millones de dólares en los años de máxima producción.
- El crecimiento del consumo de derivados ha sido proyectado a tasas superiores al 4% por año. Con la capacidad actual de refinación, se

esperan déficit de gasolinas de unos 60.000 b/d en el año 2000 y de 80.000 en el 2003. Con las ampliaciones proyectadas del CIB, los déficit serían de 39.000 b/d para el 2000 y de 63.000 en el 2003. El gas natural, gracias al programa de masificación nacional que se adelanta, presentará tasas de crecimiento superiores al 5% por año , que contrastan con las presentadas en la década pasada de tan solo un 1.5%.

- El reto financiero para el desarrollo del sector, podría estimarse en unos 18.000 millones de dólares durante la próxima década, el cual requerirá de una amplia participación del sector privado. Se hace necesario la definición de un conjunto de señales claras y marcos de negociación específicos para la inversión privada en el sector, a la vez que se conjuga una actividad promocional intensa de los proyectos requeridos.
- Un factor que tendrá un considerable impacto sobre toda la actividad petrolera y en particular sobre la ejecución de proyectos, corresponde a la gestión ambiental. La nueva Constitución, la promulgación de nuevas normas y el fortalecimiento de las instituciones encargadas de esta materia, obligan aún mas, a garantizar el mínimo impacto de los proyectos y de las operaciones industriales en el medio ambiente y los procesos de desarrollo de las comunidades circundantes.

Igualmente el desarrollo estratégico de la Empresa deberá enmarcarse dentro de los siguientes parámetros:

- Le corresponde al Gobierno la adopción de la política petrolera nacional, la planeación indicativa y la regulación del sector.
- Ecopetrol continuará como Empresa Industrial y Comercial del Estado con su misión de administrar el recurso petrolero nacional y satisfacer en forma eficiente la demanda de hidrocarburos. El concepto "administrar" no lleva la connotación de ejercer con exclusividad todas las actividades y proyectos, pero su responsabilidad requiere mecanismos para comprometer la participación de terceros.



- La Empresa propondrá al Gobierno los planes de desarrollo del sector, los cuales serán analizados y establecidos en forma participativa, determinando los programas, las estrategias y los proyectos concordantes. Ecopetrol, dentro de una capacidad financiera definida de mediano plazo y concertada con el Gobierno, determinará en forma autónoma su inversión y el desarrollo de proyectos que respondan a las exigencias del sector y liderará su promoción para buscar la mas adecuada participación privada en ellos .
- La estrategia de desarrollo de Ecopetrol debe buscar:
  - maximizar el beneficio para la nación en la explotación del recurso petrolero
  - Establecer mecanismos administrativos y estructuras de competencia que fortalezcan el suministro adecuado de combustibles al país, y
  - Optimizar la gestión empresarial, en el manejo del recurso, sin causar acciones de choque, que alteren la paz laboral y sin atropello a los derechos de los trabajadores.
- La concepción moderna de una Empresa Estatal que administre el recurso petrolero, explotado con amplia participación del sector privado, dentro de términos de autonomía y competencia empresarial, requiere estudios detallados para establecer los cambios necesarios en aspectos constitucionales, legales, jurídicos y reglamentarios.
- Se hace necesario garantizar el crecimiento de la demanda de gas y el desarrollo de los mercados. Igualmente se hace imperioso que este importante sector cuente con una organización que permita administrar autónomamente todo el proceso de implantación del programa de masificación del gas natural y se promuevan prácticas de libre mercado entre productores y grandes consumidores. Corresponde definir la estructura del sector de gas natural a la Comisión de Regulación Energética.

- La atención prioritaria del Estado al desarrollo social, no implica la utilización de sus empresas en el cumplimiento directo de esta función.
- La desregulación de precios de los combustibles líquidos es un mecanismo conveniente para lograr la adecuada y necesaria participación de los particulares en el negocio petrolero nacional en términos de competencia, a la vez que contribuye a eliminar subsidios en el suministro, que son generalmente usufructuados por las clases económicas más favorecidas. Mientras exista una política de precios regulados, las metas a perseguir serían que el nivel de precios internos iguale el de los mercados internacionales y de esta manera se pueda converger a una situación de libre mercado en el mediano plazo.
- El establecimiento de mecanismos de democratización de la participación económica en el desarrollo petrolero, el control a los monopolios y a la concentración del poder del capital y la existencia de leyes, normas y reglamentos claros para el inversionista, facilitarían la aceptación del cambio y la reestructuración del sector para obtener el mas adecuado desarrollo y la maximización de beneficios hacia la nación.
- El estado actual de la participación del capital privado en las actividades del negocio petrolero colombiano (ver Fig. 5.1 del capítulo anterior) es un elemento de partida para visualizar las áreas que ofrecen los mayores espacios para la inversión de los particulares.
- La estrategia corporativa puede definirse de manera resumida así:
  - *La actividad del Upstream, estará orientada a la búsqueda de hidrocarburos, tanto en forma directa como en asociación y tendrá prioridad estratégica. Dentro de este concepto deberá enfatizarse en mantener la actividad directa robusta, vigorosa y con suficientes recursos*

*como soporte técnico y garantía de permanencia de todo el esfuerzo exploratorio.*

*El Downstream y el transporte deberán concentrarse en ampliar y modernizar su infraestructura actual, con el propósito de mejorar la posición competitiva de la Empresa y promover la participación privada para nuevos desarrollos.*

A esta estrategia debe corresponder una estructura organizativa y una filosofía adecuada. La estructura, que será descrita a continuación, enfatiza en la prioridad estratégica de incrementar las reservas y establece las condiciones organizativas para el mejoramiento de la posición competitiva del downstream y la participación privada. Posteriormente, se establecen los imperativos que se derivan la Misión de Ecopetrol y que constituyen la filosofía o ideología corporativa correspondiente a la estrategia propuesta.

### **PROPUESTA BASICA:**

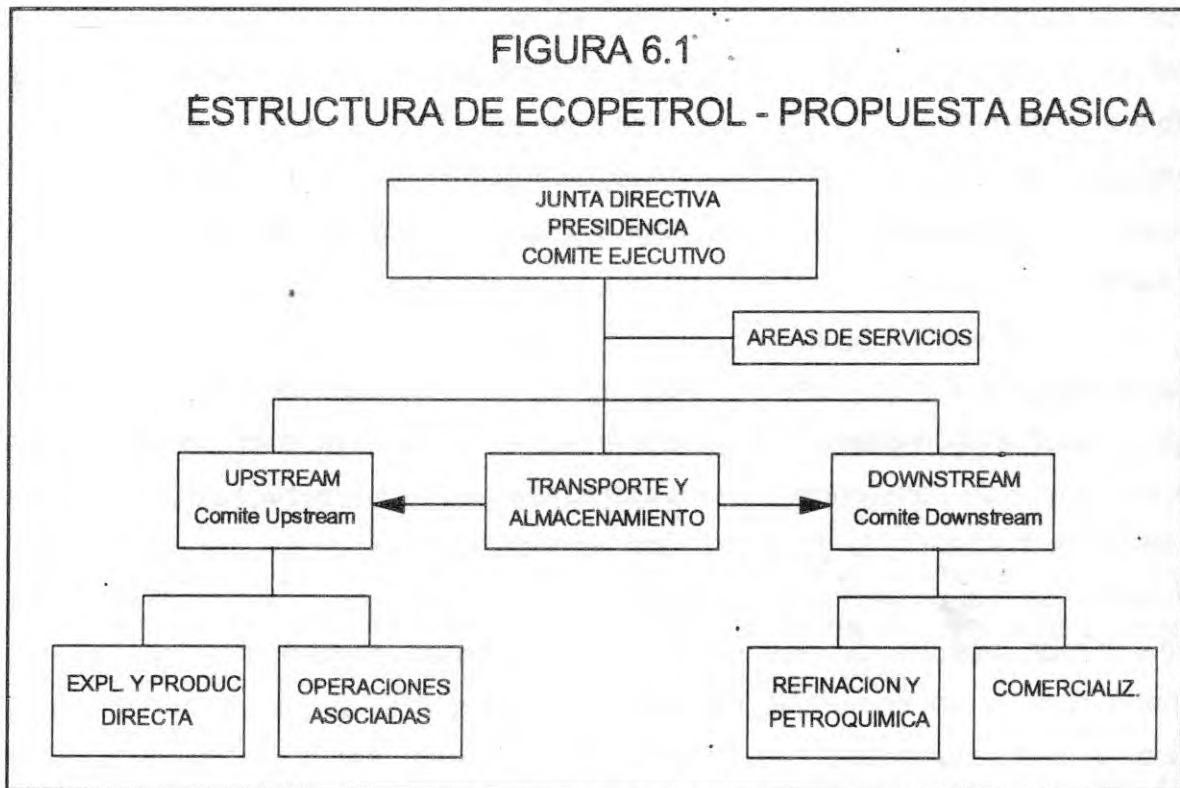
La visión futura de la Empresa no considera ningún desmembramiento de actividades, pero si se plantean cambios significativos en la estructura corporativa:

La Empresa Colombiana de Petróleos mantendrá una unidad corporativa en su planeación, administración y área financiera, dentro de la cual se desarrollarán con eficiencia y competitividad los distintos negocios. La nueva estructura podría abarcar desde la concepción de una Empresa dividida por negocios, hasta la posibilidad de crear un esquema tipo "holding" de empresas o negocios completamente independientes.

En esta opción se plantea al interior de la Empresa la constitución de dos negocios productivos independientes y autónomos conformados por las actividades del *Upstream* o exploración y producción de hidrocarburos y del *Downstream* o de refinación de petróleo, cierta actividad petroquímica y comercialización. Cada uno de

los negocios se desenvolvería en ámbito empresarial autónomo, considerando entre otros, la generación propia de recursos, el establecimiento de mecanismos que permitan esquemas laborales competitivos de acuerdo con la naturaleza del área y de precios de transferencia entre negocios. Además habría un conjunto de actividades de servicios como serían el transporte y almacenamiento, y las áreas financiera, administrativa y de planeación (Ver figura 6.1).

No obstante existiría una política de manejo de tipo corporativo. El primer nivel (Junta Directiva, Presidencia y Comité Ejecutivo) manejarían solo aquellos aspectos de importancia corporativa, tanto por su valor estratégico como por el nivel de inversiones, y daría las grandes líneas de desarrollo futuro. Una adecuada delegación de funciones al nivel de los negocios propuestos permitiría la aplicación de un esquema de ADMINISTRACION POR POLITICAS y un control a través de INDICADORES DE GESTION.



A continuación se detallan las actividades implicadas:

## **Upstream:**

En esta unidad de negocio estarían comprendidas las Vicepresidencias de Exploración y Producción Directa (VIP) y de Operaciones Asociadas (VOP), como centros de utilidad independientes.

### Actividad Directa:

Esta actividad, a cargo de VIP, tendría las siguientes premisas:

- Negocio de Ecopetrol, independiente, encargado de la búsqueda y explotación de hidrocarburos y la administración eficiente, directa o indirectamente, de los campos actuales y de futuras reversiones.

Dentro de la concepción de un negocio independiente, la actividad directa contaría con un grado de autonomía salarial y de contratación, el cual le permitiría contar con personal experimentado y un mayor y más fácil acceso a la última tecnología disponible en este campo. Los programas de inversión futuros estarían en función de la generación de recursos propios conseguida a través de sus programas de exploración y producción, valorados según precios de transferencia (costos de oportunidad).

Las actividades de conocimiento geológico, la identificación de prospectos y el programa de perforación deberán estar enmarcados dentro de un plan exploratorio de largo plazo que le de coherencia a estas actividades en forma secuencial, con metas claras de corto, mediano y largo plazo. Esta actividad deberá asumir mayor riesgo en la formulación de sus proyectos para buscar mayores hallazgos y orientarse hacia las áreas de mayor prospección económica. Toda actividad exploratoria deberá estar relacionada con un fin comercial. De esta forma, las actividades de conocimiento geológico y reprocesamiento de información deberán estar orientadas a la identificación de prospectos y la formación de un portafolio de un número suficiente de éstos que, a su vez, permita definir un plan de perforaciones exploratorias de máximo valor esperado económico.

En cuanto a la obtención de recursos necesarios para emprender sus programas de inversión, se deberán tener en consideración dos aspectos; el primero relacionado a limitaciones en la disponibilidad de recursos, que requerirá de nuevos esquemas de financiamiento externo y el segundo relacionado a los bajos niveles históricos de ejecución presupuestal, que obligarán a un mejoramiento significativo en su capacidad de manejar niveles de inversión superiores.

Para esta actividad se debe establecer una política de *farm out*<sup>1</sup> para la adquisición de tecnología exploratoria y de capital de riesgo. Igualmente desaparecerían las áreas de reserva o áreas rojas que se tienen en la actualidad, pasando a la asignación de bloques en competencia con las compañías privadas y en función de su capacidad exploratoria. La Empresa tendrá en la asignación de áreas los mismos requisitos de explotación de las compañías asociadas.

#### Actividad Asociada:

La misión de esta actividad, a cargo de VOP, sería:

- La promoción nacional e internacional de áreas prospectivas, la búsqueda y atracción de inversionistas externos por medio de formas de contratación competitivas y una adecuada gerencia de los contratos. Igualmente contribuiría al descubrimiento de hidrocarburos y a la generación de conocimiento geológico, fomentando y administrando su exploración y producción a través de terceros, con las mejores condiciones técnicas, ambientales y económicas para asegurar el cumplimiento de los compromisos de la Empresa con el país.

Para la actividad de operaciones asociadas, se concibe con el manejo actual de los contratos de asociación u otros, y su gestión deberá ser medida sobre la base en la administración y control de contratos y su adecuada promoción.

De acuerdo con este orden de ideas, la Vicepresidencia deberá contar con tres áreas fundamentales:

---

<sup>1</sup> Cesión de derechos en un contrato.

- Administración de contratos
- Formulación de esquemas contractuales
- Promoción a la inversión

En la función administrativa, la Vicepresidencia deberá procurar concentrar su atención y esfuerzo en los contratos de mayor importancia relativa. Para aquellos bloques menores con programas de bajo perfil de inversión se debería contratar su administración o entregarse en modalidad de solo riesgo.

La Vicepresidencia contará con un grupo de evaluación permanente de la competitividad de los términos del contrato de asociación colombiano en el contexto internacional, con el fin de proponer las variaciones que en cualquier momento se consideren necesarias para mantener el nivel de exploración que requiera el país, en respuesta a unos objetivos de reservas y abastecimiento. En particular, considerando:

1. Como una opción se podrá considerar que los contratos busquen hacia el futuro liberar a la Empresa de compromisos de inversión, por lo tanto se deberán buscar conceptos novedosos de contratación, como por ejemplo el esquema de concesión moderna.
2. Se deberá flexibilizar el contrato de asociación con incentivos especiales para la exploración en áreas de frontera y,
3. Se deberán estudiar fórmulas para aumentar la duración del contrato, las cuales podrán contemplar que llegue hasta el límite de su vida económica, de tal forma que se mejore la competitividad del mismo y se evite, también, la reversión a Ecopetrol de campos agotados.

De la misma forma, deberá contar con un grupo de promoción a la inversión. Con la licitación de áreas, iniciada en abril/94, se dió fin a la política pasiva de promoción de áreas y se pasó a desplegar una actitud proactiva en la atracción de inversionistas. No obstante, esta actividad deberá ser permanente, adicionando el ofrecimiento de paquetes de información, en los cuales se deben incluir oportunidades claras de

exploración, estructurados mediante la contratación de firmas especializadas y una adecuada relación con la actividad directa.

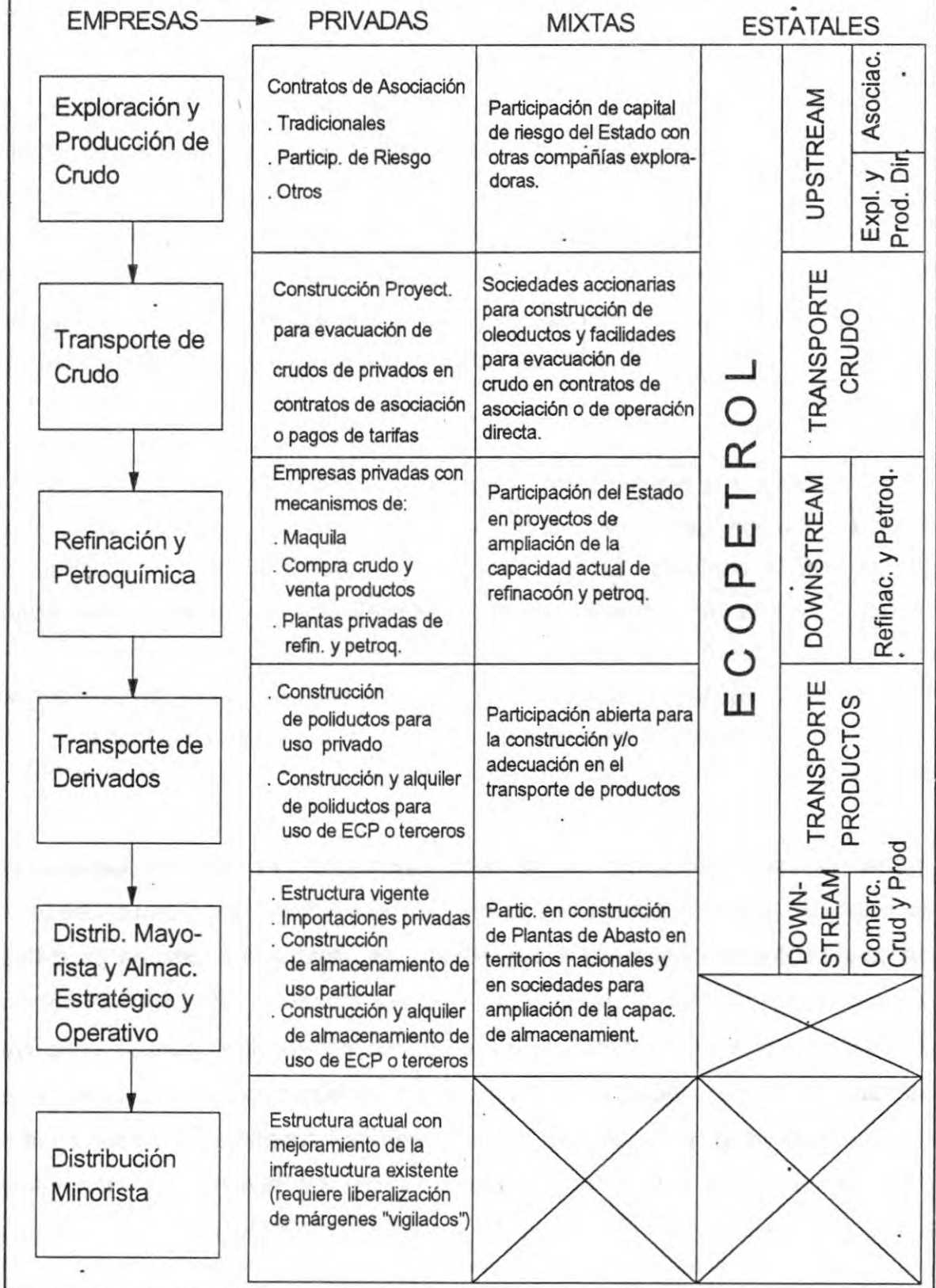
En efecto, los recursos asignados a los aspectos de conocimiento geológico en áreas no exploradas y el reprocesamiento de información existente se pueden manejar flexiblemente, de tal forma que si la información obtenida es requerida por la operación directa para definir un plan exploratorio en bloque determinado, se cargaría dicho valor a ese plan. Si por el contrario es la operación asociada la que usa la información, se asignaría ese costo a la actividad de promoción de dicha área. De esta forma el conocimiento geológico se estaría utilizando comercialmente, ya sea para definir prospectos y encontrar nuevas reservas por medio de la actividad directa o para dar más elementos a la operación asociada, para facilitar su labor de promoción y negociación de áreas.

Este esquema rompería la debilidad de la operación asociada resultante de la falta de una buena información geológica, dando lugar al surgimiento de una verdadera actividad vendedora continua. El levantamiento y procesamiento de información (estudios regionales de conocimiento geológico) se realizaría mediante la contratación de firmas especializadas o empresas exploradoras (sin implicar congelación de áreas). Del estudio pueden resultar prospectos bien definidos para ser desarrollados por la actividad directa de Ecopetrol o paquetes de información para ser promocionados por la operación asociada.

Hasta antes del año 1974, el conocimiento geológico era de las compañías concesionarias. El país solo cuenta con veinte (20) años de exploración utilizando el esquema actual (Directa - Asociada) como política de exploración. Esto ha permitido un nivel exploratorio del 14,4 % del total del área sedimentaria y de esa información geológica, solo un 50 % se ha transformado en conocimiento, de lo cual se concluye que Colombia tiene un alto potencial petrolífero que debe ser investigado. Si se tiene en cuenta el proceso que se desarrolló para ordenar, cuantificar y hasta sugerir prospectos, de la actual promoción internacional de 3,7 millones de hectáreas, ejecutado por una firma de reconocido prestigio internacional, con costos muy



**FIGURA 6.2**  
**SECTOR PETROLEO-PROPUESTA BASICA**



favorables, se puede sugerir que utilizando este mismo mecanismo con ésta y otras compañías especializadas, se logrará en corto tiempo transformar todo el archivo geológico que se tiene a la fecha, en conocimiento, ordenado por bloques y tal vez indicando oportunidades claras de exploración en cada una de las cuencas sedimentarias en estudio.

Del anterior proceso, resultará un portafolio amplio que le permitirá a la Empresa dimensionar sus posibilidades y así fijar sus objetivos y metas a corto y mediano plazo, para ambas Vicepresidencias comprometidas en el negocio UPSTREAM.

Por la naturaleza del negocio, es natural que ambas Vicepresidencias compitan por la adquisición de áreas. Hasta hace poco tiempo la distribución se hacía a través de la negociación y la concertación directa de las partes, hoy en día este se maneja en el seno del Comité de Exploración y Contratos (CEC).

El mapa de tierras debe ser dinámico, sin permitirse que hayan áreas congeladas sin actividad exploratoria, dando lugar a la desaparición de las áreas rojas. De esta forma la actividad directa de Ecopetrol podrá solicitar y mantener bloques bajo compromisos de actividad exploratoria, enmarcados dentro de su plan. En consecuencia, cobra importancia el concepto de bloque, el cual lo debe manejar la operación directa en forma parecida a como lo hace la operación asociada.

El manejo del "Mapa de Tierras" debe ser transparente y eficiente. Ecopetrol debe mantener como áreas de operación para exploración exclusivamente aquellas en las que se propone efectuar planes de exploración. La Operación Directa podrá invitar capital privado para desarrollar la actividad exploratoria y así compartir los riesgos exploratorios en aquellas áreas cuyo nivel de información disponible le indique claramente una alta posibilidad de hallazgo y en las que la Empresa esté dispuesta a participar de manera activa durante el proceso exploratorio y en los riesgos de la exploración. Ecopetrol debe mantener abierto para contratos de asociación el resto de

áreas. Para las áreas devueltas, Ecopetrol debe competir con las compañías privadas por la obtención del bloque renunciado, presentando sus planes exploratorios.

El seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por bloques solicitados y adjudicados, tanto a la actividad directa como a las compañías asociadas, debe ser realizado por el Comité de Exploración y Contratos, que preside el Presidente de Ecopetrol. Esta labor debe ser la principal tarea del Comité y constituye la instancia que le da coherencia a la actividad exploratoria.

Tanto el crudo de producción directa como asociada deberá valorarse con base en los precios internacionales o su uso alternativo y deberá ser vendido al "downstream", para efectos de que este negocio decida sobre la conveniencia de exportarlo o refinarlo internamente.

#### **Downstream:**

Estarían comprendidas las actividades de refinación y petroquímica, que dependen de la Vicepresidencia de Refinación (VRP), y la comercialización de crudo y productos tanto nacional, como internacional, que dependen de la Vicepresidencia Comercial (VIC). Al igual que en el sector del Upstream, su desarrollo estaría enmarcado bajo lineamientos de autonomía, descentralización e independencia que le permitirían establecer entre otras: la mejor realización del crudo, la mejor canasta de crudos a procesar, los mejores esquemas comerciales para la venta de sus productos, lo cual le permitiría adecuar una mejor operación de las unidades de refinación, o el de maximizar el resultado en la venta de productos. Al estar ligada la actividad comercializadora de la Empresa, este negocio tendría la responsabilidad de obtener el mayor beneficio entre la refinación nacional, la exportación y la importación de productos. Se deberán tomar decisiones sobre mezclas óptimas de crudo para la refinación, mejores condiciones internacionales para compra o procesamiento de productos o el establecimiento de costos de oportunidad para la valoración de crudos nacionales, entre otras.

No sobra enfatizar, que el verdadero concepto de "empresa integrada" está basado en la coordinación de la refinación y la comercialización de crudo y productos y no tanto entre el *upstream* y el *downstream*. En efecto, lo que justifica una adecuada integración empresarial es la correlación negativa entre el precio del crudo y el margen de refinación. Así, como ilustración, incrementos en el precio del crudo que conllevan reducciones en el margen de refinación, podría aconsejar aumentar las exportaciones de crudo e importaciones de productos y disminuir las cargas de las refinerías y viceversa.

Aunque el concepto aquí planteado obedece a mirar el *downstream* como una unidad de negocio, en la cual refinación y comercialización interactúan para configurar un esquema óptimo de venta y compra de crudo y productos, en el cual las refinerías del país compiten con las refinerías "externas", es necesario considerar independientemente las dos actividades involucradas, dando lugar a dos centros de utilidad bien diferenciados.

De esta forma, la actividad de comercialización es un negocio que debe mirarse como una actividad propia e individual. Como funciona en algunas empresas, la comercialización es una actividad que debe justificar su existencia en virtud del valor agregado a los productos que recibe. Para tal efecto se debe tener una posición crítica e independiente respecto al negocio de la refinación de tal manera que entre las dos actividades puedan discutirse temas tales como:

1. Negociación de los precios de transferencia
2. Calidad de los productos

La negociación de los precios de transferencia conlleva que la comercialización adquiera de las refinerías los productos a vender bajo unas condiciones de precios razonables acordes con las circunstancias del mercado y no se acepte la inclusión de costos que no son inherentes al proceso mismo de producción y que pueden en un momento determinado traducirse en unos precios de transferencia tales que a la postre su venta no sea factible.

Respecto a la calidad es bien conocido que las dificultades operativas de las refinerías, en muchas oportunidades ocasionadas por falta de tecnologías más modernas de sus unidades, han hecho que en el pasado se hubiesen tenido productos con especificaciones fuera de calidad, lo cual ha originado los reclamos justificados de algunos de los clientes de Ecopetrol.

El área comercial debe tener la facultad de aceptar solo aquellos productos que estén dentro de las especificaciones convenidas y además de indicarle a la refinería, cuales son los productos que el cliente necesita. No se trata simplemente de vender lo que se produce por cuanto esta actividad lejos de constituir un mercadeo, no pasaría de ser un simple despacho.

Si bien los criterios anteriores son aplicables tanto al comercio exterior, como al comercio nacional, vale la pena observar que una empresa comercializadora como unidad de negocio, podría llegar a tener grandes ventajas desde el punto de vista del negocio externo. En efecto, Ecopetrol debe buscar esquemas de comercialización que permitan colocar con éxito las disponibilidades nuevas de crudos que saldrán al mercado y para eso el simple esquema de ventas FOB no es suficiente. Se está comenzando a incursionar con éxito en los procesos de maquila y la reciente reunión que se sostuvo en San Antonio Texas con ocasión del NPRA (National Petroleum Refiners Association) muestra que los refinadores están interesados en compromisos de largo plazo para la operación de sus refinerías y la colocación de los productos refinados en sus propios sistemas de distribución. Un sistema asociativo mediante el cual Ecopetrol suministra, por ejemplo, parte de esa base de crudo, le permitiría a su vez empezar a colocar esas producciones en el sistema de distribución americano mejorando así el margen del negocio de exportación de crudo al tenerse una componente que representa utilidades sobre las ventas al público. Igualmente Ecopetrol deberá trabajar en las llamadas "alianzas estratégicas", en asocio con refinerías externas y quizás con participación en mercados de distribución de combustibles en el exterior. Posiblemente y eso es algo que debe evaluarse desde el punto de vista jurídico, operaciones de esta naturaleza requieran el establecimiento de sucursales de carácter internacional que hagan posible estas operaciones de gran

envergadura. Por lo tanto, comenzar desde ya a plantear una comercialización tanto externa, como interna como "unidades de negocio" con posibilidad de conformar estructuras de tipo jurídico, capaces de asociarse con entidades extranjeras para operaciones en el exterior es una opción institucional que debe ser evaluada con rigor.

Respecto a la refinación, con la infraestructura actual, existe una amplia posibilidad de mejoramiento y modernización de unidades. La Empresa deberá estructurar un programa de largo plazo de optimización de sus instalaciones, buscando incrementar la eficiencia y la rentabilidad de este negocio. Teniendo en consideración la demanda de combustibles proyectada y la ampliación de la infraestructura existente, se haría necesario la construcción de nueva capacidad para los inicios de la próxima década. Por lo tanto se deberán crear los mecanismos necesarios para la promoción de proyectos con la participación de capital privado, así como las condiciones para la compra y venta de productos.

En la petroquímica, por cuanto la política estatal vigente ha restringido la participación de Ecopetrol en la construcción de nuevos proyectos, su actividad se concentrará en la promoción bajo los dos mecanismos de precios de materias primas disponibles: primero un fondo de estabilización que permita eliminar parcialmente las fluctuaciones bruscas en los precios y segundo a través de créditos directos de proveedor. Para los negocios petroquímicos existentes en Ecopetrol, se permitirá su modernización y ensanche, pero se deberán establecer claramente los precios de transferencia tanto de insumos, como de materia prima, lo cual mostrará la rentabilidad real y el desarrollo futuro de esta actividad dentro de la Empresa.

#### **Transporte y Almacenamiento:**

Esta actividad es de vital importancia en la comercialización de productos, tanto para los negocios del Upstream y como los del Downstream. Su actividad estará centrada en el cobro de tarifas competitivas, tanto para el transporte, entre los sitios de producción y los centros de consumo, como la de almacenamiento operacional y estratégico, que se requieran en la comercialización de estos productos. Deberá

operar como un centro de utilidad que cobre por los servicios de transporte a otros centros de la Empresa y a particulares. Los nuevos desarrollos, por fuera del sistema actual, deberán buscar hacerse en asocio con capital privado o a través de empresas independientes sin participación accionaria de la Empresa.

### **Areas de Servicios:**

Constituidas por unidades de apoyo corporativas, que prestarían su servicios de soporte a los negocios operativos de la Empresa. Estarían comprendidas las áreas financiera, administrativa, de planeación, de relaciones con la comunidad y jurídica.

Como política de Ecopetrol se debe analizar permanentemente la estructura organizativa para adecuarla, en la medida de las necesidades, a la dimensión del negocio petrolero procurando mantener una estructura plana, ágil, moderna y eficiente. Este análisis debe ser un objetivo del área administrativa y se debe materializar en un plan estratégico organizativo y de desarrollo de recursos humanos.

El área financiera deberá estructurar un plan corporativo de largo plazo para la obtención de recursos, partiendo de los más baratos a los mas costosos e introduciendo novedosos esquemas de financiación para superar las limitaciones tanto de su operación, como restricciones del Gobierno. Un aspecto de especial interés para esta área deberá ser el manejo del fondo de pensiones. Aun cuando en el pasado la Empresa contó con este fondo como una fuente económica de financiación, las cifras presentes de este pasivo se constituyen en un tema de preocupación en el mediano plazo. Entre otras, se presentan las siguientes características: primero el pasivo estimado a finales del presente año por este concepto asciende a los 1.700 millones de dólares; segundo este fondo ha venido creciendo por encima del 30% anual y por último es un 20% mayor que el patrimonio contable a abril 30 de 1994. Ecopetrol y el Gobierno deberán conformar un equipo que analice y presente recomendaciones a fin de atender este tema de especial incidencia en el accionar futuro de la Empresa.

El área de informática deberá estructurarse contemplando las unidades por áreas operativas del negocio y una unidad informática corporativa, entendida como la responsable de establecer directrices y prestar servicios a la unidad del negocio corporativa. Se refuerza el papel del Comité Directivo de informática, como ente articulador de toda la gestión.

Para darle un verdadero carácter corporativo a la planeación, se plantea la conformación del COMITE DE PLANEACION, conformado por las cabezas de las dependencias responsables de la planeación de cada Vicepresidencia y presidido por la dirección de Planeación Corporativa. Este comité daría mas garantías de que la planeación a nivel de las vicepresidencias (nivel táctico) sea consistente con las líneas de planeación estratégica del PAD.

### **El manejo del Gas Natural:**

En este tema hay todavía incertidumbres, ya que la Comisión de Regulación Energética, de reciente creación, no ha definido todavía la configuración de la industria del gas natural. No obstante, se vislumbran algunas ideas de carácter general:

- Las diferentes actividades o etapas del negocio deben estar claramente diferenciadas (producción, comercialización, transporte y distribución), así como los participantes en ellos, para evitar monopolios. De esta forma existirán restricciones para participar en mas de una actividad.
- Los productores privados en los contratos de asociación con Ecopetrol participarán activamente en la comercialización del gas, a través de la asociación. Le corresponderá a Ecopetrol la comercialización del gas de las áreas de producción directa.
- Se constituirá ECOGAS como empresa de transporte. Sería una sociedad anónima de economía mixta, inicialmente con una participación mayoritaria del Estado.
- Al constituirse el suministro de gas en un servicio público, se hace necesaria su regulación tarifaria, tanto en su transporte, como en la comercialización destinada



al sector residencial y de pequeños consumidores. No obstante, deberá buscarse un mercado desregulado para los grandes consumidores.

- La estructura tarifaria de los segmentos regulados (sector residencial y pequeños consumidores) deberá ser competitiva en relación con las alternativas energéticas, para facilitar la penetración del gas natural. Para el gas destinado a este segmento deben fijarse tarifas reguladas de transporte y precio en boca de pozo que reflejen los costos y una rentabilidad razonable. De todas formas, la regulación deberá hacerse en forma eslabonada, con una visión integral del negocio.
- Se hace necesario la eliminación de subsidios, en especial al sector eléctrico buscando que los usuarios paguen los costos reales por su utilización.
- En el corto plazo, se deberá dar un manejo autónomo a Ecopetrol en lo referente a la construcción de los gasoductos, mediante el esquema de BOMT. En el futuro Ecopetrol deberá salirse del negocio de transporte y ceder a ECOGAS los contratos de BOMT.
- Los contratos de suministro de largo plazo con los grandes consumidores (industria, generadores termoeléctricos y distribuidores) deben continuar tramitándose por parte de Ecopetrol, con el fin de asegurar grandes demandas con la llegada del gas a los nuevos centros de consumo, lo cual conllevará a bajas tarifas de transporte, mejorando la penetración en todos los sectores.
- Para iniciar la liberación del mercado, debe permitirse a los productores privados, que manejarán la producción consolidada en cada contrato de asociación, la venta directa del gas de nuevos descubrimientos o de producciones incrementales debida a nuevas inversiones en los campos productores actuales.

#### **El Instituto Colombiano del Petróleo:**

Esta institución deberá ser un ente de investigación y desarrollo de soporte para el sector petrolero colombiano, y ojalá del sector petrolero latinoamericano, competitivo a nivel internacional. Su gran reto es concluir el ciclo de I&D mediante la comercialización de sus resultados y convertirlos en fuente de financiación. En un

término de cinco años deberá ser una entidad con mecanismos propios de financiación.

La gestión tecnológica del Instituto se basará en las siguientes estrategias:

- Vinculación con los clientes, para conocer permanentemente sus necesidades de tecnología. Ecopetrol es actualmente el principal cliente del ICP, pero se buscará integrar cada vez más a las empresas asociadas, a las de servicios petroleros y aún promover sus servicios en el exterior.
- Mantener programas de investigación enfocados a la solución de problemas reales. Los resultados tecnológicos obtenidos también se comercializarán a terceros.
- Adelantar investigación tecnológica mediante alianzas estratégicas con terceros y con la utilización de asistencia técnica especializada.
- Mantener una adecuada infraestructura de planta física y equipamiento que permitan un buen funcionamiento y competitividad.
- Brindar apoyo para la integración de la Empresa con el mundo técnico-científico a través de modernos medios teleinformáticos.
- Las tecnologías en las cuales trabaje el ICP, la formación de personal y la definición de los programas de investigación, se realizarán a través de un "ciclo de planeación" que dará como resultado un plan tecnológico anual concertado con los clientes.
- La calidad de las investigaciones y de los servicios realizados por el ICP será competitiva a nivel internacional. Las tarifas fijadas deberán perseguir la autofinanciación de los gastos operacionales. Los beneficios derivados de la comercialización por la aplicación, interna y/o externa, de las tecnologías desarrolladas deberán permitir la creación de un fondo de inversiones para la I&D.

En la figura 6.2 se muestra la participación de los diferentes actores bajo esta opción de re-estructuración del sector petrolero colombiano.

### **La Gestión Ambiental:**

Como ya se comentó en los capítulos anteriores, la variable ambiental tendrá un impacto significativo en la actividad industrial futura y se constituirá en uno de los objetivos estructurales del sector, como una preocupación permanente por la conservación y el mejoramiento de la calidad ambiental en todas las instancias decisorias, procesos productivos e inversiones futuras del sector. *El Plan Energético Nacional - PEN* sugiere las siguientes estrategias en materia de calidad ambiental:

- La definición de compromisos corporativos con las empresas del sector, lo cual requiere del establecimiento y/o fortalecimiento de las unidades ambientales de las mismas y el desarrollo de una capacidad de auditaje ambiental, independiente de la gestión de las empresas.
- Desarrollar la gestión ambiental de proyectos del sector. En la actualidad la Empresa cuenta con un procedimiento para la Gestión Ambiental de Proyectos de Inversión y se ha venido trabajando con el Ministerio del Medio Ambiente en la elaboración de guías ambientales para proyectos específicos.
- Definir planes de contingencia ambiental para atenuar los impactos ecológicos de la destrucción de instalaciones petroleras por causa de desastres naturales o atentados criminales.
- Reducir las emisiones de partículas y gases, y de efluentes líquidos en la producción, transporte, distribución y uso de energéticos primarios. Para ello se deben incorporar tecnologías de prevención y mitigación y definir regulaciones, impuestos y aportes directos por parte de las empresas públicas y privadas del sector energético, que involucren "el costo ambiental" y que de esa manera se reflejen en señales apropiadas de precios.

## La Misión y los Objetivos de Ecopetrol

La conformación de la estructura del negocio petrolero nacional, tal como se ha descrito anteriormente, implica cambios tanto en la misión como en los objetivos empresariales de Ecopetrol.

De los términos actuales de la misión:

*"En Ecopetrol, patrimonio de todos los colombianos, trabajamos con integridad y entusiasmo para generar el máximo beneficio económico y social al país. Administramos con criterio competitivo el recurso petrolero nacional y satisfacemos en forma eficiente la demanda de hidrocarburos y derivados. Nuestro reto es la excelencia."*

sería necesario aclarar o definir la función social de Ecopetrol y su rol dentro del abastecimiento de combustibles. En efecto, la Empresa comprometida con el Gobierno en una gestión empresarial eficiente y competitiva con el sector privado, debería solo cumplir la misma actividad social que la empresa privada ejerce con las comunidades, en términos de buena vecindad y aporte voluntario a su desarrollo, sin entrar en competencia con el propio Estado de rendirle el máximo beneficio social al país o sustituir sus instituciones especializadas en los diferentes aspectos del desarrollo social (educación, salud, etc.).

No hay ninguna duda de que la mayor contribución de Ecopetrol al desarrollo social es mediante la generación de recursos financieros al Estado mediante una eficiente gestión y una eficaz inversión dentro del ámbito de su negocio petrolero. Cumplir con sus objetivos en forma tan eficiente y competitiva, que queden las máximas utilidades a disposición del Estado, para que con ellas pueda atender otras actividades de alta rentabilidad social aunque de poca rentabilidad económica, es uno de los propósitos esenciales de Ecopetrol.

Así mismo, contribuye al desarrollo social ofreciendo servicios y productos que satisfagan necesidades sociales. Sin embargo, el nuevo horizonte de participación privada en todos los negocios del sector petrolero, solo podría dejar a Ecopetrol con la responsabilidad de coordinar, promover y participar en un abastecimiento eficiente y seguro de combustibles al país, sin la connotación actual de su satisfacción total y directa de la demanda nacional.

El criterio de inversión y desarrollo de la Empresa estará basado en consideraciones estratégicas y de rentabilidad. De esta forma, se consideran prioritarios los negocios estratégicos y de alta rentabilidad, como es el caso de la exploración y producción. Proyectos de menor dimensión estratégica y/o moderada rentabilidad, como son los proyectos alternativos de abastecimiento (refinación y transporte) y de comercialización deberán considerarse por sus méritos relativos, buscando siempre aquellos que mejoren la posición competitiva de Ecopetrol. De otra parte, en la medida que baje el nivel de importancia estratégica deberá buscarse la participación del sector privado.

### **Los Imperativos de la Misión de Ecopetrol**

- Ecopetrol tiene la obligación de ser competitiva. Esto significa que debe tratar de que la operación directa en cualquiera de sus áreas de funcionamiento, sea tan o más eficiente que la operación ejecutada por terceros.
- El hecho de ser administradores del recurso petrolero de la nación exige establecer y controlar objetivos, políticas y estrategias de manejo, pero no necesariamente, ejecutar en forma directa todas las actividades requeridas para el cumplimiento de esta tarea.
- Ecopetrol, ajustada a su misión y dentro del propósito de producir la máxima rentabilidad económica al Estado, debe abstenerse de ejecutar directamente aquellas actividades que sean mejor realizarlas a través de terceros.

- Ecopetrol en sus operaciones debe fijarse criterios de eficiencia similares a los de las empresas privadas, tratando que sus estándares de desempeño sean comparables en todas sus actividades directas, con los de las mejores empresas petroleras internacionales.
- Ecopetrol no busca protagonismo político. Su misión no es reemplazar a otros organismos del Estado en el cumplimiento de sus respectivas misiones, sino suministrarles fondos -representados en regalías, impuestos y transferencias- para que puedan cumplir en mejor forma sus obligaciones sociales. Es el Gobierno, a través de sus organismos, y no Ecopetrol el que decide cómo usar los aportes recibidos de la Empresa. Entre más pueda entregarle, mejor para el país.
- Los desafíos de Ecopetrol son muchos y los recursos inferiores a sus necesidades. Sola no puede. Dentro de los límites de su misión, y sin perder el control de la misma, está interesada en la vinculación de capital privado, nacional y extranjero, a aquellas actividades en las que no sea posible o aconsejable, emplear únicamente recursos propios.
- En las relaciones con sus socios privados Ecopetrol representa la posición del Estado colombiano, por lo tanto, no desea participar en aquellas organizaciones en donde concurren intereses particulares que choquen con el criterio de primacía del bienestar general sobre el particular, propio de los entes del Estado, generando conflictos de intereses difíciles de resolver.
- Al actuar como monopolio en muchas de sus líneas de producto, Ecopetrol corre el riesgo de centrarse más en la producción que en las ventas y alejarse de sus clientes, sintiéndose inmune a las leyes de una economía de mercado; por lo

tantó, es imperativo para la Empresa crear una cultura de calidad total en sus operaciones.

- Una de las misiones fundamentales del área comercial de Ecopetrol es la de actuar como vocero y representante de los intereses de los clientes de Ecopetrol ante el resto de la organización.
- La disposición hacia el logro de la máxima seguridad en todas sus actividades productivas y el respeto por la naturaleza, dada la relación de ésta con las actividades de Ecopetrol, son parte inherente a la filosofía y modos de operación de la Empresa. Lograr un desarrollo económico sobre bases ambientalmente sustentables, es parte del cumplimiento de su propósito social.
- Las acciones económicas de Ecopetrol tienen impacto en la gente. La Empresa analiza los efectos de carácter social de sus programas y proyectos y cuando afecta negativamente el patrimonio o los valores sociales o culturales de las regiones donde opera, adopta las medidas correctivas pertinentes.
- Se quiere actuar en las comunidades como un buen vecino, dándole especial atención a la conservación del ambiente y de los recursos naturales, para garantizar a las generaciones presentes y futuras un desarrollo sostenible.
- Ecopetrol desea vincularse a las zonas en las que opera, promoviendo procesos de integración carentes de prepotencia, que, sin generar dependencia, logren una armónica y productiva convivencia y estimulen el desarrollo y la autonomía de las comunidades frente a la Empresa.

- Ecopetrol busca dentro de las limitaciones de su estructura técnica y administrativa, proporcionar empleo directo a los residentes en sus zonas de operación. Igualmente, desea estimular el empleo indirecto mediante el fomento de actividades industriales, comerciales y de servicio.
- La Empresa está empeñada en que el desarrollo de las comunidades trascienda el ciclo del desarrollo del petróleo, para que éstas sobrevivan una vez finalizadas las actividades petroleras en las regiones donde opera.
- La sociedad y sus instituciones existen para el Hombre. Ecopetrol quiere lograr que éste sea el centro consciente de todas sus actividades organizacionales internas y externas y, por tanto considera que el capital más valioso e importante del que dispone está constituido por su personal y por aquellos a los que sirve.
- A Ecopetrol no le es dable eludir el reto de establecer unas relaciones armoniosas y sinérgicas entre todos los que forman parte de la Empresa. Como ente del Estado le corresponde acatar estrictamente no sólo la letra sino el espíritu de las leyes. Ello incluye las de carácter laboral.
- Lograr la equidad interna y externa es la intención de Ecopetrol. Quiere que sus trabajadores y familiares logren un buen nivel económico, sin que haya diferencias apreciables en lo que toca a calidad básica de la vida entre los que ganan más y los que ganan menos. Esto es posible lograrlo manteniendo en gran parte la filosofía de su actual esquema de remuneración, mediante unas prestaciones sociales básicas iguales para todos, un salario mínimo de enganche que permita, al margen de situaciones de mercado, una existencia digna y unas diferencias en las remuneraciones que tengan en cuenta la oferta y demanda del trabajo y el desempeño individual.



- Ecopetrol es una Empresa Industrial y Comercial del Estado. Su punto de referencia en cuanto a remuneración de su personal directivo, por decisión de su Junta Directiva, es la mediana de la Industria de tamaño grande, no el sector petrolero. Ecopetrol es consciente que debe ofrecer a sus trabajadores condiciones competitivas en el mercado salarial, si quiere atraer y retener los mejores profesionales del país.
- La participación del personal y de las comunidades en la información, la opinión y las decisiones que los afectan, graduada según su comprensión y aceptación de los propósitos colectivos, será, en los años venideros el mayor desafío de Ecopetrol en el campo de las relaciones con su personal y con el público externo afectado por sus operaciones. La democracia industrial y social plasmada en la nueva Constitución es un hecho y Ecopetrol debe prepararse para ella.
- El cambio es la única constante en el mundo contemporáneo. La creatividad, la investigación y la modernización permanente en todas las áreas de Ecopetrol son factores esenciales para lograr una alta productividad. Se debe ser consciente de que sólo se sobrevivirá como organización estatal si se es capaz de realizar con eficiencia las actividades que se derivan de la misión de la Empresa, en un medio cambiante de alta exigencia. Esto demanda el desarrollo de una cultura de planeación como parte integral del trabajo que permita prever el cambio, prepararse para él y conseguir en lo que se pueda controlar, que el futuro se ajuste a los propósitos de la organización.
- Ecopetrol ha adquirido conciencia de que forma parte del Estado y que, por lo tanto, sus objetivos, políticas y estrategias deben estar enmarcadas dentro de los lineamientos del Gobierno Nacional. Solo la solidez del pensamiento y de las acciones de quienes la integran, en otras palabras: su profesionalismo, le

permitirán continuar teniendo voz y voto en los escenarios gubernamentales donde se decide su destino. Han de ser sus ejecutivos capaces de interpretar lo que el Gobierno espera de ella y ayudarle a dar forma a sus propósitos. Igualmente asesorarlo en aquello que crea debe hacerse y buscar mediante la persuasión que en sus planes se incorpore la visión de la Empresa.

- El reto, como lo establece la misión, es lograr la excelencia en todas las actividades de la Empresa. Se espera de esta manera proyectarse con fortaleza hacia el próximo siglo y continuar vinculados en forma productiva a todos los colombianos.

**Los Objetivos Corporativos:** De los siete grandes objetivos de la Empresa, estructurados para el pasado Plan de Ajuste Dinámico, a saber:

1. Mantener el autoabastecimiento de crudo y gas en el país, mediante la adecuada actividad exploratoria, tanto directa como asociada, procurando cada año incorporar más reservas de las que se producen y asegurando su óptimo desarrollo.
2. Garantizar la adecuación oportuna de la infraestructura de refinación del país y su mejor operación, para responder en la forma más eficiente y económica al apropiado abastecimiento nacional de los combustibles derivados.
3. Asegurar el desarrollo y manejo requeridos en la infraestructura de transporte y almacenamiento de crudo y derivados para atender oportunamente la cadena integral de su aprovechamiento y comercialización.
4. Desarrollar las acciones necesarias, para lograr en el país el patrón más conveniente de consumo de las distintas fuentes energéticas disponibles.
5. Contribuir al desarrollo industrial del país mediante la promoción y participación en proyectos y actividades de Conveniencia Nacional conexas con la industria petrolera.

6. Modernizar y adecuar la estructura empresarial, logrando optimizar la capacidad y condición de los recursos humanos, físicos y tecnológicos, en procura de una gestión administrativa ágil, eficiente y competitiva; que lleve a resultados de alta calidad, preservando los ecosistemas circundantes.
7. Asegurar el crecimiento productivo, la solidez y la rentabilidad sostenidos de la Empresa.

sería necesario redefinir dos de ellos, comunes a la nueva visión de Ecopetrol:

1. En materia de refinación, su objetivo sería el de mantener la actual infraestructura en las condiciones mas favorables y competitivas para aportar al abastecimiento nacional y buscar mecanismos que garanticen la participación de particulares en el total abastecimiento nacional.
2. El patrón de consumo energético mas conveniente para el país le corresponde definirlo al Ministerio de Minas y Energía, en cabeza del INEA, a Ecopetrol le compete solo participar en esas definiciones y ejecutar las acciones conducentes que le competan.

### **Programa de Reconversión Industrial**

La industria petrolera es intensiva en la utilización de capital, lo cual implica que la eficiencia en el uso del mismo es un factor esencial para el crecimiento productivo.

A la infraestructura petrolera el factor determinante que le resta eficiencia es el uso y la obsolescencia, que se manifiesta por la pérdida progresiva y continua de los rendimientos productivos y el aumento de los gastos operacionales.

Los activos renovables -por ejemplo, máquinas y equipos- sufren un deterioro físico natural por el uso, que los lleva a un momento en que el costo de conservación, reparación y mantenimiento sean tan elevados que su utilización resulta

antieconómica; y en casos, a pesar que a los bienes no han llegado al término de su vida útil. Por otra vía, también les llega la obsolescencia a esos activos, cuando aparecen en el mercado sustitutos más ventajosos, que comparativamente hacen que no sea económica su utilización.

La respuesta a esta decadencia natural y continua de la infraestructura productiva está en la instauración de un programa de reconversión industrial.

Este programa es una estrategia institucional explícita para el continuo mejoramiento incremental de la productividad mediante una dosificada asignación de recursos para la modernización del aparato productivo.

Para estos efectos, el primer caso es diagnosticar el grado de obsolescencia de cada planta, proceso o sistema y programar sus grados de manifestación en el tiempo hasta que finalice la vida útil de los mismos. Haciendo este ejercicio de planificación aparece servida la oportunidad para gestar múltiples opciones que redunden en incrementos productivos; y de todo esto es factible formular un generoso portafolio de alternativas de inversión, a partir del cual se estructure un óptimo programa de reconversión industrial para el corto, mediano y largo plazo ; que estaría conformado por los proyectos que más contribuyan al agregado de beneficios económicos corporativos, vía sustitución, total o parcial, de procesos y/o sistemas existentes.

La institucionalización de un programa de reconversión induce a toda la reorganización a repensar la validez de los procesos productivos en operación, a la investigación para la reingeniería de los mismos, y a crear un portafolio de opciones a partir de las cuales le sea dable a la dirección de la Empresa desarrollar una toma de decisiones fundamentada en la selección de oportunidades que compitan entre sí por los fondos previstos para este programa.

Con base en estas ideas, en el plan de inversiones de la Empresa se estarían manejando, simultáneamente, dos programas: reconversión y crecimiento.

En un contexto económico, las corrientes de capital que se aportan para estos dos programas reciben diferente nombre: Inversión de reposición destinada a mantener el programa de reconversión, e inversión neta que son adiciones al stock de capital real existente y cuyo fin primordial es el crecimiento en la producción.

En general, la inversión se realiza en cualquiera de los dos programas si la eficiencia marginal de cada proyecto excede la tasa de oportunidad corporativa. Es decir, tanto la inversión en reposición como la inversión neta deben regirse por la comparación de la eficiencia marginal de la inversión con la tasa de interés. Ello significa, en principio, que no habrá de efectuarse reinversión de las asignaciones para reconversión a menos que ello eleve los beneficios corporativos; y en la práctica diaria esta inversión está destinada, más que todo a reducción de costos actuales de producción, y por eso, también suele llamarse inversión de reducción de costos.

## 7. PROGRAMAS, PLANES Y PROYECTOS DE INVERSION

### La Exploración de Hidrocarburos en Colombia - Modelo Exploratorio

#### Antecedentes

La exploración de hidrocarburos en Colombia debe ser conducida como una sola. La Empresa Colombiana de Petróleos cuenta con dos mecanismos para ejecutar la actividad exploratoria, la Operación Directa y la Asociada, a cada una de ellas le corresponde parte del plan.

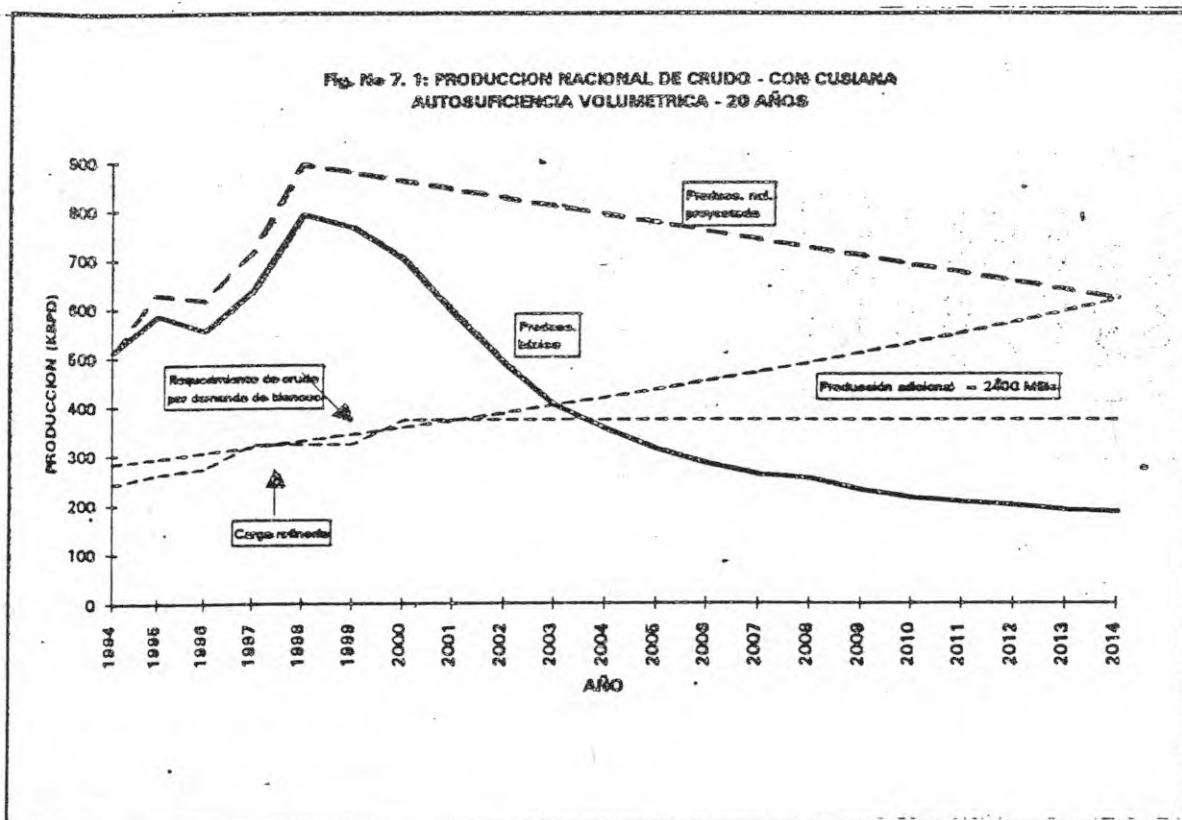
La exploración directa tendrá carácter estratégico, pero al no ser suficiente para desarrollar toda la actividad exploratoria que requiere el país es necesario combinarla con la exploración por intermedio de terceros.

Se entiende que estas dos modalidades de exploración (Directa y por intermedio de terceros) deben complementarse con el propósito de maximizar el incremento de reservas, pero debe existir un componente importante de competitividad en torno a los bloques disponibles. Los resultados dependerán de la implementación de un solo plan, el cual debe conjugar los recursos críticos para buscar el éxito tanto en la Operación Directa como en la Asociada.

La Operación Directa es la base fundamental de la exploración de hidrocarburos en el país. Su conocimiento de las diferentes cuencas debe ser utilizado tanto para adelantar su propia exploración, como para promocionar la Operación Asociada. Con el fin de poder elaborar el Plan Exploratorio, se requiere iniciar el proceso acelerado para convertir el archivo de información geológica en conocimiento y de esta forma en el corto y mediano plazo obtener un amplio portafolio de áreas prospectivas que le permitan a la Empresa establecer cual es el compromiso de la operación directa y

asociada para la obtención de los objetivos trazados en la planeación del negocio upstream.

Para desarrollar la actividad exploratoria con mentalidad exploracionista y al tanto de las distintas tendencias o teorías geológicas a nivel mundial, se hace indispensable contar permanentemente con asesores de reconocido prestigio internacional.



### Objetivo del Plan Exploratorio

Mantener la autosuficiencia volumétrica en materia de hidrocarburos, con excedentes exportables hasta el año 2014. Con las reservas actuales la autosuficiencia se mantendría solo hasta el año 2003, de acuerdo con el perfil de producción proyectado. Esta meta implica una producción adicional del orden de 2.400 MBLS. y descubrir 5.700 MBLS. Dicha meta deberá revisarse periódicamente o cuando un importante descubrimiento amerite redefinir los esfuerzos exploratorios. (ver Figuras 7.1 y 7.2).

## **Bases del Plan Exploratorio**

- Maximizar el hallazgo de hidrocarburos por parte de la Operación Directa y de la Operación Asociada.
- Mantener competitividad a nivel mundial para atraer la inversión privada y realizar la actividad exploratoria complementaria de la exploración directa, con el fin de garantizarle al país el suministro de hidrocarburos a mediano y largo plazo.
- Explotar las reservas actualmente descubiertas y aquellas que se descubran en el futuro bajo criterios de eficiencia técnica y económica, con base en la "Máxima Rata de Eficiencia" (MRE).

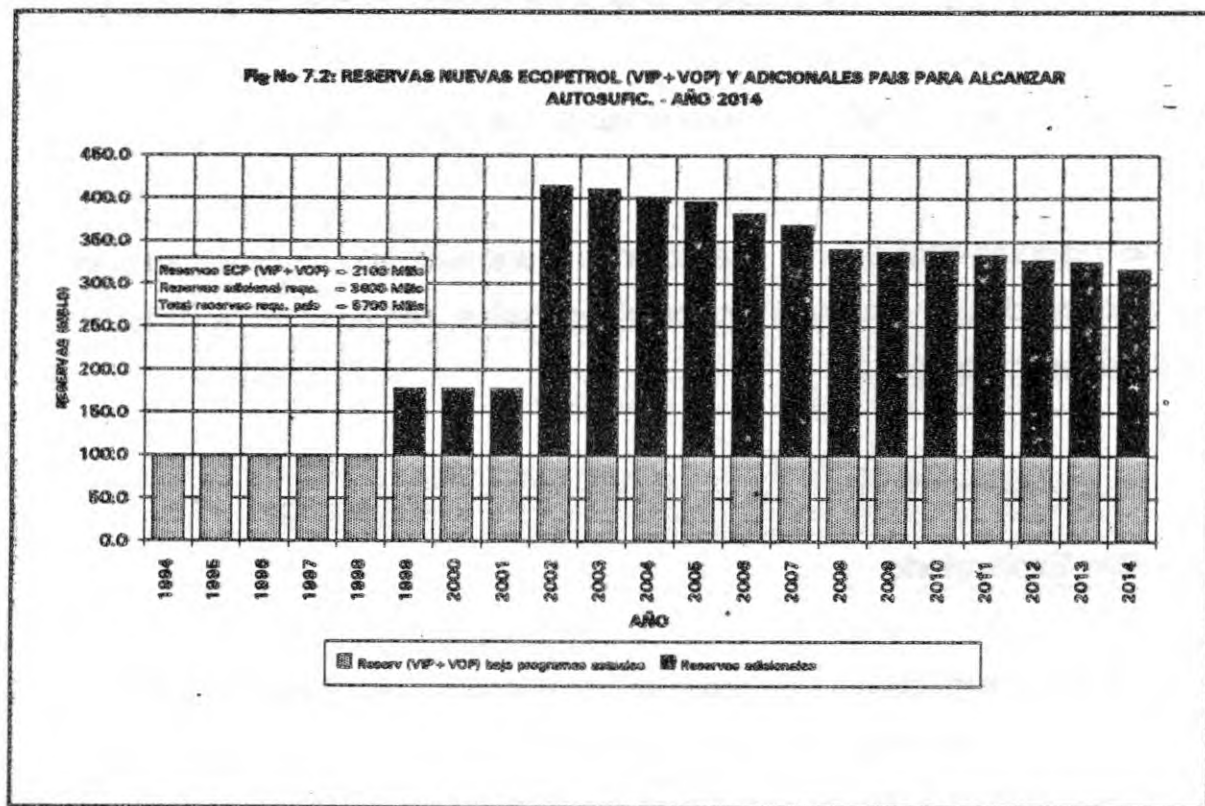
## **Estrategia del Plan Exploratorio**

Históricamente, tanto las expectativas de reservas por encontrar en Colombia, como la perforación exploratoria han sido proyectadas con base en criterios puramente estadísticos. Bajo esta concepción, considerando la eficiencia exploratoria histórica del orden de 2,5 MBLS/Pozo, incluidas las reservas de los últimos yacimientos encontrados (Cusiana - Cupiagua), el esfuerzo exploratorio se restringía entonces a descubrir al menos las reservas equivalentes a lo producido en un año, con el fin de reponer el petróleo consumido. El cambio propuesto implica mantener la autosuficiencia con una perspectiva de largo plazo (20 años), incrementando la eficiencia exploratoria por encima de los resultados históricos.

En efecto, en caso de mantenerse la eficiencia exploratoria actual de 2,5 MBLS/Pozo, indicando que para mantener una autosuficiencia volumétrica en los próximos veinte

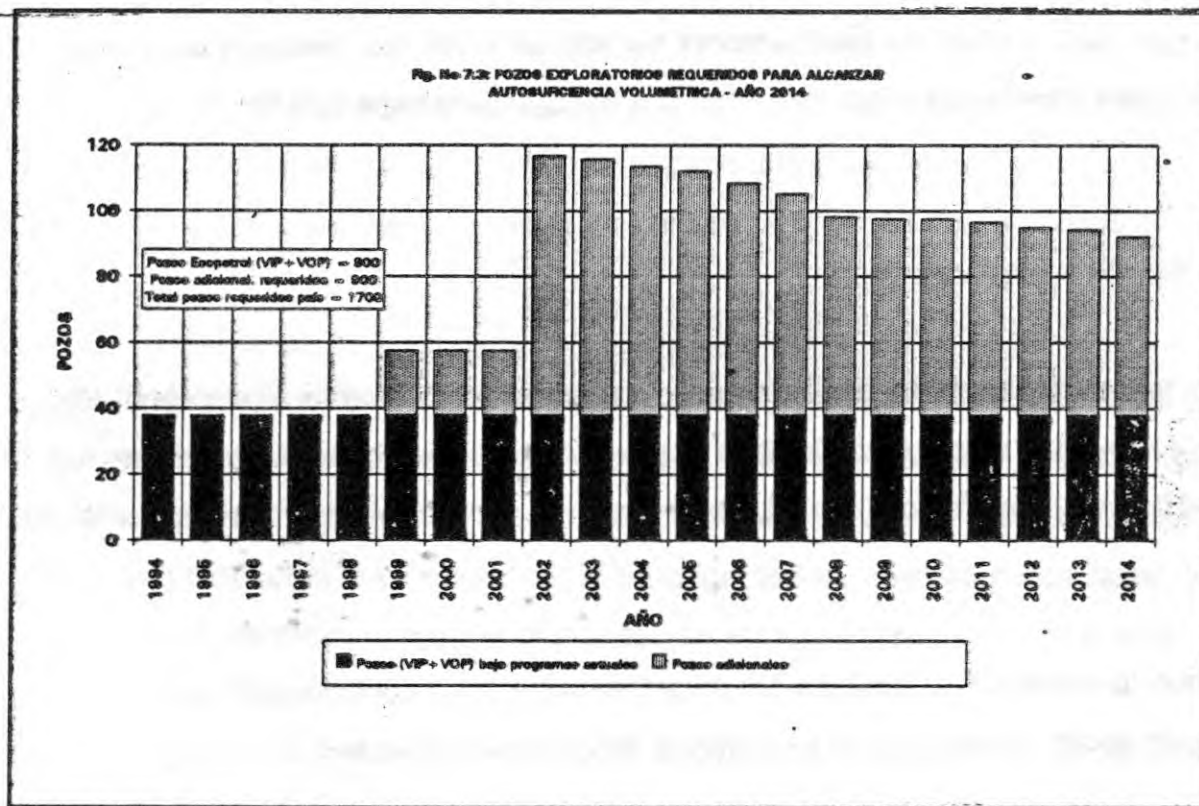


años, se requeriría un esfuerzo equivalente a la perforación de aproximadamente 2300 pozos exploratorios, con un programa de 130 pozos/año después del año 2002 y adicionando la necesidad de tomar más de 20.000 Km. de sísmica. Este resultado lleva a concluir que si no se incrementa la eficiencia exploratoria, el esfuerzo de perforación sería difícil de realizar, teniendo en cuenta que en toda la historia se han perforado en el país alrededor de 1300 pozos exploratorios (A3 + A2).



La estrategia propuesta supone apuntar nuestros esfuerzos a incrementar la eficiencia exploratoria a 4,0 MBLs/Pozo, mostrando una considerable disminución del esfuerzo exploratorio por realizar. Como referencia se podría anotar que asumiendo este incremento de la eficiencia exploratoria, se necesitaría perforar 1.700 pozos para mantener la autosuficiencia hasta el año 2.014, objetivo del plan exploratorio (ver Figura 7.3).

Todo lo anterior indica que el factor predominante en el Plan Exploratorio que se sugiere es la de elevar "la eficiencia exploratoria" y por tanto cambiar las expectativas de encontrar reservas con criterios puramente históricos (estadísticos).



Por lo tanto, para realizar en Colombia una labor exploratoria con resultados altamente superiores a los hasta ahora obtenidos y elevar substancialmente la eficiencia exploratoria de las cuencas activas, incorporando las cuencas inactivas a la agenda exploratoria, es preciso replantear la metodología y posicionar el conocimiento geológico de las cuencas colombianas como piedra angular para la planeación exploratoria.

En este sentido, se debe contar con una estrategia que de prioridad a la conversión de la información disponible en conocimiento geológico para que la planeación de corto y mediano plazo pueda contar con un portafolio suficiente de áreas prospectivas, debidamente clasificados de acuerdo con su potencial de reservas, riesgo exploratorio,

costo y parámetros financieros del proyecto (incluyendo inversiones para desarrollo). Igualmente, se debe contar permanentemente con un programa de trabajos que mejore substancialmente el conocimiento de cada cuenca (tanto activas como inactivas), para actualizar en tiempo real los diferentes modelos geológicos de tal manera que el portafolio se pueda mantener nutrido de áreas prospectivas y a la vez incrementar la información geológica en cuencas de bajo nivel exploratorio.

### **Elementos del Plan Exploratorio**

La presente estrategia tiene como fundamento, aprovechar al máximo el momento de alivio que a corto plazo representa Cusiana para el abastecimiento de hidrocarburos al país y evitar una posible situación deficitaria a partir del primer quinquenio del próximo siglo.

Por lo anterior, la estrategia propuesta centra su atención en el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias, considerando los siguientes elementos:

1. Conversión de información en conocimiento geológico.
2. Elaboración de un gran portafolio de áreas prospectivas.
3. Manejo del mapa de tierras con base en los elementos anteriores.
4. Contratos de asociación.
5. Continuación de proyectos de exploración importantes que estén en curso.

A continuación se explican brevemente cada uno de ellos :

## 1.- Conversión de información en conocimiento geológico.

Se realizarán inmediatamente los contratos que sean necesarios, con consultores de reconocido prestigio mundial (Intera, Beicip, Petroconsultants, etc.), para hacer la integración de la información de la exploración del país, con el fin de convertir dicha información en conocimiento, retomando la experiencia reciente de la preparación de la Licitación Internacional. Esta actividad se concentrará en los dos primeros años del plan.

El resultado de cada estudio debe contener, además de la caracterización del área, una evaluación de su potencial de reservas que incluya una descripción de posibilidades exploratorias y una recomendación de los trabajos a realizar, tanto para identificar los prospectos que conducirán al hallazgo de las reservas potenciales, como para mejorar substancialmente el conocimiento del área (calentamiento de áreas).

Se incluirá personal con alto potencial como exploracionista dentro de los grupos de trabajo de las instituciones seleccionadas con el objeto de transferir la metodología, el conocimiento y la tecnología utilizadas en cada caso.

El trabajo de integración de nueva información generada a los modelos de cada cuenca será en adelante una actividad permanente realizada por Ecopetrol, en el menor tiempo posible después de obtenida, de manera que se genere un proceso dinámico de conocimiento geológico.

## 2.- Elaboración de un gran portafolio de áreas prospectivas.

Ecopetrol concentrará esfuerzos en la elaboración de un portafolio de áreas prospectivas suficientemente nutrido, con base en el conocimiento resultante de los

estudios realizados en el numeral 1. Hacia el futuro se actualizará permanentemente este portafolio.

De este portafolio, la actividad directa seleccionará los áreas que conformarán el plan de perforación exploratoria, bajo el concepto de maximizar el valor esperado económico, y la actividad asociada el conjunto de paquetes a promocionar.

### 3.- Manejo del mapa de tierras con base en los elementos anteriores.

El manejo del mapa de tierras deberá continuar siendo un proceso dinámico y eficiente, tal como se ha venido manejando hacia el interior del Comité de Exploración y Contratación.

La Operación Directa continuará trabajando las áreas con planes concretos de exploración y con compromisos establecidos en un programa de trabajo, además podrá atraer capital privado en aquellas áreas en las que juzgue conveniente esta modalidad de inversión.

La totalidad de las áreas que se exploran a nivel nacional, deben ser de un mismo color en el mapa de tierras y las áreas que actualmente se encuentran en explotación deben tener un color diferente, al igual las áreas de frontera deben tener un color que las caracterice como tal. No debe existir diferenciación de color entre las áreas que trabaja Ecopetrol en forma directa y las que trabaja Ecopetrol a través de los asociados. Ecopetrol continuará promocionando de una forma agresiva la totalidad de las áreas disponibles para exploración.

La Operación Directa competirá con las compañías privadas por la obtención de bloques renunciados, presentando los respectivos planes exploratorios. De igual forma la Operación Asociada velará porque las obligaciones contractuales, referentes a la entrega de información, se cumplan en forma completa y oportuna.

#### 4. -Contratos de Asociación.

Debe existir una revisión y actualización permanente del contrato de asociación, para ponerlo a tono con las condiciones cambiantes a nivel nacional e internacional, y garantizar de esta forma una creciente participación de capital de riesgo en el sector petrolero nacional.

El contrato de asociación debe tener mayor flexibilidad en los compromisos adquiridos entre las partes, dependiendo de la complejidad del área y de la información geológica disponible.

La vigencia de los contratos de asociación se debe extender hasta el límite económico del campo en explotación.

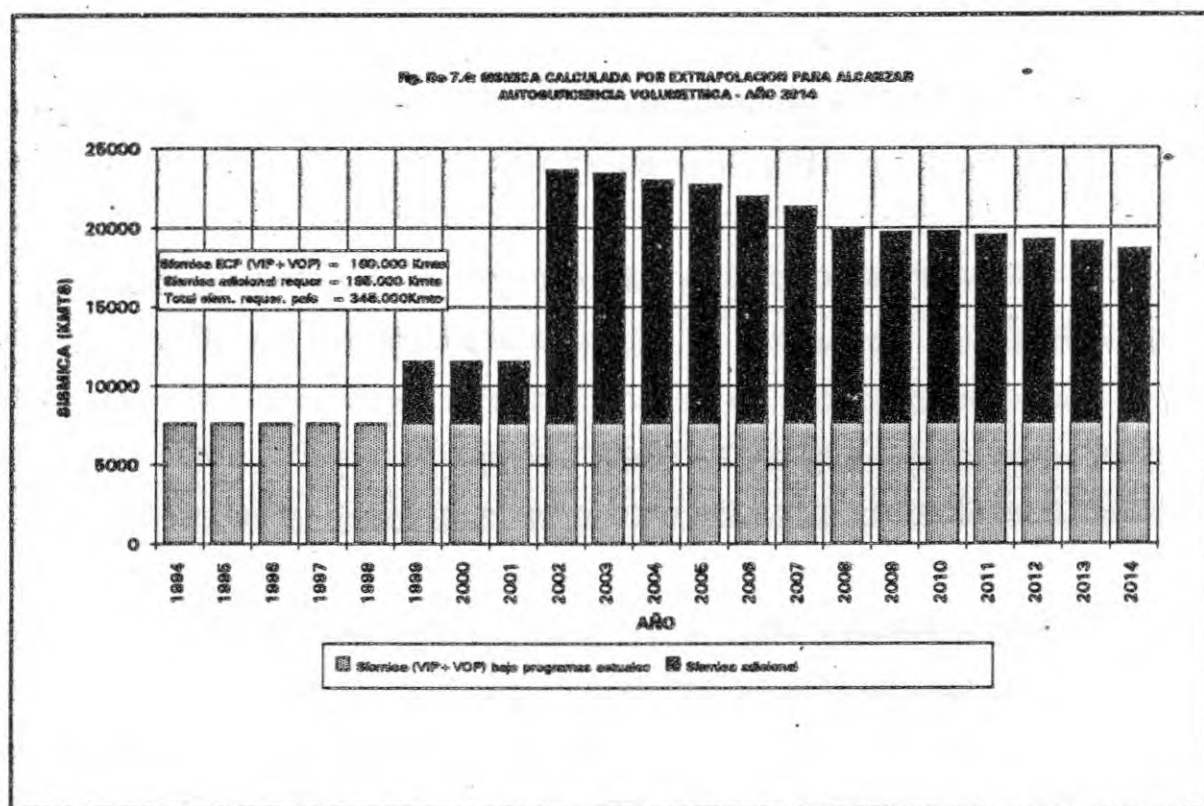
#### 5.- Continuación de proyectos de exploración importantes que estén en curso.

Paralelamente, continuarán los proyectos de exploración directa que están en curso, en fases avanzadas y relacionados a prospectos con expectativas económicas importantes y reservas significativas. Además, se debe incluir la evolución de la variable tecnológica en áreas como la exploración, perforación y yacimientos, cuando se estén elaborando y/o evaluando modelos que tiendan a determinar los recursos exploratorios del país.

#### **Programa Exploratorio Propuesto**

Para valorar el Plan Exploratorio y estimar la inversión que debería realizar la Empresa, se ha supuesto como meta alcanzar una eficiencia exploratoria de 4.0 MBLS / Pozo. También se ha considerado que a partir del año 1995 y en los siguientes

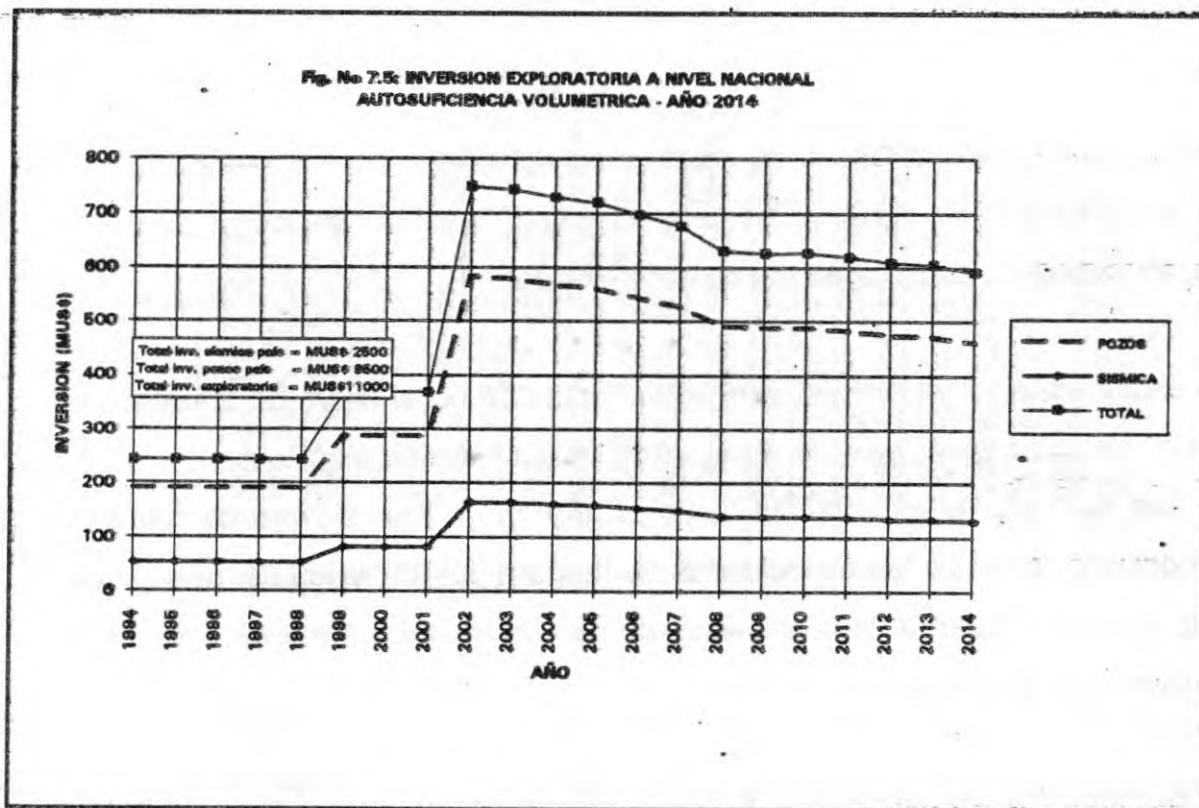
cuatro años, la inversión en la actividad exploratoria será similar a la programada actualmente, según el esquema de descubrir las reservas equivalentes a lo producido en un año. Esta inversión suma MUS\$ 240/año de los cuales MUS\$ 50/año corresponderían a la actividad directa. Paralelamente se iniciaría el Plan Exploratorio, convirtiendo la información disponible en conocimiento geológico, generando así un amplio portafolio de áreas prospectivas que necesariamente redefinirían las inversiones a partir del año 1999.



En otras palabras, hasta el año 1998 el Plan Exploratorio es similar al que actualmente se tiene planteado, con la adición de un trabajo intenso de procesamiento de la información geológica.

Si se toma como base el modelo propuesto (4.0 MBLS/Pozo), el esfuerzo exploratorio estaría enmarcado, con la perforación de 1.700 pozos exploratorios en total hasta el año 2014, iniciando en 38 pozos/año según el esquema actual y terminando con un

promedio de 95 pozos / año, de los cuales 8 pozos/año en su fase inicial y 22 pozos/año en su fase final le corresponderían a la actividad directa. Se incluye además la toma de 345.000 Km. de registros sísmicos, iniciando con un promedio anual de 7.800 Km. y terminando con 20.000 Km., correspondiendo a la actividad directa 4.000 Km. y 10.000 Km. anuales en su fase inicial y final, respectivamente (Ver Figuras 7.3 y 7.4).



Esto traducido en dinero, indica que las inversiones de 1999 al 2002 ascenderían a MUS\$ 370/año, correspondiendo alrededor de MUS\$ 100/año a la actividad directa. Del 2003 hasta el 2014, como lo indica el modelo, las inversiones fluctuarán entre MUS\$ 750/año y MUS\$ 610/año, estimando en MUS\$ 200/año como promedio la inversión de la actividad directa (Ver Figura 7.5).

En resumen, el total de la inversión directa hasta el año 2002 sería de MUS\$ 650 y hasta el año 2014 de MUS\$ 2400, para un gran total de MUS\$ 3050.



Si se descubriera un mega-yacimiento (1.500 MBLS) en los próximos años, el esfuerzo exploratorio se reduciría teóricamente en un 25 %, tanto en el número de pozos exploratorios por perforar como por los kilómetros de sísmica que habría que registrar. Sin embargo, si este caso se presenta, se reevaluarían los planes y las estrategias por seguir.

## **Producción**

El pronóstico de producción de crudo de acuerdo con el nuevo "Plan Exploratorio", se muestra en la Figura 7.6, donde se observa la participación de la Operación Directa y la Asociada, incluyendo la producción del campo Cusiana.

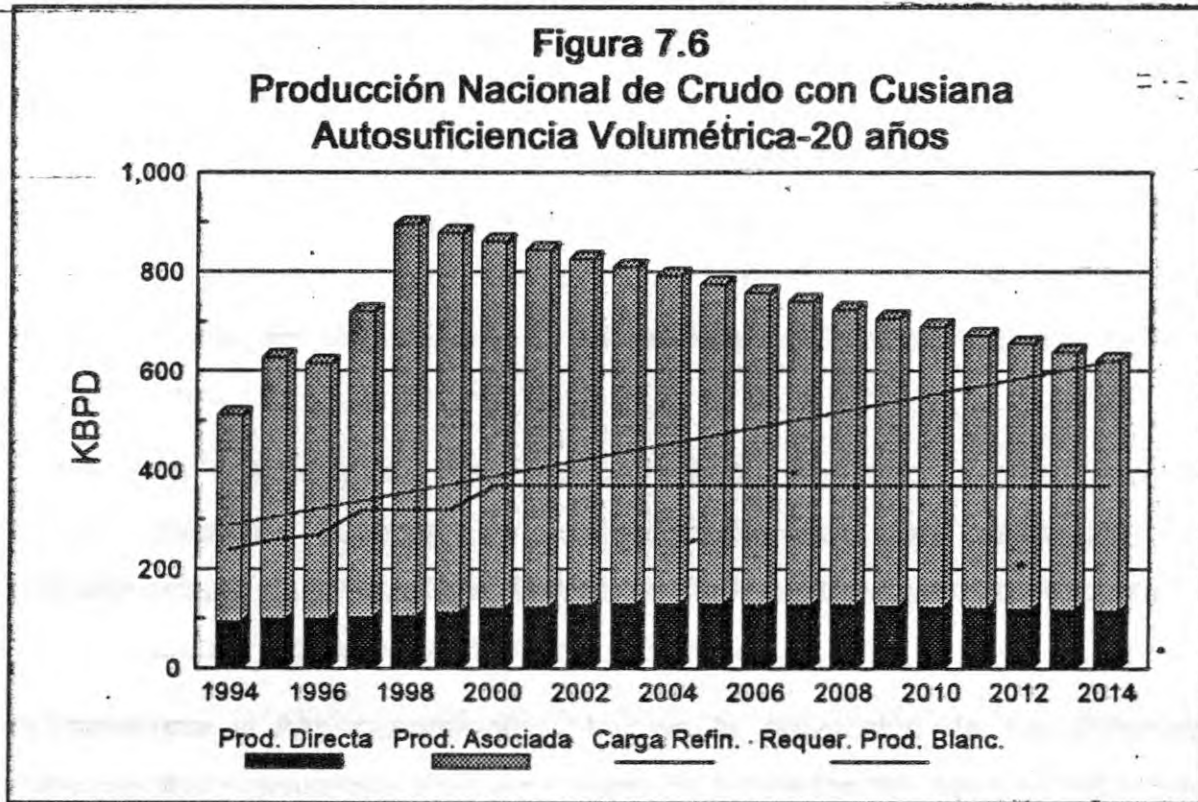
El esfuerzo exploratorio se ve reflejado en la estabilización de la curva de producción, con el fin de cumplir con el objetivo del plan, como es el de mantener la autosuficiencia volumétrica con excedentes exportables hasta el año 2014. Por esto se compara la curva de producción total con las necesidades de carga a las refinerías del país y una curva teórica del requerimiento de crudo equivalente que se necesitaría para cubrir la demanda proyectada de productos blancos.

Por tanto, se proyecta encontrar 3.600 MBLS de reservas adicionales en dicho periodo, de los cuales 1.400 MBLS le corresponderían a la Operación Directa.

Si se descubriera un megayacimiento (1.500 MBLS), como se supuso en el modelo exploratorio, en los próximos años, se tendrían que reevaluar los planes y las estrategias por seguir con ese nuevo campo productor.

No obstante lo anterior, se debe continuar con la política de maximizar las reservas actuales, mediante la optimización del recobro de hidrocarburos empleando nuevas técnicas en la explotación de los yacimientos y en la maduración del conocimiento

geológico de los mismos, tales como : La toma de sísmica 3D, la simulación de yacimientos (informática) y la perforación horizontal entre otros y así convertir reservas "in situ" en recuperables.



Es necesario tener en cuenta que el conocimiento integral se logra a través de la determinación de modelos estáticos y dinámicos del yacimiento cuyos componentes, la interpretación geofísica de producción y el modelamiento nos permiten obtener una interpretación estructural y una caracterización del yacimiento y sus fluidos. Además, el comportamiento de los pozos y la simulación nos darán una adecuada planeación del desarrollo de un campo de producción.

En cuanto a la recuperación mejorada, se continuara como política la de implantar estos proyectos cuando las condiciones técnicas y económicas sean favorables. No obstante, se continuara a nivel de piloto las posibilidades de recuperación mejorada en los campos en estudio, siempre y cuando sus condiciones lo ameriten. Esto

permitirá tener un buen portafolio de proyectos que en su debido momento podrán considerarse.

## Plan de Abastecimiento de Combustibles

En esta sección se presenta un resumen del plan nacional de abastecimiento de combustibles para el periodo 1994-2008, y esta dividido en tres partes que cubren los siguientes tópicos.

- **Bases Volumétricas:** . Contiene los pronósticos de producción de crudos con reservas actuales y por descubrir, las proyecciones de demandas de combustibles, las capacidades de refinación y los proyectos en ejecución mas importantes.
- **Balances Volumétricos:** Contiene los balances de crudo, cargas y excedentes exportables, los balances de producción-demanda para cada uno de los combustibles: GLP, Gasolinas, Destilados Medios y Combustóleo. Adicionalmente se comenta el proyecto de una nueva refinería.
- **Transporte y Almacenamiento:** Incluye la proyección de los sistemas de oleoductos, poliductos y almacenamiento de productos con base en los proyectos actualmente en ejecución

### **Bases Volumétricas**

#### Pronósticos de Producción de Crudos

En la Tabla 7.1 y Figura 7.7 se presentan los pronósticos de producción de crudos, discriminados por reservas actuales y por descubrir (futuras) y por modalidad de explotación.

Los pronósticos de producción con reservas actuales para los años 1998-2003 están afectados sensiblemente por la contribución del crudo de Cusiana, que tiene un tope

de producción de 500 KBD (1998-2001). La distribución promedio para todo el período es: 79.8% asociación, 20.4 % directa y 1.5% concesión , equivalentes a 387.7 KBDC, 101.4 KBDC y 7.3 KBDC respectivamente. Los pronósticos de producción con reservas futuras, que en promedio comprenden los resultados del plan exploratorio en marcha incrementan la producción con reservas actuales en 25.8% en promedio (20.9% asociación y 4.9% directa), equivalente a 128.1 KBDC. Considerando solamente las reservas actuales, la producción en el 2003 será similar a la 1994.

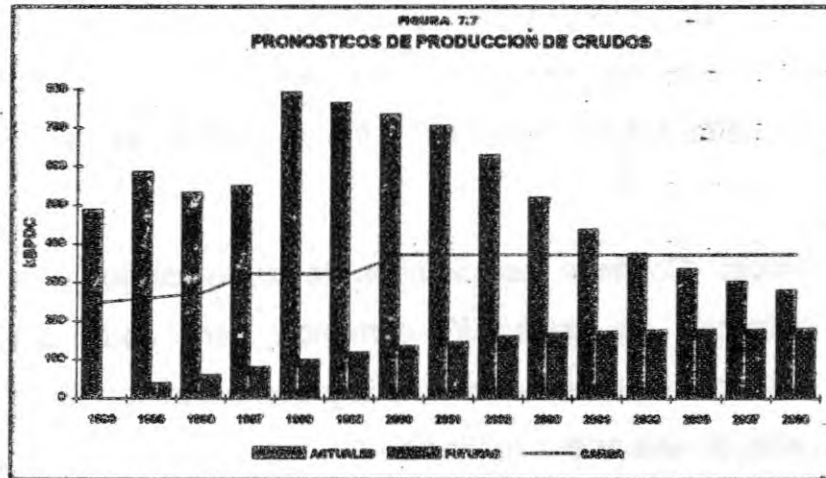


Tabla No. 7.1 RESUMEN PRONOSTICO DE PRODUCCION TOTAL DE CRUDOS 1994 - 2008

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>RESERVAS ACTUALES</b>															
. DIRECTAS (ACTUALES+INCREMENTALES)	95.6	118.8	118.2	118.0	113.4	113.0	111.8	106.5	100.6	95.0	93.2	89.5	86.7	82.1	78.5
. CONCESION	34.1	14.2	12.4	9.8	8.2	7.0	6.1	5.4	4.3	3.3	2.9	1.5	0.0	0.0	0.0
. ASOCIADAS	348.9	465.9	424.0	510.7	672.7	646.6	582.9	478.1	378.6	299.8	255.8	219.1	197.4	178.4	172.7
. ASOCIADAS + CONCESION	383.0	480.1	436.4	520.5	680.9	652.6	589.0	483.5	382.9	303.1	258.7	220.6	197.4	178.4	172.7
<b>TOTAL ACTUALES</b>	<b>478.6</b>	<b>602.9</b>	<b>554.6</b>	<b>638.5</b>	<b>794.3</b>	<b>768.6</b>	<b>700.6</b>	<b>588.0</b>	<b>483.5</b>	<b>398.1</b>	<b>351.9</b>	<b>310.1</b>	<b>284.1</b>	<b>280.5</b>	<b>251.2</b>
<b>RESERVAS DE DESARROLLO</b>															
. DIRECTAS	0.0	0.0	0.0	2.0	6.0	13.0	20.0	23.0	32.0	37.0	41.0	44.0	47.0	50.0	53.0
. ASOCIADAS	0.0	41.0	60.9	79.9	96.1	107.7	117.7	125.0	130.4	133.2	134.5	134.4	133.3	130.0	130.0
<b>TOTAL FUTURAS</b>	<b>0.0</b>	<b>41.0</b>	<b>60.9</b>	<b>81.9</b>	<b>101.1</b>	<b>120.7</b>	<b>137.7</b>	<b>148.0</b>	<b>162.4</b>	<b>170.2</b>	<b>175.5</b>	<b>178.4</b>	<b>180.3</b>	<b>180.0</b>	<b>183.0</b>
<b>TOTALES</b>															
. TOTAL DIRECTAS (ACTUALES+FUTURAS)	95.6	118.8	118.2	120.0	119.4	126.0	131.8	129.5	132.6	132.0	134.2	133.5	133.7	132.1	131.5
. TOTAL CONCESION	34.1	14.2	12.4	9.8	8.2	7.0	6.1	5.4	4.3	3.3	2.9	1.5	0.0	0.0	0.0
. TOTAL ASOCIADAS (ACTUALES+FUTURAS)	348.9	494.9	484.9	590.6	767.8	753.3	700.6	601.1	503.0	433.0	390.3	363.5	330.7	308.4	302.7
<b>TOTAL ACTUALES + FUTURAS PAIS</b>	<b>478.6</b>	<b>627.9</b>	<b>615.5</b>	<b>720.4</b>	<b>898.4</b>	<b>886.3</b>	<b>838.3</b>	<b>736.0</b>	<b>645.9</b>	<b>568.3</b>	<b>527.4</b>	<b>488.5</b>	<b>464.4</b>	<b>440.5</b>	<b>434.2</b>

## Proyección de Demanda de Combustibles

Los modelos de demanda de un energético, deben tener en consideración dos características fundamentales: la primera, tener capacidad predictiva y la segunda, servir de herramienta para la evaluación de alternativas de políticas tecnológicas o energéticas.

El modelo empleado para la proyección de la demanda nacional de combustibles se compone de tres modelos: el primero, o módulo de pronóstico, realiza los pronósticos de demanda de hidrocarburos utilizando modelos econométricos; el segundo, llamado módulo de gestión, evalúa las alternativas de política energética, como nuevas tecnologías, el plan de masificación del gas, etc., y el tercero, o módulo de evaluación, mide el impacto de la adopción de una política energética sobre la demanda futura de alguno de los hidrocarburos.

Los principales criterios utilizados para la proyección de las demandas de algunos de los derivados fueron los siguientes:

### Gasolina Regular Motor:

Los consumos históricos de gasolina regular motor fueron correlacionados con los siguientes factores:

- . Precio de venta de la gasolina motor regular
- . Producto Interno Bruto
- . Consumo de gasolina motor regular per cápita rezagado un período.

Con esta correlación encontrada y con las proyecciones de crecimiento poblacional y de la economía suministrados por el Departamento Nacional de Planeación se

obtuvieron las proyecciones de consumo de este energético. Igualmente, se tuvieron en consideración la disminución en el consumo de este combustible por la sustitución por gas natural comprimido (GNC) en el interior del país a partir del año 1995.

#### ACPM:

Para la proyección de este energético se dividió el consumo histórico en dos sectores:

- i) **Los consumos del sector eléctrico.** Son estimados a través de los pronósticos de generación eléctrica de las entidades generadoras como ISA, ICEL y ECOPETROL.
- ii) **El consumo utilizado en otros sectores.** El agregado de los consumos agropecuario, industrial, de transporte, de la construcción, comercial y oficial fue correlacionado con los siguientes factores:

- . Precio de venta del ACPM
- . Precio de venta de la gasolina motor regular rezagados dos períodos
- . Variable "Dummy" que capta el efecto del aumento de consumo ocasionado por los racionamientos de energía eléctrica

Para el cálculo del consumo de ACPM se tomaron las proyecciones estimadas por el sector eléctrico y se adicionaron las proyecciones encontradas en el numeral ii). Al igual que el caso de la gasolina motor se descontaron los pronósticos de sustitución por gas natural en el sector industrial a partir de 1996.

#### GLP:

Las proyecciones de consumo de este producto fueron correlacionadas a las siguientes variables:

- . Precio de venta del GLP
- . Población

- Variable "Dummy" que explica la restricción en la oferta a finales de los años setenta.

Turbocombustible:

Para las proyecciones de este combustible se consideraron las siguientes variables:

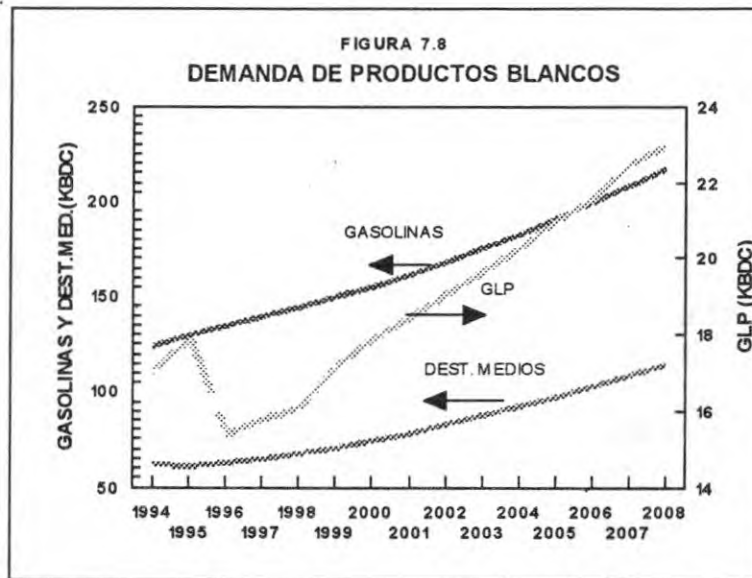
- Número de pasajeros nacionales e internacionales (que salen), el cual fue a su vez estimado a través de:
  - PIB per cápita
  - Valor agregado sector transporte
  - Índice de precios al consumidor
  - Tasa de devaluación

Las proyecciones se presentan en un escenario que considera los efectos del plan de masificación de gas natural (a partir del segundo semestre de 1996) con los siguientes crecimientos promedios:

	<u>Crecimiento</u>	<u>%</u>
-	GLP	2.54
-	Gasolinas	4.17
-	Destilados medios	4.65

En la Figura 7.8 se detallan estas proyecciones.





Capacidad de Refinación Disponible:

Las capacidades de procesamiento correspondientes a las instalaciones existentes en CIB y CAR, incluidos los proyectos de ampliación aprobados a la fecha (julio/94) se presentan en las Tabla 7.2.

**Tabla 7.2 CAPACIDAD INSTALADA DE PROCESAMIENTO DE LAS UNIDADES DE REFINACION (KBDO)**

	CIB				CAR			
	1994	1995	1996	1997	1994	1995	1996	1997
PLANTA: U's ATMOSFERICAS	192	211	211	264	72	72	72	72
PLANTA: U's de VACIO	106	106	106	106	42	42	42	42
PLANTA: URC's	102	102	102	102	29	29	29	29
PLANTA: DEMEX	45	45	45	45				
PLANTA: VISCORREDUCTORA I	17	25	25	25	14	16	16	16
PLANTA: VISCORREDUCTORA II	24	24	24	24				
PLANTA: ALQUILACION	4	4	4	4				
PLANTA POLIMERIZACION					5	5	5	5

## Calidad de los Combustibles:

En la Tabla 7.3 se presenta un comparativo de las especificaciones de calidad internacional y colombiana para la Gasolina y el ACPM. Las principales acciones relacionadas con la calidad de los combustibles para los próximos años serán las siguientes:

ESPECIFICACIONES DE CALIDAD		
TABLA 7.3		
PARAMETRO	INTERNACIONAL	COLOMBIA
<b>GASOLINAS</b>		
RVP	7.0-8.0	8.0-9.0
AZUFRE ppm	40	0.06% w
AROMATICOS %vol	<25	22
BENCENO %vol	1.0	1.1
OLEFINAS %vol	15.0	28.0
OXIGENO %vol	1.8-2.2	0
FLOMO gr/ML	0	0
RON	98/94	83/82
NITRE %wt	-	0
90% ASTM	330	356
<b>ACPM</b>		
INDICE DE CETANO	>40	45
AZUFRE %wt	0.05	0.4-0.5
AROMATICOS %vol	10	-

### Gasolina:

A partir de 1994, se incrementó el octanaje de la gasolina regular de 80 a 86 y el de la extra de 92 a 94 octanos en la Costa Atlántica, con lo cual se espera una mayor eficiencia en la combustión, reduciéndose aproximadamente 5% el consumo de este combustible.

En el período 1994 - 1996 se definirá y desarrollará el programa de adición de oxigenados en el interior del país, para alcanzar un porcentaje de oxígeno en las gasolinas del 2.0% peso, con el objetivo de disminuir las emisiones de monóxido de carbono e incrementar el octanaje (RON) de la regular de 80 a 86 y de la extra de 92 a 94. El RVP se mantendrá en 8-9 PSIA, así como el bajo contenido actual de aromáticos.

#### ACPM:

De acuerdo con las tendencias internacionales se plantea una reducción del contenido de azufre en dos fases: la primera para disminuirlo de 0.5 - 0.4% peso a 0.1% peso en el período 1994 - 1996; la segunda para reducirlo 0.05% peso, antes de finalizar la presente década.

#### Combustóleo:

La calidad de la producción será similar a la ofrecida actualmente por Ecopetrol al mercado internacional: API = 6.0, Azufre = 1.5 % peso y viscosidad = 250 SSF a 122 °F.

#### Proyectos en Ejecución:

Los proyectos más importantes que actualmente se encuentran en ejecución son los siguientes:

#### Complejo Industrial de Barrancabermeja:

- Nueva Unidad de Ruptura Catalítica de 35 KBDO, con una inversión de 230 MUS\$ (mayo de 1995).
- Modernización y ampliación de la Unidad Atmosférica U-200 y Viscorreductora I en 20 KBDO de crudo, con una inversión de 40 MUS\$. (diciemb. de 1994)

Con la entrada en servicio de los anteriores proyectos, para el segundo semestre del año 1995, el CIB alcanzará una capacidad instalada de procesamiento de crudo de 211 KBDO.

Adicionalmente, se están adelantando los estudios de ingeniería básica para incrementar la capacidad de procesamiento del CIB en 50 KBDO de crudo Cusiana a partir de 1997, con una inversión estimada de 200 MUS\$. Con este incremento el CIB tendrá una capacidad instalada de 261 KBDO de crudo a partir de 1997.

En forma simultánea, durante los próximos cuatro años, con el propósito de incrementar la productividad y competitividad en esta refinería, como también, identificar esquemas operacionales más apropiados y determinar inversiones, se adelantarán los siguientes estudios:

- Mejoras en la calidad de las gasolinas y los destilados medios.
- Modernización de las Unidades, en especial las de Craqueo Catalítico (Orthoflow, UOP y Modelo IV).
- Incremento de la recuperación de productos blancos, reduciendo la producción de combustóleo, a través de esquemas que mejoren la conversión a productos blancos.

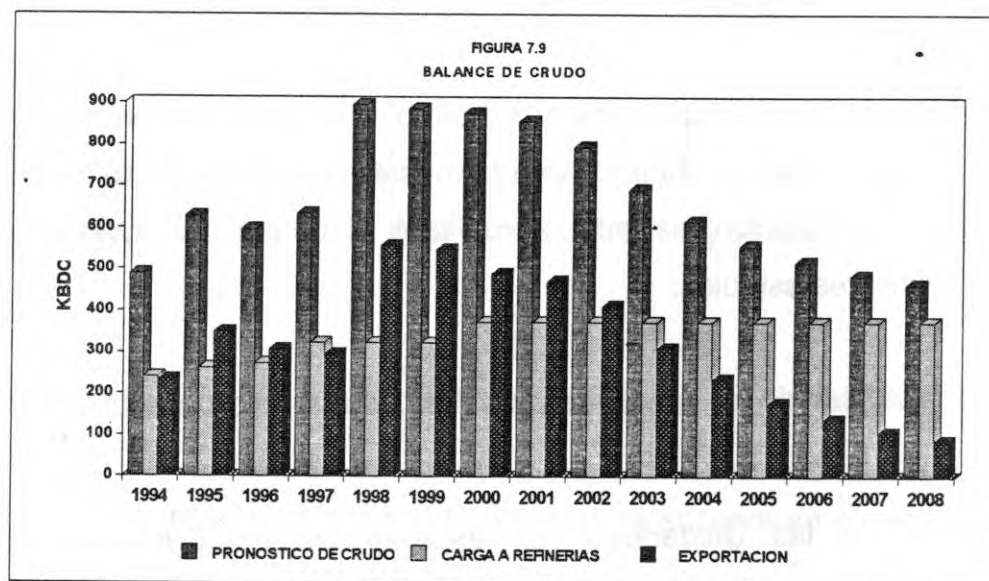
#### Refinería de Cartagena:

En esta refinería, se contempla realizar durante los próximos cuatro años, varios proyectos tendientes a modernizar y actualizar tecnológicamente las plantas de Destilación Atmosférica y Ruptura Catalítica, a mejorar sus rendimientos y a la calidad de productos.

## Balance Volumétrico:

### Balance de Crudos:

Los volúmenes de producción, cargas y excedentes exportables se presentan en la Figura 7.9.



El resumen de las cargas a refinación en KBDC se indica a continuación:

<u>Refinería</u>	1994	1995	1996	1997-1999	2000-2008
CIB	175	186	197	247	247
CAR	70	70	70	70	70
OTRAS	4	6	6	6	6
NUEVA					100
<b>TOTAL:</b>	<b>249</b>	<b>262</b>	<b>273</b>	<b>323</b>	<b>423</b>

Tentativamente, se ha incluido a partir del año 2000 una nueva refinería a cargo del sector privado, con una capacidad inicial de 50 KBDC, incrementándose a medida que los faltantes lo requieran.

En los pronósticos de producción, considerando solamente las reservas probadas actuales, se tienen excedentes exportables hasta el año 2004 y déficit a partir del año 2006; incluyendo las reservas futuras con el plan exploratorio en marcha, aparecen excedentes hasta después del año 2008.

A partir del 2006 toda la producción de Caño Limón se refinará en el país, desapareciendo las exportaciones de este crudo. Estas perspectivas refuerzan la necesidad de implementar un Plan Exploratorio que garantice el autoabastecimiento en el largo plazo, tal como se propone en la sección inicial de este capítulo.

### Cargas

El detalle de las cargas a las principales plantas de las refinerías se presenta en la Tabla 7.4

**TABLA 7.4 CARGAS A UNIDADES DE REFINACION CIB Y CAR  
KBDC**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
<b>1. COMPLEJO INDUSTRIAL</b>															
<b>1.1 DESTILACION</b>															
ATMOSFERICA	75	86	97	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
VACIO	78	84	90	91	90	94	93	94	94	95	95	95	96	93	93
<b>1.2. RUPTURA CATALITICA</b>															
MODELO IV	8	7	3	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
ORTHOFLOW	21	20	17	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
UOP	27	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
NUEVA URC	0	22	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33	33
TOTAL	64	75	75	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
<b>1.3 PROCESAMIENTO FONDOS</b>															
DEMEX	38	40	41	41	41	41	41	41	41	41	41	39	37	36	35
VISCORREDUCTORA I	0	1	3	3	3	5	5	5	5	4	4	5	6	7	8
VISCORREDUCTORA II	19	20	21	21	21	21	21	21	20	20	20	19	18	17	17
ALQUILACION	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
<b>2. REFINERIA DE CARTAGENA</b>															
<b>2.1 DESTILACION</b>															
ATMOSFERICA	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
VACIO	36	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38	38
<b>2.2 RUPTURA CATALITICA</b>															
MODELO IV	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
<b>2.3 PROCESAMIENTO DE FONDOS</b>															
VISCORREDUCTORA	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
POLMERIZACION	5	5	5	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
<b>3. TIBU, ORITO Y APIAY</b>															
DESTILACION ATMOSFERICA	4	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
<b>4. CARGA TOTAL DE CRUDO</b>	<b>249</b>	<b>262</b>	<b>273</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>	<b>323</b>

#### Crudo:

En 1994 y 1995 la carga al CIB está limitada por la capacidad de manejo de excedentes de ACPM y gasóleos (limitación en la carga a URC y transporte fluvial de excedentes); a partir de 1996 el CIB se carga a la máxima capacidad operativa de las Unidades de Crudo (197 KBDC) y a partir de 1997 se incrementa a 247 KBDC, procesando crudo Cusiana en forma segregada, con el crudo reducido alimentado a las unidades URC.

En CAR durante todo el período se carga a la máxima capacidad operativa de la Unidad de Crudo (70 KBD).

#### Ruptura Catalítica:

A partir de 1995 con la entrada en servicio de la nueva URC del CIB (mayo/95), la carga total de gasóleos (CIB + CAR) incrementa de 90 a 105 KBDC.

A partir de 1997 se incrementa a 126 KBDC, utilizándose la Unidad Modelo IV del CIB para cargar el crudo reducido de Cusiana.

#### Procesamiento de Fondos:

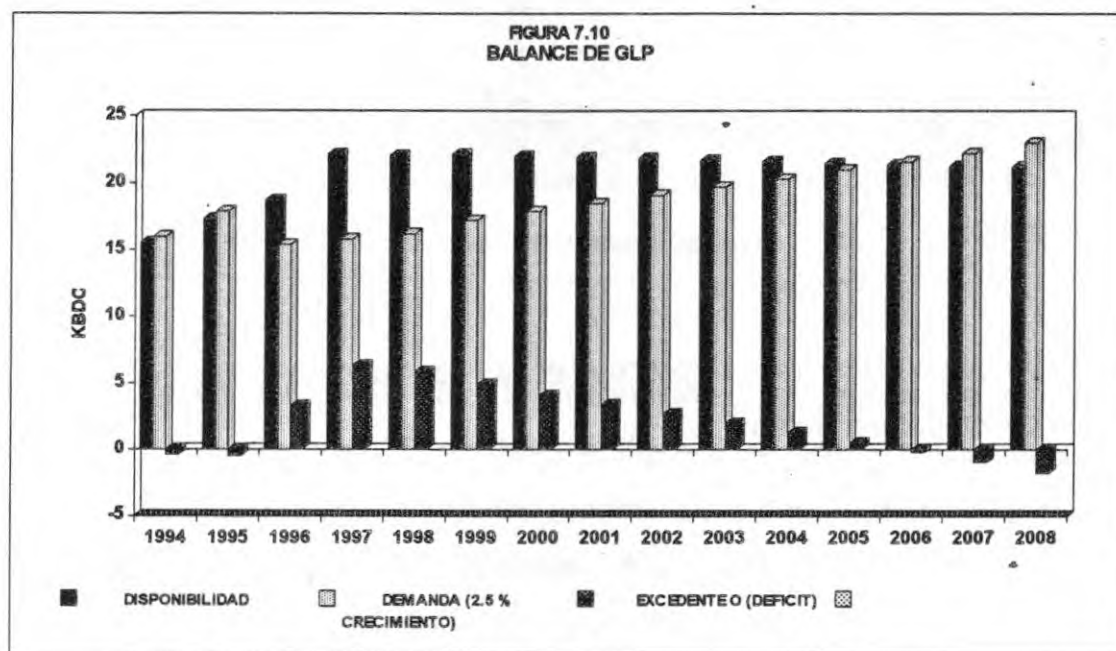
La planta Demex del CIB estará limitada a 38 KBDC hasta 1995 por falta de capacidad de craqueo catalítico, esta limitación desaparece a partir de 1996, operándose a 41 KBDC. El nivel de extracción para el período analizado varía entre el 49.3 y el 51.0% para un DMO con un CCR de 5.6% peso.

El factor de fondos de vacío referido al crudo en el período analizado es en promedio de 22.0% para el CIB y 22.8% para CAR.

## Abastecimiento de Combustibles:

De los balances (producciones-demandas) de cada uno de los productos y del análisis de las capacidades de la red de distribución y de los sistemas de ingreso de faltantes al país, se destaca lo siguiente;

### GLP



Se presentan faltantes hasta 1994. A partir de 1995 se presentan excedentes por la mayor producción del CIB (nueva URC) y por el efecto de sustitución de la demanda, como consecuencia de la entrada en servicio del plan de masificación de gas en 1996. Hasta este año, se tendrá una situación manejable en cuanto a excedentes, ya que podrían ser evacuados a Cartagena vía flota fluvial para su exportación, en caso de ser económicamente viable. A partir de 1997 y hasta el año 2000, los excedentes superarán los 2.5 KBDC, (máxima capacidad de manejo por flota y de almacenamiento en Cartagena).



Se requiere por lo tanto, con el fin de evitar la utilización de estos excedentes como combustible en el CIB, definir en forma oportuna los esquemas operativos que permitan una reducción de la producción en las unidades URC, o su conversión hacia gasolina vía planta de alquilación, y/o su disposición como olefinas para la industria petroquímica nacional.

Esta situación de autoabastecimiento con algunos excedentes se presentará hasta el año 2005, sin embargo para este año se esperan producciones adicionales, provenientes de:

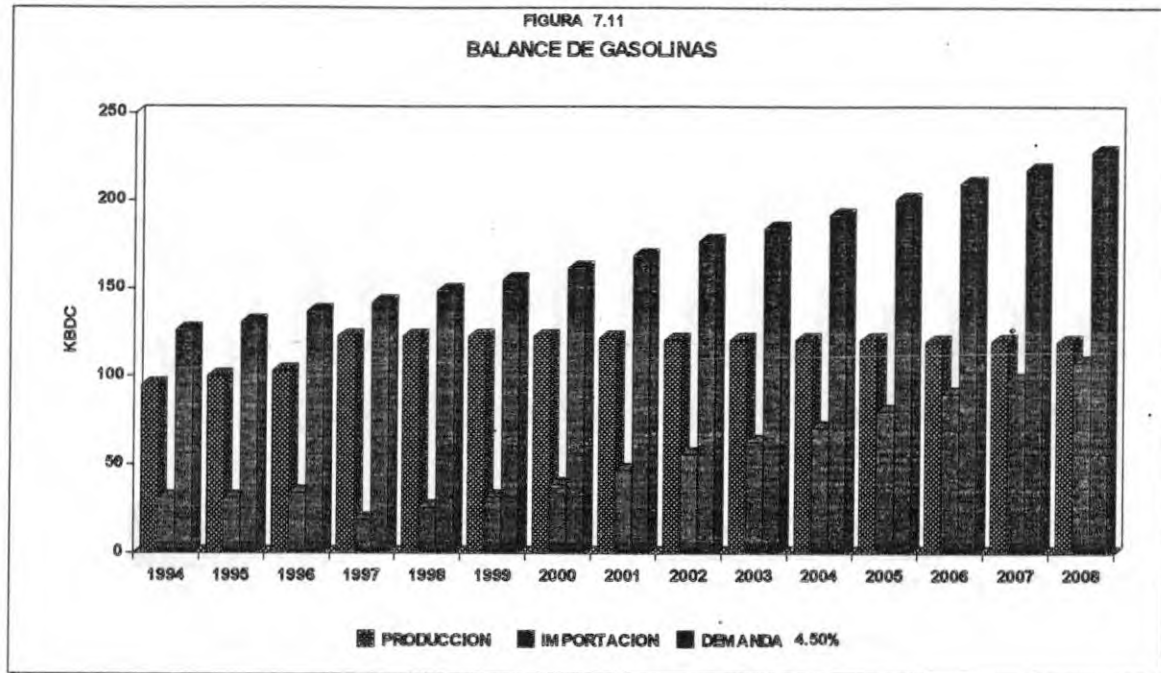
- Una nueva refinería, de por lo menos 50 KBDC, entrando en servicio entre los años 2000-2003.
- Una planta de gas en Cusiana que procese el gas asociado de este crudo para la producción de Propano y Butano (GLP).

Con estas producciones, se vislumbra una situación de disponibilidad de altos excedentes para los primeros años de la próxima década, siendo necesario desarrollar en el corto plazo un plan de utilización de este energético en el sector automotor, incentivando su uso en vehículos urbanos de transporte de pasajeros o como fuente de materias primas petroquímicas.

Gasolinas:

Entre los años 1994 y 1996, los faltantes serán en promedio de 33 KBDC, a partir de 1997, con el incremento de capacidad del CIB, el déficit se reduce a 17 KBDC y para los años 2000 y 2005 será de 39 y 80 KBDC, respectivamente.

FIGURA 7.11  
BALANCE DE GASOLINAS



Las capacidades existentes para la importación y transporte de gasolina (Pozos Colorados y Buenaventura), permitirán el ingreso de este producto hacia las zonas central y occidental hasta el año 2005, requiriéndose una entrada adicional a partir del 2006, de no ampliarse la capacidad de refinación antes de este año.

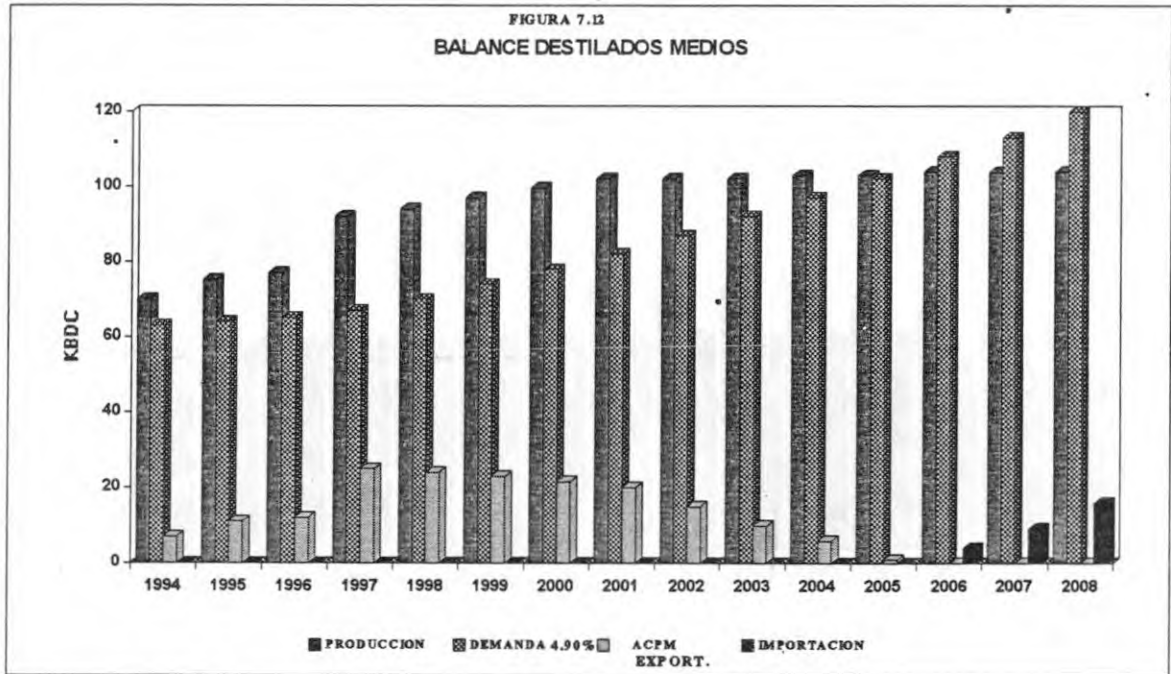
#### Destilados Medios:

Así son llamados genéricamente el JET-A; Queroseno y ACPM. En la figura 7.12 se muestra la proyección para el acumulado de estos combustibles

#### Jet-A:

De mantenerse un crecimiento promedio del 5.0% anual, obtenido a partir de la proyección de las variables macroeconómicas, no se prevén inconvenientes para su abastecimiento en el período analizado.

FIGURA 7.12  
BALANCE DESTILADOS MEDIOS



Se destaca que el JET-A obtenido del crudo Cusiana presenta limitación por el alto contenido de naftalenos, por lo cual se requiere una solución a partir de 1997, cuando se carguen 47 KBDC de este crudo.

Queroseno:

La demanda de este producto es decreciente, por lo tanto no se visualiza limitación alguna.

ACPM :

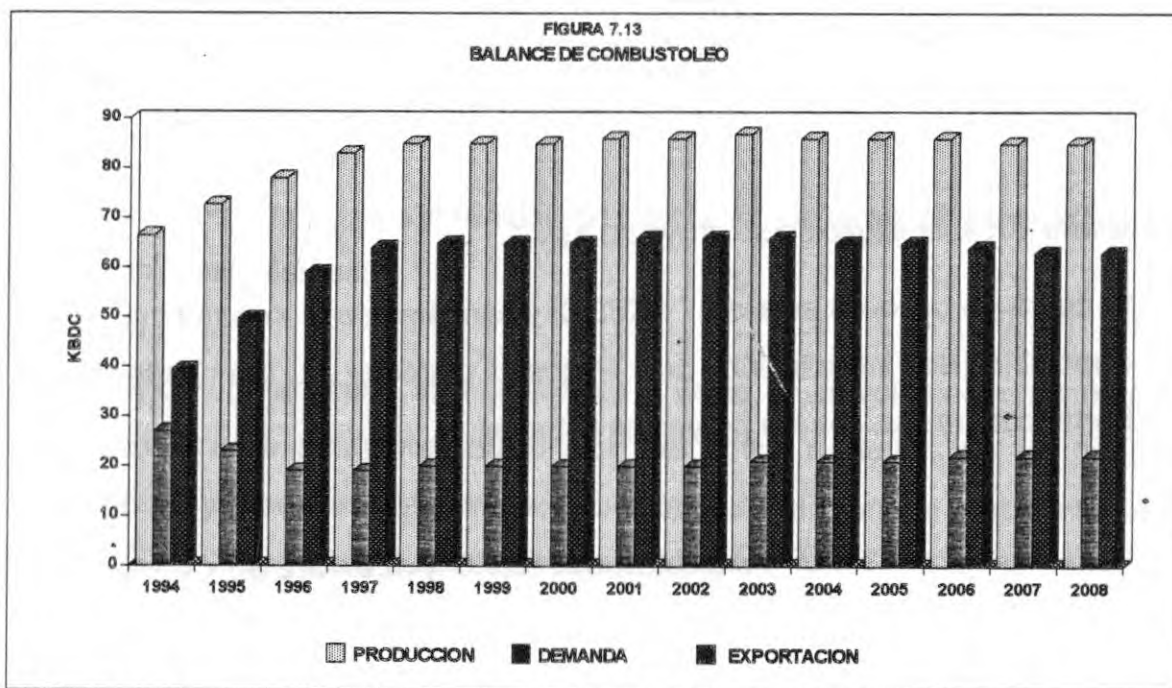
Hasta el año 2005 se tendrán excedentes exportables, con limitaciones en la evacuación de excedentes desde el CIB en el período 1997-2000 por capacidad de la flota fluvial. Se aprecia que los excedentes de ACPM a partir de 1997 alcanzan un valor máximo de 25 KBDC, lo cual obliga a la dedicación de la flota fluvial a su transporte en forma exclusiva por tres años. Los faltantes aparecen a partir del

2006 en la Costa Norte y del 2007 en la Zona Central; este último déficit se importaría por Bahía Málaga.

**Combustóleo:**

Como consecuencia de la dedicación de la flota fluvial al transporte de ACPM, por tres años a partir de 1997, toda la producción de combustóleo del CIB deberá ser liviana (50-60 SSF), con el propósito de poder evacuarla por el combustoleoducto.

La disponibilidad de combustóleo de exportación en Cartagena será por lo tanto de mejor calidad por viscosidad y azufre. En la figura 7.13 se presenta el balance de producción de este combustible.



Incluye Crudo Castilla

No obstante ante las incertidumbres del mercado internacional de Combustóleo , es conveniente estudiar opciones de uso interno como son la generación eléctrica y mayor uso en las refinerías para calor de proceso (ambos con adecuado control ambiental) o su destrucción a través de una mayor capacidad de conversión

### Proyecto Nueva Refinería:

Con la aprobación del proyecto de ampliación de la capacidad de refinación del CIB en 50 KBDO de crudo Cusiana a partir de 1997, y con los actuales proyectos de ampliación de las facilidades de importación y de transporte de gasolina hasta el interior del país, el abastecimiento de combustibles al país, se asegura hasta los primeros tres años de la próxima década, como se resume a continuación:

- Para el año 2000, se presenta la siguiente situación:
  - El déficit de gasolinas será similar a la que se tiene actualmente, de 39 KBDC.
  - Los excedentes de GLP y ACPM será de 4.1 y 22.0 KBDC respectivamente.
  
- Para el año 2004, la situación se proyecta así:
  - El déficit de gasolina será de 71 KBDC, alcanzándose la máxima capacidad disponible de importación por Pozos Colorados y transporte hasta Barrancabermeja, con los proyectos actuales.
  - Los excedentes de GLP y ACPM serán de 1.3 y 6.0 KPDC.

Los balances antes mencionados, indican que entre el año 2000 y el 2003 se requiere una expansión de la capacidad de refinación del país.

El análisis económico de un proyecto de una nueva refinería de 50 KBDC de crudo Cusiana, con una inversión de 450 MUS\$, localizada en el centro del país y entrando

en servicio entre los años 2000-2003, presenta una rentabilidad, desde el punto de vista nacional, entre 11 y el 15 % en US\$ constantes de 1994. Si la capacidad es de 100 KBDC con una inversión de 750 MUS\$ , la rentabilidad es del 13 al 18% .

Sin embargo, la ejecución de este proyecto por parte de Ecopetrol, estará limitada financieramente, ante la necesidad de realizar otros proyectos de mayor rentabilidad económica y social a nivel nacional, como son, el desarrollo de Cusiaña, el plan de masificación del gas natural y el incremento en los planes de exploración.

Por lo anteriormente expuesto, y considerando la directriz gubernamental de incentivar la participación del capital privado en la actividad de refinación de crudo, este proyecto formará parte del portafolio de inversiones a cargo del sector privado.

Actualmente Ecopetrol está estudiando la viabilidad de este proyecto por parte del sector privado, con miras a abrir una licitación internacional para su construcción, financiación y operación.

Algunos de los parámetros a ser tenidos en cuenta en los términos de referencia de la licitación son las siguientes:

- Ecopetrol le garantizaría al inversionista la venta de un volumen mínimo de crudo y la compra de productos, en función del déficit nacional, por un período de tiempo fijo y a precios definidos por fórmula, que relacione el precio internacional (U.S. Gulf) y los costos de transporte a Colombia.
- Ecopetrol no garantizaría la compra de productos para los que no exista déficit nacional. Sin embargo, podrá facilitar su comercialización externa para casos donde existan las facilidades y sea económicamente atractivo.

- La definición de la ubicación, el esquema de refinación y la capacidad estarían a cargo del inversionista.

## **Transporte y abastecimiento:**

### Oleoductos:

La política actual para el desarrollo de la red de oleoductos, que transportan el petróleo crudo desde los campos de producción hasta las refinerías para su procesamiento o hasta los puertos para su exportación, prevé que esté a cargo de las empresas productoras o de asociaciones entre productores privados y Ecopetrol, dependiendo de las necesidades y conveniencias operativas y/o financieras propias de cada proyecto.

La operación de los oleoductos, podrá estar a cargo de Ecopetrol, de las empresas asociadas o de firmas particulares vinculadas a este servicio.

Se destacan como aspectos más importantes, los proyectos que se vienen desarrollando y los que se desarrollarán en los próximos tres años para el transporte de hasta 500 KBDC de crudo Cusiana entre los Llanos Orientales-Vasconia y el puerto de Coveñas, igualmente la fuerte declinación que se presenta en la producción del crudo Caño Limón a partir de 1996, la cual desciende desde 195 KBDC en 1995 a 113 KBDC en el 2000 y a 78 KBDC en el 2005.

El oleoducto del Alto Magdalena, recolector de las producciones del Huila y Tolima con una capacidad de 94 KBDC, no presenta inconvenientes, siendo su máxima ocupación en 1995 con un volumen de 81 KBDC, reduciéndose gradualmente en los años siguientes hasta alcanzar valores de 30 KBDC al final del período analizado.

El oleoducto Vasconia-Galán, con las ampliaciones en ejecución, dispondrá a partir de 1995 de una capacidad de 170 KBDC, suficiente para los requerimientos de carga

del CIB ampliado a 247 KBDC de crudo. Adicionalmente se dispone del oleoducto de Texaco, Velásquez 26-Galán, con ocupación mínima, siendo entonces un respaldo del Oleoducto de Ecopetrol.

En cuanto al combustoleoducto Galán-Ayacucho-Coveñas-Cartagena, a partir de 1997, con la entrada en servicio de la ampliación del CIB a 247 KBDC de crudo, manejará en promedio 50 KBDC de Combustóleo Liviano, lo cual implica aumentar la capacidad del oleoducto Coveñas-Cartagena a 130 KBDC a partir de 1996.

#### Poliductos:

El transporte de productos refinados, en forma oportuna y competitiva, continuará siendo uno de los compromisos prioritarios de Ecopetrol y de gran valor estratégico en el "Downstream".

Durante los próximos cinco años, el transporte de refinados constituye una de las actividades más críticas y exigentes, tanto desde el punto de vista de abastecimiento de la demanda, como de la oportuna entrada en servicio de los nuevos proyectos, siendo más crítica la zona Sur-Occidente por su localización más alejada de las fuentes de abastecimiento y por encontrarse al final de la red de transporte.

La infraestructura de transporte está compuesta por las facilidades de entrada al país y los ductos de distribución. Las primeras tienen como función ingresar los productos deficitarios del país, y su crecimiento depende de la demanda y de la producción interna. Los segundos dependen de la demanda únicamente, y su ampliación es forzosa.

Como aspectos más relevantes se destacan la necesidad de una nueva entrada al interior del país desde la Costa Atlántica a partir del año 2006, transportando toda la



gama de productos, gasolinas, destilados medios y propano, con una inversión estimada en 300 MUS\$, en el caso de no construirse una Nueva Refinería.

La capacidad del poliducto troncal existente entre Barrancabermeja y puerto Salgar se incrementará a 184 KBDC a partir de 1994 en el sector Galán-Sebastopol, por la disponibilidad de la línea de 12" para el transporte de productos. Esta capacidad es suficiente hasta el año 2001, a partir del cual se incrementará a 224 KBDC con inversiones en equipo de bombeo.

Sobre la misma troncal, el poliducto Sebastopol-Vasconia, con los proyectos en tránsito ampliará su capacidad a 130 KBDC. Posteriormente, y con inversiones en equipo de bombeo, se obtendrá una capacidad de 167 KBDC, la cual es suficiente hasta el año 2007.

Es relevante también el hecho de que se dispondrá de un nuevo punto de almacenamiento operativo en Vasconia, sitio de partida del nuevo poliducto a Bogotá.

El poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo, al igual que Buenaventura-Yumbo, se presentan como líneas críticas hasta la entrada en servicio del poliducto Bahía Málaga-Yumbo, requerida en 1996, pero por las demoras conocidas se estima su iniciación de operaciones en el año 1999. Ante las dificultades para ampliar el tramo Sebastopol-Medellín a 52 KBDC, mediante la relocalización de la estación Cisneros, el suministro a Occidente hasta 1988, se encuentra dentro de un plan de contingencia para acelerar los proyectos en tránsito de los sectores Sebastopol-Medellín a 48 KBDC y Buenaventura-Yumbo a 19 KBDC..

De todas maneras se requiere la ampliación del poliducto Sebastopol-Medellín a 80 KBDC a partir del año 2002, mediante la construcción de un nuevo ducto.

## Proyectos de poliductos prioritarios

Para garantizar el abastecimiento de los combustibles blancos que el país demanda se requiere ejecutar con carácter prioritario las acciones que se indican a continuación :

- Ampliar los siguientes sistemas:

Mariquita-Gualanday a 30 KBDC a partir de 1995.

Galán-Bucaramanga a 20 KBDC a partir de 1995.

Galán-Sebastopol en 40 KBDC (línea de 12") a partir de 1995.

Sebastopol-Medellín a 48 KBDC a partir de 1995.

- Construcción de los siguientes poliductos:

Bahía Málaga-Yumbo, a partir de 1997.

Vasconia-Bogotá, a partir de 1997.

## Almacenamiento de Productos:

### Almacenamiento operativo

El almacenamiento operativo, requerido para el adecuado desplazamiento de las parcelas de productos presenta un déficit que asciende actualmente a 450 KB, lo cual viene dificultando la programación del tamaño de las parcelas para mantener los productos dentro de especificaciones de calidad, así mismo la ejecución del mantenimiento de los tanques es mínima por el efecto que se origina en el abastecimiento. Actualmente se encuentra en ejecución un proyecto de inversión para incrementar el almacenamiento de productos en 260 KB en Sebastopol, 200 KB en Puerto Salgar y 60 KB en Mariquita. Los proyectos nuevos en la red de distribución deberán incluir el almacenamiento operativo requerido. En el período 1994-2008, se deberán construir 1200 KB.

En la actualidad se destaca el proyecto de ampliación del almacenamiento por parte de los distribuidores mayoristas en Mansilla, con una capacidad de 100 KBLs, el cual estará terminado a finales del presente año.

#### Almacenamiento de distribución

En este aspecto la situación es más grave en razón a que incide directamente en el adecuado abastecimiento a las plantas y está afectando la capacidad misma de los poliductos.

El déficit actual es de 1200 KB y en el período analizado, se deben construir 3800 KB, para satisfacer las necesidades del país, para lo cual se recomienda la implementación de estrategias financieras que permitan incentivar la inversión del sector privado.

## Plan de Gas

### **Antecedentes**

Colombia cuenta en la actualidad con una estructura de producción y consumo de gas distribuida por bloques regionales independientes.

El primer bloque regional corresponde al de la Costa Norte. Posee cerca del 50% de las reservas remanentes de gas que posee el país, ubicadas principalmente en los campos de Chuchupa y Ballenas en la Guajira y de los campos de Guepaje, Ayombe, Castor y Sucre ubicados en el departamento de Sucre. A su vez, el consumo de esta zona, representa el 75% del consumo total del país. El consumo de gas para la generación de electricidad y para el uso industrial en las ciudades de Barranquilla y Cartagena explican la mayor parte de la demanda de esta región.

El segundo bloque regional lo constituye la región de Santander que cuenta aproximadamente con el 7% de las reservas nacionales, ubicadas en los campos de Provincia, Payoa y El Centro. El consumo de esta zona corresponde al 21 % del total nacional. La producción de gas de esta región se encuentra en su proceso de declinación.

El tercer bloque lo constituye la región del Huila, con un consumo que corresponde al 2.4% del total nacional, concentrado principalmente en la ciudad de Neiva. El suministro es proveniente de los campos de Dina y Palermo.

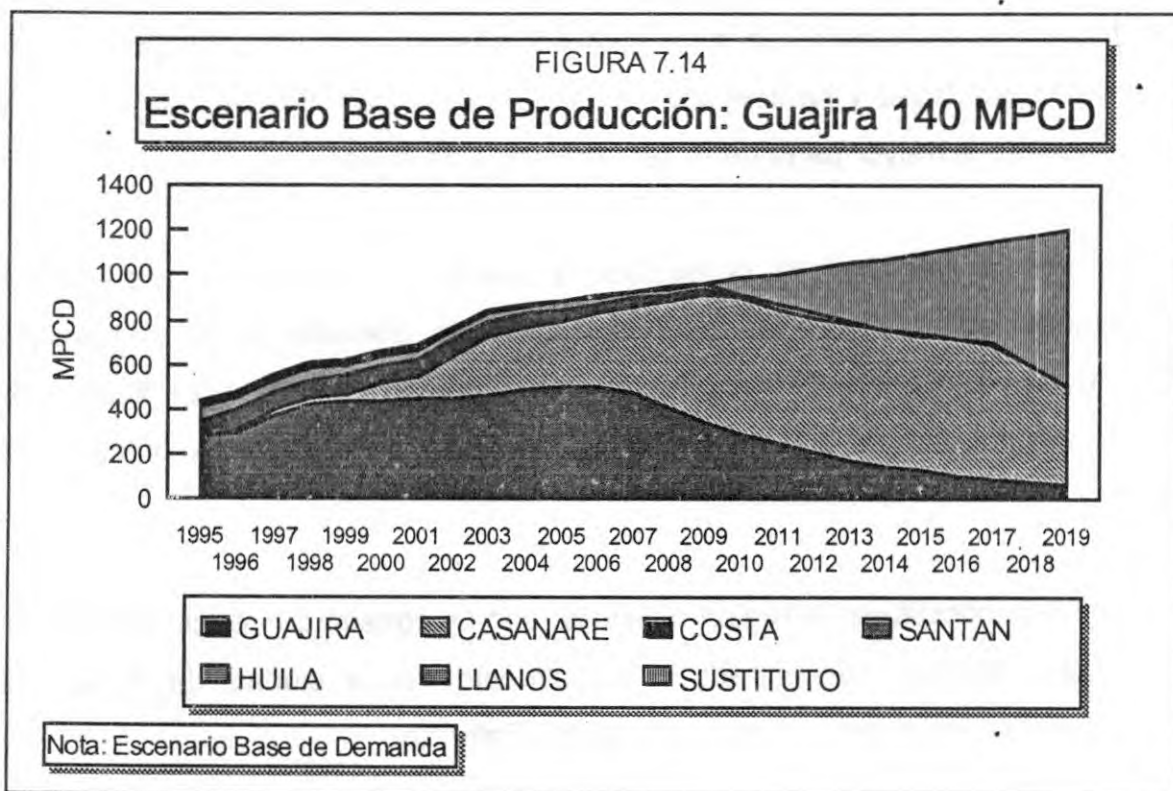
La región de Meta y el Distrito Capital, constituyen el cuarto bloque regional, el cual se abastece de los campos de Apiay en el Meta. En la actualidad este consumo corresponde a un 1.9% del total nacional, representado principalmente por consumo

doméstico. A diciembre 31 de 1993, esta región contaba con mas de 160.000 usuarios domiciliarios.

Por último, a partir de 1993 la ciudad de Cúcuta cuenta con suministro de gas proveniente del pozo Cerrito ubicado en el departamento de Norte de Santander.

### Desarrollo Futuro:

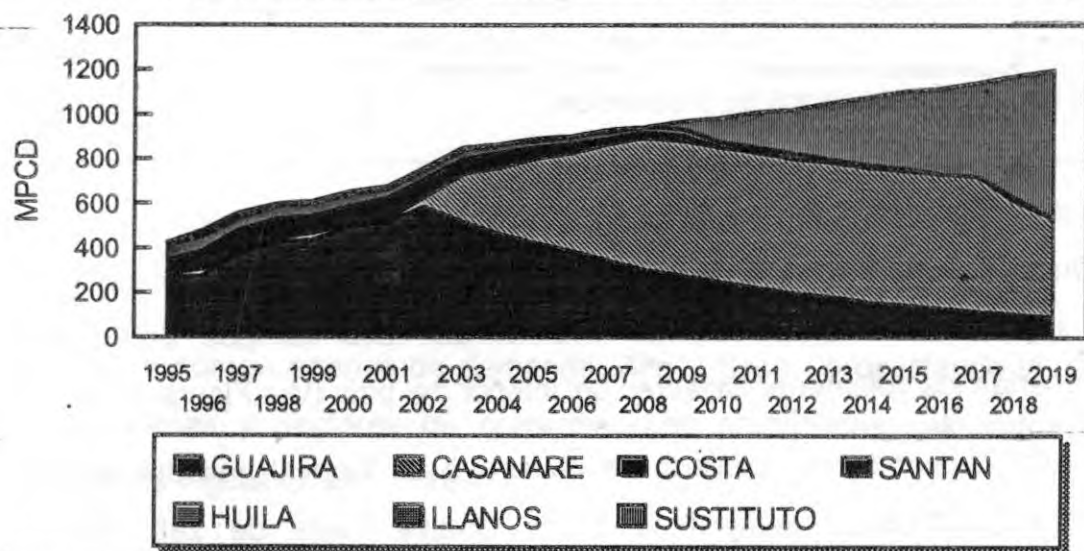
Desde 1991, el Gobierno Nacional y Ecopetrol vienen adelantando el Programa de Masificación del Gas Natural, que busca desarrollar un plan de utilización masiva del gas en Colombia, principalmente en los grandes centros de consumo en el interior del país.



El programa ha contemplado las siguientes fases:

1. Incremento de la oferta de propano, tanto en la producción interna como a través de la importación de los volúmenes requeridos.
2. Complemento de la masificación del consumo del gas natural en la Costa Atlántica y Bucaramanga. Para Bogotá se espera contar con un suministro adicional de gas, proveniente de Cusiana.
3. A partir de 1996 se espera llevar el gas natural y el propano a los principales centros de consumo del interior del país, con el objetivo de cubrir en un lapso de 10 años, cerca de 3.5 millones de familias en todo el país, con la consolidación de una red de gasoductos y de los sistemas de distribución necesarios.

**FIGURA 7.15**  
**Escenario 2 de Producción: Guajira 280 MPCD**



Nota: Escenario Base de Demanda

Dentro de las estrategias perseguidas por el programa de masificación del gas, se encuentra la optimización de las reservas existentes de gas natural, mediante la construcción de la red de transporte de cobertura nacional.

A continuación se enumeran las bases de cálculo contempladas para la proyección del suministro y demanda de gas:

### 1. Producción:

Dentro de los estimativos realizados para la elaboración de este programa, se considera que la producción de los diferentes campos conocidos se ajusta a los diferentes escenarios de demanda.

Tanto para los campos asociados, como para los directos, exceptuando la Guajira y el Casanare<sup>1</sup>, se toman los pronósticos de producción de los diferentes yacimientos. La producción de la Guajira y el Casanare se toma flotante, condicionando su suministro a la capacidad de transporte del gasoducto proveniente de la costa Atlántica al interior del país (gasoducto Ballena-Barrancabermeja).

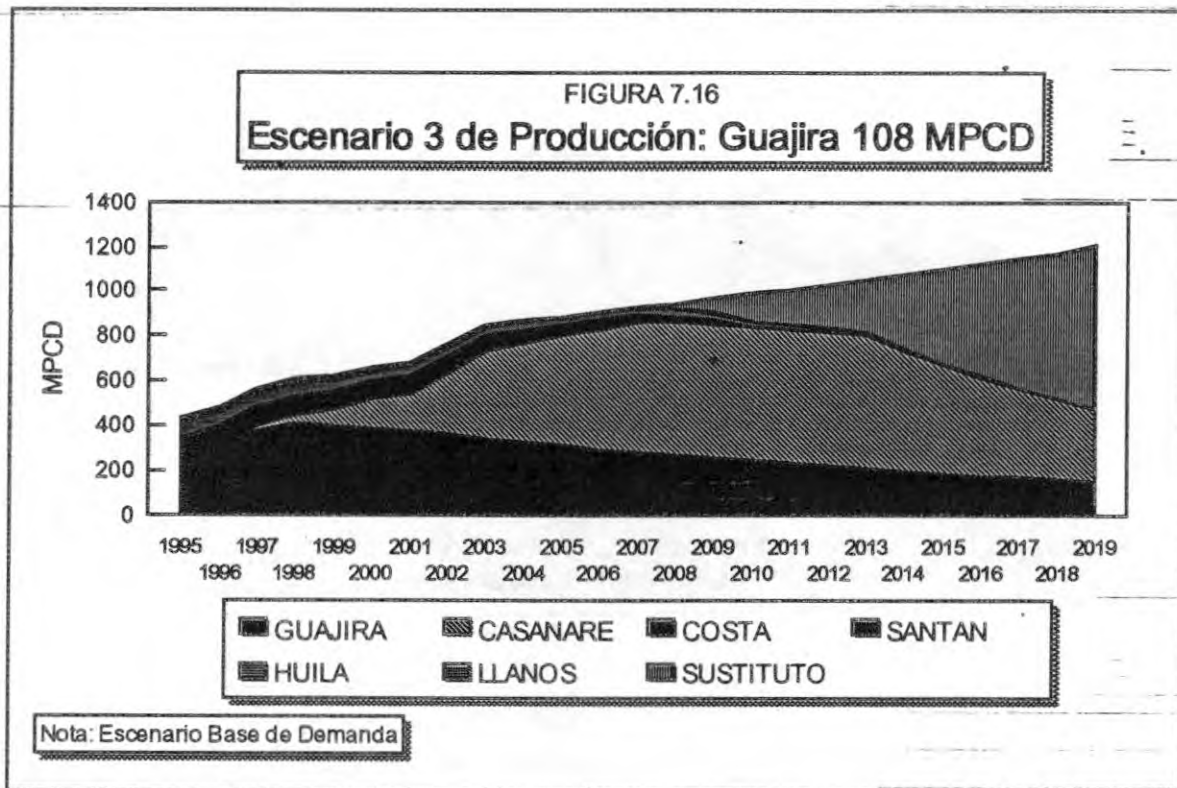
Se consideraron tres escenarios de producción:

1. Escenario Base: los campos de la Guajira abastecen el interior hasta copar el gasoducto Ballena-Barranca de 18", y se construyen estaciones de compresión para llegar a una capacidad de 140 MPCD. Los campos del Casanare abastecerían los volúmenes faltantes del interior del país (Ver Figura 7.14)
2. Escenario 2: cuando se requiera, se construye un loop al gasoducto Ballena-Barranca, permitiendo suministros de la Guajira hasta de 280 MPCD. El Casanare abastecería el faltante (ver Figura 7.15).
3. Escenario 3: no se construiría la nueva plataforma en los campos de la Guajira, ni las estaciones compresoras del gasoducto Ballena-Barranca. Esto solo le permitiría un transporte máximo al gasoducto Ballena-Barranca de 108 MPCD.

---

<sup>1</sup> Las fuentes del Casanare estarán constituidas por las reservas de Cusiana u otras provenientes de nuevos descubrimientos.

Igual a los casos anteriores, los campos del Casanare suministrarían el faltante (ver Figura 7.16).



## 2. Demanda:

Se consideraron dos escenarios de demanda, Alto y Base, proyectando la demanda nacional por zonas y sectores de consumo. Los pronósticos calculados pueden apreciarse en las Figuras 7.17 y 7.18.

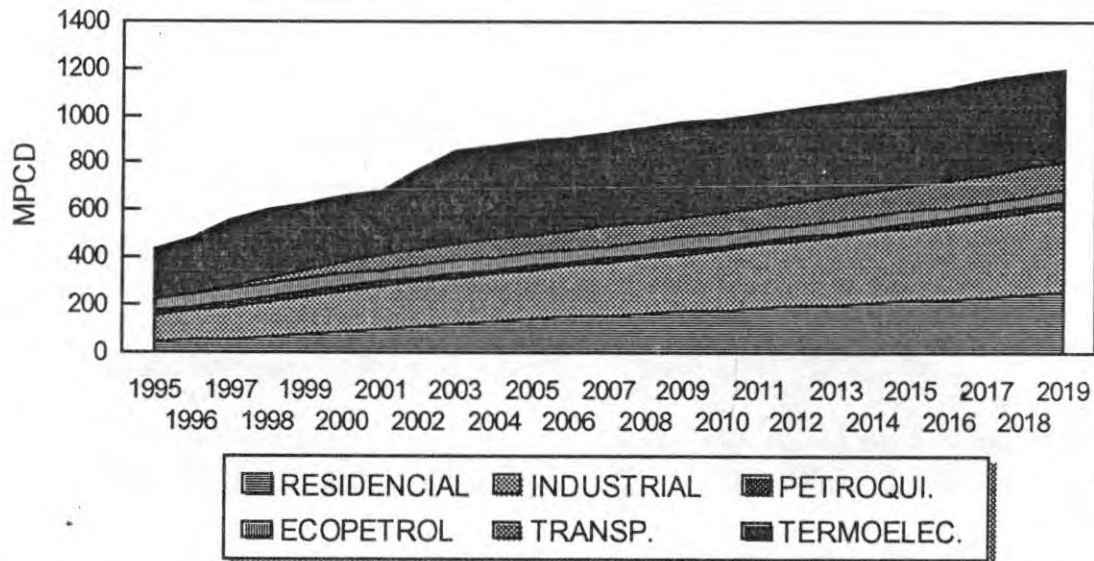
Las bases de cálculo consideran:

### 1. Sector Residencial:

- Proyección del número de viviendas, con base en el censo de 1985 y la tasa de crecimiento anual para el periodo 1973-1985.



Figura 7.17  
**DEMANDA CASO BASE-TOTAL PAIS**



- Aceptabilidad por parte de los usuarios, iniciando con el 55% de las viviendas en los primeros años del programa, incrementándose hasta el 85%, una vez se tenga conocimiento del gas
- Accesibilidad del 80%, según recursos del distribuidor.
- Penetración entre 5 y 13 años, según tamaño de la zona.

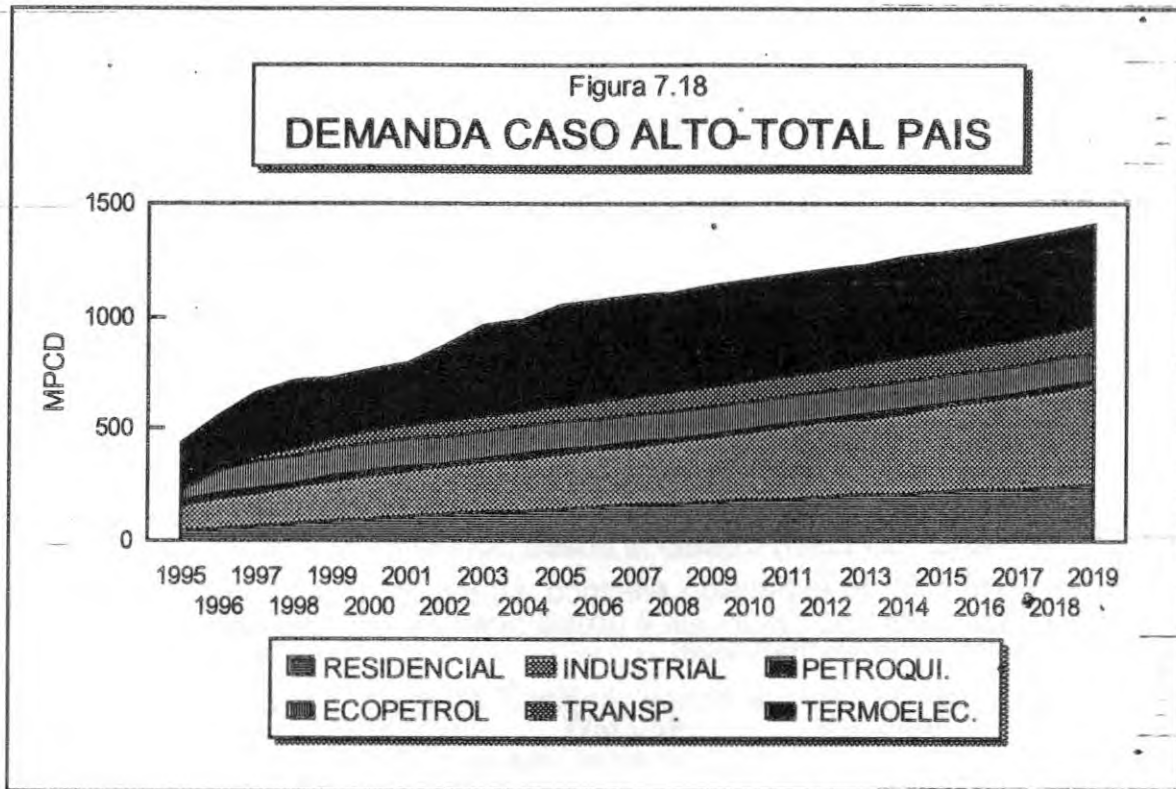
#### 2. Sector Comercial:

- Estimado como porcentaje (aprox. el 9%) del consumo residencial, según el número de viviendas (comercial y hotelero)

#### 3. Sector Transporte:

- Se considera la sustitución de gasolina en el transporte urbano de buses, taxis y flotillas.

- La conversión de los vehículos considerados en el punto anterior, será del 50% en 8 años y la de nuevos con utilización dual (gasolina y GNC), alcanzando el 60% del total



#### 4. Sector Industrial:

- La demanda potencial por cada energético en la industria se estimó con base en las encuestas manufactureras
- Se generan dos escenarios de demanda según el precio del gas
- En el escenario base se estiman las siguientes sustituciones:
  - Carbón 10% consumo nuevo
  - Crudo Castilla 10% existente y nuevo
  - Combustóleo 10% existente y 15% nuevo
  - ACPM y Queroseno 60% existente y 70% nuevo

- GLP 80% existente y nuevo
- En el escenario alto de demanda se mantiene la sustitución de los energéticos, excepto para el combustóleo que incrementa al 60% del existente y al 70% de nuevos usuarios.
- En el escenario base de demanda, el CIB opera con máximo consumo de combustóleo (12 KB/D=72 MPCD de gas).
- En el escenario alto, el CIB opera con máxima utilización de gas natural (110 MPCD)
- La conversión de usuarios existentes se logra en 5 años, exceptuando la del GLP que se alcanza en 2 años.

#### 5. Generación Termoeléctrica:

- Con base en el plan de expansión eléctrico, se tomaron las siguientes plantas a gas para el caso base de demanda:
  - Repot. Termob/quilla 480 MW 1995-1998
  - Termovalle 150 MW 1995-1996
  - Magdalena Medio 150 MW 1996-1997

**TOTAL PERIODO 1995-2000 780 MW**

- Magdalena Medio 300 MW 2002
- Valle 150 MW 2002
- Valle 150 MW 2002
- Bogotá 300 MW 2003

**TOTAL PERIODO 2001-2004 900 MW**

## TOTAL CASO BASE

1680 MW

- Se tomaron los pronósticos de demanda de ISA hasta 1998
- En el escenario de demanda alta se consideró adicionalmente la construcción de una planta de 300 MW en la Costa Atlántica en el año 2005.

### Red Nacional de Gasoductos:

La red en el interior del país estará constituida por una línea central Norte-Sur, desde el campo de Ballenas en la Guajira hasta los campos del Huila. El sistema incluirá las siguientes redes transversales desde la línea central (ver Figura 7.19):

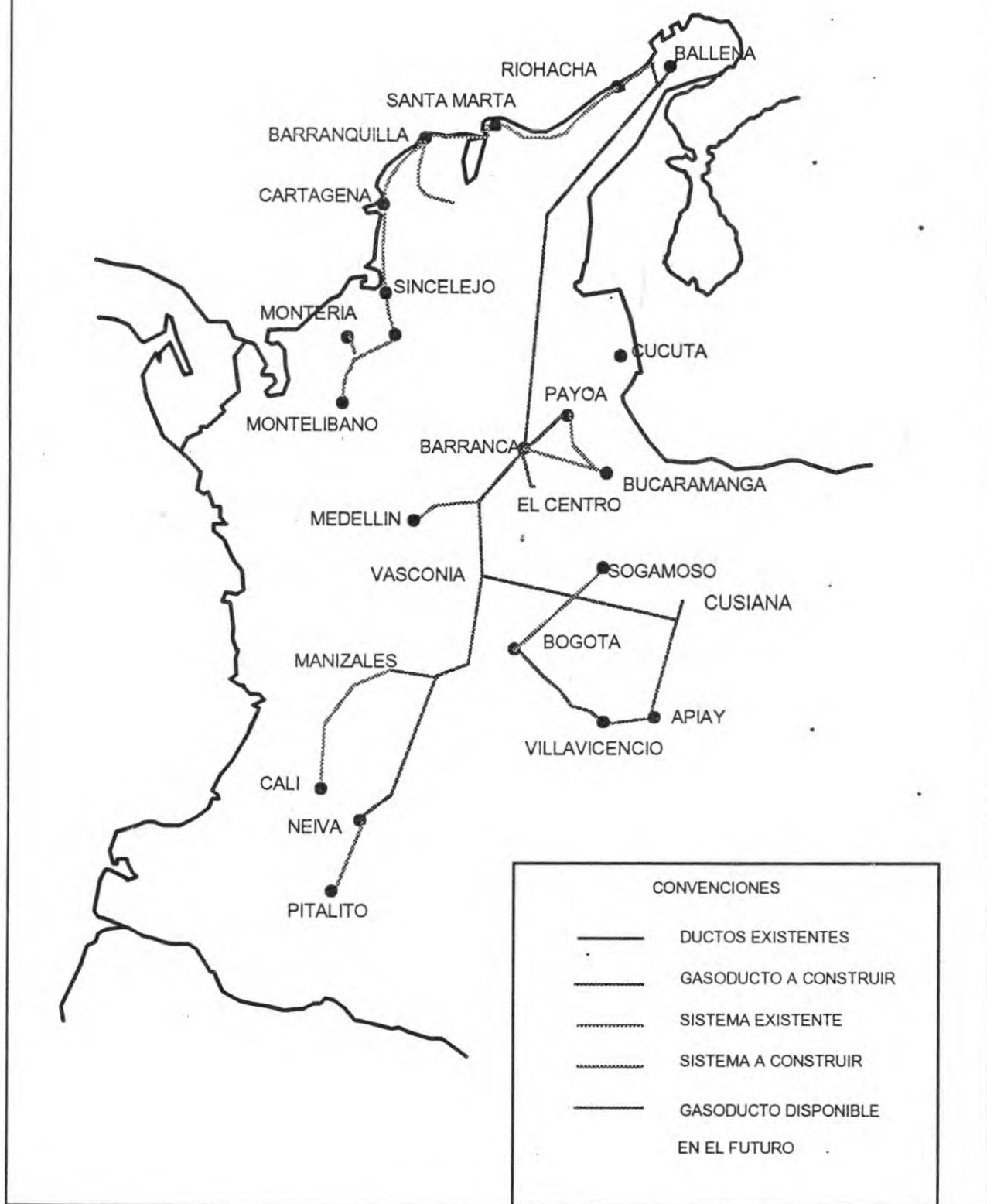
- la existente de la costa Atlántica, desde la Guajira hasta Córdoba
- la conexión a Medellín por Puerto Berrío (Gasoducto de Antioquia)
- la conexión con el campo de Cusiana, desde el Porvenir hasta Vasconía, que incluiría un nuevo suministro de gas hacia la capital.
- la conexión hacia el occidente del país (Mariquita-Yumbo), que incluye entre otros al Viejo Caldas y el Valle del Cauca.
- la ampliaciones y nuevas líneas a Bucaramanga desde Barrancabermeja

Este sistema se completa con el gasoducto a Bogotá desde Apiay, sistema actual de abastecimiento a la capital.

La línea central y los gasoductos transversales de la Red Nacional tendrán una extensión de mas de 4000 Kms., sin contar las redes domiciliarias para la distribución.

FIGURA No. 7.19

# SISTEMA NACIONAL DE GASODUCTOS



Se espera igualmente que la red del interior del país entre en operación entre 1995 y 1996 y esté abasteciendo alrededor de 300 municipios para el año 2000 (Ver cronograma en la Tabla 7.4).

Parte de la red que va a ser construída utilizará tuberías existentes que actualmente transportan crudo. Otra parte (en la Costa Atlántica y el Centro del país) se encuentra en operación y una última será financiada y construída por terceros, bien sea a través de concesiones o a través de financiamientos del tipo BOMT o similares.

Para el interior del país, se conectarán los campos de la Guajira con los principales centros de consumo, dado que en su primera fase el abastecimiento se hará con las reservas de Ballena-Chuchupa. En años posteriores, las reservas del Casanare entrarán a participar en mayor medida, por lo tanto es necesario conectar Cusiana u otros campos del área, con el sistema de gasoductos.

**TABLA 7.4**  
**CRONOGRAMA DEL PLAN DE GAS**

SECTOR	Linea Principal	Long. (Km)	Ramales	Long. (Km)	Fecha Iniciac.
	Diam. (Pulg.)		No.		
Ballena-B/meja	575	18"	21	158.0	Primer Semestre 1996
Mariquita-Cali	340	20"	47	460.0	Segundo semest. 1996
B/meja-Sebastopol	110	20"	1	1.5	Primer semestre 1996
Sebast-Pto. Serviez	40	16"	1	2.5	Primer semestre 1996
Sebast-Pto. Serviez	40	12"			Primer semestre 1996
Pto. Serviez-Vasc.	20	20"	1	3.5	Primer semestre 1996
Vasconia-Guanland.	230	12"	16	83.5	Primer semestre 1996
Gualand.-Neiva	160	12"			Primer semestre 1996
Vasconia-La Bellez.	93	12"/14"			Primer semestre 1996
La Belleza-Bogotá	113	22"	18	60.0	Primer semestre 1996
Gasoducto Santander	105	8"			
Gas. N. Huila-Tol.					
Gasod. Sur-Huila					
Gasod. Antioquia	141	12"			

Nota: Se excluyen otros gasoductos pequeños

#### Gasoducto Ballena-Barrancabermeja:

Este gasoducto corresponde a un tubo de 18" con una extensión de 575 Kms, el cual será construido mediante un sistema BOMT. Abastecerá 31 poblaciones de los departamentos de La Guajira, Cesar y Santander y constituye el primer tramo del sistema de abastecimiento al interior del país. Estará terminado en el primer semestre de 1996 y para el año 2000, se espera que beneficie a 150.000 viviendas del norte del país.

#### Gasoducto Centro-Oriente:

Está conformado por los tramos Barrancabermeja-Neiva y Vasconia-Bogotá y será construido mediante una sociedad mixta con participación de Ecopetrol. Su instalación y puesta en operación estará finalizada para el primer semestre de 1996.

- Gasoducto Barrancabermeja-Neiva:

- Transportará gas a través de tubos de 12" y 20". Tendrá una extensión de 560 Kms., de los cuales sería necesario construir 150 Kms. Abastecerá 18 poblaciones de los departamentos de Santander, Caldas, Tolima y Huila. Este gasoducto suministrará gas a 50.000 viviendas, beneficiando a más de 250.000 colombianos.

- Gasoducto Vasconia-Bogotá:

- Transportará gas a través de los gasoductos La Belleza-Bogotá de 22" de diámetro y de la línea de crudos existente Vasconia-La Belleza con diámetros de 12" y 14". Su extensión es de 206 Kms., de los cuales es necesario construir 113 Kms. El gasoducto abastecerá 18 poblaciones de los departamentos de Santander, Boyacá y Cundinamarca. En el año 2000, este gasoducto estará suministrando gas a 1'200.000 viviendas, beneficiando a más de 4'800.000 colombianos.

#### Gasoducto de Occidente (Mariquita-Yumbo):

El gasoducto de occidente estará conformado por un tubo de 20" y se construirá mediante un sistema BOMT. Tendrá una extensión de 340 Kms. y abastecerá 47 municipios de los departamentos de Valle, Tolima, Quindío, Risaralda y Caldas.

Se estima que para el año 2000 este gasoducto estará suministrando gas a 541.000 viviendas del occidente colombiano, beneficiando a más de 2'164.000 personas. Este gasoducto estará totalmente terminado en el segundo semestre de 1996.

#### Gasoducto Cusiana-Apiay:

Este gasoducto transportará 20 MPCD, a través de tubos de 12" y 10" de diámetro. Tendrá una extensión de 193 Kms., de los cuales es necesario construir 29 Kms. Este proyecto abastecerá 3 municipios del Departamento del Casanare y 3 municipios del departamento del Meta, además de reforzar el suministro a Villavicencio, suministrando gas a 6.500 viviendas del oriente del país, beneficiando a más de 32.500 colombianos. Su terminación está programada para el primer semestre de 1995.

#### Gasoducto de Antioquia:

Esta gasoducto se hará por el sistema de concesión a través de la empresa Trasmetano y beneficiará a una 487.000 viviendas en los próximos 10 años. Se construirá un gasoducto de 12" de 141 Kms. de extensión.

#### Nuevo Gasoducto de Santander:

Al igual que el anterior, se realizará por el sistema de concesión a través de la firma Transoriente. Esta firma adelanta en la actualidad la compra del Gasoducto de Santander entre Payoa y Bucaramanga y tiene previsto la construcción de un nuevo tramo entre Barrancabermeja y Payoa de 59 kms, al igual que un loop de 8" y 46 Kms. entre Payoa y Bucaramanga. Para el año 2004, esta zona del país abastecerá a unas 243.000 familias del oriente colombiano.



#### Gasoductos del Norte Huila-Tolima:

Adjudicado por concesión a un consorcio de empresas, tiene previsto la construcción de dos ramales: el primero entre la línea principal a la altura de Gualanday y la ciudad de Ibagué, el segundo entre el Espinal y Girardot. Se tiene previsto tenga un cubrimiento de mas de 97.000 viviendas.

#### Gasoducto del Sur-Huila:

Adjudicado por concesión, tiene previsto la construcción en varias fases del gasoducto Neiva-Pitalito.

#### Gasoducto Morichal-Yopal:

Con una longitud de 13 Kms. y un diámetro de 4", este gasoducto tiene previsto entrar en operación en julio de 1994.

#### Ramales del gasoducto Villavicencio-Bogotá:

Con una longitud de 19.3 Kms. en un diámetro de 2", este gasoducto abastecerá los municipios de Chipaque, Une, Cáqueza, Force, Quetame y Guayabetal.

#### Gasoducto Montañuelo-Gualanday:

Con 35 Kms. de longitud y con diámetros de 6" y 4", este gasoducto entrará en operación en febrero de 1995.

La inversiones en gasoductos y su distribución en el tiempo, así como la modalidad para su ejecución se resumen en la Tabla 7.5.

Table 7.5

**INVERSIONES EN GASODUCTOS**

MILLONES DE DOLARES CONSTANTES DE 1994

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL
<b>ECOPETROL</b>																
VPN																
Morichal - Yopal	3.0	3.0														3.0
Montañuelo-Gualanday	4.0	4.0														4.0
Ramales oriente	1.0	1.0														1.0
Cusiana - Apiay	16.2	16.2														16.2
Barranca-Sebestopol	1.1	1.1														1.1
Sebestopol-Vasconia	8.7	8.7														8.7
Vasconia-Neiva	20.4	20.4														20.4
Montemey-Apiay-Villavicencio	11.8	11.8														11.8
Apiay-Bogotá	4.5	4.5														4.5
Vasconia- La Belleza	8.2	8.2														8.2
Porvenir - La Belleza	28.7	28.7														28.7
Subtotal gasoductos existentes	106.5	106.5														106.5
<b>Concesiones</b>																
Subs. Antioquia (Trametano)	26.3	10.0	10.0											10.0	10.0	40.0
Subs. Santander (Gasor-Prom-Corf)	26.4	15.4	6.6												5.0	27.0
Subs. Tolima	10.0	10.0														10.0
Subtotal Concesiones	62.7	35.4	16.6											10.0	15.0	77.0
<b>BCMTs u otros sistemas de conexión</b>																
Ballena-Barranca	172.1	148.3	43.8													169.1
Loop Ballena-Barranca	22.8	10.0	10.0	10.0	11.6											31.6
Barranca-Neiva	61.3	56.0	14.0													70.0
Loop Barranca-Neiva	52.7			54.2			20.0						20.0			94.2
Vasconia-La Belleza	3.8	4.4														4.4
Loop Vasconia-La Belleza	46.9			65.5												65.5
La Belleza-Bogotá	63.6	71.3														71.3
Loop La Belleza-Bogotá																
Cusiana-La Belleza	8.0		10.0													10.0
Loop Cusiana-La Belleza	74.7					22.7	137.6									160.3
Merquite-Cali	138.4	126.4	31.6													156.0
Loop Merquite-Cali	14.3						8.5									8.5
Subtotal BCMT	651.8	403.4	108.4	129.7	11.6		32.2	157.6						20.0		863.9
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>822.8</b>	<b>134.9</b>	<b>420.0</b>	<b>109.4</b>	<b>129.7</b>	<b>11.6</b>	<b>32.2</b>	<b>157.6</b>						<b>30.0</b>	<b>15.0</b>	<b>1,040.4</b>

**Redes de Distribución:**

Actualmente Ecopetrol vende el gas a compañías locales de distribución y a grandes consumidores a precios regulados por el Ministerio de Minas y Energía. Las ciudades de Barranquilla, Cartagena, Bucaramanga, Neiva, Villavicencio y el sur de Bogotá cuentan con sistemas de distribución para los sectores domiciliario e industrial. En la actualidad existen 10 compañías de distribución en Colombia, todas ellas de capital mixto, con excepción de Llanogas, que es privada.

La distribución de gas es considerada como un servicio público y, por lo tanto, es regulada por el Ministerio de Minas y Energía, quien fija las tarifas de distribución con base en el costo económico de prestación del servicio.

El programa de gas natural contempla el incremento y la creación de nuevos sistemas de distribución domiciliaria. Como se mencionó anteriormente, el objetivo de los próximos 10 años es el de cubrir cerca de 3.5 millones de viviendas en todo el país. La proyección del número de instalaciones domiciliares necesarias por año y por zona de consumo pueden apreciarse en la Tabla 7.6.

**TABLA 7.6**  
**Proyección de Nuevas Instalaciones Domiciliares**

	Instalaciones a Dic. 31/93	1994	1996	1998	2000	2002	2004	Total en Año 2004
Costa Atlántica	285,247	48,985	43,500	34,000	30,000	26,500	16,500	658,232
Oriente B/mej-B/mga	158,294	13,140	11,500	9,600	4,600	3,600	3,600	243,124
Magd.M-Huila-Tolima	43,848	0	10,000	16,000	28,000	31,000	31,000	260,348
Bog-Cund-Boyac-Meta	159,968	38,000	108,000	128,000	128,000	86,000	86,000	1,242,265
Antioquia	0	0	13,000	63,000	63,000	63,000	63,000	487,000
Occidente	0	0	15,000	55,000	60,000	70,000	75,000	500,000
Instal. por Año	647,357	103,625	199,000	305,600	311,200	279,700	274,700	3,390,969
Gran Total País	647,357	750,982	1,072,779	1,639,379	2,257,179	2,832,569	3,390,969	3,390,969
% Incremento Anual		16.0%	22.8%	22.9%	16.0%	11.0%	8.8%	

## 8. PERSPECTIVAS FINANCIERAS DEL PLAN 1994-1998

Estas perspectivas se han desarrollado basándose en los supuestos definidos en los capítulos anteriores y los considerados para preparar el plan de abastecimiento del país, teniendo en cuenta el análisis del entorno, las políticas del Gobierno, los objetivos corporativos y los planes de inversión de ejecución directa.

Este análisis se desarrolla con base en escenarios de posible ocurrencia en lo relativo a precios internacionales, precios internos y demanda de combustibles.

Los escenarios definidos son:

CASO BAJO: Precios internacionales : BAJOS

Precios nacionales : BAJOS (incred. prec. público=inflación)

Demanda nacional de combustibles : ALTA

CASO ALTO: Precios internacionales : ALTOS

Precios nacionales : ALTOS (incred. precio público= $i+3\%$ )

Demanda nacional de combustibles : BAJA

### Bases Generales

#### Macroeconómicas

Los supuestos macroeconómicos con respecto a inflación nacional, internacional, devaluación y crecimiento del producto interno bruto, han sido suministrados directamente por el Departamento Nacional de Planeación. Estas variables se



combustóleo, se han proyectado teniendo en cuenta el comportamiento de los diferenciales proyectados entre ellos. En la Figura No. 8.1 se presenta una comparación del comportamiento de estos precios y su relación con el ingreso para Ecopetrol y el precio al público de la gasolina.

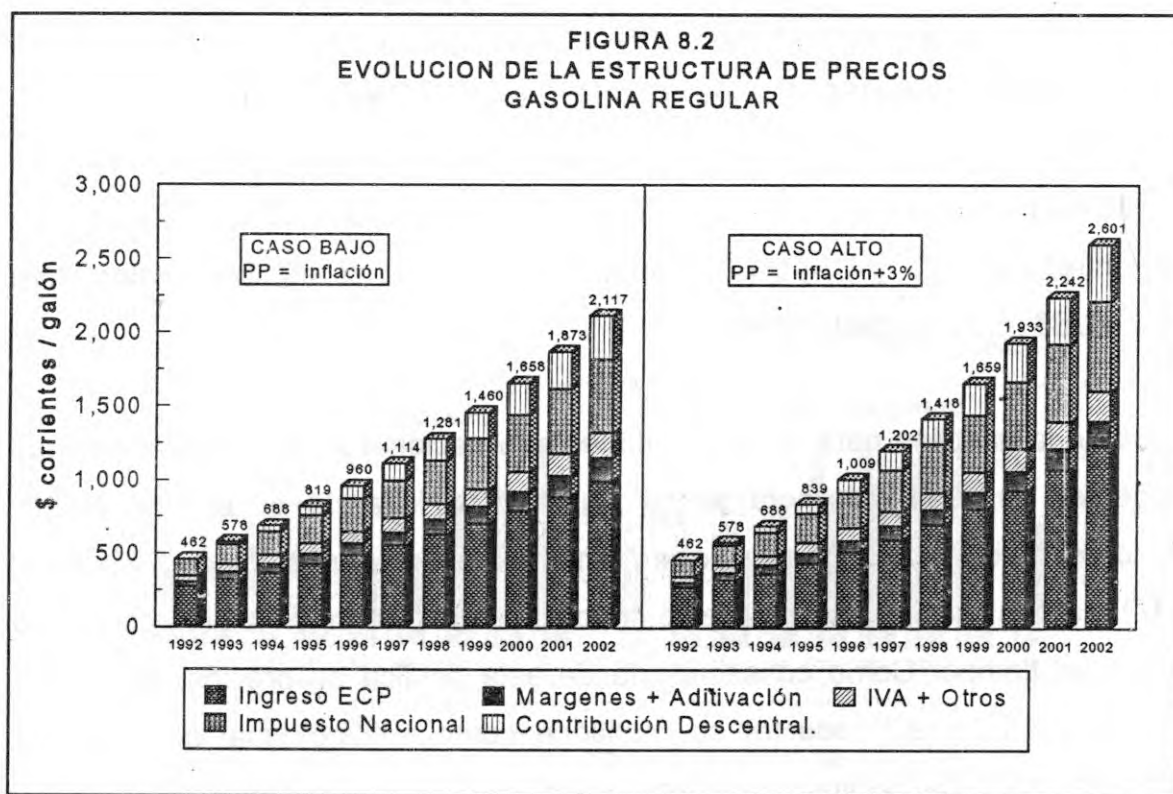
Como se observa, para el año 1994 se ha considerado para ambos casos el precio del crudo igual al del presupuesto oficial de la Empresa de US\$ 14.55 barril. Para 1995 el precio se estima que oscilará entre US\$ 13.29 y US\$ 15.98 barril, creciendo gradualmente hasta alcanzar niveles de US\$ 23.00 y US\$28.30 por barril, respectivamente para cada caso, a principios de la próxima década. En cuanto a la gasolina, inicia con un precio común en 1994 de US\$ 17.70 barril, en 1995 se supone que el precio estará entre US\$ 16.30 y US\$19.70 barril incrementando su nivel en el año 2002 hasta US\$ 28.30 y US\$ 34.00 respectivamente. La situación con el combustóleo se presenta en 1994 con US\$ 10.15 barril, en 1995 los precios pueden colocarse entre US\$ 8.77 y US\$ 12.02 barril, para luego en el año 2002 estar entre US\$ 15.20 y US\$18.30 respectivamente.

Los precios de la gasolina para venta en el mercado nacional se proyectan partiendo de los vigentes en 1994 con incrementos iguales a la inflación en el caso BAJO, manteniendo el precio al público su valor en términos reales, e inflación mas 3% en el caso ALTO, para mitigar en parte el efecto impositivo que disminuye los ingresos para Ecopetrol en el tiempo. Como consecuencia de esta política de precios, en ambos casos el ingreso para el productor se mantiene como mínimo igual al precio de exportación del crudo Caño Limón en el largo plazo.

Con base en lo anterior, se obtiene el ingreso para Ecopetrol, el cual específicamente para la gasolina muestra reducciones decrecientes en términos reales. Esto como resultado del espacio que gana dentro de la estructura de precios, el impuesto a la descentralización<sup>1</sup>.(ver Figura No. 8.2)

<sup>1</sup> Este impuesto toma el 18% de todos los incrementos al precio al público acumulados desde 1992

Como se observa en el caso BAJO, el ingreso para Ecopetrol para los años 1994 al 1996 es superior al precio CIF de la gasolina, volviendo a asumir el subsidio de importación de gasolina del año 1997 en adelante, cuando el ingreso para Ecopetrol representa el 95% del precio internacional de importación, evolucionando en forma ampliada hasta un 84% a comienzos de la próxima década. En caso de ocurrir los precios del escenario ALTO, el subsidio promedio se vuelve a asumir a partir de 1995, donde el ingreso para Ecopetrol representaría un 98% del precio CIF de importación, evolucionando en forma paulatina hasta un 83% hacia el inicio de la década del 2000.



De lo anterior se concluye, que de no reducirse la carga fiscal dentro de la estructura de precios de la gasolina, especialmente lo relacionado al impuesto de descentralización, y de continuar este producto bajo el régimen de control de precios, será muy difícil encontrar la participación del sector privado en el suministro de

combustibles al país, ya sea por medio de la importación del producto o por participación en el mercado nacional de refinación en condiciones de libre mercado.

### Pronósticos de Demanda de Combustibles

De acuerdo con lo mencionado en el Capítulo 7, los pronósticos de demanda de combustibles se desarrollaron teniendo en cuenta, entre otros, con el efecto de sustitución por gas natural. Los volúmenes obtenidos, son el resultado de un modelo de demanda de combustibles a largo plazo, el cual tiene en cuenta para cada combustible, el efecto de las diferentes variables macroeconómicas y el de aquellas que determinan el consumo específico de cada uno.

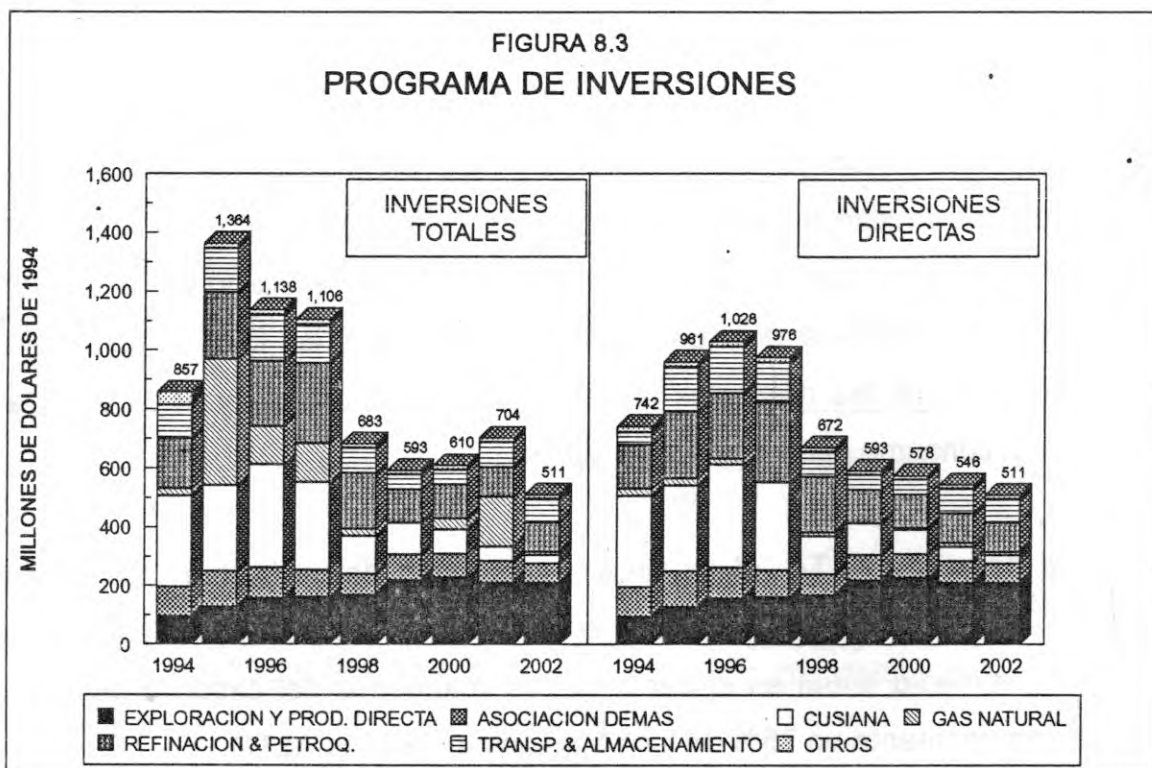
En el caso de demanda ALTA, el incremento promedio del consumo tanto para gasolina motor como para los destilados medios hasta el año 2002, se estimó por encima del 4% promedio anual en el período. Los volúmenes del caso de demanda BAJA son aproximadamente un 75% de los obtenidos en el caso ALTO.

En caso de presentarse el escenario de demanda ALTA, se esperan volúmenes de importación de gasolina de 37 KBD para 1994, para luego disminuir a 30 KBD y 31 KBD para los años 1995 y 1996 como resultado del incremento en producción por la entrada en operación de la nueva unidad de ruptura catalítica en el CIB. En los años 1997 en adelante se vuelven a reducir los volúmenes de importación a 17 KBD, debido a la iniciación del proyecto de ampliación del CIB en 50 KBD, incrementándose paulatinamente hasta llegar a 49 KBD en el año 2002. En el caso de demanda BAJA, los volúmenes de importación se reducen a 13 KBD para el año 1997, con incrementos progresivos hasta alcanzar 36 KBD en el año 2002.

En cuanto a los destilados medios, se presentan volúmenes de exportación que en el caso de demanda ALTA se inicia en 1994 con 11 KBD hasta 13 KBD a comienzos de



la próxima década. En el caso de demanda BAJA, se llega a exportar para esa misma fecha un volumen de 21 KBD.



### Programa de Inversiones

El programa total de inversiones de la Empresa asciende a MUS\$ 5.200 para el período 1994-1998, con un promedio anual de un poco más de MUS\$1.000 anuales, y a partir del año 1999 el promedio se sitúa en MUS\$ 600 anuales. (Ver Figura No. 8.3 y Tabla No. 8.1). En este total se incluyen las inversiones del programa de "masificación de gas" que tienen un esquema de financiación especial por medio de sistemas BOT's u otros, así como algunas inversiones en las áreas de refinación y transporte que van a ser financiadas por el esquema leasing en el año 1994. Al deducir estas financiaciones especiales, el monto total de inversiones que Ecopetrol va a desarrollar directamente, asciende en el período 1994-1998 a un total de MUS\$ 4.400, con un promedio anual de MUS\$ 900 en dólares constantes de 1994. Los años que requieren mayor esfuerzo

de ejecución son del 95 al 97, donde se concentran las inversiones de desarrollo del proyecto Cusiana. Posterior a esta fecha, el nivel de inversiones se coloca en un promedio de MUS\$ 580 millones aproximadamente, lo cual corresponde al promedio que históricamente ha ejecutado la empresa para inversiones de reposición y mantenimiento de los activos existentes.

**TABLA 8.1**  
**PROGRAMA DE INVERSIONES TOTALES. (MUS\$ DE 1.994)**

Actividad	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
* Exploración Directa	42.0	70.0	80.0	50.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0
* Producción Directa	52.0	57.0	77.0	111.0	118.0	118.0	128.0	111.0	111.0
* Asociación Demás	100.6	120.9	103.8	92.8	70.9	87.6	80.5	72.7	63.9
Cusiana campo	246.1	292.4	350.9	298.8	130.5	106.8	83.1	50.1	28.4
Cusiana transp.	64.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
* Programa Gas Natural	24.1	428.6	129.6	131.0	24.3	0.3	38.5	170.1	12.5
* Refinación y Petroquímica	170.9	186.6	159.7	211.1	189.4	115.0	115.0	100.0	100.0
* Ampliación CIB a 250 KBD	0.0	40.0	60.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
* Transporte/Almacenamiento	113.9	150.4	158.6	133.0	85.0	50.0	50.0	85.0	80.0
* Otros	37.8	18.0	18.0	18.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
* Inv. Indirectas y Anticipos	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>857.2</b>	<b>1,363.8</b>	<b>1,137.5</b>	<b>1,105.6</b>	<b>683.2</b>	<b>592.7</b>	<b>610.0</b>	<b>703.6</b>	<b>510.8</b>

**FINANCIACION ESPECIAL**

* Leasing	115.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
* BOMT (Gas natural)	0.0	403.4	109.4	129.7	11.6	0.0	32.2	157.6	0.0
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>115.0</b>	<b>403.4</b>	<b>109.4</b>	<b>129.7</b>	<b>11.6</b>	<b>0.0</b>	<b>32.2</b>	<b>157.6</b>	<b>0.0</b>

**INVERSIONES A EJECUTARSE DIRECTAMENTE. (MUS\$ DE 1.994)**

Actividad	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
* Exploración Directa	42.0	70.0	80.0	50.0	50.0	100.0	100.0	100.0	100.0
* Producción Directa	52.0	57.0	77.0	111.0	118.0	118.0	128.0	111.0	111.0
* Asociación Demás	100.6	120.9	103.8	92.8	70.9	87.6	80.5	72.7	63.9
Cusiana campo	246.1	292.4	350.9	298.8	130.5	106.8	83.1	50.1	28.4
Cusiana transp.	64.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
* Programa Gas Natural	24.1	25.2	20.2	1.3	12.7	0.3	6.3	12.5	12.5
* Refinación y Petroquímica	149.9	186.6	159.7	211.1	189.4	115.0	115.0	100.0	100.0
* Ampliación CIB a 250 KBD	0.0	40.0	60.0	60.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
* Transporte/Almacenamiento	42.9	150.4	158.6	133.0	85.0	50.0	50.0	85.0	80.0
* Otros	14.8	18.0	18.0	18.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0
* Inv. Indirectas y Anticipos	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>742.2</b>	<b>980.4</b>	<b>1,028.1</b>	<b>975.9</b>	<b>671.6</b>	<b>592.7</b>	<b>577.8</b>	<b>546.2</b>	<b>510.8</b>

(-) Anticipo inversiones 1993 100.0

Este programa ha sido estructurado teniendo en cuenta la priorización de las actividades de la Empresa, la cuales estarían orientadas especialmente hacia la actividad de exploración y explotación, tanto en forma directa como asociada, como se

mencionó en capítulos anteriores. Como resultado de esto, se tiene que el 7% del total de las inversiones están dedicadas a la exploración directa, el 10% al desarrollo de campos de producción directos. Un 32% se dedicarán en la perforación de pozos y desarrollo de los campos Cusiana y Cupiagua y un 11% se orientarán hacia el desarrollo de los demás contratos de asociación.

Sigue en importancia el área de refinación y petroquímica, la cual es el 24% del total. Dentro de estos proyectos vale destacar la terminación de la nueva unidad de ruptura catalítica, un nuevo proyecto de ampliación de la capacidad de refinación de Barrancabermeja en 50 KBD de crudo Cusiana, el cual se inicia en 1995 y termina en 1998, y la optimización y modernización de unidades en CIB (orthoflow, UOP y modelo IV) y en CAR (destilación atmosférica y ruptura catalítica) y algunos proyectos de petroquímica básica.

La actividad de transporte y almacenamiento es el 13% del total, destacándose el proyecto estratégico del Terminal y Línea del Litoral Pacífico para suministrar combustibles al occidente del país, el cual se espera esté terminado en 1999. Los demás proyectos de ésta área se orientarán a la ampliación de oleoductos para transporte de crudo, así como la construcción de poliductos que asegurarán el futuro suministro de combustibles, tanto de importación como de refinación nacional, a los principales centros de consumo del país.

En el programa de gas natural para desarrollar directamente por Ecopetrol, se incluyen las inversiones destinadas al desarrollo de los campos de gas tanto en forma directa como en asociación, así como también la construcción de una nueva plataforma en los campos de gas del contrato de asociación con Texas en la Guajira, destinados a incrementar la producción de gas en esa zona.

Las otras inversiones se refieren a la investigación y desarrollo a través del ICP, así como las relacionadas con el desarrollo de sistematización y modernización de la Empresa.

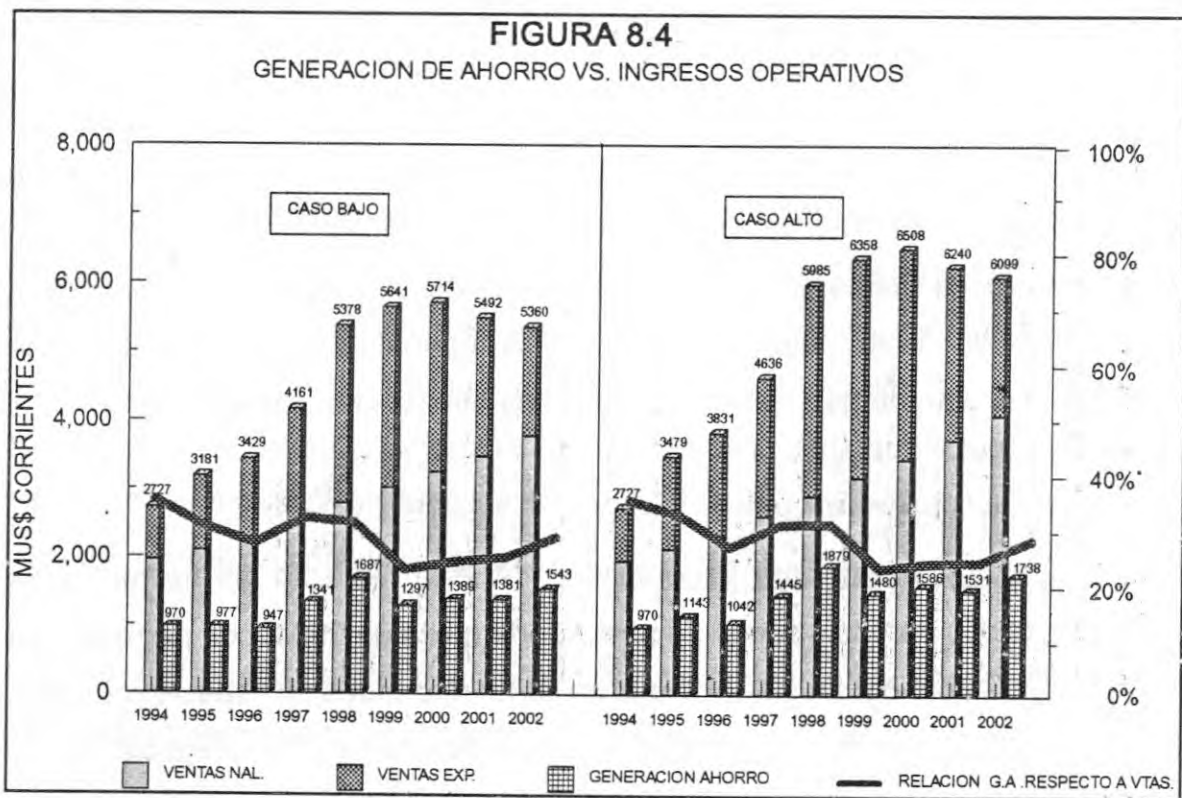
Megayacimiento de Exploración: Enmarcados dentro de la política de dar prioridad al área de exploración, en todos los casos se incluye la ejecución de un proyecto orientado a encontrar un megayacimiento, considerando las inversiones aprobadas inicialmente para perforar un pozo exploratorio en los años 1995 y 1996 y para ser realizado directamente por Ecopetrol. Debido a la incertidumbre de éxito que caracteriza a un proyecto de exploración, no se han incluido en este análisis los resultados esperados del mismo en lo respectivo a inversiones adicionales requeridas, así como en lo referente a resultados de producción.

Plan de Masificación de Gas: Todos los casos consideran el desarrollo del plan de masificación de gas en el país, llevado a cabo por inversionistas privados mediante sistemas BOT u otros similares, el cual comenzará a afectar los gastos operativos de la Empresa a partir de 1996, cuando comience su operación. Los volúmenes de suministro y de consumo de gas, están especificados en sus diversos escenarios en el Capítulo 7.

Transporte de Crudo Cusiana para Exportación: A este respecto, se ha tenido en cuenta la conformación de una sociedad de transporte mixta en 1994, con participación inicial de Ecopetrol hasta de un 25%, los cuales serán aportados en especie con parte de los activos ya existentes del Oleoducto Central de los Llanos. Esta negociación no afectará el flujo de fondos de la Empresa por no requerirse desembolsos en efectivo, pero incrementará sus gastos operativos a partir de 1995, debido a la tarifa que la Empresa tendrá que pagar para evacuar los crudos del área del Meta y su creciente producción participativa de Cusiana.

Por no contar a la fecha con elementos mas definidos respecto a este proyecto, las tarifas utilizadas en estas proyecciones se estimaron similares a las fijadas para el Oleoducto Colombia para uso privado, las cuales tienen una reducción por incremento volumétrico y se encuentran dentro de los esquemas de tarifas nacionales revisadas recientemente.

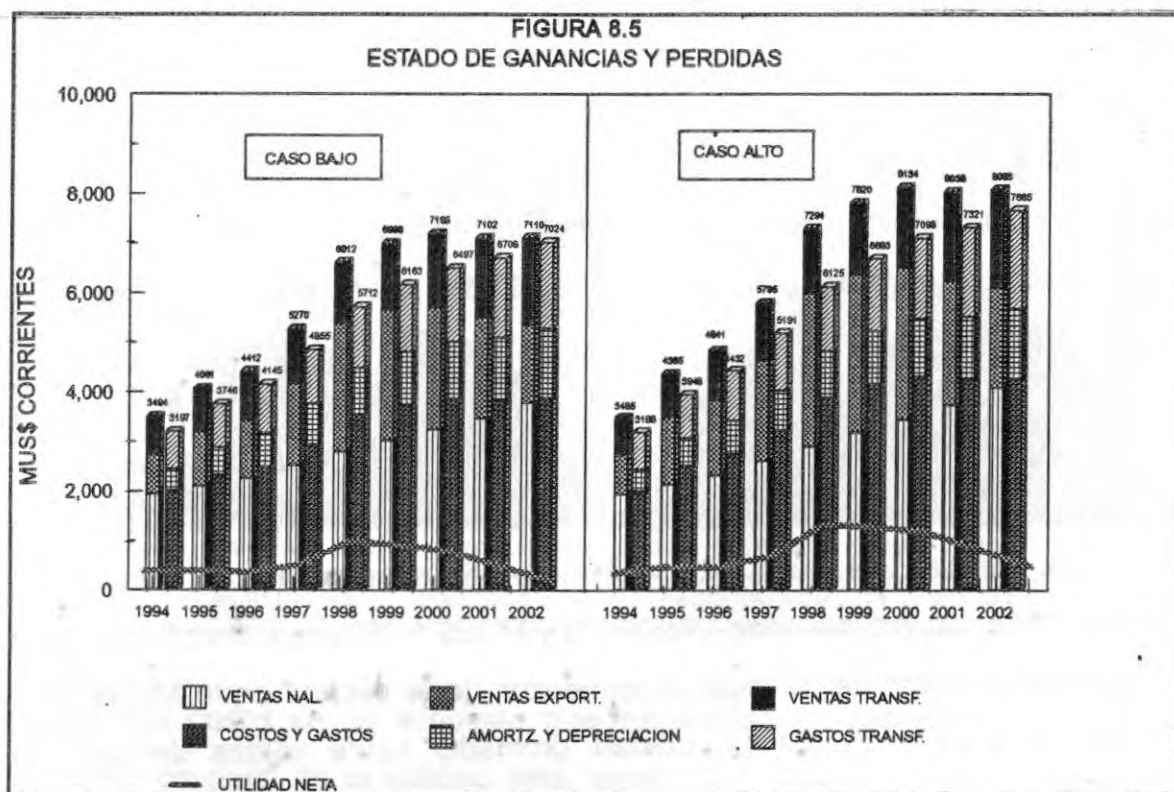
Vale la pena destacar que debido a las implicaciones financieras que tiene este proyecto, actualmente se vienen realizando análisis mas detallados para determinar el nivel tarifario requerido, que recupere costos, gastos e inversiones y obtener la rentabilidad esperada de los inversionistas.



### Análisis de Resultados Financieros

El análisis presentado de las perspectivas financieras de la Empresa se realiza incluyendo los ajustes por inflación en todos sus estados financieros, dado que esto es un requisito a partir del año 1994.

Los ingresos operativos de la Empresa, provenientes de la venta de productos en el mercado nacional y las ventas en el mercado internacional, presentan un incremento apreciable en ambos casos, (ver Figura No. 8.4), debido tanto al incremento en consumo y precios en las ventas nacionales, así como al aumento en volumen de exportación de crudo por la producción temprana de Cusiana. Los valores de estos ingresos operacionales se inician con MUS\$ 2.700 millones en 1994, con aumentos paulatinos que llegan a MUS\$ 5.400 y MUS\$ 6.000 para cada caso respectivamente en el año 1998.

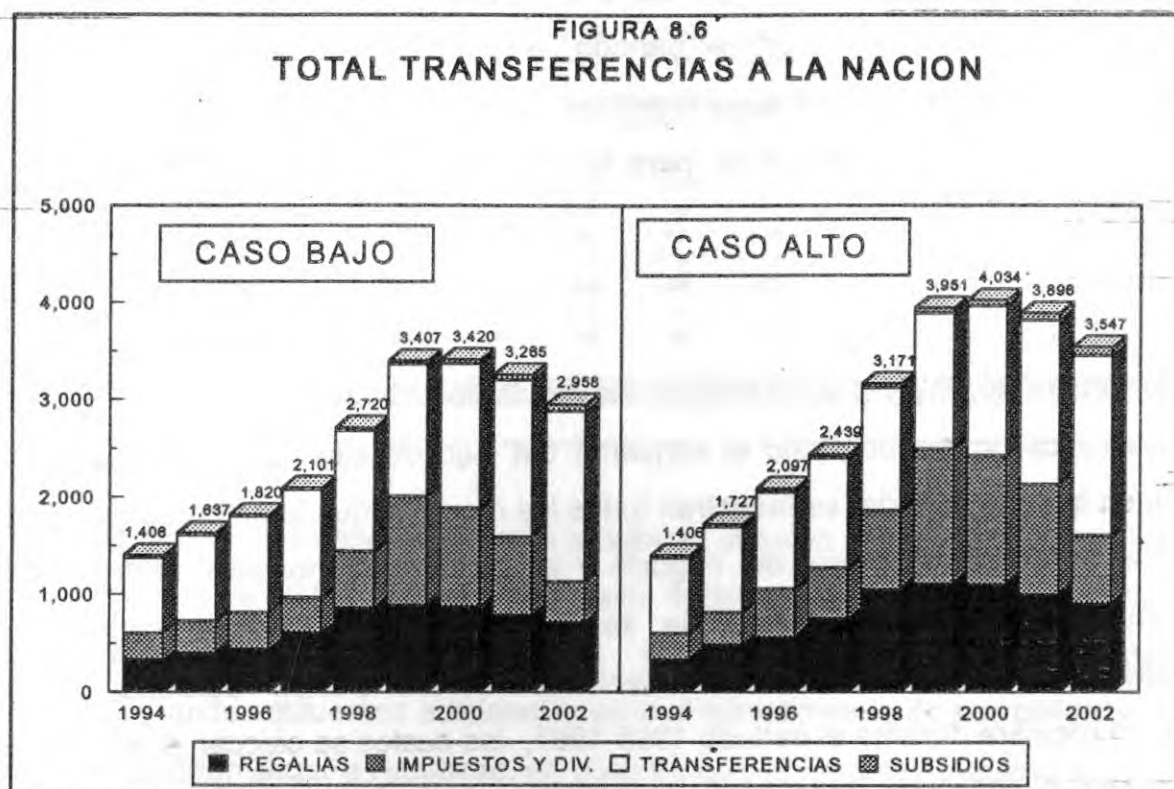


Es importante resaltar el incremento de la participación de las ventas de exportación en este total, el cual en el caso BAJO asciende desde un 30% en 1994 hasta un valor alrededor del 50% en 1998, para ambos casos, y luego volver a los niveles iniciales del 30% a comienzos de la década. Así mismo, como se observa en la Figura 8.5, los gastos operacionales efectivos de la Empresa superan

paulatinamente el monto de los ingresos generados por ventas nacionales, originándose una mayor dependencia de las ventas de exportación, para garantizar la operatividad de la Empresa.

- No obstante lo anterior, para el 1996, tanto para el caso BAJO como el ALTO, el incremento en los costos y gastos de la Empresa supera el incremento en las ventas, reflejándose en una reducción en la utilidad operacional de ese año, para luego tener una recuperación acelerada en los años posteriores. Parte de esta situación se puede explicar por los costos adicionales que la Empresa tiene que asumir a partir de 1995, por el pago de tarifa del oleoducto de Cusiana y luego a partir de 1996 la cuota de operación de las troncales del programa de masificación de gas natural, construidas bajo la modalidad de BOT. Hasta la fecha no se tenía ninguna definición sobre la tarifa del oleoducto de Cusiana, pero vale la pena resaltar que cualquier valor superior al estimado tendría un impacto significativo sobre los gastos operativos, afectando los resultados financieros presentados en este documento.
- La utilidad neta promedio del período 1994-1997 es de MUS\$ 320 en el caso BAJO y MUS\$ 430 en el caso ALTO, (ver Figura No. 8.5), representando un 9.5% y un 11.8% de las ventas operativas. Las máximas utilidades para ambos casos se registran en 1988, situándose entre MUS\$ 900 y MUS\$ 1.100 respectivamente, para posteriormente decrecer hasta llegar a comienzos de la década entre MUS\$ 90 y MUS\$ 330 para cada caso. La utilidad promedio sobre ventas del período 1998-2002 se estima entre un 10.5% y un 14% promedio anual.
- En la Figura No. 8.4 se analiza la generación de ahorro, definida como la disponibilidad de dinero con que la Empresa cuenta para pagar deuda e inversiones, después de asumir todos los costos y gastos y pagar los impuestos y dividendos al Gobierno. Como se observa, esta generación de ahorro, se cree que fluctuará entre MUS\$1.000 y MUS\$ 1.200 promedio anual, para cada caso durante

el período 1994-1997, representando entre un 27% hasta un 35% de los ingresos operacionales. Posterior a 1997, el promedio fluctuará entre MUS\$ 1.400 y MUS\$ 1.600, reduciendo su participación respecto a las ventas operativas entre el 24% y el 31% respectivamente. Esto debido a los mayores impuestos y dividendos que se pagarán en este último período del siglo, como consecuencia de los mayores ingresos generados por la entrada en operación de Cusiana en 1998.



- En los dos casos se ha supuesto que los dividendos que se le deben pagar al Gobierno después de la utilidad neta, serán concertados en un 50% por estar la Empresa en una situación que requiere gran parte de sus recursos propios y recursos financieros adicionales para poder realizar las grandes inversiones durante los años 1995-1997, para luego incrementar el porcentaje a un 75% a partir de 1998. Teniendo en cuenta este argumento, el pago de impuestos al Gobierno por concepto de renta, producción de crudo y dividendos se promedia en el período



94-97 entre MUS\$ 330 y MUS\$ 410 para cada caso, y posteriormente hasta MUS\$ 780 y MUS\$ 1.100 en el siguiente período y a comienzos de la próxima década.

- El total de transferencias al Gobierno, incluyendo los impuestos mencionados anteriormente, se muestran en la Figura No. 8.6 y ascienden para el período 1994-1997 entre MUS\$ 1.700 y MUS\$ 1.900 anual promedio para luego aportar entre MUS\$ 3.200 y MUS\$ 4.200 promedio anual a partir de 1998 y hasta inicios de la década del 2000. Para el primer período, la distribución de estos conceptos se sitúa entre un 25% y 29% para las regalías, un 19% y 22% para los impuestos y dividendos y entre un 55% y 50% para las transferencias, respectivamente para cada caso.
- En las Tablas No. 8.2 y 8.3, se reflejan los resultados de los flujos de fondos para los dos casos, analizados bajo el esquema del flujo de caja operacional o libre, donde en la parte superior se muestran todos los recursos que la empresa genera y gasta en la operación propia del negocio y en la parte inferior se muestran los egresos e ingresos financieros que se requieren, para llevar a cabo esta operatividad. Allí se observan las necesidades de financiación adicional que la Empresa requiere durante el período 1995-1997, las cuales se colocan entre MUS\$ 330 y MUS\$ 700, para cada caso respectivamente, siendo el año 1996 el de mayores necesidades. Estas necesidades de fondos podrían verse afectadas por disminución en los ingresos o disminución de los gastos, como puede ser el caso de mayores valores tarifarios del oleoducto de Cusiana. A partir del año 1988, se comienzan a generar montos considerables de excedentes, los cuales fluctúan entre MUS\$ 3.000 y MUS\$ 4.200 para cada caso, en el período comprendido entre 1998 y comienzos del siglo.

**TABLA 8.2**  
**FLUJO DE CAJA. 1994-2002 \* CON AJUSTES \* (MUS\$ CORRIENTES)**  
**CASO BAJO**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
(*) Utilidad Operacional	159	301	196	466	1,136	1,067	904	478	62
(+) Amortización, Depreciación	427	547	674	813	942	1,065	1,165	1,265	1,412
(+) Incremento Pasivo Pensiones	424	466	437	449	408	433	457	495	538
(+/-) Neto Ajustes a Resultados	(16)	(42)	(38)	(65)	(111)	(103)	(91)	(70)	(52)
(-) Capital de Trabajo	(59)	(23)	(19)	(54)	(61)	(29)	(21)	(2)	(4)
(=) Flujo Caja Operacional	935	1,249	1,250	1,608	2,317	2,434	2,414	2,186	1,955
(-) Pago de Impuestos	(69)	(83)	(119)	(106)	(277)	(454)	(398)	(278)	(105)
(-) Inversiones	(751)	(989)	(1,100)	(1,084)	(774)	(709)	(718)	(704)	(684)
(=) FLUJO DE CAJA LIBRE	116	177	31	418	1,266	1,270	1,300	1,206	1,167
(-) Egresos por Intereses	(75)	(70)	(77)	(64)	(44)	(25)	(19)	(15)	(11)
(-) Amortizaciones créditos	(362)	(264)	(181)	(334)	(454)	(66)	(68)	(53)	(62)
(+) Desembolsos créditos	131	275	335	79	0	0	0	0	0
(-) Inversiones Temp. y L.Plazo	213	24	48	38	(456)	(500)	(602)	(623)	(616)
(+) Aumentos de Capital	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Dividendos a la Nación	(135)	(141)	(150)	(129)	(300)	(647)	(598)	(502)	(284)
(-) Pagos por Carbocool	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Otros	132	(0)	(5)	(9)	(12)	(12)	(13)	(13)	(14)
(=) FLUJO NO OPERACIONAL	(116)	(177)	(31)	(418)	(1,266)	(1,270)	(1,300)	(1,206)	(1,167)

- Con esta situación de endeudamiento adicional, el saldo de deuda a largo plazo se incrementa de los MUS\$ 800 actuales, hasta fluctuar entre MUS\$ 900 y MUS\$1.200 en 1997 para cada uno de los casos. Estos montos no representan para la Empresa grandes esfuerzos adicionales para el cumplimiento de sus obligaciones, e inclusive podrían llegar a reducirse, en caso de que la Empresa pudiera disponer de parte de los excedentes generados a partir de 1998, para el prepago de algunas de sus obligaciones.
- Como resultado de lo anterior, la relación de endeudamiento total (pasivo total/activo total) se coloca entre un 67% y 62%, durante el período 1994-1997 y respectivamente para el caso BAJO y ALTO, para luego reducirse a partir de 1998 entre un 60% y 55% según el caso. Vale destacar, que la Empresa continúa utilizando como fuente de financiación el pasivo generado por pensiones de jubilación, el cual representa aproximadamente un 45% del total del pasivo, lo que

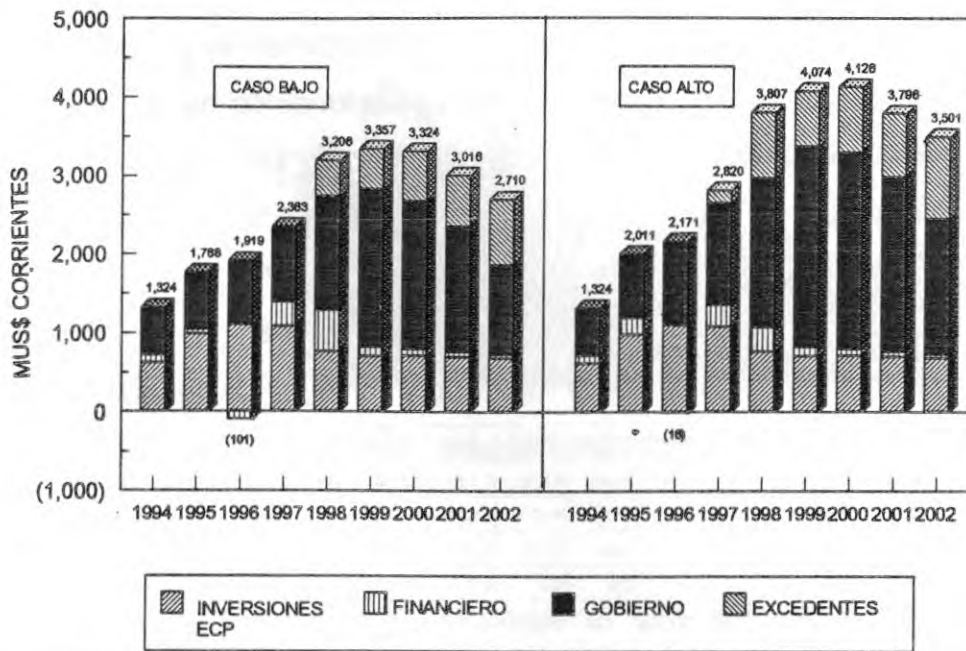
le permite aplicar un apalancamiento de bajo costo financiero sobre actividades de mayor rentabilidad.

**TABLA 8.3**  
**FLUJO DE CAJA. 1994-2002 \* CON AJUSTES \* (MUS\$ CORRIENTES)**  
**CASO ALTO**

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
(+) Utilidad Operacional	159	477	431	795	1,578	1,595	1,496	1,061	664
(+) Amortización, Depreciación	427	547	674	813	941	1,064	1,164	1,284	1,410
(+) Incremento Pasivo Pensiones	424	466	437	449	408	433	457	495	536
(+/-) Neto Ajustes a Resultados	(16)	(55)	(53)	(85)	(134)	(130)	(120)	(97)	(80)
(-) Capital de Trabajo	(60)	(33)	(23)	(59)	(67)	(34)	(26)	(2)	(3)
<b>(=) Flujo Caja Operacional</b>	<b>934</b>	<b>1,402</b>	<b>1,466</b>	<b>1,912</b>	<b>2,725</b>	<b>2,927</b>	<b>2,971</b>	<b>2,741</b>	<b>2,527</b>
(-) Pago de Impuestos	(69)	(83)	(201)	(212)	(397)	(572)	(537)	(436)	(248)
(-) Inversiones	(751)	(989)	(1,100)	(1,084)	(774)	(709)	(718)	(704)	(684)
<b>(*) FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>115</b>	<b>330</b>	<b>165</b>	<b>616</b>	<b>1,554</b>	<b>1,645</b>	<b>1,716</b>	<b>1,601</b>	<b>1,596</b>
(-) Egresos por Intereses	(75)	(64)	(61)	(53)	(35)	(24)	(19)	(15)	(11)
(-) Amortizaciones créditos	(382)	(235)	(133)	(248)	(258)	(86)	(68)	(53)	(42)
(+) Desembolsos créditos	132	99	189	40	0	0	0	0	0
(-) Inversiones Temp. y L. Plazo	213	11	43	(150)	(814)	(683)	(799)	(775)	(1,012)
(+) Aumentos de Capital	(0)	0	0	0	0	0	0	0	0
(-) Dividendos a la Nación	(135)	(141)	(198)	(196)	(434)	(840)	(816)	(745)	(516)
(-) Pagos por Carbocel	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(+) Otros	132	(1)	(5)	(9)	(13)	(13)	(14)	(14)	(14)
<b>(=) FLUJO NO OPERACIONAL</b>	<b>(115)</b>	<b>(330)</b>	<b>(165)</b>	<b>(616)</b>	<b>(1,554)</b>	<b>(1,645)</b>	<b>(1,716)</b>	<b>(1,601)</b>	<b>(1,596)</b>

- La distribución de la generación operativa total de la Empresa se muestra en la Figura No. 8.7 para los casos BAJO y ALTO. Se puede decir que la asignación de estos recursos tienen 3 beneficiarios específicos a saber: el Gobierno Nacional con el pago de impuestos y regalías, destinándose el 45% y el 55%; el mercado financiero quien suple las necesidades adicionales y a la vez recibe los pagos de las obligaciones contraídas, participando entre el 5% y el 3% neto; la Empresa, quien realiza las inversiones requeridas para mantenimiento y expansión de las instalaciones, destinándose entre el 50% y el 20%, y finalmente los excedentes de fondos representando a partir de 1998 aproximadamente el 22%, que estarían a libre disposición para cubrir necesidades adicionales requeridas por los planes de inversión estratégicos o a la disposición que sobre ellos pueda tener el Gobierno Nacional.

FIGURA 8.7  
DISTRIBUCION DE LA GENERACION OPERATIVA



En términos generales, se observa que la Empresa durante el período 1994-1997 tiene que realizar un esfuerzo financiero para llevar a cabo el nivel de inversiones que requiere para el desarrollo de Cusiana. Que definitivamente, después de este período y durante un lapso aproximado de 5 ó 6 años será una Empresa con una estructura operacional diferente, que generará mayores excedentes para el Gobierno y el bienestar general de todos los colombianos.

Dentro de este esquema de desarrollo de la Empresa, se puede observar que se está cumpliendo el objetivo de crecimiento, solidez y rentabilidad sostenidos, teniendo en cuenta que el crecimiento lo está asumiendo dentro de los criterios de eficiencia y productividad y que a la vez está compartiendo el crecimiento del sector con el inversionista privado, tomando ventaja de los nuevos esquemas de financiación y participación en sociedades que se están desarrollando dentro del marco de apertura y modernización de la economía en general.

### Priorización de inversiones:

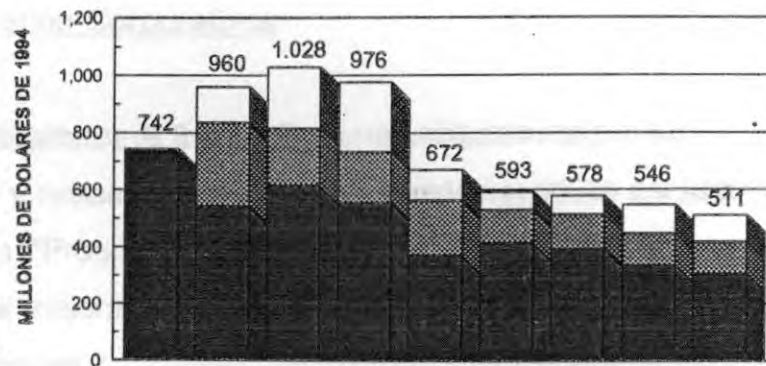
El estimativo de inversiones que Ecopetrol deberá adelantar en el período estudiado, es el mostrado en la Figura 8.3 y obedece a los requerimientos de la Empresa para continuar con sus planes de desarrollo en el cumplimiento de los objetivos corporativos descritos en el Capítulo 6.

Dado que tradicionalmente las inversiones programadas han tenido restricciones presupuestales, es necesario establecer diferentes niveles de prioridad para su ejecución, los cuales están estrechamente ligados con la importancia estratégica de cada negocio.

Desde esta perspectiva se presenta la siguiente priorización de inversiones, que permitirá establecer los proyectos de inversión que prevalecerían frente a una posible limitación presupuestal:

- **Inversiones de alta prioridad o de Nivel I.** Comprende las inversiones requeridas por los negocios estratégicos y los de alta rentabilidad, por lo que el atraso en su ejecución o cualquier restricción, ajena al negocio, en los montos y cronogramas de desembolso, comprometerían enormemente el desarrollo eficiente de Ecopetrol en el cumplimiento de su misión.
- **Inversiones prioritarias o de Nivel II,** son las necesarias para el desarrollo de programas y planes operacionales en curso y proyectos encaminados a mantener la infraestructura de la Empresa en óptimas condiciones así como los planes de reconversión industrial. Algunas de éstas inversiones serían susceptibles de desarrollarse con esquemas de financiación especiales tales como leasing, BOMT, BOM entre otros.

FIGURA 8.8  
PRIORIZACION DE INVERSIONES



	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
PRIORIDAD I	742.2	540.3	611.7	552.6	369.4	412.4	391.6	333.8	303.3
PRIORIDAD II	0.0	294.1	202.0	178.0	192.7	115.3	121.3	112.5	112.5
PRIORIDAD III	0.0	126.0	214.4	245.3	109.1	65.0	64.9	99.9	95.0
PRIORIDAD IV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

- **Inversiones de prioridad intermedia o de Nivel III**, donde se encuentran aquellas relacionadas con el desarrollo de proyectos de menor dimensión estratégica y/o moderada rentabilidad, incluyendo los programas de ampliación de infraestructura de refinación, transporte y almacenamiento para los cuales se deberán buscar mecanismos para ser desarrollados en asocio con el capital privado, o esquemas de financiación especiales.
- **Inversiones de baja prioridad o de Nivel IV**, que aunque son inversiones necesarias dentro del sector petrolero colombiano, no tendrían mayor incidencia en el cumplimiento de la misión primordial de la Empresa y podrían ser asumidas directamente por el sector privado. Para las proyecciones financieras, estas inversiones no fueron consideradas en su gran mayoría.

Bajo esta clasificación, las inversiones más importantes serían las de Nivel I, estando la mayoría de los proyectos del *upstream* en este rango. Para las actividades del

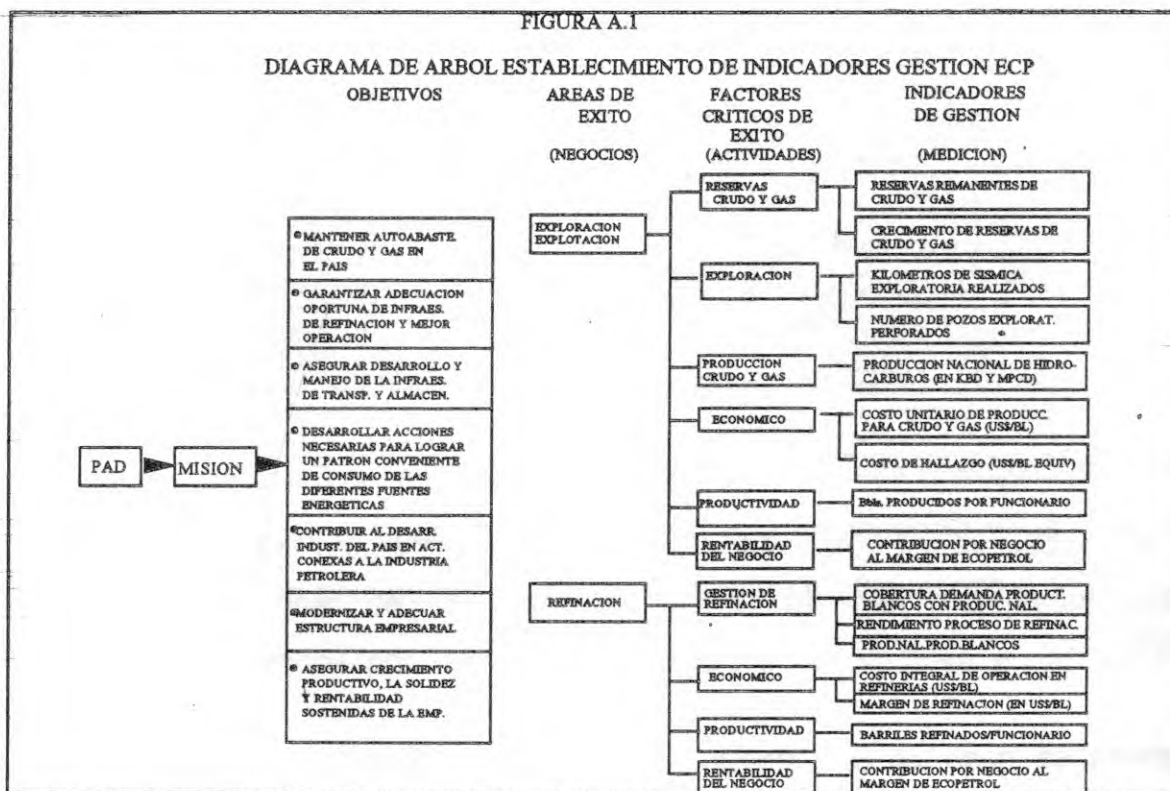
*downstream*, está claro que la prioridad de las inversiones puede variar de acuerdo con la evolución de los planes y proyectos concertados con el Gobierno Nacional, y el cubrimiento de las necesidades básicas en materia del suministro energético que comprometan a Ecopetrol.

Dentro de este esquema de priorización, en la Figura 8.8 se presenta una primera clasificación acorde con las políticas del momento.

## ANEXO I

### Indicadores de Gestión Corporativos

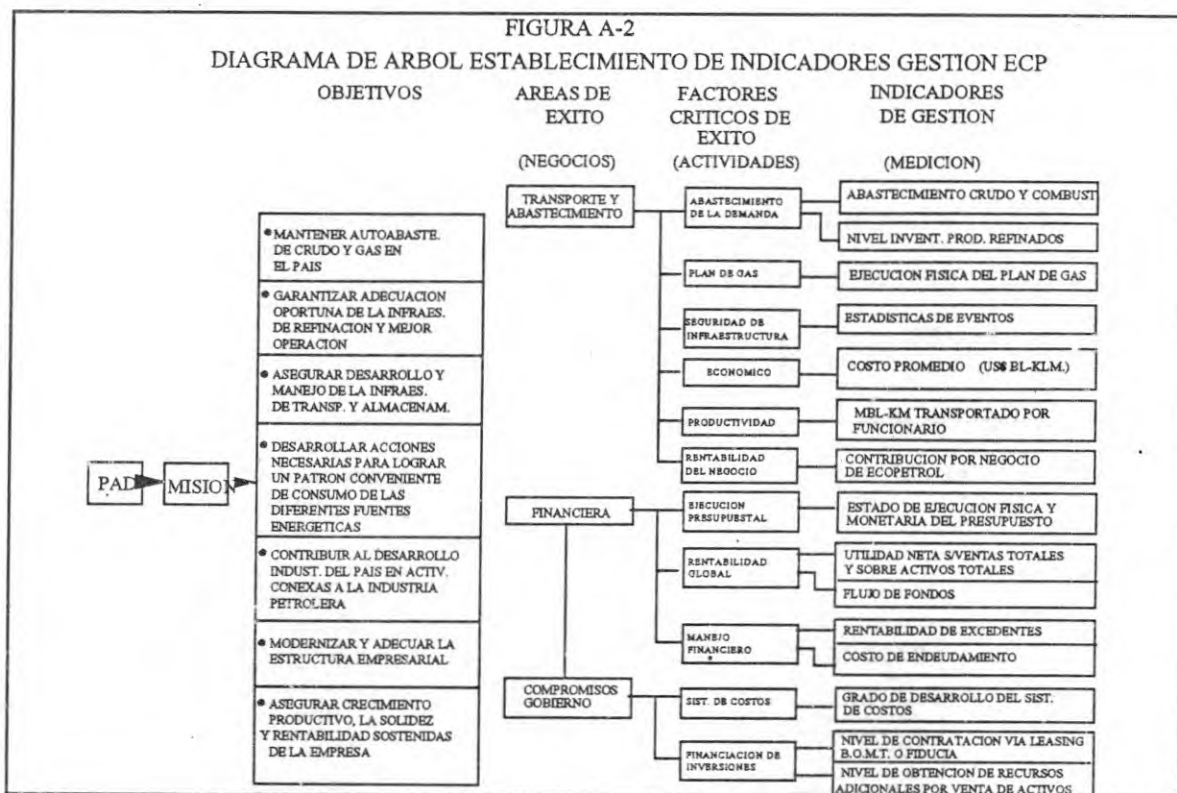
Con el fin de completar el proceso de planeación estratégica en su etapa de evaluación, control y retroalimentación, Ecopetrol consideró necesario el desarrollo e implantación de un "Programa de Indicadores de Gestión", como una herramienta fundamental para el mejoramiento de la calidad de sus procesos y programa y soporte en la toma de decisiones.



De otra parte, dentro del marco de eficiencia, productividad y competitividad que la Empresa debe enfrentar ante el nuevo sistema de apertura e internacionalización de la economía y el nuevo ordenamiento constitucional, donde se requieren esquemas de evaluación y control del sector público, se hace necesario establecer criterios de



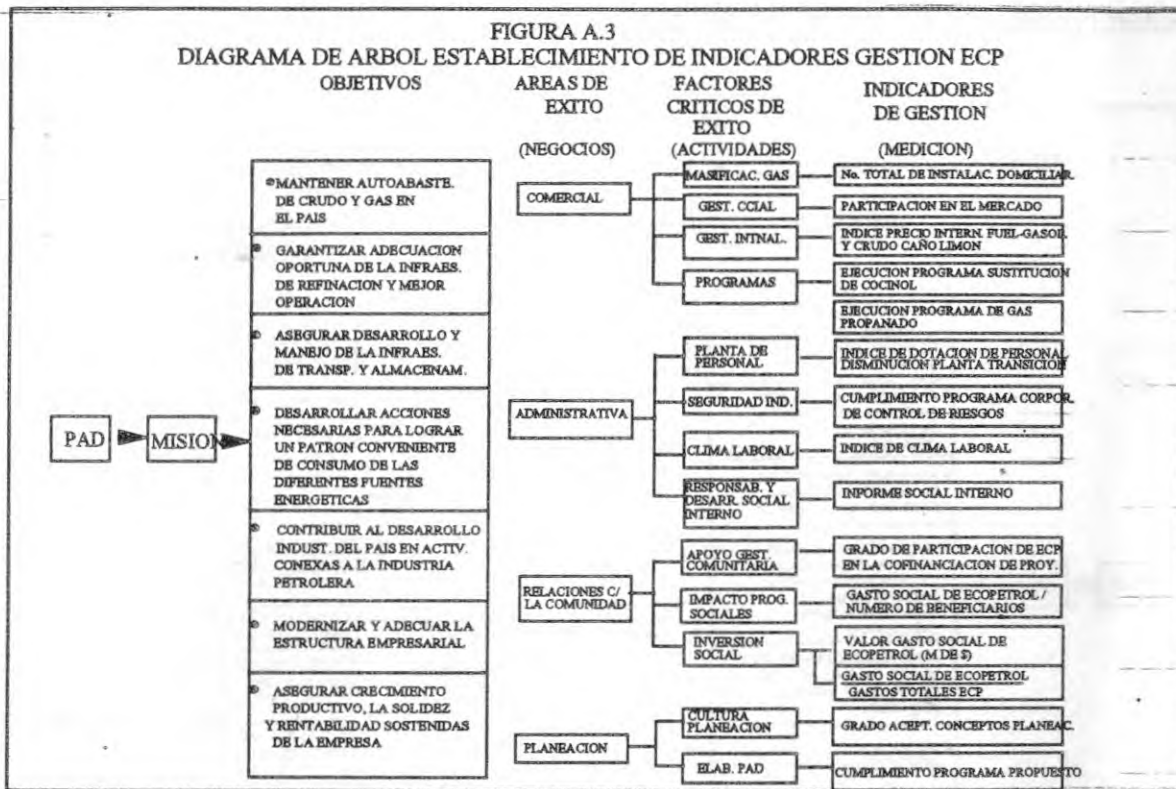
medición que permitan evaluar y comparar los resultados no solamente contra ejecuciones históricas, sino también contra parámetros internacionales ó procesos similares exitosos.



El objetivo del programa es crear una cultura de medición en la Empresa, con base en datos y hechos, y disponer de una filosofía y metodología unificada, con el fin de lograr un mejor ordenamiento y entendimiento en la elaboración de los indicadores a cada nivel.

El programa se basa en el sistema de planeación estratégica, el cual ya se ha divulgado en la Empresa, con la identificación de la misión y los objetivos en cada área de negocio y actividad propios. Así mismo se fundamenta en una filosofía enmarcada dentro del proceso de cascada de la calidad total, donde se estipulan tres niveles para el manejo de los indicadores, a saber: estratégico, táctico y operativo, el cual puede ser aplicado a cualquier nivel en la organización. También difunde una metodología,

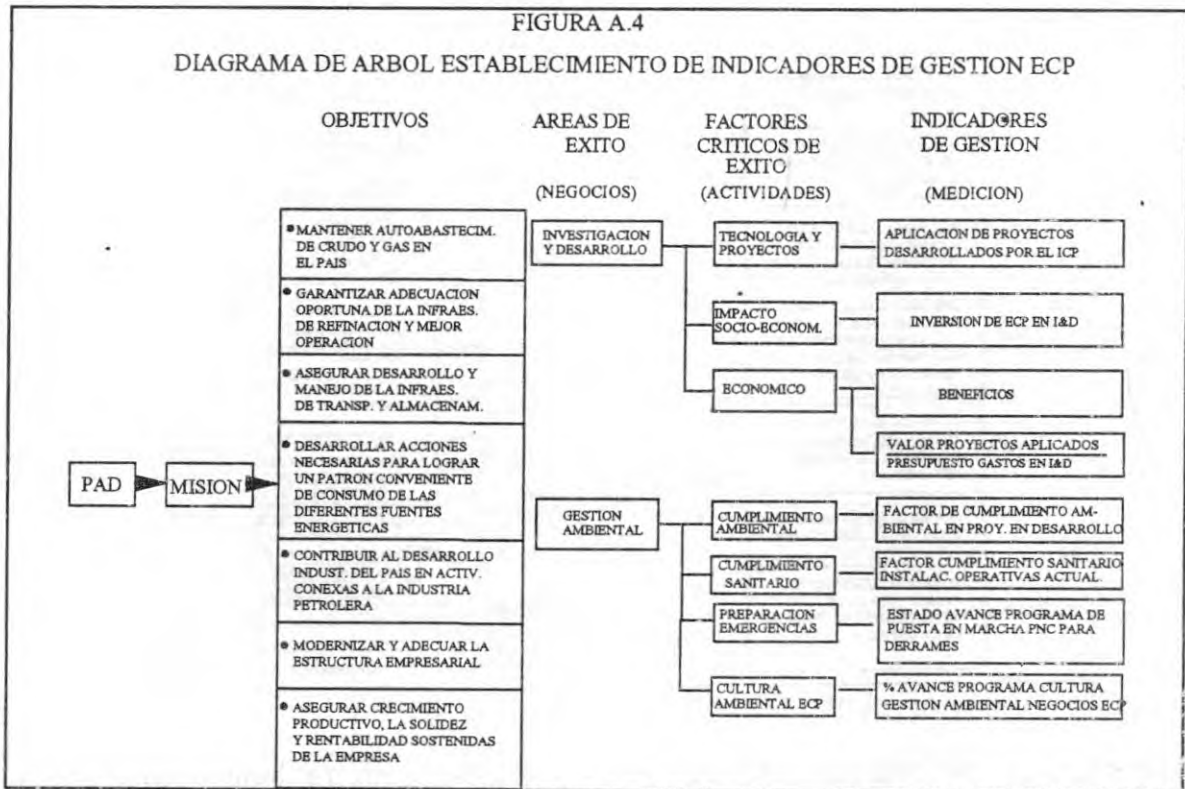
para identificar en forma sencilla dentro de cada negocio ó proceso cuales son las "áreas de éxito" y los "factores críticos de éxito" que ayudan a cumplir con los objetivos propuestos, y luego definir los "indicadores de gestión" que van a medir las variables antes mencionadas.



En la primera fase del programa se obtuvieron y aprobaron los indicadores a nivel estratégico (Presidencia de la Empresa) y los tácticos (Vicepresidencias y Direcciones), organizados por las áreas de negocios y con base en la estructura actual.

El resultado de estos indicadores se presenta en las Figuras No. A.1, A.2, A.3 y A.4. Como se observa, en cada una de las áreas operativas se quiere hacer seguimiento a factores específicos de la operación de cada área, a la parte económica de costos, a la productividad y a la rentabilidad ó aporte de cada actividad a la organización.

Vale resaltar que este programa debe ser flexible y dinámico y está en proceso de mejoramiento continuo, el cual se estará llevando a cabo con la utilización, adaptación y aporte del sistema dentro del desempeño diario de las funciones. Así mismo, debe ser complementado para cada negocio, con el desarrollo de parámetros que permitan una comparación con empresas internacionales de la misma actividad ó que desarrollen procesos similares exitosos en el ámbito nacional e internacional.



Actualmente se está desarrollando la segunda etapa del programa, que consiste en la capacitación y divulgación de conceptos hacia los niveles operativos de la Empresa y todos los niveles funcionales que así lo requieran.

La ejecución, seguimiento y evaluación del programa, se llevarán a cabo mediante la realización de reuniones gerenciales, las cuales se programarán dos veces en el año.

Plan de ajuste dinámico documento Ecopetrol  
(versión para discusión) Empresa Colombiana  
de Petróleos, Dirección de Planeación  
Corporativa

333.8232 E558p Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA