

# INFORME ANUAL 2001



3.209861

Binf7



EMPRESA COLOMBIANA  
DE PETROLEOS

**ECOPETROL**

338.209861

E53 inf 7

En. 1

ABC

# INFORME ANUAL 2001

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA



República de Colombia  
Ministerio de Minas y Energía  
Empresa Colombiana de Petróleos  
ECOPETROL

**Coordinación General**  
Comunicaciones Corporativas

**Diseño y Diagramación**  
Manttis Estudio

**Preprensa Digital**  
Sistemas Holograma Ltda.

**Impresión**  
Panamericana Formas e Impresos

ISSN 1657-7221

# CONTENIDO

<b>Cuadro Directivo</b>	4
<b>Principales Indicadores</b>	5
<b>Presentación</b>	6
<b>Exploración y Producción</b>	12
<b>Refinación y Mercadeo</b>	30
<b>Transporte</b>	46
<b>Comercio Internacional y Gas</b>	52
<b>Financiera</b>	62
<b>Planeación</b>	82
<b>Personal y Administrativa</b>	90
<b>Instituto Colombiano del Petróleo</b>	96
<b>Relaciones Externas</b>	104
<b>Seguridad Industrial, Calidad, Ambiente y Salud Ocupacional</b>	114

## Cuadro Directivo

## Junta Directiva

**Ministro de Minas y Energía**

Carlos Caballero Argáez

Ramiro Valencia Cossío (desde febrero 22 de 2001)

Luisa Fernanda Lafaurie Rivera (desde el 19 de noviembre de 2001)

**Viceministro de Minas y Energía**

Luis Ernesto Mejía

**Principales**

Oscar Marulanda Gómez

Francisco Urrutia Montoya

Armando Montenegro Trujillo (hasta julio 2)

Enrique Camacho Matamoros (desde julio 3)

Jaime Francisco Paredes (desde julio 3)

Fernando Marín Valencia (desde julio 3)

**Suplentes**

Marcela Monroy Torres

Roberto Zabarain Manco

Isaac Yanovich Farbiarz (hasta julio 2)

Fernando Marín Valencia (hasta julio 2)

**Presidente**

Alberto Calderón Zuleta

**Vicepresidente de Exploración y Producción**

Víctor Eduardo Pérez

**Vicepresidente de Comercio Internacional y Gas**

Manuel Ignacio Dussán

**Vicepresidente de Transporte**

Paul Aguas Sierra

**Vicepresidente de Refinación y Mercadeo**

José Luis Saavedra

**Vicepresidente Financiero**

Carlos Alberto Sandoval

**Vicepresidente de Personal**

Gustavo Adolfo Jimeno

## Directivos

**Secretaría General**

Martha Sofía Serrano de Medina

**Directora de Relaciones Externas**

Luz Helena Sarmiento

**Director Instituto Colombiano del Petróleo**

Jaime Cadavid Calvo (hasta el 31 de mayo)

Alirio Hernández (desde el 30 de julio)

**Director Jurídico**

Mauricio Echeverry Gutiérrez

**Director de Planeación Corporativa**

Diana Espinosa Pacheco

**Director Corporativo de Seguridad Industrial, Calidad, Ambiente y Salud Ocupacional**

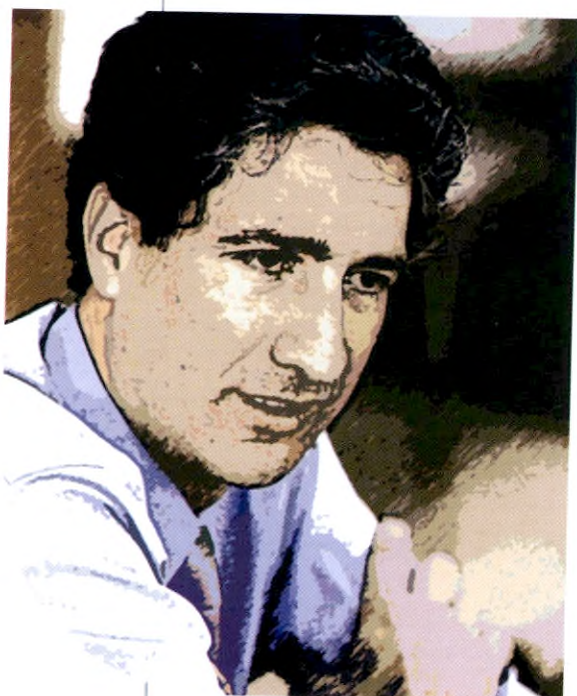
Arturo Sánchez

**Director de Seguridad**

Marco Tulio Restrepo

		Principales Indicadores	
		2001	
Contratos de Asociación	Firmados en el año		32
	Vigentes		128
Acumulado Histórico	Total Suscritos		485
Producción	Petróleo (KBD)		604
	Gas Natural Comercial (MPCD)		597
Inversiones (ECP y Asociados)	Exploración (MUS\$)		282
	Desarrollo (MUS\$)		643
Refinación	Carga de Crudo (KBD)		298,9
	Producción de Combustibles (KBD)		290,6
	Productos Blancos (KBD)		235,4
	Productos Negros (KBD)		60,7
Consumo de Combustibles	Consumo Nacional Gasolina Motor (Regular - Extra) (KBD)		109,9
	Ventas de Ecopetrol Gasolina (Regular - Extra) (KBD)		91,3
	Gas Natural (MBTU)		597
Exportaciones de Ecopetrol	Volumen (Barriles)		76.926.609
	Valor (MUS\$)		1.776,0
Importaciones Ecopetrol	Volumen (Barriles)		3.567.209
	Valor (MUS\$)		95,5
Resultados Financieros	Balanza Comercial (MUS\$)		1.680,5
	Utilidad Neta (M\$)		1.419.840
	Utilidad Operacional (M\$)		1.858.999
	Impuestos y Transferencias (M\$)		5.341.000

# PRESENTACIÓN



Ecopetrol tuvo un excelente año, y el futuro se vislumbra aún mejor. Al terminar el año 2001 la empresa consolidó con cifras record su situación financiera y de paso volvió a convertirse en eje fundamental de las finanzas públicas y soporte de la economía nacional. En el campo de la exploración petrolera se rompió otro record, sesenta contratos de asociación firmados en dos años y arrancó en firme la expansión y modernización de la refinería de Cartagena, el proyecto industrial más importante emprendido en el país en varias décadas.

Los resultados de una mayor eficiencia organizacional, de las exportaciones de crudo y derivados, la reducción de costos laborales y la optimización de recursos financieros contribuyeron a que una vez más, Ecopetrol se consolidara como la primera empresa del país, lejos de otras de gran importancia, incluso en el sector privado. En el área financiera, por tercer año consecutivo, Ecopetrol registró utilidades récord de más de \$ 1,4 billones y por segunda vez los aportes de la empresa al Estado, incluyendo regalías, superaron los \$5 billones. La empresa se convirtió también en la espina dorsal de las finanzas de departamentos y municipios donde se desarrolla la actividad petrolera.

Estos resultados son destacables dada la reducción de los precios internacionales en más de cuatro dólares por barril y la disminución de 12% en el volumen de la producción nacional por la declinación natural de los campos de Cusiana y Cupiagua y los atentados contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas. Esto demuestra la consolidación de la cultura de generación de valor que esta administración se propuso en todos los niveles de la empresa.

Durante el 2001 el fondeo del pasivo pensional de Ecopetrol aumentó en más de 10% gracias a los rendimientos de los patrimonios autónomos conformados durante el año. De este modo el pasivo pensional de la empresa se encuentra respaldado en más de 42%. Considerando que esta deuda tiene una ejecución anual inferior a 7% de su valor total y que su programa de fondeo continúa, hoy podemos decir que ya no es motivo de preocupación para la viabilidad futura de la empresa.

Para atender la normatividad del gobierno, durante el año anterior Ecopetrol realizó una valoración técnica de sus activos en propiedad, planta y equipos, que resultó en una revalorización de casi 10%. Este aumento, unido al incremento de los ahorros en el FAEP, en otros activos, en valorizaciones y el ya mencionado aumento del fondeo del pasivo pensional, impulsaron el crecimiento de los activos totales en 17%. El patrimonio de la empresa también se incrementó en más de 40% durante el 2001, lo cual significa que en estos dos años prácticamente se duplicó, al pasar de 3.3 billones al cierre de 1999 a 6.5 billones al cierre de 2001.

En el área operativa quisiera destacar que a pesar de los demenciales ataques contra la infraestructura petrolera, especialmente contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas, la pérdida de producción en el campo Caño Limón no alcanzó a representar 5% del total de la producción nacional del período. Si bien la producción del país cayó de 687.000 barriles día en 2000, a 604.000 barriles día en 2001, más de la mitad de esa disminución se debió al decaimiento natural de los campos de producción. Más aún, la producción total agregada de los demás campos superó la meta establecida para el año. Eso demuestra el gran compromiso de la empresa y de las compañías asociadas con el país.



Sin embargo, no puedo dejar de mencionar que las peores consecuencias de esos ataques las sufrieron todos los colombianos beneficiarios de las regalías —en particular del departamento y los municipios de Arauca—, quienes dejaron de percibir más de \$100.000 millones.

El nivel de producción alcanzado por Colombia en 2001 nos consolidó como el tercer país exportador de crudo y derivados de Latinoamérica, sólo por debajo de Venezuela y México.

En el año 2001 la balanza comercial de Ecopetrol produjo un superávit de US\$1.680 millones, al exportar 77 millones de barriles entre crudo y productos refinados, estos últimos con una participación creciente. No obstante la disminución de las cotizaciones mundiales, en particular después de los atentados terroristas del 11 de septiembre, el petróleo continuó como el principal producto de exportación de Colombia, con una participación de 25% del total de las exportaciones del país.

De cara al futuro, en el año 2001 continuamos con una intensa promoción de las áreas prospectivas de Colombia, con el fin de seguir atrayendo el interés de las compañías internacionales. Luego de dos años de este plan de promoción, hoy se encuentran en las manos de geólogos de todo el mundo el equivalente a más de cinco millones de disquetes de información geológica del territorio nacional.

Durante el año se firmaron 28 nuevos contratos de asociación, que sumados a los suscritos en 2000, completan la marca de 60 contratos en apenas dos años. Aún más importante, durante el año 2001

la inversión exploratoria en el país alcanzó los US\$282 millones, lo que representa un incremento de 152% con respecto al año anterior. En este sentido es particularmente relevante que 63% de la inversión exploratoria fue dedicada a perforación. En este mismo lapso se perforaron 14 pozos A-3, de los cuales dos, El Encanto y La Hocha, ya se encontraban en pruebas de producción para el 31 de diciembre.

En el negocio de refinación continuó avanzando el proyecto de optimización de refinерías con el acompañamiento de una firma altamente reconocida en el ámbito mundial. En este proyecto ya se han identificado importantes propuestas de mejoramiento que permitirán incrementar el margen operativo de refinación en más de US\$1 por barril.

El año 2001 significó el verdadero arranque del Plan Maestro de Cartagena (PMD). El proyecto comprende la ampliación de la refinерía de una carga de 75.000 barriles día a 140.000 barriles día, la producción de combustibles limpios, acorde con las regulaciones nacional e internacional, y algunas materias primas para petroquímica. Tras ser aprobado por la junta directiva de Ecopetrol en una sesión especial en la refinерía en septiembre pasado y anunciado ese mismo día por el Presidente de la República, el Plan Maestro de Desarrollo ya se encuentra en la etapa de contratación de ingeniería básica y de la consultoría para la gerencia del proyecto (PMC). Los objetivos de esta etapa, de cerca de US\$50 millones de inversión, serán precisar de manera rigurosa su alcance, disminuir los riesgos de la inversión y seleccionar tecnologías.

Al terminar 2001 las refinерías obtuvieron resultados económicos y operativos destacables. Desde el punto de vista económico, Barrancabermeja y Cartagena lograron un margen operacional de más de US\$3 por barril cargado, lo cual representó para Ecopetrol más de US\$320 millones durante 2001.

Este resultado se vio influenciado por una mayor producción de destilados medios debido a la fuerte demanda de diesel y una reducción en la demanda de gasolinas en el mercado nacional. Ambas refinерías también aumentaron su utilización con respecto al año anterior: Barrancabermeja, subió de 80,2% a 83,8%, y Cartagena, de 83,6% a 84,9%, lo cual es una muestra de la dedicación y el esfuerzo de nuestro personal.

---

En el negocio del gas natural, la demanda nacional creció de 577 millones de BTU por día a 594 millones de BTU por día. La creciente demanda de las térmicas que operan para ayudar a garantizar el suministro de energía a todos los colombianos y el repunte en el consumo doméstico, que actualmente representa 20% del total nacional, fueron los hechos más destacables en el crecimiento de esta industria.

Hubo más logros significativos. El trabajo conjunto de todas las unidades de la empresa —desde las operativas y las comerciales hasta el Instituto Colombiano del Petróleo— permitió llevar a cabo con éxito la primera exportación de crudo Castilla. Gracias a un trabajo mancomunado, 250.000 barriles de una dilución con más de 70% de este crudo recorrieron más de 900 kilómetros de oleoductos, a través de una accidentada topografía, hasta llegar al puerto de Coveñas donde fue embarcado con destino a un productor de asfaltos en Estados Unidos.

En esta línea de acciones que trascienden las fronteras organizacionales internas en beneficio de toda la empresa, también es destacable el nuevo esquema de comercialización.

Las Vicepresidencias de Refinación y Mercadeo, de Transporte y de Comercio Internacional y Gas se trazaron como objetivo optimizar los precios obtenidos en la exportación de crudos y productos refinados. La meta: mejorar la programación de las refinerías y

---

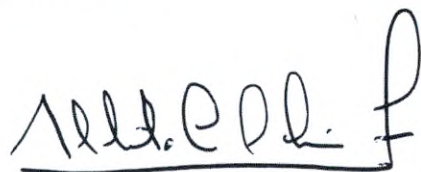
anticiparse a las necesidades del mercado, para cambiar el esquema comercial y en vez de salir a vender los productos excedentes de la demanda local, ofrecerle al cliente justo lo que él necesita, cuando lo necesita.

En cuanto al proyecto Sensor —esa ambiciosa iniciativa de mejoramiento integral de nuestros procesos, sistemas y organización administrativa—, durante el año 2001 se llevó a cabo la licitación para el diseño e implementación de esta solución con el acompañamiento de la Corporación Transparencia por Colombia. La convocatoria fue declarada desierta por inconsistencias en las propuestas de los tres grupos oferentes. Por eso, se adelantará un nuevo proceso de selección para este proyecto, que fomentará la eficiencia administrativa y la integración de la empresa, durante el año 2002.

En conclusión, en 2001 Ecopetrol demostró por qué es la energía y el valor de los colombianos. Durante este año, la empresa fue capaz de superar los magníficos resultados del año 2000, aún cuando enfrentamos una baja en los precios internacionales del petróleo y una reducción en los volúmenes de producción.

No sólo continuamos avanzando exitosamente en los cuatro retos estratégicos definidos por esta administración: *encontrar petróleo, optimizar el "downstream", desarrollar el negocio del gas natural y mejorar la eficiencia administrativa y operativa*, sino que ahora hemos empezado a trabajar más integradamente, pensando cada vez más como "una sola Empresa".

Vayan mis agradecimientos al equipo humano, pieza fundamental en la obtención de los logros del año 2001 y mis palabras de optimismo para que en el futuro continuemos superándonos y consolidando a Ecopetrol como la primera y más importante empresa del país.



Alberto Calderón Zuleta  
**Presidente**





# EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



El año 2001 fue para la Vicepresidencia de Exploración y Producción un período positivo en materia de reactivación exploratoria, año cuyos resultados se expresaron en la firma de 28 nuevos contratos de asociación que comprometen un cubrimiento de 6 millones de hectáreas; la adquisición de 1.416 kilómetros de sísmica 2D —casi el doble de lo ejecutado en 2000— y de 578 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, y la perforación de 14 pozos exploratorios. Dicho de otra forma, estas cifras reflejan un importante repunte de la actividad exploratoria del país, en contravía de la tendencia observada en los años anteriores, lo cual se constituye en el punto inicial de un nuevo ciclo exploratorio.

Estos trabajos exploratorios demandaron una inversión exploratoria en el país que alcanzó los US\$282 millones, superior en US\$170 millones a la del año 2000, gracias al incremento de más de 200% de la inversión realizada por las compañías privadas, con lo cual se puso de manifiesto la confianza que existe en el potencial petrolífero de Colombia.

La producción total de crudo del país fue, en promedio para el año 2001, de 604 KBD<sup>(1)</sup>, inferior en 12% respecto del año 2000. Con este nivel de producción, Colombia se situó en quinto lugar en Latinoamérica, después de Venezuela, México, Brasil y Argentina.

No obstante, la menor producción ocurrió principalmente en el campo Caño Limón debido a los atentados al oleoducto, donde se dejaron de producir 31,5 KBD menos, y en el Piedemonte, con 9,7 KBD menos, debido a una mayor declinación de la esperada del campo Cusiana. Sin embargo, se compensó parcialmente con mayores producciones en la operación directa en el área de los Llanos, que aportó 13,4 KBD más provenientes de los campos de Apiay, Suria y Casanare, principalmente; en la operación asociada se obtuvieron 6,6 KBD más en áreas de Garceró, Caguán (campo Río Ceibas), Palermo; y 7,0 KBD adicionales de las concesiones de Tello y Trinidad.

El comportamiento de la producción de gas para ventas fue superior en 4% en 2001 frente al año anterior, con un promedio de 597 MPCD<sup>(2)</sup>.

Al cierre de 2001 el volumen de reservas probadas remanentes de crudo del país fue de 1.842 Mbls<sup>(3)</sup>, lo que significó una disminución neta de 6,6% (130 Mbls) respecto de los 1.972 Mbls con que se inició el año.

(1) KBD= Miles de Barriles por Día

(2) MPCD= Millones de Pies Cúbicos por Día

(3) Mbls= Millones de Barriles



Esta disminución fue menor que el volumen total producido durante el año, que alcanzó los 221 Mbbl, gracias a la incorporación de nuevas reservas que ascendieron a 91 Mbbl. De esta cifra, 64 Mbbl se obtuvieron como producto de revaluaciones, reclasificaciones e identificación de oportunidades de optimización de recobro. Igualmente, se adicionaron 27 Mbbl de nuevas reservas, producto de solicitudes de comercialidad, de las cuales se aprobaron 11 Mbbl como operaciones en solo riesgo y 16 Mbbl como extensión de la comercialidad de Cupiagua.



En cuanto a las reservas remanentes comercializables de gas del país, éstas cerraron en 2001 con 4.507 giga pies cúbicos (GPC) frente a los 4.539 reportados en 2000. Si bien el consumo fue de 218 GPC durante 2001, en el balance final de reservas se incluye la revaluación de los campos Cusiana-Cupiagua, en los Llanos, y Chuchupa, en La Guajira.

## EXPLORACIÓN

La prospectividad de un país está representada por el potencial de hidrocarburos de sus cuencas; en ese sentido, durante el año 2001 se obtuvo una nueva valoración del potencial de la nación. En relación con este aspecto, la Vicepresidencia Adjunta de Exploración ejecutó once estudios regionales que concluyeron con la revaluación del potencial de ocho cuencas de las 18 existentes, adicionando al potencial del país 10.000 MBPE, el cual pasó a ser de 47.000 MBPE. Los principales cambios se presentaron en las cuencas de La Guajira, Pacífico y Valle Inferior del Magdalena.

Potencial de Hidrocarburos en las Cuencas Sedimentarias de Colombia		
Cuencas Sedimentarias	Potencial por Descubrir (MBPE) Visión Año 2000	Potencial por Descubrir (MBPE) Visión Año 2001
<b>Cuencas con Producción de Hidrocarburos</b>		
Catatumbo	1.700	1.700
Guajira	2.800	4.300
Llanos Orientales	8.800	8.800
Putumayo	1.700	2.400
VIM	1.600	5.100
VMM	8.000	7.950
VSM	1.400	1.850
Sub-total	26.000	32.100
<b>Cuencas sin Producción de Hidrocarburos</b>		
Amazonas	400	400
Caguán-Vaupés	500	500
Cauca	400	400
Cayos (Caribe NW)	1.000	1.000
Cesar-Ranchería	800	800
Chocó	500	500
Cordillera Oriental	2.600	2.600
Pacífico	500	4.000
Sinú	3.000	3.400
Tumaco	500	500
Urabá	800	800
Sub-total	11.000	14.900
<b>Total Potencial País</b>	<b>37.000</b>	<b>47.000</b>

MBPE = Millones de Barriles Petróleo Equivalente

De acuerdo con la nueva valoración, 68% del potencial de hidrocarburos por descubrir se encuentra en las cuencas que hoy en día están en producción. Lo anterior confirma la estrategia exploratoria, la cual se orientó a buscar prospectos de impacto precisamente en estas cuencas.







Se destaca la cuenca Pacífico, cuyo potencial se incrementó en ocho veces la cifra original, como producto del estudio conjunto realizado entre la compañía Petrobras y Ecopetrol. La cuenca del Valle Inferior del Magdalena aumentó 3,2 veces su potencial de reservas y la cuenca Guajira lo hizo en 1,5 veces; estas dos últimas como producto del modelamiento geoquímico que adicionó generación de hidrocarburos líquidos.

Adicionalmente, realizó 13 proyectos de prospección enfocados en áreas de impacto, donde se generaron cinco prospectos:

Cuenca	Bloque	Prospecto	Prospectos
			Potencial de Reservas (MBPE)
VMM	De Mares	Zarzal-K	18
VMM	De Mares	Mosquetero Profundo	240
VMM	Río Horta	Apolo-1	300
VSM	Guayabillas	Guayabillas-1	80
Llanos	Río Guape	Río Guape	200
<b>Total</b>			<b>838</b>

El potencial de recursos asociados a nuevos prospectos generados a nivel país y definidos de acuerdo con la estrategia de áreas de impacto ascendió a 1.488 MBPE, con un aporte de 56% por parte de exploración directa de Ecopetrol, es decir, 838 MBPE, cumpliendo con la meta prevista al inicio del año que oscilaba entre 800 y 1.100 MBPE.

Cuenca	Proyecto	Prospecto	Potencial de Reservas (MBPE)	Compañía
VMM	Río Horta	Apolo-1	300	ECOPETROL
VSM	Guayabillas	Guayabillas	80	ECOPETROL
Llanos	Río Guape	Río Guape	200	ECOPETROL
VMM	Llanito - Matacuya	Mosquetero Profundo	240	ECOPETROL
VMM	De Mares	Zarzal-K	18	ECOPETROL
CORD.	Fusa	Atadero-1	100	NEXEN
VMM	Guayacanes	San Lorenzo-1	200	LA LUNA
Guajira	Salinas	Salinas-1	350	MERA
<b>Total País</b>			<b>1488</b>	

Al cerrar el año 2001 y considerando los cinco prospectos generados durante el año, Ecopetrol dispone de un portafolio de 44 prospectos exploratorios, que le apuntan a un potencial de 3.150 MBPE.

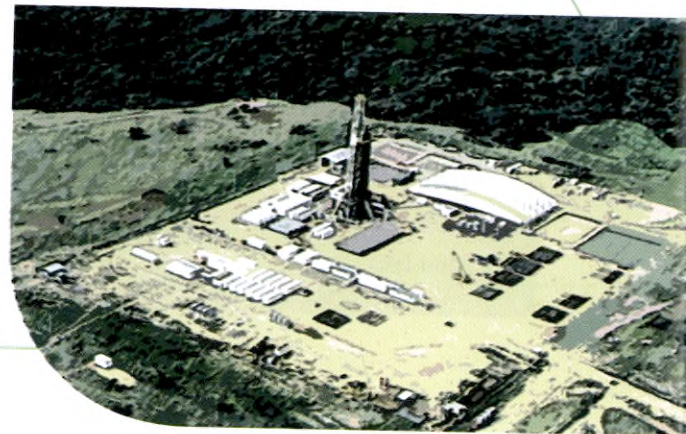
### Actividad Sísmica

La meta para el año 2001 era la adquisición de 1.563 kilómetros (km) de información sísmica 2D a nivel país, de los cuales 1.265 km estarían a cargo de las compañías asociadas, en cumplimiento de las obligaciones contractuales, y los restantes 298 km a cargo directo de Ecopetrol.

En la gestión adelantada se destaca un cumplimiento de 91% como promedio de la gestión adelantada por parte de las compañías asociadas y Ecopetrol.

En lo referente a la adquisición de información sísmica 3D, a nivel país se estableció como meta para el año 2001 adquirir 550 km<sup>2</sup>, de los cuales 370 km<sup>2</sup> a cargo de compañías asociadas y 180 km<sup>2</sup> bajo la gestión directa de Ecopetrol. Los resultados en esta materia arrojan la adquisición de 578 km<sup>2</sup> por parte de las asociadas, con un cumplimiento promedio entre asociadas y Ecopetrol de 105%, que superó la meta a nivel país.

Adicional a la adquisición de información sísmica, se ejecutó el reprocesamiento sísmico de 14.890 km, que sobrepasó la meta establecida de 12.500 km, información con la cual podrá interpretarse una mejor imagen del subsuelo en las diferentes áreas de geología compleja, lo cual permitirá disponer de insumos de mejor calidad para las diversas actividades exploratorias.



## Perforación Exploratoria

En 2001 se perforaron 14 pozos A-3, de los cuales, al cierre del año, dos estaban en evaluación (El Encanto-1 y La Hocha-1), diez resultaron no productores y dos más no llegaron al objetivo (Gibraltar-1 y Palomas-1). A diciembre 31 se hallaban en perforación otros cuatro pozos exploratorios (Iskana-1, Potrerillo-1, Capachos-1 y Escuela-2).

Dentro del portafolio de pozos por perforar durante 2001, se incluyeron tres considerados de impacto, es decir, pozos de profundidad superior a los 10.000 pies y con potenciales de reservas de 200 MBPE (millones de barriles de petróleo equivalente) en adelante. Se trató de los pozos Gibraltar-1, Capachos y Palomas-1, este último a cargo de Ecopetrol e iniciado a finales del año 2000.

Durante el segundo semestre de 2001 Ecopetrol consideró la posibilidad de perforar en operación directa el prospecto exploratorio Potrerillo, en el Valle Superior del Magdalena, cuya perforación se inició el 11 de diciembre.

Con los resultados de los 14 pozos concluidos durante la vigencia 2001, se estima un volumen de hidrocarburos descubiertos no delimitados de 45 MBPE<sup>(4)</sup> y se espera que parte de este volumen, una vez adelantadas nuevas perforaciones e interpretaciones de la información recopilada, aporte nuevas reservas para el año 2002.

De acuerdo con los resultados indicados para los 14 pozos perforados durante el año, y considerando los doce que llegaron al objetivo y los dos que encontraron hidrocarburos, se obtuvo para el año 2001 un factor de éxito exploratorio (pozos perforados/pozos descubridores) de 17%.

Debido a que durante 2001 no se iniciaron perforaciones en cuencas nuevas, sino que se abrieron nuevos *plays* en cuencas ya conocidas, este indicador de éxito exploratorio se considera positivo, puesto que cada vez son más complejas y/o menos obvias las áreas de perforación, comparado con lo histórico. Prueba de ello son algunas de las perforaciones realizadas o en curso: Iskana, perforó más de 9.000 pies de basamento (macizo de Garzón) en áreas de cabalgamiento y por lo tanto de impacto; y los problemas operacionales del Piedemonte, como los presentados en Palomas-1 y Gibraltar-1.



(4) MBPE= millones de barriles de petróleo equivalente



### Nuevas Comercialidades

Durante el año se presentaron tres solicitudes de comercialidad que incorporaron 27 MBPE. De acuerdo con los criterios de Ecopetrol, no se consideró adecuado participar en el desarrollo de dos de estos nuevos campos, Palo Blanco, del contrato Alcaraván, y Catalina, del contrato Bolívar, los dos con la compañía Harken.

De otra parte, la compañía BP presentó la solicitud de ampliación de la comercialidad del campo Cupiagua, en el contrato Recetor, con un volumen adicional de 16 MBPE.

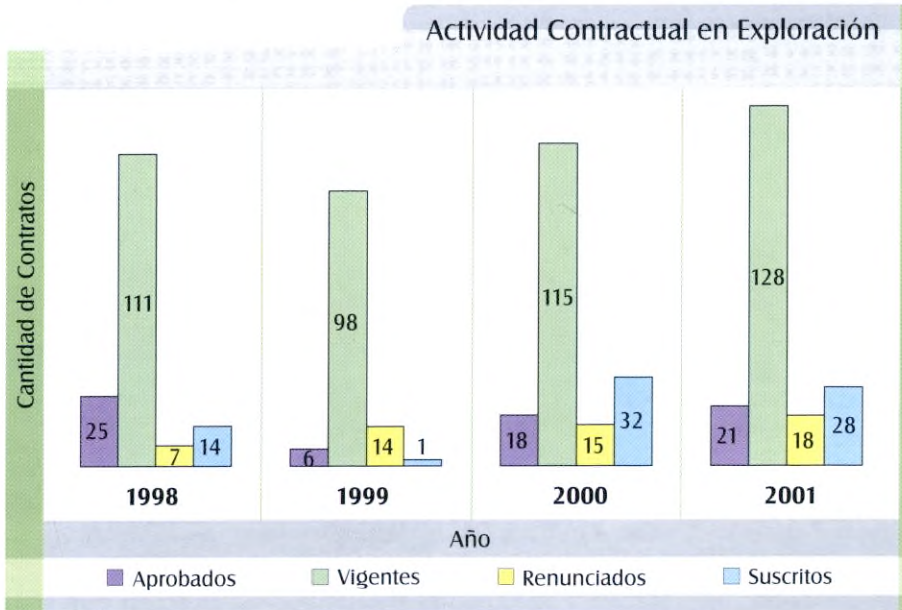
Para el año 2001 se tenía prevista la solicitud de comercialidad del campo Guando, descubierto en febrero de 2000 por la compañía Braspetro en el contrato de asociación Boquerón. No obstante, el socio decidió recolectar mayor información para lograr un modelamiento más preciso del yacimiento y establecer así un adecuado plan de desarrollo, para sustentar la solicitud de comercialidad que presentará en el transcurso de 2002. Una situación similar tuvo lugar con los campos Mateguafa, Tambaquí, Canacabare y Compae, los cuales continuaron haciendo pruebas extensas para presentar solicitud de comercialidad en 2002.

### Actividad Contractual

En el año 2001 se continuó con el esfuerzo de promoción del potencial del país, que unido a la competitividad del contrato de asociación, llamó la atención de los inversionistas del petróleo y permitió la suscripción de 28 nuevos contratos de asociación, para explorar un área total superior a los seis millones de hectáreas.

Al finalizar el año se encontraban vigentes 128 contratos, de los cuales 121 son de asociación (84 en etapa de exploración y 37 en explotación), tres de participación y riesgo (CPR), un contrato especial (Las Monas) y tres estudios técnicos. Igualmente, se renunciaron 18 contratos, con un área aproximada de siete millones de hectáreas.

Al hacer el balance del año 2001, el total de área explorada en el país bajo los contratos asciende a 16,04 millones de hectáreas (160.038 km<sup>2</sup>), que representan 15,5% del área sedimentaria del país.



En lo que a inversiones en exploración se refiere, en 2001 el monto ascendió a los MUS\$282, es decir, 152% superior a 2000. Se destaca el incremento de la inversión por parte de las compañías asociadas, cifra que alcanzó los MUS\$262, con lo cual se superó en 200% la inversión del año anterior. Ecopetrol, por su parte, invirtió MUS\$20, 23% menos que en 2000. Esta disminución en la participación de inversiones exploratorias obedeció a la estrategia de compartir el riesgo exploratorio con los inversionistas privados.

Del monto total de inversiones, el mayor porcentaje tuvo como destino la perforación exploratoria, con 63,1%.

### Inversiones Exploratorias Año 2001

Inversiones en MUS\$	Compañías Asociadas	Ecopetrol	Total País
Perforación Exploratoria	170,8	7,2	178,0
Sísmica 2D y 3D	54,7	8,5	63,2
Otros Estudios	37,0	3,9	40,9
<b>Totales</b>	<b>262,5</b>	<b>19,6</b>	<b>282,1</b>

\* Otros Estudios (Geología, Geoquímica, Paleontología, Gravimetría, Pruebas de Pozos, Completamiento de Pozos... reportado al final del año)

En la tarea de promoción para atraer el capital de riesgo, a finales del año 2000 y comienzos de 2001 se inició el proceso llamado "Ecopetrol Oportunidades 2001" donde se ofrecieron cinco nuevos bloques de exploración (San Gabriel, Río Horta, Tierra Negra, Macaguán y Mundo Nuevo). Como resultado de este proceso se adjudicaron los bloques Macaguán, Mundo Nuevo y Tierra Negra. Los otros dos bloques cuentan con manifestación de interés por parte de inversionistas privados, los cuales se esperan negociar directamente durante el año 2002.

### Nuevos Negocios

A partir del segundo semestre del año y dentro del proceso de ajuste organizacional de la VEP, se creó la Gerencia de Nuevas Oportunidades, cuya función es detectar, desarrollar y consolidar nuevas oportunidades de negocios en exploración y producción, en áreas en exploración en Colombia y en el exterior. Dentro de los resultados arrojados por esta gerencia se destacan las siguientes actividades:

- Proyecto de evaluación de cuencas: se realizaron las evaluaciones preliminares sobre las cuencas Oriente (Ecuador), Maracaibo (Venezuela), Burgos (México), Lancones (Perú).
- Proyecto México: con el fin de evaluar oportunidades de negocios de E&P en ese país, se adelanta un "Acuerdo conjunto" con Sipetrol USA Inc., en el marco de la Alianza Ecopetrol-Enap, para el estudio, evaluación e intercambio de áreas.
- Trabajo conjunto con la Dirección Jurídica de Ecopetrol para determinar la viabilidad legal y jurídica de la internacionalización de las actividades de exploración y producción de Ecopetrol.



## PRODUCCIÓN

En materia de producción, 2001 fue un año de resultados variables. Si bien se hicieron ingentes esfuerzos por optimizar y aumentar los niveles de producción del país, los resultados se vieron parcialmente afectados por la acción de los violentos que se ensañaron contra la infraestructura petrolera, en particular contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas.



### Producción de Crudo

En 2001 se continuó la estrategia de maximizar la explotación de los campos petrolíferos mediante el manejo integrado de los yacimientos y la optimización de las facilidades y la infraestructura existentes, con criterio de reducción de costos.

Este año se produjeron en promedio 604 KBD y 597 MPCD de gas. El costo de levantamiento de barril de crudo fue de US\$2,36, cifra que superó la frontera de los US\$2,0 por barril, la cual obedeció básicamente a la disminución de los niveles de producción.

Los constantes atentados contra el oleoducto Caño Limón-Coveñas hicieron que el campo dejara de producir 31,5 KBD, razón por la cual su producción promedio cerró en 53,5 KBD. No obstante, la gestión en Cravo Norte fue muy significativa, pues en medio de los atentados al oleoducto y la consecuente parálisis durante varios meses del campo Caño Limón, se continuó con la perforación de pozos, actividad que permitió que la producción alcanzara en el mes de septiembre 117 KBD, unos 7.000 barriles por encima del pronóstico más optimista.



En 2001 se incrementaron las inversiones de desarrollo de Ecopetrol, alcanzando los más altos niveles de los últimos siete años. Así, en la Gerencia Llanos se llevó a cabo la más grande campaña de perforación de pozos de desarrollo que se haya adelantado en los últimos años: se perforaron un total de 11 pozos para desarrollar 11 Mbls adicionales y mantener la producción en niveles de 62 KBD.



Con el proyecto "Desarrollo adicional yacimientos K2 y K1 de los campos Apiay, Libertad y Suria", la Gerencia Llanos logró un aporte adicional de 13 KBD, es decir, 28% por encima de la meta de producción, situación que minimizó las pérdidas presentadas en el plano nacional.

Igualmente, se destaca el esfuerzo conjunto de las Vicepresidencias de Exploración y Producción, Comercio Internacional y Gas y Transporte, y del Instituto Colombiano del Petróleo, al exportar los primeros 255.000 barriles de crudo Castilla al mercado internacional.

Las mejores prácticas aplicadas en la Gerencia Alto Magdalena, bajo alianzas estratégicas con Exploración, Yacimientos y el Instituto Colombiano del Petróleo, permitieron reactivar el interés de perforar nuevamente en la zona, tanto con inversión directa como asociada.

Balance Producción Nacional de Crudo en KBPPD Año 2001						
	Peso en %	Portafolio Año	Real Año	Diferencia KBPPD	Diferencia En %	Diferencia Total
<b>Operación Asociada</b>						
GRO	7,7	48,42	53,12	4,70	9,7	0,7%
GOR	20,6	130,17	98,72	-31,45	-24,2	-5,0%
GPD	48,8	308,40	298,72	-9,69	-3,1	-1,5%
Subtotal Asociación	77,1	486,99	450,55	-36,44	-7,5	-5,8%
<b>Operación Directa</b>						
GAM	2,7	16,96	16,90	-0,06	-0,4	0,0%
GCO	4,7	29,89	30,90	1,01	3,4	0,2%
GLL	7,7	48,56	61,95	13,39	27,6	2,1%
GSU	1,4	9,05	7,99	-1,06	-11,7	-0,2%
Subtotal Oper. Directa	16,5	104,46	117,74	13,28	12,7	2,1%
<b>Total Gestión VEP</b>	<b>93,6</b>	<b>591,45</b>	<b>568,29</b>	<b>-23,16</b>	<b>-3,9</b>	<b>-3,7%</b>
Solo Riesgos Pruebas	4,0	25,30	14,15	-11,15	-44,1	-1,8%
<b>Total Ecopetrol - Socios</b>	<b>97,6</b>	<b>616,75</b>	<b>582,44</b>	<b>-34,31</b>	<b>-5,6</b>	<b>-5,4%</b>
Concesiones	2,4	14,95	21,96	7,01	46,9	1,1%
<b>Total Producción Nal.</b>	<b>100,0</b>	<b>631,70</b>	<b>604,40</b>	<b>-27,30</b>	<b>-4,3</b>	<b>-4,3%</b>

KBPPD = Miles de Barriles de Petróleo Promedio por Día

La gestión realizada por la Gerencia Centro Oriente se vio reflejada en el costo de levantamiento del barril, el cual tuvo una reducción de US\$1 por barril producido. Hace dos años superaba los US\$7 y hoy cierran la vigencia con un costo cercano a los US\$6 por barril.

En materia de reservas, la Gerencia de Piedemonte, mediante la extensión de la comercialidad del campo Cupiagua, adicionó 16 Mbbls en 2001. Por otra parte, entraron en producción los campos Floreña y Pauto, los cuales en sólo siete meses de operación produjeron 5,6 KBD contra los 3,6 KBD previstos, con producciones máximas de 12 KBD, sobrepasando el estimado máximo previsto de 5 KBD.

Por su parte, la Gerencia Occidente logró superar en más de 4 KBD la meta de producción establecida en el portafolio.

### Producción de Gas

La producción nacional de gas comercializado (gas ventas) ascendió a 597 MPCD, para un total acumulado de 217,74 giga pies cúbicos (GPC) en el año. Con este resultado se superaron en 4% las ventas del año 2000.

En 2001 la demanda de gas creció en 15% respecto de la meta planteada para esta vigencia, lo cual resalta la importancia del esfuerzo que viene realizando la empresa, conjuntamente con el gobierno nacional para lograr el pronto aumento de la capacidad de producción de gas en el país. En este sentido, se destacan las gestiones llevadas a cabo ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), para asegurar que la regulación del sector incluya los incentivos adecuados para el desarrollo de la oferta en el sector de gas.

El aumento de la demanda de gas durante el año 2001 fue tal, que en algunos meses y debido a limitaciones en el sistema de transporte de gas, no pudo cumplirse con el suministro a la refinería de Barrancabermeja. Cabe destacar que se aprovechó la flexibilidad operativa de la refinería para utilizar diferentes combustibles, sustituyendo el faltante de gas por excedentes de fuel.

**Balance Producción Nacional de Gas Ventas en MPCPD Año 2001**

	Peso en %	Portafolio Año	Real Año	Diferencia MPCPD	Diferencia En %	Diferencia Total
	▼	▼	▼	▼	▼	▼
<b>Operación Asociada</b>						
GRO	2,6	465,78	543,30	77,52	16,6	0,4%
GOR	90,1	13,20	10,20	-3,00	-22,8	-20,5%
GPD	0,0	0,00	15,35	15,35		
Subtotal Asociación	92,6	478,98	568,85	89,87	18,8	17,4%
<b>Operación Directa</b>						
GAM	5,5	1,28	0,28	-28,33	-77,9	-4,3%
GCO	0,2	28,61	22,79	-21,51	-20,3	-0,1%
GLL	1,6	8,27	4,62	-3,65	-44,1	-0,7%
GSU	0,0					
Subtotal Oper. Directa	7,4	38,16	27,70	-10,46	-27,4	-2,0%
<b>Total Producción Nal.</b>	<b>100,0</b>	<b>517,14</b>	<b>596,55</b>	<b>79,41</b>	<b>15,4</b>	<b>15,4%</b>

**ECOPETROL Operación - País  
Reservas de Petróleo a Dic. 31/2001**

Tipo de Operación	Reservas Probadas Iniciales [1]			Producción		Res. Prob Remanen. 2001			Total MBLS
	1999 MBLS	2000 MBLS	2001 MBLS	Acum. Dic./00	Año 2001* MBLS	Acum. Dic./01	Desar. MBLS	No Des. MBLS	
Ecopetrol Directo	3411,77	3636,53	3682,94	2912,81	42,98	2955,79	422,73	304,42	727,14
Ecopetrol Asociado	3592,88	3330,13	3371,75	2107,96	170,83	2276,64	928,66	166,44	1095,11
Concesiones	297,67	297,67	302,67	274,69	8,02	282,71	19,96	0,00	19,96
<b>Total País</b>	<b>7302,32</b>	<b>7264,33</b>	<b>7357,36</b>	<b>5295,46</b>	<b>221,83</b>	<b>5515,15</b>	<b>1371,35</b>	<b>470,86</b>	<b>1842,21</b>

\* Datos de producción suministrados por División de Análisis y Planificación de la Producción (KAP). Base de Datos Petrolera (BDP).  
[1] SUMATORIA DE LAS RESERVAS INICIALES DE TODOS LOS CAMPOS DESCUBIERTOS (ANTES DE INICIAR PRODUCCIÓN)

### Balance de Reservas

Las reservas remanentes probadas de petróleo a diciembre 31 de 2001 cerraron en 1.842 Mbbls, de las cuales 26% se encuentran aún por desarrollar. Se estima que las inversiones de los siguientes años se destinen al desarrollo de esas reservas, con mayor énfasis en los campos bajo operación directa de Ecopetrol, los cuales cuentan con 42% de sus reservas probadas aún sin desarrollar.

En los balances de reservas de gas, a partir del año 2000 se empezó a realizar la discriminación entre reservas probadas comercializables y no-comercializables. Al actualizar el balance, los volúmenes remanentes de gas a diciembre 31 de 2001 ascienden a un total disponible país de 7.490 giga pies cúbicos (GPC); de éstos, los volúmenes de gas remanente comercializables llegan a 4.507 GPC y sin esquema de comercialización a 2.982 GPC adicionales. De estos últimos, 956 GPC están disponibles para el consumo en la operación y 2.026 GPC para atender futuros mercados. El volumen total de gas disponible es superior en 300 GPC al reportado el 31 de diciembre del año 2000, debido principalmente a las revaluaciones de reservas adelantadas en los campos Cusiana-Cupiagua en los Llanos Orientales y Chuchupa en La Guajira.



## Indicadores Operativos 2001

	2000	2001
<b>Actividad de Exploración</b>		
Estudios Regionales Realizados por Ecopetrol	13	11
Prospectos Generados por Ecopetrol	9	5
<b>Total Prospectos en Portafolio de Ecopetrol</b>	<b>56</b>	<b>44</b>
<b>Total Adquisición Sísmica 2D País</b>	<b>731</b>	<b>1.416</b>
Adquisición Sísmica 2D Terrestre (Km )	731	1.416
Adquisición Sísmica 2D Marina (Km)		
<b>Total Adquisición Sísmica 3D País (Km<sup>2</sup>)</b>	<b>324</b>	<b>578</b>
<b>Total Pozos Perforados en el País (1)</b>	<b>27</b>	<b>25</b>
Perforados Tipo A-3	17	14
(1) Pozos A1,A2 y A3		
<b>Actividad de Producción</b>		
Reservas Remanentes de Petróleo A Dic. 31 (MBLS)	1972	1842
Producción Anual de Petróleo Total País (MBLS)	251	221
Producción Diaria de Petróleo Total País (KBPPD)	687	604
De Ecopetrol	396	350
De Asociados	273	232
De Concesión	18	22
Reservas Remanentes de Gas Comercializable A Dic. 31 (GPC)	4.539	4.507
Reservas Remanentes de Gas sin Esquema de Comercialización a Dic. 31 (GPC)	2.651	2.982
Producción Anual Gas Comercial Total País (GPC)	210	218
Producción Diaria de Gas Comercial Total País (MPCPD)	574	597
De Ecopetrol	304	312
De Asociados	271	284
<b>Inversiones - Cifras MUS\$ Corrientes (2)</b>		
En Exploración País	112	282
Compañías Asociadas	86	262
Ecopetrol	26	20
En Desarrollo País	679	643
Ecopetrol Operación Directa	49	95
Ecopetrol Operación Asociada	315	274
<b>Total Inversiones País</b>	<b>791</b>	<b>925</b>
<b>Total Inversiones Ecopetrol</b>	<b>390</b>	<b>388</b>
Costo Levantamiento Petróleo Ecp US\$/bl	1,97	2,36
Precio Internacional (Spot Wti), Promedio Año US\$/bl	30,50	25,92
<b>Tasa de Cambio Promedio Año Col. \$ /US\$</b>	<b>2.087,6</b>	<b>2.300,1</b>

(2) No incluye información de Concesiones

Este año no se incorporaron reservas de impacto; sin embargo, con la gestión exploratoria hasta ahora adelantada se ha reactivado un "Nuevo Ciclo Exploratorio", con la expectativa de obtener resultados en el corto y mediano plazo. Se tiene la seguridad de estar en la ruta correcta, como es el incremento de la actividad exploratoria en las áreas que, de acuerdo con el conocimiento geológico actual, se consideran de mayor impacto.

Por otra parte, se obtuvieron resultados medibles en términos de los 28 contratos de asociación suscritos y que permitirán mantener el ritmo de la reactivación exploratoria de Colombia en los próximos años; la adquisición de sísmica 2D y 3D; la valoración del potencial petrolífero del país en 47.000 millones de barriles, 10.000 millones de barriles más que lo estimado hasta el año 2000; la generación de un portafolio de 44 prospectos que apuntan a buscar un potencial de 3.150 millones de barriles de petróleo; la producción de 604 KBD que ubican a Colombia en el quinto lugar en Latinoamérica; y la generación de una utilidad operacional y un superávit que superaron los presupuestos planteados.

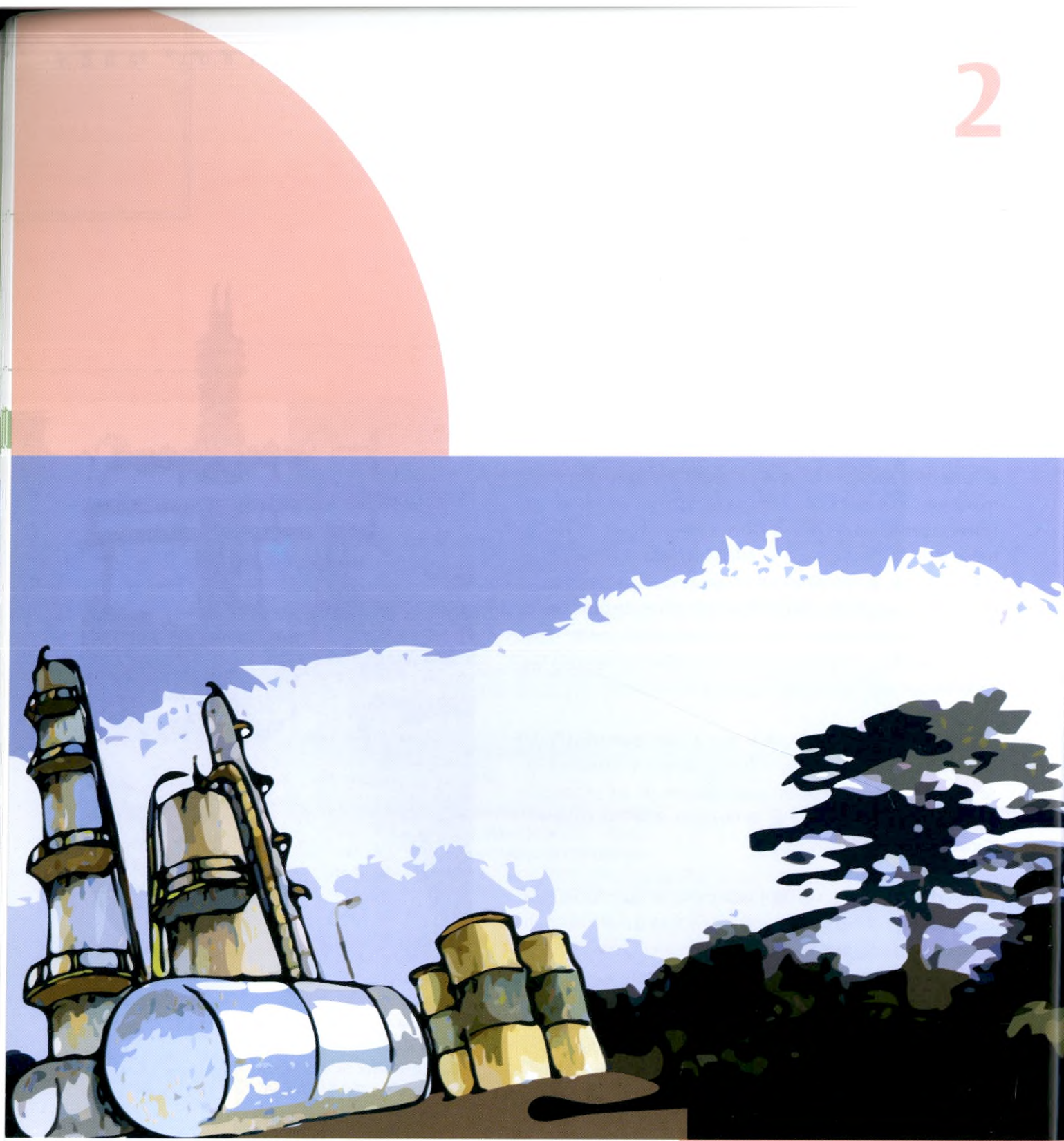
Adicionalmente, y como fruto de la nueva visión exploratoria y de los compromisos exploratorios pactados, durante la vigencia 2002 se estima que iniciarán o terminarán algunos de los prospectos identificados como de alto y muy alto impacto, entre ellos Escuela-2, Capachos-1, Iskana-1 y Niscota.

La cosecha de resultados de 2001 hace prever un buen futuro para esta industria, por eso se debe agilizar la actividad exploratoria en el país para que garantice en el mediano y en el largo plazos la autosuficiencia petrolera y la generación de ingresos a la nación.



**ECOPETROL Operación - País**  
**Balance de Reservas de Gas con**  
**Viabilidad Comercial a Dic. 31/2001, en GPC**

Operación	Probado			Probado		
	Desarrollado (comercializado) Remanente 2000	No Desarrollado (no comercializado) Remanente 2000	Total Remanente 2000	Desarrollado (comercializado) Remanente 2001	No Desarrollado (no comercializado) Remanente 2001	Total Remanente 2001
Ecopetrol Directo	77,50	25,24	102,74	65,88	20,98	86,86
Ecopetrol Asociado	2133,87	2302,58	4436,45	1963,23	2457,11	4420,34
<b>Total País</b>	<b>2211,37</b>	<b>2327,82</b>	<b>4539,19</b>	<b>2029,11</b>	<b>2478,09</b>	<b>4507,20</b>



# REFINACIÓN Y MERCADERO



El compromiso de abastecimiento con producción propia o por medio de importaciones se cumplió en su totalidad durante 2001 y no se presentaron limitaciones de abastecimiento de combustibles en ninguna de las zonas geográficas del país.

La demanda de gasolina corriente se cubrió en 97,7% con producción propia. Sólo se importaron 880.000 barriles de gasolina de alto octano en el año, como estrategia de abastecimiento. Las ventas de gasolina fueron inferiores en 8,9% a las realizadas durante el año 2000.

En la tendencia histórica del comportamiento de los combustibles se destaca que en gasolina la demanda resulta similar a la presentada en 1986 y en destilados medios es equivalente a la del año 1996.

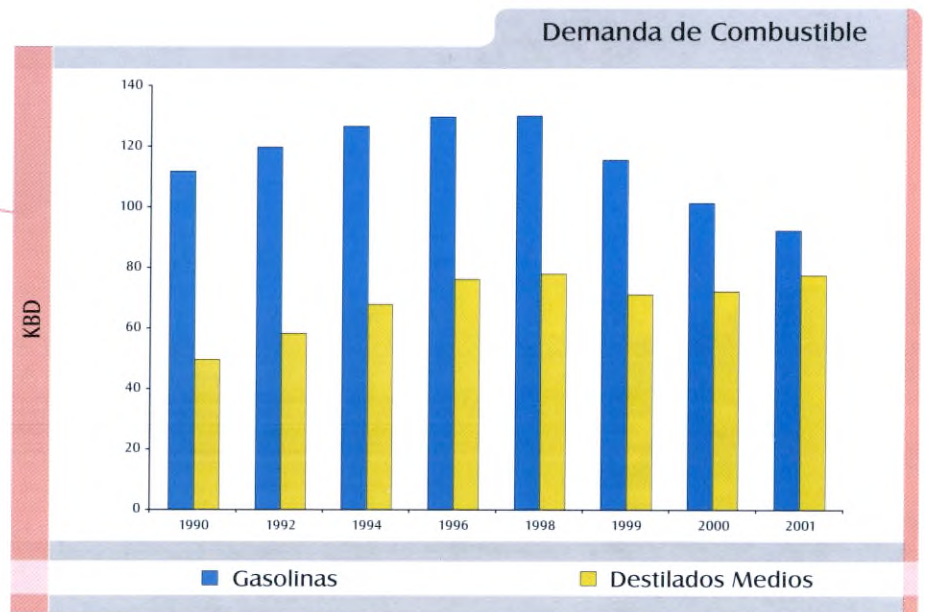
El comportamiento de la demanda de gasolinas y destilados medios responde a diversos fenómenos. Algunos de ellos exógenos como el hurto y el contrabando; otros de carácter macroeconómico como la lenta recuperación del empleo; otros estructurales como la restricción a vehículos de transporte público y la entrada en operación del Transmilenio en Bogotá, y la conversión de vehículos de gasolina a gas natural y ACPM.

La demanda de destilados medios se abasteció con producción de las refinерías. Se destaca un crecimiento del consumo de 7,2% en promedio y en especial del ACPM y diesel marino que incrementaron su consumo en 7,4%, en tanto que el queroseno y Jet-A aumentaron en 5,9%.

Para cumplir con las demandas de destilados medios, la operación de las unidades de destilación se orientó a maximizar la producción de destilados medios a cambio de gasóleos, lo que originó el menor cumplimiento de las cargas a las unidades de Ruptura Catalítica (Cracking). Esta operación fue posible gracias a los bajos requerimientos de gasolina para la demanda nacional.



No obstante la menor producción de GLP en las refiné-  
rias por la baja carga a las unidades de Cracking, no se tuvieron proble-  
mas para su abastecimiento debido a la contribución de los  
campos de producción a este producto.



## REFINACIÓN

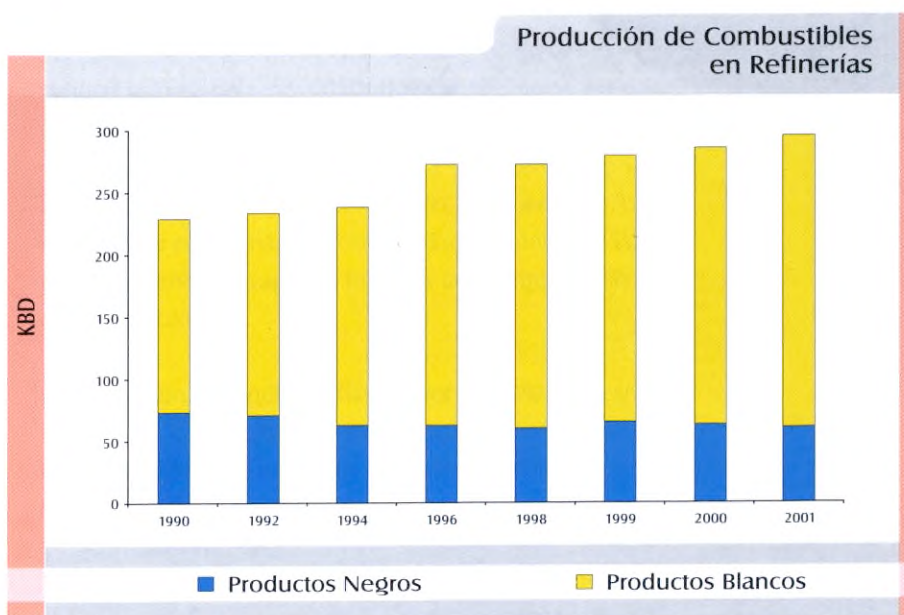
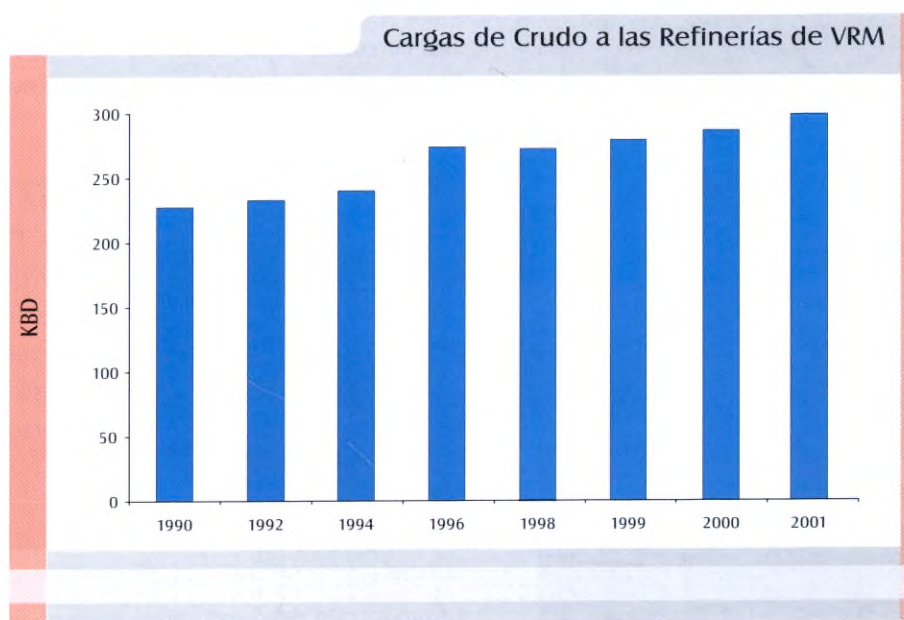
La utilización global de las plantas de las refiné-  
rias de Barrancabermeja y Cartagena ascendió a 83,9 y 84,9% respecti-  
vamente, que se compara de manera positiva con los  
resultados del año 2000 (80,2 y 83,6% respectivamente) y es  
superior al promedio del estudio comparativo de desempeño  
realizado por la compañía Solomon en el año 2000 (81,5%) y al  
promedio de América del Norte (82,5%).

La carga de crudos a las refiné-  
rias ascendió a 298,9 Kbd (miles  
de barriles por día calendario), con lo cual se cumplió 101,0%  
del pronóstico, para un crecimiento de 4,3% con respecto al  
año 2000.

El rendimiento de productos blancos (GLP, gasolina y destila-  
dos medios) fue de 78,6% (235,4 Kbd), 1,0% superior al año  
2000. El incremento de la producción de combustibles valiosos

obedece a una mejor dieta de crudos, al mayor rendimiento de las plantas de ruptura catalítica por mejor comportamiento de sus catalizadores y por la mayor adición de aceite liviano de ciclo (ALC) al ACPM. El 83,9% de los productos blancos se empleó para cubrir la demanda interna y el volumen restante se destinó al mercado internacional (nafta virgen, Jet-A1, ACPM y butanos).

El comportamiento histórico de las anteriores variables volumétricas demuestra que la capacidad de carga de crudo se incrementó en la década en 70,0 Kbd, que se transformaron en mayor rendimiento de productos valiosos gracias al aumento de conversión.





## MATERIAS PRIMAS

Complejo Industrial de Barrancabermeja: Se cargaron 224,0 KBD de crudo, de los cuales se transfirieron a Cartagena 2,9 KBD por el sistema Galán - Ayacucho - Coveñas. La densidad promedio de la carga fue de 30,5 °API.

Refinería de Cartagena: Se cargaron 74,9 KBD de crudo. Se destacan cinco importaciones (crudos Cabinda, Cañadon Seco, Forcados, Escalante y Gulfaks) y cinco cabotajes de crudo Orito o South Blend, para una dieta de densidad promedio de 27,2 °API. La calidad de los crudos recibidos fue diferente de la programada en el pronóstico volumétrico por las constantes interrupciones en la operación del oleoducto Caño Limón - Coveñas.

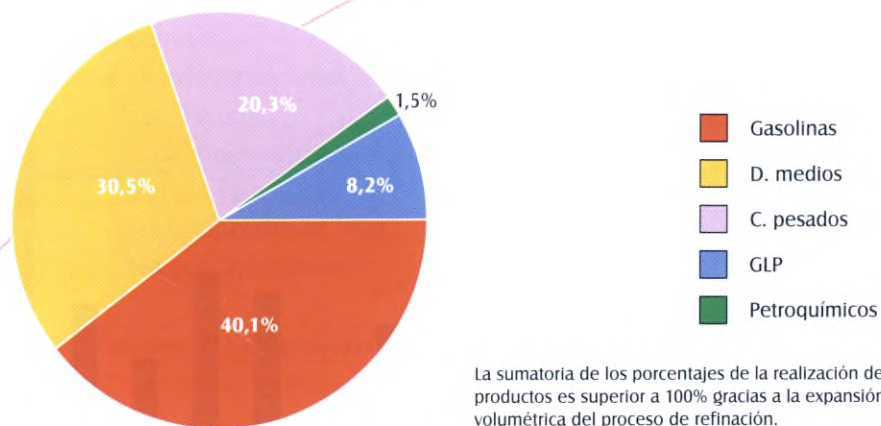
## PRODUCCIONES

La producción de combustibles valiosos en las refinerías de Barranca y Cartagena ascendió a 235,4 KBD, que corresponden a un rendimiento de 78,8% sobre el crudo cargado. Se destinaron 197,5 Kbd (GLP, gasolina, destilados medios) para el cubrimiento de la demanda interna y el volumen restante, representado en butanos, nafta virgen, Jet-A y ACPM, se dedicó a exportación.

La producción de combustibles pesados (productos negros) fue de 60,7 Kbdc (20,3 % sobre el crudo cargado) distribuida en: 55,4 Kbdc de combustóleo + IFO-380 y 5,3 Kbdc de asfaltos, diluyente y arotar. De este volumen se exportaron 0,8 Kbdc de ALC diluyente.

El volumen restante de crudo cargado en las refinerías, 4,3 KBD, es decir, 1,5%, fue transformado en productos petroquímicos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

La realización promedio del crudo procesado en las refinerías de Barranca y Cartagena se muestra en la siguiente gráfica:



## PRODUCCIÓN DE LUBRICANTES Y DE PETROQUÍMICOS

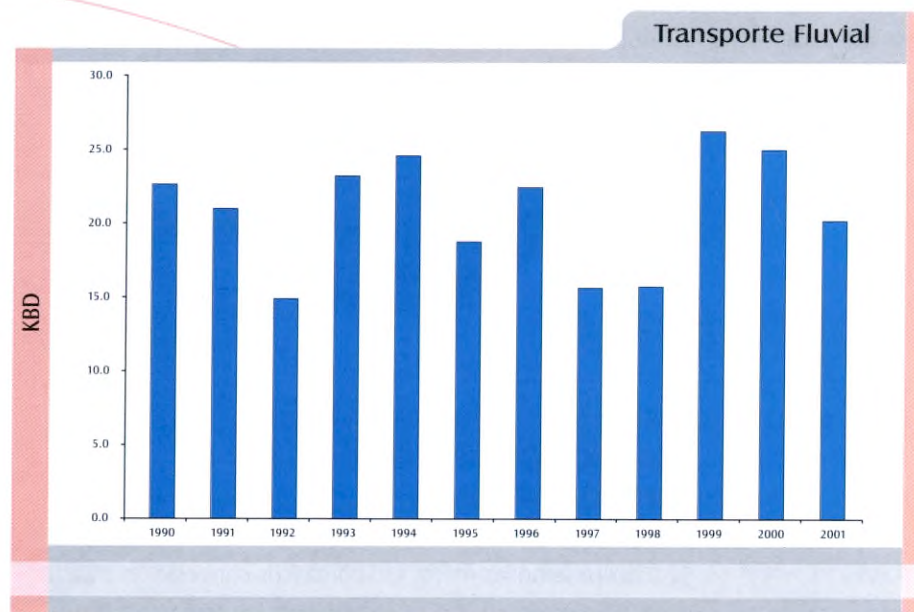
Se sobrepasaron las metas en aromáticos con relación al pronóstico volumétrico; no se cumplieron las metas en bases parafínicas y ceras por paradas no programadas de la planta de MEK (Metil Etil Acetona), por una emergencia de vapor presentada en febrero; la producción de polietileno no se cumplió por problemas de confiabilidad mecánica en Poli I y II, la emergencia de vapor en febrero y la emergencia eléctrica de septiembre.

La producción petroquímica fue inferior en 9,6% con respecto al año 2000, con mayor impacto en: aromáticos (17,4%), bases lubricantes (26%), parafinas (16,7%), polietileno (11,7%) y ciclohexano (22,9%). El único incremento de producción se registró en disolventes (11,7%).

### TRANSPORTE FLUVIAL

Durante el año 2000 se transportaron 7,64 millones de barriles de productos (20,9 Kbdc), cuyas mayores ocupaciones correspondieron a la nafta GCB-GRC con 2,4 millones de barriles (6,7 Kbdc) y al combustóleo con 2,5 millones de barriles (6,8 Kbdc). La ocupación de la flota fluvial fue inferior en 19,3% a la del año 2000 por el bajo nivel del río Magdalena.

La siguiente gráfica muestra el resumen histórico de los volúmenes transportados por vía fluvial en los últimos años:



### MARGEN OPERATIVO DE REFINACIÓN

El margen operativo de refinación, calculado con la metodología de precios internacionales de referencia (precios de transferencia), en la cual se asignan, tanto al crudo como a los productos, precios del mercado internacional ajustados por calidad y transporte hasta las refineries, fue de US\$3,04/barril de crudo procesado, contra US\$3,25/B pronosticado y US\$3,59/B del año anterior. En este ejercicio, los costos operacionales

de caja comprenden los costos en que se incurre para operar las refineras, incluyendo la provisión de pensiones para el personal activo, en tanto que los costos operacionales totales contienen adicionalmente la depreciación.

El siguiente cuadro muestra un resumen de los principales renglones componentes del margen.

	Margen Operativo - Escenario Administrativo		
	Real	Presupuesto	Diferencia
Ingresos	28,31	30,23	- 1,92
Costo Materia Prima	21,55	23,06	- 1,51
Margen Bruto	6,76	7,17	- 0,41
Costo Operacional de Caja	2,97	2,29	+ 0,68
Margen Operacional de Caja	3,79	4,88	- 1,09
Costo Operacional Total	3,72	3,92	- 0,20
Margen Operacional	3,04	3,25	- 0,21

(Dólares por barril procesado - US\$/BI)

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento del margen real por refineras, en dólares por barril procesado.

	Margen Operativo - Escenario Administrativo		
	GCB	GRC	VRM
Ingresos	29,13	25,85	28,31
Costo Materia Prima	21,28	22,37	21,55
Margen Bruto	7,85	3,48	6,76
Costo Operacional de Caja	3,41	1,66	2,97
Margen Operacional de Caja	4,44	1,82	3,79
Costo Operacional Total	4,17	2,35	3,72
Margen Operacional	3,68	1,13	3,04

(Dólares por barril de crudo procesado)

El margen de refinación fue afectado por limitaciones operacionales en las plantas y por la parada no programada de la refinera de Cartagena generada por el paro sindical a principios de diciembre. Los acontecimientos internacionales del 11 de septiembre menoscabaron los precios de los crudos y los productos y tuvieron incidencia en los menores ingresos.



## OPTIMIZACIÓN DEL NEGOCIO DE REFINACIÓN

El programa de optimización durante el año 2001, correspondiente al primer año de su ejecución, presenta un balance favorable en la fase de estudio de los módulos y el inicio de la implementación de las propuestas de mejoramiento.

Aunque para el primer año no se han finalizado totalmente los módulos del programa, se identificaron beneficios por MUS\$119,8 y se inició la implementación de las propuestas de mejoramiento del módulo de hidrocarburos en Cartagena, del módulo de HSE en Barrancabermeja, y MERIT (mantenimiento y confiabilidad) de Cartagena y Barrancabermeja.

Se realizaron importantes actividades de transferencia tecnológica entre las cuales se destacan la transferencia de experiencia, conocimiento e información a los equipos de trabajo de módulos de Ecopetrol, el suministro de software REFSIM para la planeación de producción de las refinerías, la asistencia a conferencias de expertos en La Haya, Holanda, las comisiones de intercambio de experiencias de mejoramiento en refinerías de Shell en Europa, EE.UU. y Canadá, y los talleres sobre metodología para los sistemas de gerenciamiento.

El ICP ha tenido una participación destacada en el programa, la cual se rige por un acuerdo de participación protocolizado por la VRM y el ICP en noviembre de 2001.

La participación de la Unión Sindical Obrera quedó estipulada en el acta de compromiso firmada el 1 de junio de 2001 entre la Vicepresidencia y la Junta Directiva Nacional, luego de un estudio detallado realizado por el sindicato con la asesoría de dos expertos, el cual ratifica la autonomía de la empresa, la preservación del conocimiento propio, la definición del caso base, la participación del ICP en la asimilación de tecnologías, aplicación de prácticas y uso de estándares en sus áreas de competencia. La Unión Sindical Obrera y los trabajadores de base han realizado valiosos aportes en la ejecución del módulo de HSE en GCB y GRC; así mismo, en la discusión previa de las propuestas de mejoramiento de HMR, MERIT de las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja y en el módulo de energía y pérdidas de la refinería de Cartagena.





## PLAN MAESTRO DE DESARROLLO DE LA REFINERÍA DE CARTAGENA - PMD

Las actividades desarrolladas en 2001 para este proyecto estuvieron encaminadas hacia la obtención de su aprobación definitiva.

El 21 de agosto se presentaron a la junta directiva de ECP los resultados de la revisión del Plan Maestro de Desarrollo (PMD), por parte de la Shell Global Solutions (SGS), contratista del proyecto Optimización del Negocio de Refinación. El alcance de esa revisión contempló, además de la revisión del estudio realizado por Kellogg en 1996, la evaluación de las alternativas de procesos por usar, la definición de la carga óptima para la refinería y los requerimientos ambientales nacionales e internacionales.



En la sesión del 28 de septiembre realizada en Cartagena, la Honorable junta directiva de la empresa, en presencia del señor presidente de la República, doctor Andrés Pastrana, dio la aprobación final al plan y al esquema de financiación para su ejecución, el cual contempla inversiones desde el año 2002 hasta el año 2006. El 9 de noviembre se efectuó en Bogotá la primera audiencia informativa con los posibles oferentes para la ejecución del PMD y en diciembre se publicó un aviso de prensa en el que se invitaba a las firmas interesadas en este proceso licitatorio a inscribirse en el Registro de proponentes de Ecopetrol.

## OTROS PROYECTOS DESTACADOS

### Refinería de Barrancabermeja

- Elementos externos-Blending.

Se logró la liquidación del contrato con el consorcio ABB-Klein, con lo cual se obtuvo la entrega a Ecopetrol de MUS\$6,2 y algunos bienes del proyecto, y el 18 de diciembre de 2001 se firmó el contrato de transacción, con el cual se pactó el acuerdo final entre las partes.

- Protección de la ribera derecha del río Magdalena.

Se llegó a un acuerdo con el Consorcio Galán para continuar con la construcción del muelle, terminándose la protección de los 250 metros del sector de la GCB, y se inició la construcción de los 180 metros de muelle. La ejecución presupuestal fue de 100% y la física de 97%.

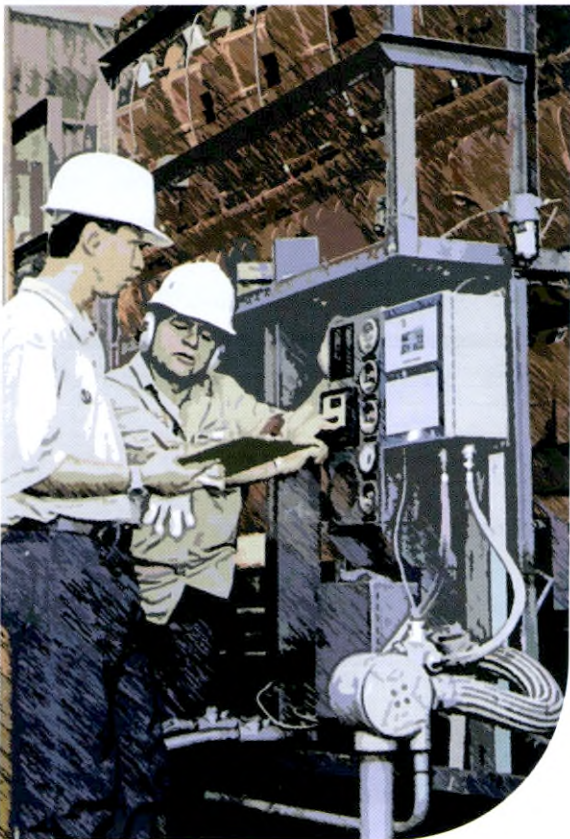
- Nueva planta de tratamiento con soda.

Se liquidó el contrato con Merichem y se definió la estrategia para solucionar la controversia existente; se realizó la asistencia técnica para la terminación mecánica del sistema de nafta craqueada - II Etapa y el montaje electromecánico y puesta en marcha de los sistemas Jet-A1, nafta virgen, nafta craqueada, queroseno. La ejecución presupuestal fue de 92% y la física de 93%.

- Traslado e instalación del turbogás.

Se continuaron las obras de montaje de la tubería para los sistemas de agua, aire y la interconexión de sus módulos, se adelantó la contratación para la ingeniería y gestión de compras del sistema de compresión y se adjudicó a la Unión Temporal Petrotech-E.C.I. S.A.-Morelco el contrato para la integración y puesta en marcha del turbogás. También se adjudicó a la firma Ingetec S.A. la interventoría técnico-administrativa para la construcción, montaje, integración, pruebas y puesta en operación del turbogás. La ejecución presupuestal fue de 99% y la física de 87%.





- Nueva planta de alquilerón.

Se adjudicó al consorcio Termotécnica Coindustrial-Inelectra S.A. el contrato para concluir los trabajos faltantes de ingeniería, compras, suministros, construcción, puesta en marcha y pruebas de la nueva planta de alquilerón; se continuó con la gestión de compra de recibo de equipos y materiales comprados directamente por Ecopetrol y por el consorcio. En ejecución los procesos legales de reclamación al consorcio y a la compañía de seguros en Colombia y en México. La ejecución presupuestal fue de 100% y la física de 86%.

- Automatización.

Se terminó y puso en operación el sistema para el manejo en tiempo real y se ejecutó el contrato de implementación del control avanzado en las unidades de crudo U-130, U-150, unidades cracking, UOP I y UOP II, con beneficios significativos para la GCB, al disponer de mejor soporte para planeación, control y análisis operacional de cada unidad y en forma integral en el área de refinación, además de permitir operar las plantas en sus límites máximos seguros. La ejecución presupuestal fue de 100% y la física de 99,5%.

## Refinería de Cartagena

- Automatización de la refinería.

Las negociaciones con el consorcio ABB-A&C culminaron con la firma de un contrato de transacción con el Consorcio ABB-A&C que dirimió las diferencias presentadas entre las partes durante la realización del contrato y cuya ejecución logrará equiparar el valor de los bienes y servicios recibidos por Ecopetrol con los dineros entregados al contratista.

Este contrato incluye, de manera general, la terminación de los cuartos de control, el suministro de los equipos y materiales adquiridos para el proyecto, la entrega de una suma de dinero en efectivo y la renuncia de parte del contratista a todas las reclamaciones presentadas a Ecopetrol.

La estrategia para finalizar los trabajos del alcance del proyecto y que no quedaron incluidos dentro del alcance del acuerdo con el Consorcio ABB-A&C, fue aprobada en agosto por el Comité Local de Contratos de Ecopetrol. En septiembre se recibió aprobación de Vigencias Futuras Fiscales para el período 2002-2003, con lo cual pudieron activarse los procesos licitatorios correspondientes, que dieron origen a seis contratos firmados a finales de diciembre.

Se realizaron los pagos programados para la vigencia, que alcanzaron una ejecución presupuestal de 94%.

- Actualización de la Unidad Viscosreductora.

Se dio inicio a la ejecución final del proyecto. En mayo, la firma International Industries Corporation (Vulcan Boiler) entregó a Ecopetrol el tambor Soaker, el cual es de propiedad de éste último. Este equipo se encuentra en las instalaciones de la refinería.

En diciembre la ingeniería quedó prácticamente concluida, la gran mayoría de los pedidos de materiales y equipos se adjudicaron e iniciaron su llegada a sitio y la construcción avanzó con las actividades previas a la parada de planta.

Se firmó el contrato adicional No. 1 para ampliar el valor (MUS\$1) y el plazo del contrato principal (desplazamiento del inicio de la parada de febrero 1 a abril 15 de 2002 y diez días adicionales de parada de planta, quedando en 50 días calendario). Este contrato adicional fue ocasionado por el impacto de las órdenes de cambio (trabajos fuera del alcance original) y la demora del Proyecto de Automatización en el suministro de su alcance. Se realizaron los pagos programados para la vigencia, con una ejecución presupuestal de 96%.



## PROCESOS LEGISLATIVOS

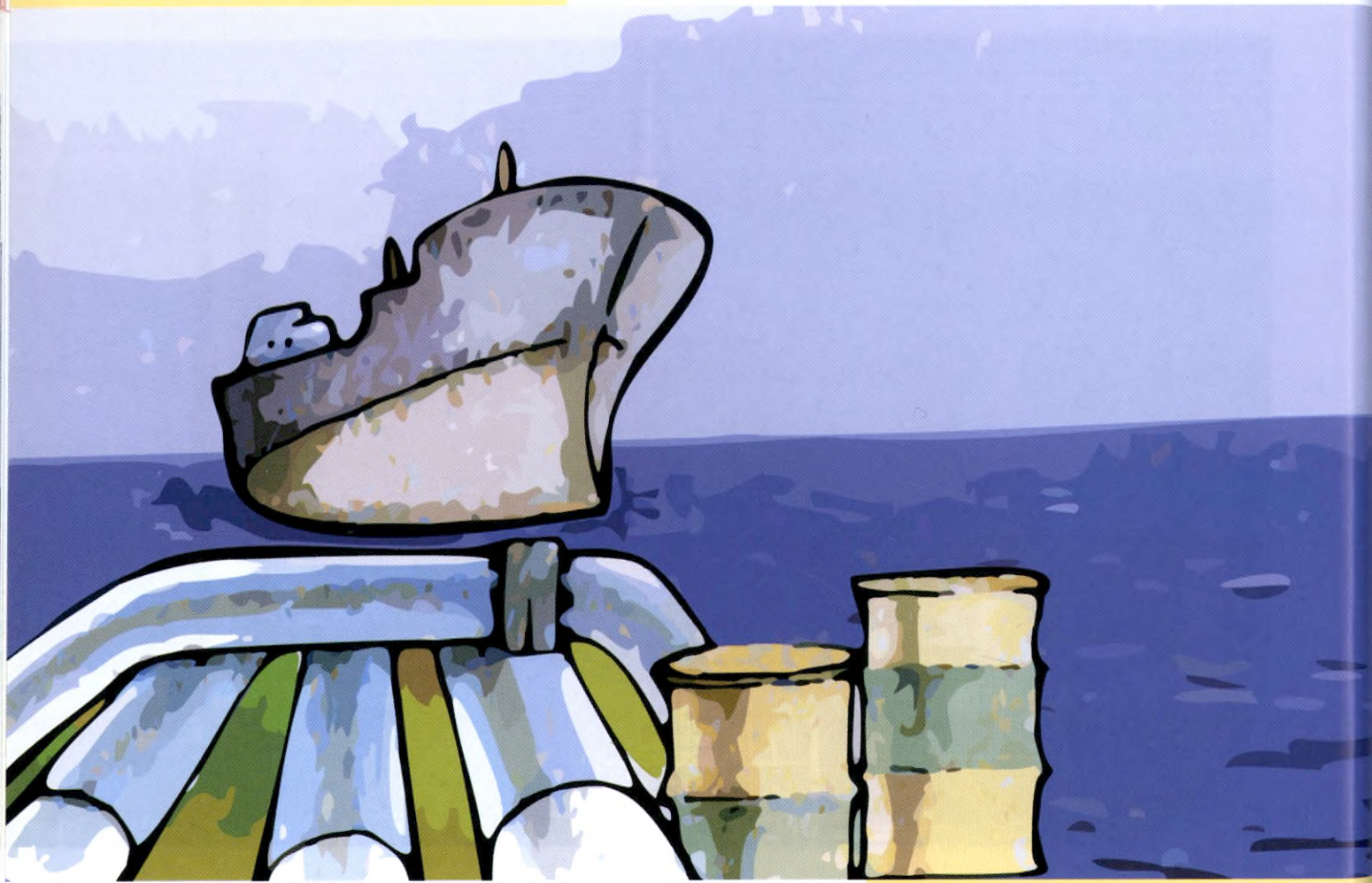
La Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo participó activamente en el proceso de expedición de la Ley 681 de 2001 y de sus decretos reglamentarios sobre suministro de combustibles a las zonas de frontera lo cual permitió tener una legislación más ajustada a los intereses de Ecopetrol.



Posteriormente se definieron los planes de abastecimiento para cada uno de los departamentos fronterizos y se sometieron a aprobación por parte del Ministerio de Minas.

A partir de noviembre se puso en marcha el plan transitorio de suministro de combustibles al departamento del Cesar, el cual servirá como piloto para la implementación de los planes para los otros departamentos y municipios zona de frontera. Con la ejecución de este plan, durante noviembre y diciembre se logró un aumento de las ventas de Ecopetrol de más de 55.000 barriles de gasolina y más de 35.000 barriles de ACPM.





# TRANSPORTE



En 2002 Ecopetrol continuó consolidándose como la primera y mejor opción en la prestación de servicios de transporte de refinados y crudos. La base de esta consolidación son altos indicadores de satisfacción al cliente, rentabilidad y competitividad. La Vicepresidencia de Transporte (VIT) se mantiene en permanente búsqueda de nuevos mercados y negocios, facilitando la integración de la empresa en la cadena productiva del petróleo, gas y sus derivados en el país.

En ese sentido, la VIT se propuso para el período 2001-2005 cinco grandes retos con el fin de contribuir al desarrollo y cumplimiento del objetivo del negocio.

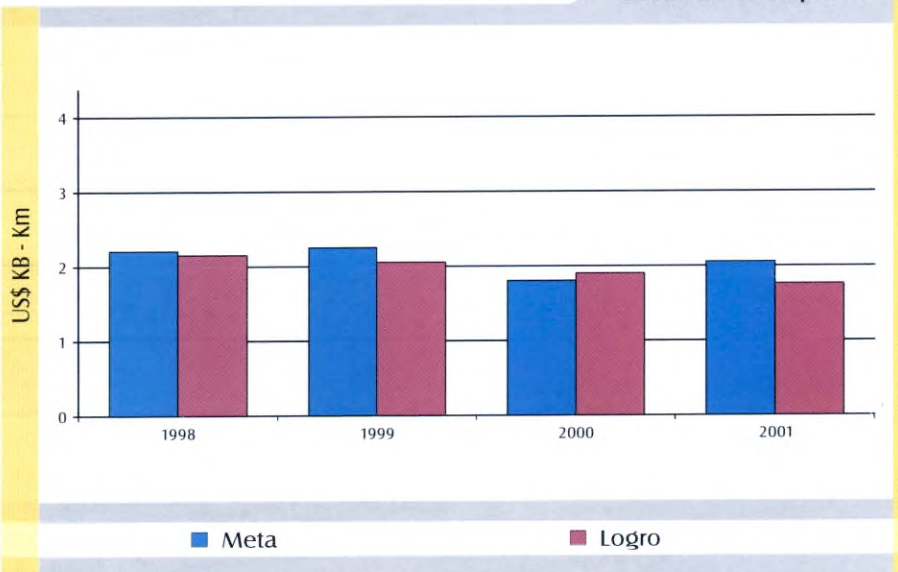
- Aumentar la competitividad de la cadena del *downstream*, continuando con la participación en la definición de la nueva regulación del sector e implementando los mecanismos que permitan demostrar la transparencia y neutralidad que demanda el mercado y buscando soluciones innovadoras para resolver el problema de hurtos.
- Contribuir a maximizar las reservas y producción de crudos en el país, continuando el desarrollo de alternativas de transporte para los nuevos proyectos exploratorios y de producción incremental, en especial los crudos pesados, y ofreciendo tarifas de transporte competitivas en el ámbito internacional.
- Promover y participar en nuevos negocios de alto valor agregado dentro y fuera del país, buscando en particular el mejor aprovechamiento comercial de los activos que tenemos (líneas, tanques, lotes, telecomunicaciones, derechos de vía, etc.).
- Mejorar nuestro desempeño organizacional, siendo ejemplo para la empresa en mostrar resultados de mejoras en productividad mediante los proyectos corporativos EVA y Sensor, y asegurando el capital humano, intelectual y tecnológico que requiera la organización.
- Madurar en la identificación y satisfacción de expectativas y necesidades de nuestros clientes, ofreciendo servicios oportunos, confiables y de alta calidad, mejorando nuestros procesos de negocio mediante la implementación del Sistema de Gestión de Calidad y el Proceso Operativo Mejorado.



En 2001 se registró un importante cambio en el procedimiento de medir la participación de Ecopetrol en el mercado de transporte de hidrocarburos del país. A partir del tercer trimestre de 2001, el concepto de medición de volúmenes transportados se amplió para tener en cuenta los diferentes sistemas de transporte. De esta manera, ahora se toman en cuenta no sólo los volúmenes transportados por ductos, sino también los sistemas de transporte alternos como carrotanques, buquetanques y fluvial.



Costo de Transporte

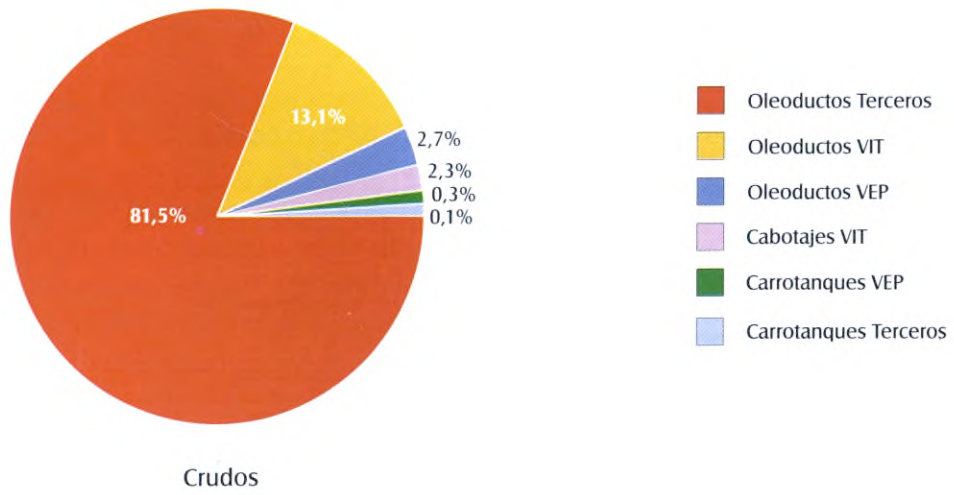


Esta nueva visión, que incluye el esquema de transporte multimodal, otorga una concepción más general y completa sobre la movilización por oleoductos y poliductos y permite un manejo integral en el mercado nacional de transporte de hidrocarburos.

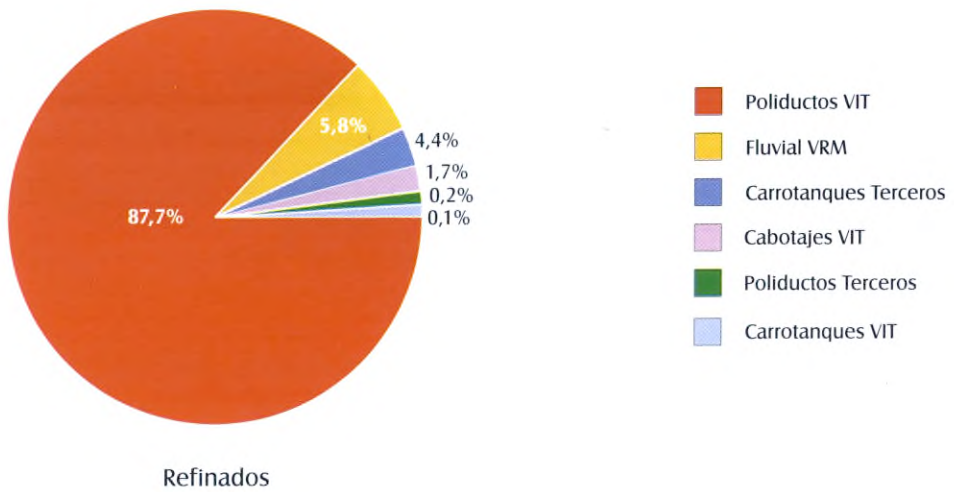
La operación de transporte de petróleo y derivados durante 2001 se vio impactada por los atentados contra la infraestructura de oleoductos y poliductos. Sin embargo, el mayor daño al sistema de transporte lo provocaron las válvulas ilícitas utilizadas para el hurto de combustibles.



Distribución Discriminada del Mercado Nacional de Transporte



Crudos



Refinados



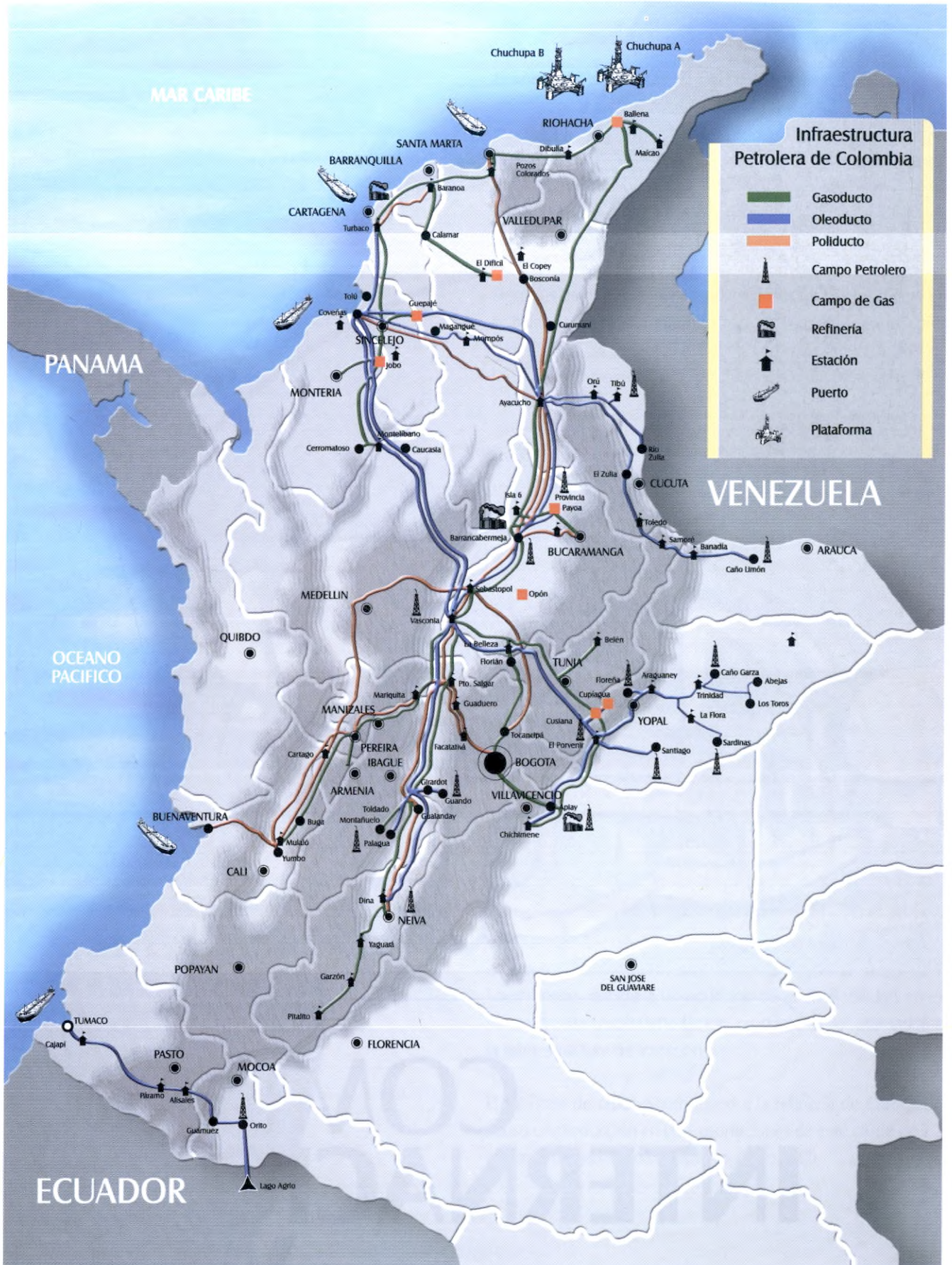
En efecto, el mayor impacto se registró en la capacidad nominal de los poliductos, que se vio reducida en 197 KBD principalmente por la parálisis del sistema Pozos Colorados - Barrancabermeja, que debió sacarse del servicio a comienzos del año por los constantes hurtos que afectaron la operación y porque no se necesitó este sistema para transportar gasolina importada al centro del país debido a la reducción de la demanda nacional de combustibles.

El total de la capacidad nominal de los oleoductos se redujo en 159 KBD. De este menor volumen, 60% obedeció a la disminución de transporte de petróleo por el oleoducto Caño Limón - Coveñas. En total, la parálisis hizo que se dejaran de transportar 23,9 millones de barriles de crudo.

El índice de pérdidas de refinados se incrementó en 62,3% respecto del año 2000. Mientras tanto, el costo de las pérdidas en el período enero-diciembre de 2001 ascendió a US\$ 71,1 millones, de los cuales 94% correspondieron a hurto de combustibles y el restante 6% a pérdidas operacionales. Este fenómeno delictivo sigue siendo dramático si se considera que en los dos últimos años el volumen total perdido fue de 3,7 millones de barriles, con un costo de US\$145,1 millones.

Pese a ello, las acciones para controlar la pérdida de combustibles mostraron resultados significativos, toda vez que aumentó en 127% el número de vehículos retenidos, subió en 116% el número de personas capturadas y se mejoró en 65% el nivel de recuperación de combustible hurtado.

KBDC	Pronóstico y Ejecución Volumétrica		
	Meta/2001	Logro/2001	Logro/2000
Crudos	265,9	277,9	278,3
Refinados	184,4	182,5	179,24
<b>Total</b>	<b>450,3</b>	<b>460,41</b>	<b>457,5</b>





# COMERCIO INTERNACIONAL Y GAS



El año 2001 se caracterizó por una volatilidad del mercado internacional muy alta y un amplio espectro en el nivel de los precios internacionales del petróleo. El marcador internacional WTI (West Texas Intermediate) cerró el año con un promedio de US\$25,91 por barril, registrando un nivel máximo de US\$32,19 por barril el 22 de enero y un nivel mínimo de US\$17,45 por barril el 15 de noviembre.

Después de dos años consecutivos de lograr niveles récord en la balanza comercial internacional de Ecopetrol, con valores superiores a los US\$2.000 millones, como resultado de precios favorables y niveles altos de producción de petróleo, la balanza comercial de 2001 cayó a US\$1.680,5 millones.

### **Exportaciones de Crudo**

Las exportaciones de crudo de Ecopetrol, incluyendo los volúmenes de Cusiana titularizado, alcanzaron los 45,3 millones de barriles, es decir, 18,8 millones de barriles menos respecto al año 2000. Esta reducción se explica por la declinación de los campos de Cusiana y Cupiagua y el menor volumen de crudo Caño Limón producido en el año.

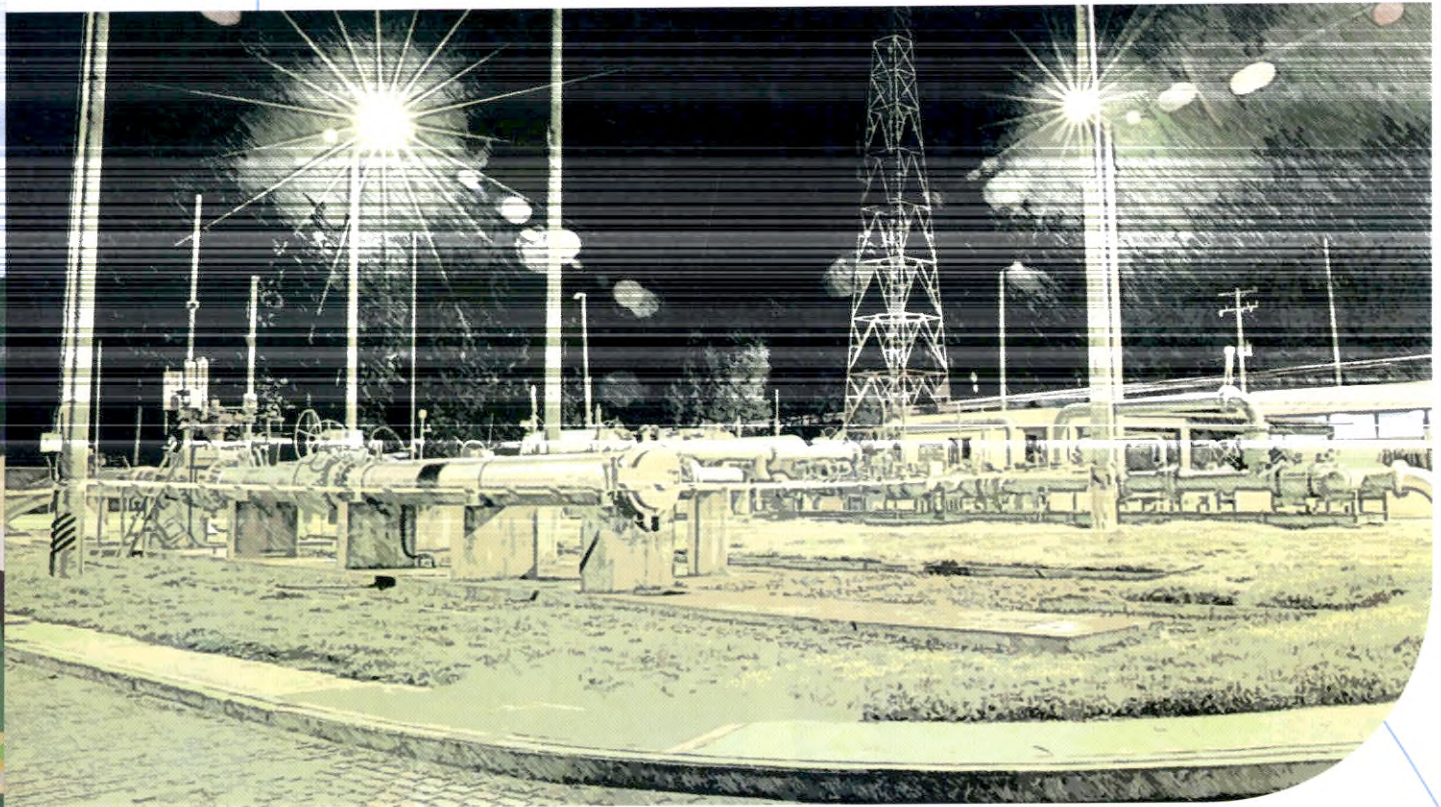
Las exportaciones de crudo generaron un ingreso total de US\$1.101,4 millones en el año 2001, que comparado con el ingreso del año 2000 representa una disminución de 39,9%, como resultado de la declinación de la producción y la caída de los precios internacionales.

A pesar de la disminución de la producción de Caño Limón, el volumen de las exportaciones de este crudo aumentó en 1,5 millones de barriles con respecto al año 2000, teniendo en cuenta que la refinería de Cartagena programó su dieta con crudos sustitutos importados, además de crudo Vasconia y South Blend, debido a la reducción de la confiabilidad en el suministro de crudo Caño Limón, producto de los atentados a la infraestructura de transporte.

El cabotaje de crudo South Blend a la refinería de Cartagena causó una reducción en las exportaciones de este crudo de 2,2 millones de barriles con respecto al año 2000.

### Exportaciones de Productos Refinados

Durante el año 2001 se exportaron 31,65 millones de barriles de productos refinados que le reportaron a la empresa un ingreso de US\$674,7 millones. Volumétricamente se incrementó la actividad exportadora de los productos refinados de Ecopetrol en 9,36% con respecto al año inmediatamente anterior. Sin embargo, el valor total de las exportaciones de productos disminuyó en 10,36% con respecto a 2000 debido a los menores precios de los combustibles en el mercado internacional.



Se consolidaron las exportaciones de nafta virgen y nafta craqueada. Por el puerto de Mamonal se comercializaron 54 millones de barriles de nafta virgen y 2,6 millones de barriles de nafta craqueada que generaron ingresos por US\$214,1 millones.

Como hecho destacado, se dio inicio a las exportaciones de nafta virgen por el puerto de Coveñas tras la adecuación de los sistemas de transporte desde la refinería de Barrancabermeja hasta este puerto. Estos trabajos le permitieron a Ecopetrol disponer de más facilidades portuarias y de transporte para la exportación de sus productos blancos.

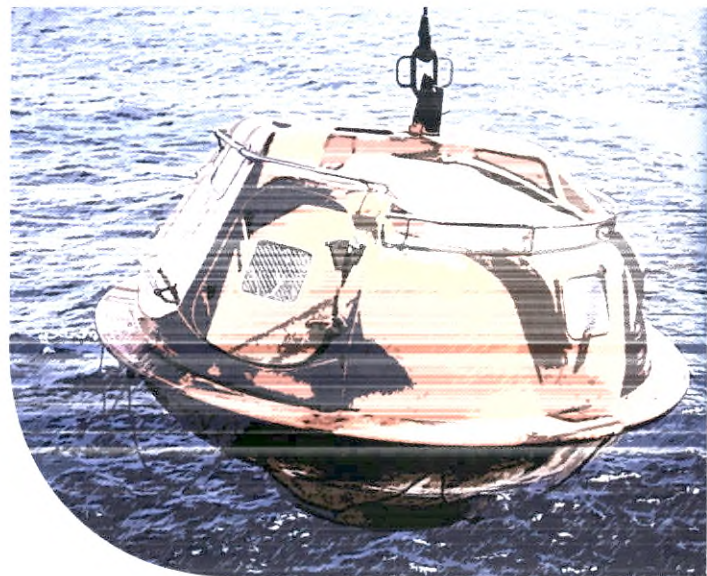
## Importaciones

Las importaciones de productos refinados durante el año 2001 alcanzaron 1,57 millones de barriles, 21,5% menos que el año anterior, como resultado principalmente de la caída de la demanda doméstica de gasolina. De otra parte, se destacó el incremento de las importaciones de crudo para la refinería de Cartagena realizado con el fin de optimizar su operación con una dieta de crudos más adecuada a su configuración. En total, se importaron 2 millones de barriles de crudo que representaron 44,7% de volumen adicional con respecto al año 2000.

## Procesos

La Gerencia de Comercio Internacional inició y avanzó el proceso de adopción de mejores prácticas para la comercialización de hidrocarburos basadas en el establecimiento de procesos de negociación directa, revisión de metodologías para evaluación de la gestión o implementación de operaciones de cobertura de riesgo táctico para proteger el margen de los negocios de compra y venta de crudo y productos y operaciones de mezcla.

La Vicepresidencia de Comercio Internacional y Gas puso en marcha el "Trading Room" o espacio abierto que permite mayor interacción entre las personas que llevan a cabo el proceso de negociación de las exportaciones e importaciones de crudo y derivados.





## Balanza Comercial

	Volumen (BLS)	Precio (USD/BL)	Valor (USD)
<b>Exportaciones</b>			
<b>Crudo</b>			
Crudo Caño Limón	5.637.880,00	21,4735	121.065.053,53
Crudo Castilla Blend	255.403,00	9,1400	2.334.383,42
Crudo Cupiagua	1.143.400,00	24,8815	28.449.477,50
Crudo Cusiana	18.676.462,00	26,0475	485.056.325,42
Crudo Cusiana Titularización	11.806.138,00	24,9473	294.530.957,31
Crudo South Blend	1.249.175,00	22,4857	28.088.564,45
Crudo Vasconia	6.507.902,00	21,7931	141.827.656,85
<b>Total Crudos</b>	<b>45.276.360,00</b>		<b>1.101.352.418,48</b>
<b>Productos</b>			
Aceite Liviano de Ciclo	301.045,00	19,2088	5.782.715,38
Butano	363.386,00	21,8963	7.956.817,76
Diesel Oil	909.822,00	28,6353	26.053.018,69
Fuel Oil 1%	560.056,00	22,5038	12.613.386,73
Fuel Oil 50 SSF	105.173,00	15,5325	1.633.599,62
Fuel Oil No. 6	16.849.237,00	16,6201	280.036.064,04
Gasolina Motor RON 94	473.691,00	32,0846	15.198.209,44
Glp	218.602,00	19,3246	4.224.390,43
Jet Fuel	3.069.820,00	29,5933	90.846.165,20
Nafta Craqueada	2.606.813,00	26,7604	69.759.394,12
Nafta Virgen	5.421.525,00	26,6340	144.396.912,15
Nafta Virgen Coveñas	771.079,00	20,9652	16.165.818,47
<b>Total Productos</b>	<b>31.650.249,00</b>		<b>674.666.492,03</b>
<b>Total Exportaciones</b>	<b>76.926.609,00</b>		<b>1.776.018.910,51</b>
<b>Importaciones</b>			
<b>Crudo</b>			
<b>Total Crudo</b>	<b>1.998.046,00</b>		<b>44.708.332,06</b>
<b>Productos</b>			
Diesel Leticia	42.856,34	37,4903	1.606.692,48
Fuel Oil 0.3%	495.231,00	22,1765	10.982.487,04
Fuel Oil No. 6 Leticia	27.639,47	24,0121	663.697,22
Gasolina Motor Leticia	57.048,25	49,2140	2.807.609,84
Gasolina Motor RON 94	880.796,00	36,4567	32.110.907,00
Turbocombustible Arauca	20.632,00	40,8435	846.529,66
Turbocombustible Leticia	44.959,92	38,7811	1.743.571,89
<b>Producto Importado</b>	<b>1.569.162,98</b>		<b>50.761.495,13</b>
<b>Importaciones</b>	<b>3.567.208,98</b>		<b>95.469.827,19</b>
<b>Balanza Comercial</b>	<b>73.359.400,02</b>		<b>1.680.549.083,32</b>

## Comercialización de Gas

En el año 2001 la demanda promedio de gas natural fue de 594.714 millones de BTU por día (MBTU/D), lo que representó un incremento de 2,9% en relación con la demanda del año 2000.

Este incremento obedeció principalmente al mayor consumo en los sectores doméstico, con 24,6% de aumento; industrial, con 9,6% de aumento, y el Gas Natural Comprimido para Vehículos (GNCV), con 18,9% de aumento. El incremento de GNCV se dio gracias a la consolidación del uso de gas en vehículos en el interior del país. El bajo crecimiento termoeléctrico (0,3%) estuvo influenciado en buena medida porque las indisponibilidades del Sistema Interconectado Nacional de Transmisión de Energía, causadas por los atentados a la infraestructura eléctrica, fueron similares a las del año 2000.

### Resumen por Sectores de Consumo MBTUD

	Ene - Dic 01	Promedio		Participación	
		Ene - Dic 00	Variación	2001	2000
<b>Total País</b>					
Termoeléctrico	226.334	225.633	0,3%	38,1%	39,0%
Ecopetrol	102.314	122.672	-16,6%	17,2%	21,2%
Petroquímico	10.929	10.024	9,0%	1,8%	1,7%
Industrial	130.573	119.188	9,6%	22,0%	20,6%
Doméstico	116.000	93.109	24,6%	19,5%	16,1%
GNV	8.564	7.203	18,9%	1,4%	1,2%
<b>Total</b>	<b>594.714</b>	<b>577.827</b>	<b>2,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Costa Atlántica</b>					
Termoeléctrico	203.588	212.565	-4,2%	34,2%	36,8%
Ecopetrol	11.484	14.601	-21,3%	1,9%	2,5%
Petroquímico	9.125	10.024	-9,0%	1,5%	1,7%
Industrial	92.828	89.519	3,7%	15,6%	15,5%
Doméstico	25.436	24.834	2,4%	4,3%	4,3%
GNV	7.147	6.394	11,8%	1,2%	1,1%
<b>Subtotal</b>	<b>349.608</b>	<b>357.937</b>	<b>-2,3%</b>	<b>58,8%</b>	<b>61,9%</b>
<b>Interior del País</b>					
Termoeléctrico	22.746	13.068	74,1%	3,8%	2,3%
Ecopetrol	90.830	108.070	-16,0%	15,3%	18,7%
Petroquímico	1.805	0	N/A	0,3%	0,0%
Industrial	37.745	29.669	27,2%	6,3%	5,1%
Doméstico	90.563	68.275	32,6%	15,2%	11,8%
GNV	1.417	808	75,3%	0,2%	0,1%
<b>Subtotal</b>	<b>245.106</b>	<b>219.890</b>	<b>11,5%</b>	<b>41,2%</b>	<b>38,1%</b>

Consumo de Gas Natural 2001 MBTUD					
Sector/Región	Promedio		Variación	Participación	
	Ene - Dic 01	Ene - Dic 00		2001	2000
<b>Termoeléctrico</b>					
Costa Norte	203.588	212.565	-4,2%	34,2%	36,8%
Santander	4.828	5.371	-10,1%	0,8%	0,9%
Antioquia	3.690	817	351,4%	0,6%	0,1%
Meta y Casanare	3.039	368	N/A	0,5%	0,1%
Valle	7.957	4.105	93,9%	1,3%	0,7%
Eje Cafetero	2.382	1.710	39,3%	0,4%	0,3%
Huila Tolima	850	697	22,0%	0,1%	0,1%
<b>Total</b>	<b>226.334</b>	<b>225.633</b>	<b>0,3%</b>	<b>38,1%</b>	<b>39,0%</b>
<b>Ecopetrol</b>					
Costa Norte	11.484	14.601	-21,3%	1,9%	2,5%
Santander	90.233	106.830	-15,5%	15,2%	18,5%
Meta y Casanare	597	1.241	-51,9%	0,1%	0,2%
<b>Total</b>	<b>102.314</b>	<b>122.672</b>	<b>-16,6%</b>	<b>17,2%</b>	<b>21,2%</b>
<b>Petroquímico</b>					
Costa Norte	9.125	10.024	-9,0%	1,5%	1,7%
Santander	1.805	0	N/A	0,3%	0,0%
<b>Total</b>	<b>10.929</b>	<b>10.024</b>	<b>9,0%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,7%</b>
<b>Industrial</b>					
Costa Norte	92.828	89.519	3,7%	15,6%	15,5%
Cesar	1.605	792	102,7%	0,3%	0,1%
Santander	14.258	10.644	34,0%	2,4%	1,8%
Cúcuta	481	610	-21,1%	0,1%	0,1%
Bogotá y Boyacá	16.128	13.383	20,5%	2,7%	2,3%
Meta y Casanare	318	265	20,2%	0,1%	0,0%
Huila Tolima	4.955	3.975	24,6%	0,8%	0,7%
<b>Total</b>	<b>130.573</b>	<b>119.188</b>	<b>9,6%</b>	<b>22,0%</b>	<b>20,6%</b>
<b>Doméstico</b>					
Costa Norte	25.436	24.834	2,4%	4,3%	4,3%
Cesar	2.525	2.034	24,2%	0,4%	0,4%
Santander	7.440	7.278	2,2%	1,3%	1,3%
Cúcuta	206	262	-21,1%	0,0%	0,0%
Antioquia	11.624	5.496	111,5%	2,0%	1,0%
Bogotá y Boyacá	30.457	25.451	19,7%	5,1%	4,4%
Meta y Casanare	3.023	2.343	29,0%	0,5%	0,4%
Valle	24.371	17.045	43,0%	4,1%	2,9%
Eje Cafetero	6.122	4.027	52,0%	1,0%	0,7%
Huila Tolima	4.795	4.337	10,6%	0,8%	0,8%
<b>Total</b>	<b>116.000</b>	<b>93.109</b>	<b>24,6%</b>	<b>19,5%</b>	<b>16,1%</b>
<b>GNV</b>					
Costa Norte	7.147	6.394	11,8%	1,2%	1,1%
Bogotá	1.254	705	77,8%	0,2%	0,1%
Valle	49	0	N/A	0,0%	0,0%
Huila Tolima	114	103	10,6%	0,0%	0,0%
<b>Total</b>	<b>8.564</b>	<b>7.203</b>	<b>18,9%</b>	<b>1,4%</b>	<b>1,2%</b>
<b>Total País</b>	<b>594.714</b>	<b>577.827</b>	<b>2,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

## Negocios Estratégicos

Con el propósito de buscar nuevos mercados que soporten y justifiquen las inversiones requeridas para ampliar la oferta y mantener la producción en el mediano plazo, se suscribió con Texaco y Pdvsa un memorando de entendimiento para adelantar conjuntamente un estudio de factibilidad del gasoducto que conectaría La Guajira colombiana con el lago de Maracaibo que actualmente es deficitario en gas, lo cual permitiría la exportación de gas hacia Venezuela. Se establecieron los lineamientos para la contratación de un estudio técnico y uno jurídico que servirán de base para la evaluación económica del potencial gasoducto.

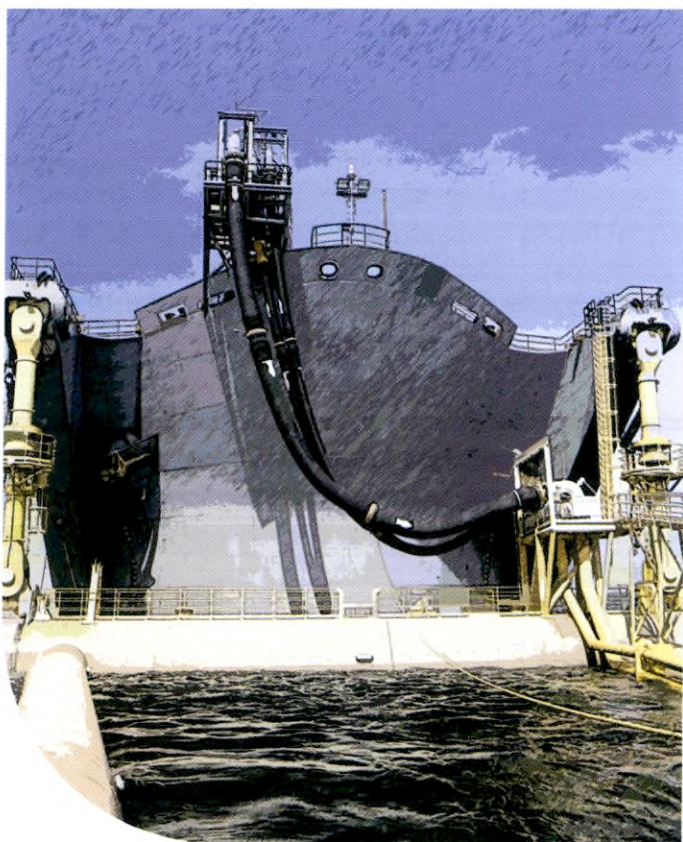


Se participó en la contratación de un estudio liderado por los Ministerios de Minas y Energía de Colombia y Venezuela para analizar la viabilidad de interconexión gasífera entre los dos países y el mercado potencial de gas en Centro y Sur América. El estudio se ejecutó durante el año 2001 y el informe final será entregado a comienzos de 2002.

## Precios

Ecopetrol continuó su gestión del año anterior para lograr cambios en la regulación de precios de gas que incentiven la inversión en nueva oferta, con el propósito de viabilizar el proyecto de producción incremental de gas Cusiana, que por necesidades del país debe entrar en operación en 2004. Para tal fin se presentó ante la CREG una propuesta concreta que se encuentra en revisión por el ente regulatorio.

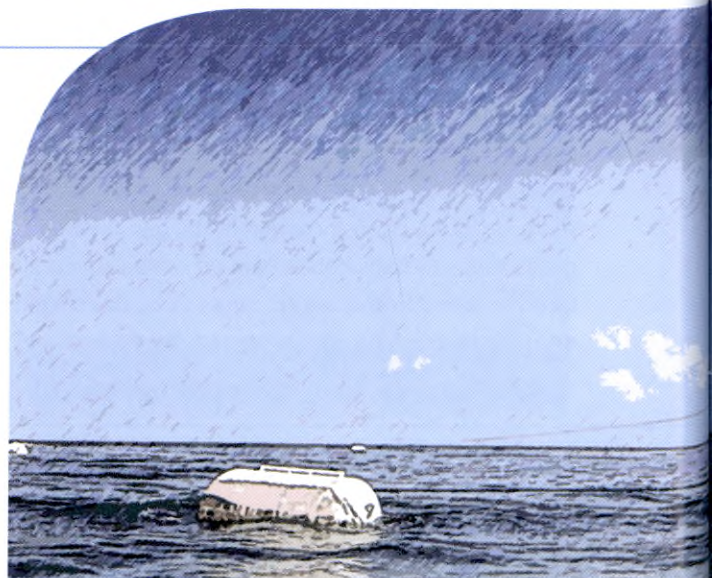


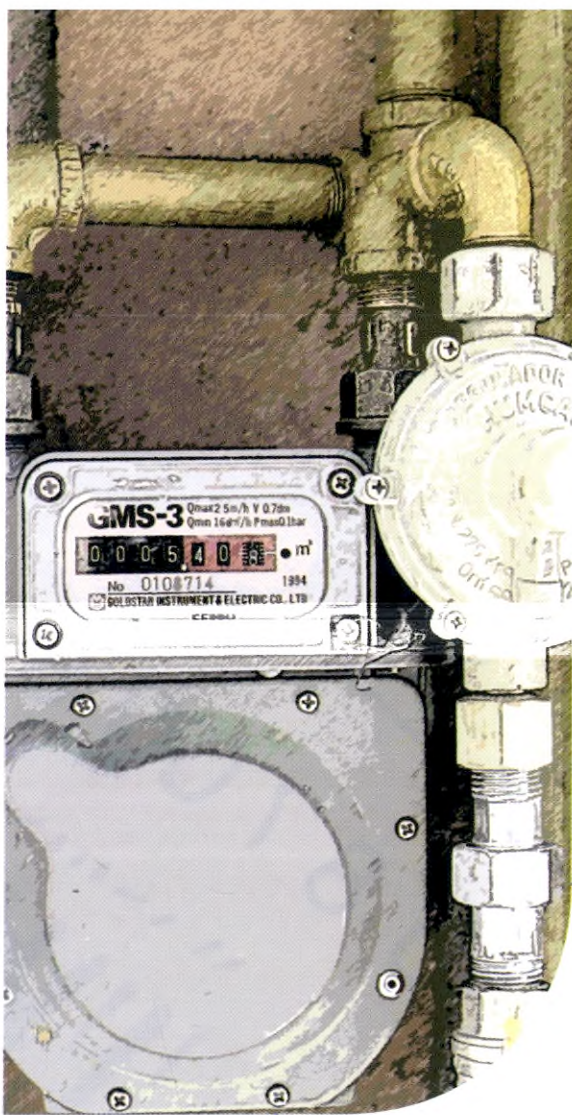


### Comercialización y Contratación

Con el propósito de incluir nuevas condiciones contractuales que permitieran dar viabilidad a los proyectos térmicos, y optimizar el negocio de producción y comercialización de gas, se renegociaron los acuerdos suscritos con los generadores térmicos del interior del país. En estas negociaciones se destaca el cambio de la fuente de suministro de gas de Opón a La Guajira, lo cual representa una disminución en el subsidio de transporte Ballena - Barranca y un ajuste del volumen de gas en firme contratado.

Para apoyar el crecimiento del mercado del gas natural y dar una señal de estabilidad de los precios en el mediano plazo, se realizaron acuerdos comerciales con los distribuidores del interior del país para el período 2001-2004. Tales acuerdos se basaron en un esquema de precio de cobertura para el período 2001-2004, el cual fue bien recibido por los clientes y algunos de ellos se acogieron al mismo, mientras que otros optaron por el precio variable que señala la regulación. Como resultado de ello, los clientes decidieron qué opción se acomodaba mejor a su perfil de riesgo durante el plazo del acuerdo comercial.





### Nuevas Modalidades de Suministro de Gas

En busca de dar alternativas al mercado, Ecopetrol ofreció a los distribuidores del interior del país un portafolio de opciones de suministro de gas de La Guajira, compuesto por tres modalidades: Firme, Interrumpible (hasta por 90 días) y Ocasional. Con las modalidades Interrumpible y Ocasional, que involucran descuentos con respecto al Firme, se buscó ofrecer un producto competitivo para todos aquellos usuarios de gas con capacidad de sustitución, de forma tal que éstos pudiesen tomar sus decisiones de consumo de energéticos de manera racional.

### Gas Natural Comprimido para Uso en Vehículos - GNCV

Con el fin de fomentar el uso del gas natural como combustible automotor, Ecopetrol diseñó un esquema atractivo de precios para suministro de gas proveniente de La Guajira, que se concretó en la firma del contrato de suministro con Gas Natural S.A. E.S.P. de Bogotá.

A través del Comité Técnico de GNCV del Icontec, Ecopetrol influyó en la aprobación y divulgación de las últimas 15 Normas Técnicas Colombianas, con lo cual el país consolidó la base normativa para implementar el programa de GNCV con las mejores condiciones de calidad y seguridad. Adicionalmente se suscribieron convenios interadministrativos con la Universidad de Antioquia para el desarrollo de la Especialización en Combustibles Gaseosos y un convenio interinstitucional Ecopetrol-Sena-Centro del Desarrollo de Gas, para la compra e instalación de un dinamómetro en el Centro Automotriz del Sena en Bogotá y la elaboración de las cartillas para capacitación a nivel intermedio.





# FINANCIERA



Los resultados financieros de Ecopetrol en el año 2001 marcaron un nuevo récord en la historia de Colombia. Por segundo año consecutivo, la empresa obtuvo las utilidades más altas que empresa alguna haya registrado en el país.

Pese a la caída de los precios en el mercado internacional y a la menor producción de crudo, Ecopetrol arrojó al cierre del año 2001 una utilidad neta por \$1.420 millones, con lo cual superó en 22% la marca histórica de \$1.161 millones de 2000.

Mientras los ingresos operacionales presentaron una reducción de \$460 millones frente a los registrados en el año 2000, la utilidad operacional disminuyó sólo en \$38 millones, con una variación de 2%, al pasar de \$1.897 millones a \$1.859 millones en 2001. Esto se explicó por la reducción de costos y gastos operacionales por \$422 millones.

Los menores gastos financieros y el aumento de los ingresos financieros originaron un importante crecimiento en la utilidad no operacional, al pasar de una pérdida en el año 2000 por \$84 millones a una utilidad en 2001 por \$275 millones.

En tanto que las ventas nacionales crecieron 5% (gasolina corriente, ACPM, gas natural y GLP), las exportaciones disminuyeron 17%, principalmente por los menores volúmenes vendidos en el exterior, por la caída del precio internacional del crudo y por la menor devaluación.

En las ventas nacionales se refleja una reducción de 25% del valor del subsidio asumido por Ecopetrol para la gasolina regular y el ACPM, al pasar de un subsidio estimado para el año 2000 de \$1.240 millones, al calculado para el año 2001 de \$940 millones, permitiendo a la empresa generar más recursos para la nación y evitar el desvío de subsidios, como el de la gasolina regular, hacia estratos altos con precios alejados de la realidad del mercado. El valor de este subsidio se entiende como la diferencia entre el ingreso al productor y el precio equivalente de importación de los productos.

Como consecuencia de los constantes atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas, los ingresos de la empresa se vieron disminuidos en cerca de US\$300 millones, teniendo en cuenta que la producción de este campo fue de 63% frente a la proyección que se tenía para el año.





En 2001 la empresa exportó \$3.936 millardos, que incluyen los aportes al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP) por \$440 millardos, participando de esta manera en 14% del total de exportaciones del país. Igualmente, el total de ingresos obtenidos por Ecopetrol en este período representa 4,5% del PIB proyectado para 2001.

La reducción del costo de ventas por \$318 millardos obedece, principalmente, a menores costos por cálculo actuarial, como resultado de haberse incorporado en el año 2000 un ajuste retroactivo en el cálculo de la reserva actuarial, lo que genera una disminución del costo imputable a los años subsiguientes, y en segundo lugar, a menores regalías con ocasión de una reducción de la producción de crudo y a menores precios de liquidación de US\$1,3 por barril.

Los gastos de comercialización se redujeron en 10% (\$81 millardos) por menores erogaciones del transporte realizado por oleoductos de terceros.

Las transferencias de recursos al Estado efectuadas por Ecopetrol ascienden a \$5.341 millardos, cifra que representa 23% del presupuesto de los ingresos corrientes del sector central para el año 2001. La mayor participación corresponde a las regalías sobre producción de crudo con \$1.663 millardos, seguido del impuesto global por \$1.107 millardos, las transferencias de utilidades del año 2000 por \$1 billón, el impuesto sobre la renta causado en la vigencia que ascendió a \$626 millardos y otros impuestos y contribuciones por un valor de \$945 millardos.

El total de activos creció 17%, al alcanzar los \$21 billones a diciembre de 2001, dentro de los cuales se destaca el crecimiento del portafolio de inversiones en \$1.004 millardos. Al final del año el valor total del portafolio de inversión ascendió a \$5.993 millardos, de los cuales \$3.227 millardos corresponden al fondo de pensiones, \$2.479 millardos al FAEP y \$287 millardos a excedentes de caja.

Por su parte, el total del pasivo de la empresa creció 9%, ya que llegó a los \$14,5 billones, de los cuales el más representativo es el pasivo pensional con \$7,07 billones.

El patrimonio de la empresa cerró el último año en \$6,5 billones, con lo cual registró un crecimiento de 41% después del pago de excedentes financieros a la nación sobre las utilidades del año 2000 por valor de \$1 billón. Este incremento obedece principalmente a las utilidades netas del ejercicio por \$1,4 billones.

### Manejo de Excedentes de Liquidez

El promedio de excedentes de liquidez en pesos en lo corrido del año 2001 ascendió a \$538,4 millardos, y en dólares, a \$181,6 millones. Los recursos fueron invertidos en el corto plazo, a causa de los compromisos de pagos de dividendos, impuesto de renta y gastos de operación. Adicionalmente, durante el transcurso del año se realizó el reintegro de divisas para cubrir el déficit de caja en pesos y así poder cumplir con las obligaciones de pagos. Al final del año, el saldo en pesos fue de 131 millardos, y en dólares, de 68 millones.

Para la monetización de divisas se tuvieron en cuenta los diferenciales de tasas de interés (externas e internas) y la devaluación esperada, variables con las cuales se tomó la decisión de monetizar en el mercado *spot* o realizar operaciones *forward*. El total de monetizaciones fue de MUS\$427 a una tasa de cambio promedio año de \$2.307,23, la cual estuvo \$4,98 por encima del mercado interbancario.



Al final del año el valor total del portafolio de inversión ascendió a \$5.993 millardos, de los cuales \$3.245 millardos corresponden al valor bruto del fondo de pensiones, \$287 millardos a excedentes de caja y el resto al FAEP.

El comportamiento de los excedentes de caja estuvo afectado por menores ingresos de exportación de crudo, ocasionados por los atentados terroristas al oleoducto Caño Limón-Coveñas, que generaron menores excedentes de crudo de 31.500 barriles diarios por debajo de lo proyectado. Adicionalmente, a la menor demanda y precio de gasolina regular (11,97 KBD y \$60/galón), respecto de lo presupuestado.

**Ministerio de Minas y Energía**  
**BIBLIOTECA**

### Fondo de Pensiones

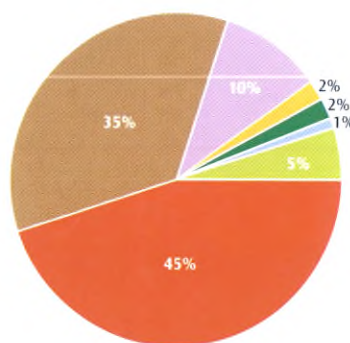
El fondo de pensiones presenta un aumento importante en el balance de la empresa. El comportamiento observado refleja un incremento de \$504 millones, al pasar de \$2.741 millones (cifra entregada a los patrimonios autónomos en 2001) a \$3.245 millones (sin descontar la retención en la fuente sobre ingresos generados), recursos generados por los rendimientos financieros del fondeo inicial.

La estrategia para el manejo del portafolio a través de los patrimonios autónomos estuvo orientada hacia el aumento en la posición de títulos indexados IPC para incrementar la rentabilidad y duración del portafolio y garantizar que se cumpla el *benchmark* establecido (IPC+6).

Lo anterior aumentó la duración del portafolio en 60 días, al pasar de 894 días en 2000 a 954 días en 2001. Igualmente, se consiguió una rentabilidad promedio de 18,23%, la cual estuvo por encima de la mínima requerida (3,49% puntos adicionales).

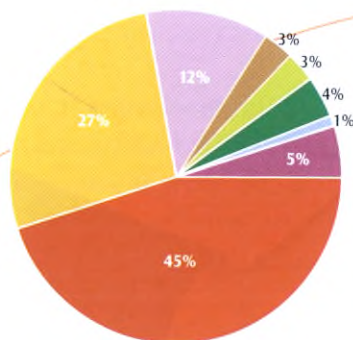


31 diciembre de 2000  
\$2.741 millones



Composición Portafolio  
2000 - 2001

31 diciembre de 2001  
\$3.245 millones



- Tes LVR
  - Tes Tasa Fija
  - Tes IPC
  - Tes USD
  - Bonos Oficiales
  - Bonos Privados
  - Bonos USD y Euros
  - Otros
- Otros: CDT, cuentas bancarias, repos, títulos FEN y TDA.

### Presupuesto de Ingresos y Gastos

La empresa logró resultados satisfactorios de ejecución presupuestal, con 97% de ejecución del total del presupuesto aprobado y una generación de superávit de \$514 millones, superior al compromiso adquirido con el gobierno nacional.

A continuación se muestra un resumen de la ejecución presupuestal de la empresa en la vigencia 2001:

	Ejecución Presupuesto Millardos \$			
	Aprobado (1)	Ejecución	Diferencia	Ejecución%
Ingresos Corrientes	9.345	9.046	(299)	97
Ingresos de Capital	246	315	68	128
<b>Total Ingresos</b>	<b>9.592</b>	<b>9.360</b>	<b>(231)</b>	<b>98</b>
Disponibilidad Inicial	233	129	(103)	98
<b>Total Ing+Disp.</b>	<b>9.825</b>	<b>9.490</b>	<b>(231)</b>	<b>97</b>
G. Funcionamiento	5.074	4.887	(187)	96
Servicio Deuda	361	345	(16)	96
G. Inversión	1.337	1.299	(38)	97
G. de Operación	3.052	2.892	(160)	95
<b>Total Gastos</b>	<b>9.824</b>	<b>9.423</b>	<b>(402)</b>	<b>96</b>
Disponibilidad Final	0	67	67	
<b>Total Gtos-Disp.</b>	<b>9.825</b>	<b>9.490</b>	<b>(334)</b>	<b>97</b>

(1) Modificación aprobada en diciembre 21 de 2001 con base en ejecución a octubre

Como se observa, a pesar del alto grado de ejecución, lo dejado de ejecutar en gastos de 4%, representa un valor de \$402 millones, debido a la magnitud del monto del presupuesto aprobado. En los gastos, el rubro de menor ejecución fue el de gastos generales, con 92%, lo cual demuestra la austeridad en el gasto de la empresa, que fue más allá de lo exigido en las normas legales.



Con esta ejecución presupuestal, el resultado de superávit de caja de la empresa fue de \$514 millardos, la cual es superior a los \$332 millardos del compromiso inicialmente adquirido con el gobierno nacional, no obstante el impacto que tuvo la situación de orden público en la generación de ingresos.

De no haber ocurrido los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas, la empresa hubiera generado cerca de MUS\$300 de ingresos adicionales por exportación de crudo.

Vale destacar que el valor neto de ahorro de Ecopetrol en el FAEP fue de \$376 millardos, lo cual incrementó el saldo a final de año a MUS\$1.082. El pago de dividendos a la nación ascendió a \$1.000 millardos, el de impuesto de renta llegó a \$750 millardos (pagos de caja) y los intereses generados por el fondo de pensiones fueron de \$504 millardos. Adicional a lo anterior, se hicieron pagos de regalías por \$1.665 millardos.

La ejecución del presupuesto de inversiones para el año 2001 de \$1.299 millardos, representa 97% del total del presupuesto aprobado de \$1.337 millardos.

	Ejecución Inversiones Millardos \$			
	Aprobado	Ejecución	Diferencia	Ejecución
<b>Exploración y Producción</b>	<b>897,6</b>	<b>893,6</b>	<b>(4,0)</b>	<b>99,6</b>
Exploración	45,6	45,1	(0,5)	98,9
Producción Directa	218,7	216,4	(2,2)	99,0
Producción Asociados	633,2	631,9	(1,3)	99,8
Refinación y Mercadeo	280,3	273,4	(6,9)	97,5
Transporte	123,3	100,5	(22,8)	81,5
ICP	9,7	8,9	(0,8)	91,8
Centro Corporativo y Otros	25,9	22,6	(3,3)	87,3
<b>Total Inversiones 2001</b>	<b>1.337,0</b>	<b>1.299,0</b>	<b>(38,0)</b>	<b>97,2</b>



Del total ejecutado, cerca de 70% se invirtió en el área de Exploración y Producción, dentro del objetivo de incrementar el recurso petrolero del país. De este total, le corresponden al proyecto Cusiana \$383 millardos.

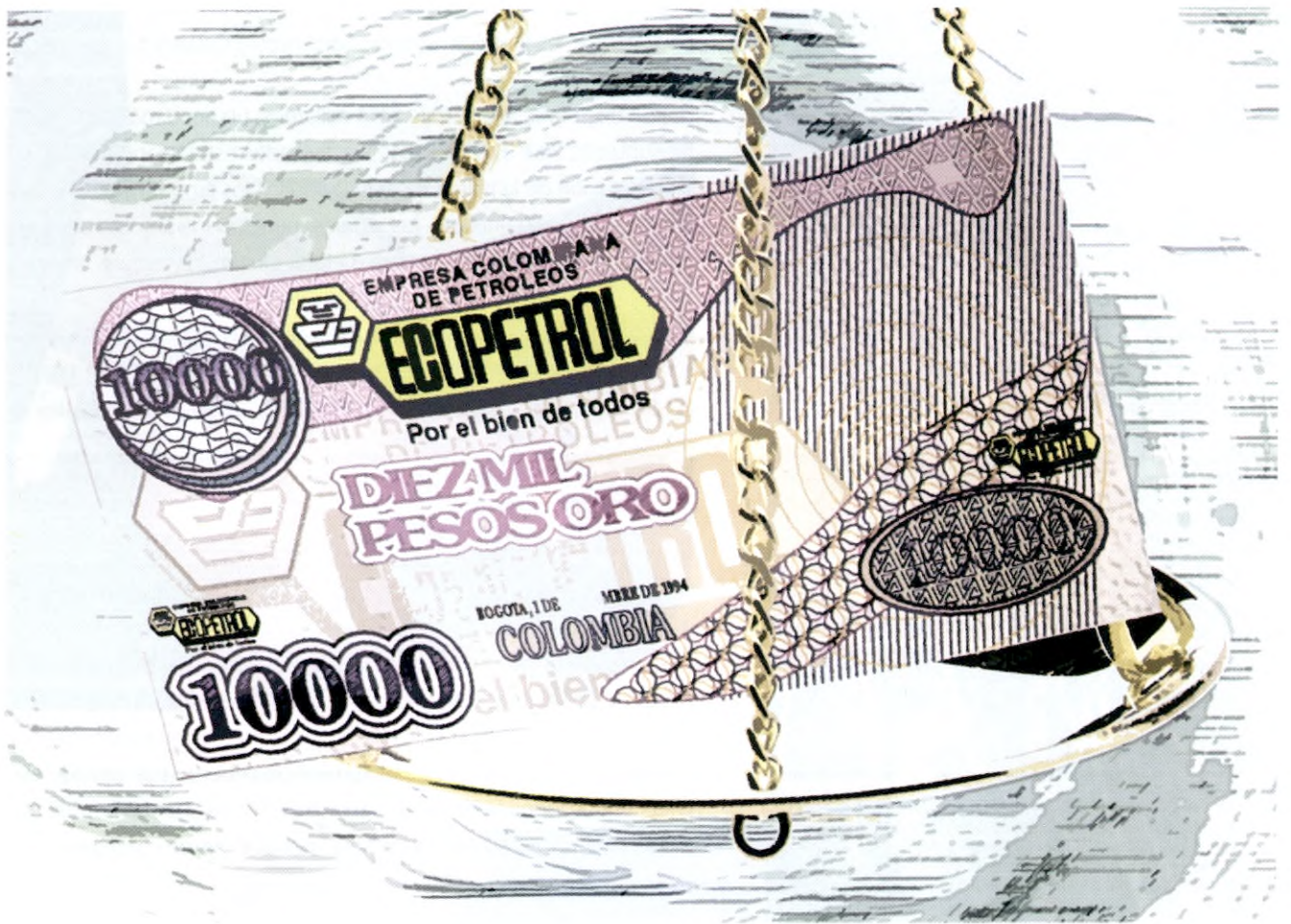
El área de Refinación ejecutó \$273 millardos, un poco más de 20% del presupuesto total. Las principales actividades estuvieron orientadas a la finalización de la planta de alquilación y a los programas de optimización de las refinерías, los cuales perfeccionarán los procesos operativos y administrativos para mejorar eficiencia y reducir costos.

Para el área de Transporte la ejecución de \$100 millardos se dirigió a la culminación del poliducto de Oriente y hacia el proyecto de interconexión de refinерías que permitirá la exportación de excedentes de productos desde Barrancabermeja.

### Coberturas de Riesgo

De acuerdo con la política de riesgo vigente, la Gerencia de Financiamiento y Tesorería ejecutó diversas estrategias en dos frentes. El primero, relacionado con disminuir la exposición del flujo de caja al riesgo de las fluctuaciones de los precios internacionales de crudo. Por ello, las Vicepresidencias Financiera y de Comercio Internacional y Gas realizaron dos operaciones "Put Spread" de cobertura de precios. Con estas operaciones la empresa garantiza 70% del superávit fiscal estimado para 2002 y cubre 27% de las exportaciones de crudo previstas.

El segundo, en reducir la exposición del portafolio de deuda externa al riesgo ante movimientos en la tasa de interés, razón por la cual se realizaron tres *swaps* para los créditos del "TRANCHE A OCENSA" con el fin de cambiar 70% de los créditos contratados a tasa flotante (Libor 6M) por tasas fijas, y de esta manera aprovechar la reducción de las tasas de interés en el mercado internacional.



## Administración Basada en Valor

Ecopetrol, con la ayuda de Stern Stewart & Co, desarrolló el proyecto "Administración Basada en Valor" (ABV), como respuesta a los retos de competitividad que exige el entorno internacional, a un manejo con responsabilidad de los recursos públicos, y al establecimiento de un sistema gerencial que permite, con información adecuada, administrar los negocios de manera eficiente.

Acorde con la metodología EVA (Economic Value Added o Valor Económico Agregado), se adelantaron las actividades de medición de la gestión por unidades de negocio, en escenarios de ejecución y presupuesto a corto plazo.

La medición de la creación de valor ha generado un mayor sentido de responsabilidad de los gerentes sobre el capital invertido y su costo. Así mismo, ha permitido que se separen los aspectos operativos de los financieros y de los derivados puramente de la volatilidad de los precios de los crudos y productos, generando parámetros más objetivos para la evaluación de la gestión. Este cambio cultural se ha realizado por medio de procesos de capacitación y de divulgación de la gerencia basada en valor.

La obtención de resultados a través de la homogeneización de procedimientos, los reportes y el manejo de herramientas, ha permitido identificar oportunidades de mejora y ajustar las metas futuras, tanto en áreas de la organización que agregan valor, como en aquellas que lo destruyen.

En materia presupuestal se compaginaron los requerimientos gubernamentales con las metas internas de cada negocio, con el desarrollo de una herramienta de conversión del presupuesto aprobado por el gobierno central a un presupuesto administrativo con visión gerencial, que genera un estado de resultados y un balance general para cada centro EVA y calcula un EVA presupuestado para cada negocio. Como producto del trabajo presupuestal se obtuvo un presupuesto de creación de valor acordado con las diferentes unidades de negocio que servirá como parámetro de control de la ejecución real de cada unidad operativa de la empresa.

Como aporte adicional, los gerentes operativos cuentan con una herramienta de sensibilización de los resultados, que les permite determinar cómo alcanzar las metas de generación de valor basados en la optimización de las palancas de valor.

Adicionalmente, y en cumplimiento del Decreto 2625 de 2000, se incluyó la valoración de las reservas de hidrocarburos en la base de capital de la empresa; se identificó el área de exploración como un centro EVA independiente, lo cual enfatiza la importancia del éxito de la actividad exploratoria e incentiva su agilidad; y se profundizó en la identificación de la incidencia de las medidas gubernamentales en los resultados de la compañía.





### Administración de Riesgos

Durante el año 2001 se avanzó en el desarrollo del programa de Riesgos Retenidos, el Fondo de Autoaseguro, y en la creación de un Sistema de Información en Administración de Riesgos (SISPAR), así como en la estructuración de otros mecanismos de financiación de riesgos y en el desarrollo de herramientas para facilitar la recopilación de información estadística.

Se finalizaron las etapas de consolidación y análisis de las estadísticas para la realización de un estudio de Riesgos Retenidos, se hizo un *benchmarking* de la gestión del Fondo de Autoaseguro y se integró un comité para estructurarlo e implementarlo; se definió un modelo del Sistema de Información en Administración de Riesgos (SISPAR) y se hicieron contactos con posibles proveedores del software.



### Inversiones Permanentes

En el año 2001 Ecopetrol recibió más de \$29 millones por dividendos generados por su participación accionaria en empresas, de los cuales más de \$21 millones corresponden a los recursos recibidos de la Empresa de Energía de Bogotá (\$12 millones) y Transelca (\$9 millones), y los restantes por su participación en Terpel Antioquia, Invercolsa, Monómeros, Surtigas, Corficolombiana y Gases de la Guajira.

Adicionalmente, se lograron avances en el manejo de las inversiones permanentes de Ecopetrol, a saber: se desarrollaron las actividades que permitirán que en el año 2002 se ofrezca en venta la participación que la empresa posee en Monómeros Colombo-Venezolanos y Gases de la Guajira; se desarrolló el proceso de



reestructuración financiera de Serviport y se iniciaron las gestiones para la venta de la compañía en el año 2002; se ofrecieron en venta las plantas Termoeléctricas de Ecopetrol de Ocoa y Gualanday; se ejecutó el proceso de licitación pública para la conmutación pensional de las compañías Explotaciones Cóndor, Colpet y Sagoc; y se reiniciaron las operaciones de Ferticol.

En el proceso de venta de las plantas termoeléctricas no hubo ninguna oferta, por lo que se están analizando alternativas para la venta directa de las plantas o para su utilización en diferentes unidades de negocio de Ecopetrol.

Así mismo, debido a que la licitación para la contratación de rentas vitalicias para la conmutación pensional en Explotaciones Cóndor, Colpet y Sagoc fue declarada desierta, porque la única propuesta recibida no cumplía con los requisitos exigidos en los pliegos de condiciones, se están considerando alternativas que permitan culminar con la liquidación de estas empresas.

Activo	Balance General (Millones de Pesos, M\$)			
	Dic 01	Dic 00	Variación	%
<b>Activo Corriente</b>				
Efectivo y Equivalentes de Efectivo	225.758	102.266	123.492	121
Inversiones Temporales	52.734	114.560*	-61.826	-54
Cuentas y Documentos por Cobrar	710.777	796.061	-85.284	-11
Inventarios	784.661	681.498	103.163	15
Anticipos, Avances y Depósitos	542.026	340.150	201.876	59
<b>Total del Activo Corriente</b>	<b>2.315.956</b>	<b>2.034.535</b>	<b>281.421</b>	<b>14</b>
<b>Activo No Corriente</b>				
Inversiones Permanentes	1.243.205	1.092.887*	150.318	14
Cuentas y Documentos por Cobrar	113.107	123.020	-9.913	-8
Propiedades, Planta y Equipo	6.382.607	5.837.536	545.071	9
Recursos Naturales y del Ambiente	2.652.346	2.597.826	54.520	2
Recursos Entregados en Administración	3.227.080	2.746.579	480.501	17
Fondo de Ahorro y Est. Petrolera - FAEP	2.478.803	2.126.977	351.826	17
Otros Activos	1.397.397	1.000.589	396.808	40
Valorizaciones	1.184.851	370.465	814.386	>200
<b>Total del Activo No Corriente</b>	<b>18.679.396</b>	<b>15.895.879</b>	<b>2.783.517</b>	<b>18</b>
<b>Total del Activo</b>	<b>20.995.352</b>	<b>17.930.414</b>	<b>3.064.938</b>	<b>17</b>
<b>Pasivo y Patrimonio</b>				
	Dic 01	Dic 00	Variación	%
<b>Pasivo Corriente</b>				
Cuentas por Pagar	746.507	739.528	6.979	1
Obligaciones Financieras	226.037	276.951	-50.914	-18
Impuestos, Contribuc. y Tasas por Pagar	1.356.757	1.231.440	125.317	10
Obligaciones Laborales	328.171	293.215	34.956	12
Pasivos Estimados y Provisiones	443.138	433.169	9.969	2
<b>Total Pasivo Corriente</b>	<b>3.100.610</b>	<b>2.974.303</b>	<b>126.307</b>	<b>4</b>
<b>Pasivo No Corriente</b>				
Cuentas por Pagar	30.925	62.360	-31.435	-50
Obligaciones Financieras	558.788	748.699	-189.911	-25
Obligaciones Laborales	6.808.640	6.139.225	669.415	11
Bonos y Títulos Emitidos	793	339	454	134
Otros Pasivos	3.952.203	3.368.015	584.188	17
<b>Total del Pasivo No Corriente</b>	<b>11.351.349</b>	<b>10.318.638</b>	<b>1.032.711</b>	<b>10</b>
<b>Total del Pasivo</b>	<b>14.451.959</b>	<b>13.292.941</b>	<b>1.159.018</b>	<b>9</b>
Patrimonio	6.543.393	4.637.473	1.905.920	41
<b>Total Pasivo y Patrimonio</b>	<b>20.995.352</b>	<b>17.930.414</b>	<b>3.064.938</b>	<b>17</b>
Cuentas de Orden Deudoras	2.814.859	2.826.420	-11.561	0
Cuentas de Orden Acreedoras	9.856.283	14.203.223	-4.346.940	-31

\* Reclasificado para efectos de comparación

Alberto Calderón Zuleta  
Presidente

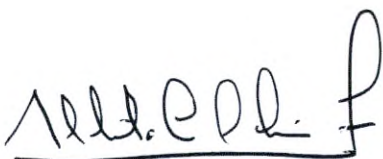
Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero

Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General

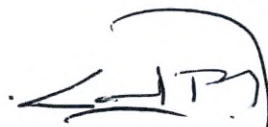
T.P. 25995-T

Estado de Ganancias y Pérdidas  
Enero 1 a Diciembre 31 (M\$)

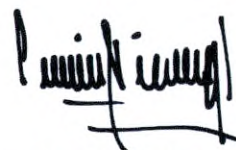
	2001	2000	Variación	%
<b>Ingresos</b>				
Ventas Nacionales	5.231.106	4.976.378	254.728	5
Ventas en el Exterior	3.495.864	4.210.721	-714.857	-17
Total de Ingresos	8.726.970	9.187.099	-460.129	-5
<b>Costo de Ventas</b>	<b>5.865.584</b>	<b>6.183.501</b>	<b>-317.917</b>	<b>-5</b>
<b>Utilidad Bruta en Ventas</b>	<b>2.861.386</b>	<b>3.003.598</b>	<b>-142.212</b>	<b>-5</b>
<b>Gastos de Administración</b>	<b>287.747</b>	<b>311.064</b>	<b>-23.317</b>	<b>-7</b>
<b>Gastos de Comercialización</b>	<b>714.640</b>	<b>795.170</b>	<b>-80.530</b>	<b>-10</b>
<b>Utilidad (Pérdida) Operacional</b>	<b>1.858.999</b>	<b>1.897.364</b>	<b>-38.365</b>	<b>-2</b>
<b>Ingresos No Operacionales</b>	<b>1.476.227</b>	<b>1.435.253</b>	<b>40.974</b>	<b>3</b>
Ingresos Financieros	863.533	755.612	107.921	14
Corrección Monetaria	431.915	428.933	2.982	1
Ingresos Extraordinarios y Ejercicios Anteriores	14.212	120.971	-106.759	-88
Otros Ingresos	166.567	129.737	36.830	28
<b>Gastos No Operacionales</b>	<b>1.201.086</b>	<b>1.518.955</b>	<b>-317.869</b>	<b>-21</b>
Gastos de Jubilados	636.680	558.997	77.683	14
Gastos Financieros	173.286	388.837	-215.551	-55
Gastos Extraordinarios y Ejercicios Anteriores	47.509	103.121	-55.612	-54
Otros Gastos	343.611	468.000	-124.389	-27
<b>Utilidad (Pérdida) No Operacional</b>	<b>275.141</b>	<b>-83.702</b>	<b>358.843</b>	<b>-429</b>
<b>Utilidad Antes de Impuestos</b>	<b>2.134.140</b>	<b>1.813.662</b>	<b>320.478</b>	<b>18</b>
Provisión Impuesto de Renta	659.402	625.057	34.345	5
Ajuste Impuesto Diferido	54.898	28.063	26.835	96
<b>Utilidad Neta</b>	<b>1.419.840</b>	<b>1.160.542</b>	<b>259.298</b>	<b>22</b>



Alberto Calderón Zuleta  
Presidente



Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero



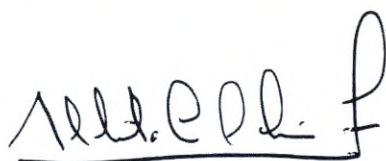
Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General

T.P. 25995-T

Estado de Cambios en la Situación Financiera  
al 31 de Diciembre de 2001 (M\$)

Los Recursos Fueron Provistos por	Dic - 01	Dic - 00
<b>Generación Interna de Recursos</b>		
Utilidad Neta del Período	1.419.840	1.160.542
<b>Más (Menos) Resultados Que No Afectaron el Capital de Trabajo:</b>		
Depreciación Propiedades, Planta y Equipo	689.956	680.507
Amortización de Inversiones en Áreas Petrolíferas	568.010	460.458
Agotamiento de Yacimientos	9.825	19.678
Amortización Cargos Diferidos	544	43.948
Impuesto sobre la Renta Diferido	54.894	26.725
Amortización Pensiones de Jubilación	697.279	1.029.241
Amortización Cesión de Derechos de Producción Aleatoria de Crudo	-171.642	-144.976
Valoración de Recursos Entregados en Administración Fondo de Pensiones	-487.853	0
Dividendos Recibidos en Acciones	-1.129	-813
Aportes del Estado Crudo y Gas	346.926	596.798
<b>Constitución (Recuperación) de Provisiones para:</b>		
Inversiones Permanentes	97.205	-2.227
Propiedad, Planta y Equipo	1.817	1.209
Pasivos Estimados	-2.236	0
<b>Ajustes por Inflación de:</b>		
Inversiones Permanentes	-80.286	-70.524
Propiedades, Planta y Equipo	-819.207	-854.807
Depreciación	477.853	478.878
Recursos Naturales y del Ambiente	-176.735	-193.469
Otros Activos	-7.197	-5.452
Otros Pasivos	-121.066	-32.121
Patrimonio	294.723	261.967
<b>Total Generación Interna de Recursos</b>	<b>2.791.521</b>	<b>3.455.562</b>
<b>Capital de Trabajo Provisto por Otras Actividades</b>		
<b>Disminución en:</b>		
Cuentas y Documentos por Cobrar	9.913	0
Inversiones Permanentes	276.602	979.578
<b>Aumento en:</b>		
Obligaciones Laborales Largo Plazo	0	8.469
Otros Pasivos	407.214	121.824
Aportes de Capital	0	414
<b>Total Recursos Provistos</b>	<b>3.485.250</b>	<b>4.565.847</b>

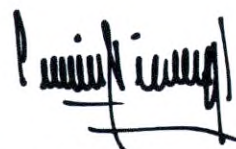
<b>Vienen</b>	<b>3.485.250</b>	<b>4.565.847</b>
	Dic - 01	Dic - 00
<b>Los Recursos se Aplicaron en:</b>		
Propiedades, Planta y Equipo	873.520	719.229
Recursos Naturales y del Ambiente	455.990	546.842
Inversiones Permanentes	263.800	0
Cuentas y Documentos por Cobrar	0	30.292
Constitución Patrimonios Autónomos	0	2.746.579
Otros Activos	480.252	135.578
<b>Disminución en:</b>		
Traslado a Corto Plazo Provisión Pensiones de Jubilación	32.610	42.707
Obligaciones Financieras No Corrientes	189.911	77.063
Cuentas por Pagar	31.435	49.000
<b>Disminución en Patrimonio:</b>		
Dividendos al Gobierno Nacional	1.000.000	813.000
Dividendos al Gobierno Nacional - en Especie	0	49.518
Escisión Activos a Ecogas	2.618	0
<b>Total Recursos Utilizados</b>	<b>3.330.136</b>	<b>5.209.808</b>
<b>Variación en el Capital de Trabajo</b>	<b>155.114</b>	<b>-643.961</b>
<b>Total Recursos Aplicados</b>	<b>3.485.250</b>	<b>4.565.847</b>
<b>Aumento (Disminución) en los Activos Corrientes</b>		
Efectivo y Equivalentes de Efectivo	123.492	-508.877
Inversiones Temporales	-61.826	2.077
Cuentas y Documentos por Cobrar	-85.284	-17.806
Inventarios	103.163	174.153
Anticipos, Avances y Depósitos	201.876	135.041
<b>Total</b>	<b>281.421</b>	<b>-215.412</b>
<b>Aumento (Disminución) en los Pasivos Corrientes</b>		
Cuentas por Pagar	6.979	169.273
Obligaciones Financieras	-50.914	-77.854
Impuestos Contribuciones y Tasas por Pagar	125.317	105.946
Obligaciones Laborales	34.956	49.931
Pasivos Estimados y Provisiones	9.969	181.253
<b>Total</b>	<b>126.307</b>	<b>428.549</b>
<b>Variación en el Capital de Trabajo</b>	<b>155.114</b>	<b>-643.961</b>



Alberto Calderón Zuleta  
Presidente



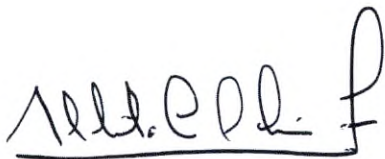
Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero



Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General  
T.P. 25995-T

Estado de Flujo de Efectivo Enero 1 a Diciembre 31 (M\$)		
	2001	2000
<b>Saldo Inicial</b>	<b>102.266</b>	<b>611.143</b>
<b>Operación</b>		
Origen		
Ventas Productos y Servicios	8.954.171	9.697.248
Mayor Valor Realización Cesión Derechos de Crudo	374.992	445.948
Recaudo Impuesto Global	1.070.600	1.032.100
Cesión Derechos Producción Aleatoria de Crudo	0	0
Recaudos a Favor de Terceros	635.433	559.567
Intereses y Rendimientos Financieros Recibidos	60.596	79.692
Ventas Otros Aprovechamientos	15.469	14.919
	<b>11.111.261</b>	<b>11.829.474</b>
Aplicación		
Pagos por Materiales y Servicios	-3.359.668	-3.297.319
Regalías	-1.519.669	-2.188.260
Compra Materia Prima	-187.919	-164.354
Pagos Laborales	-722.445	-551.461
Impuesto Global	-1.107.243	-1.031.254
Impuesto a las Ventas	-537.976	-437.041
Intereses y Comisiones Pagadas	-151.906	-257.156
Otros Impuestos y Contribuciones	-278.729	-323.912
Contribuc Especial Orden Público	-3.899	-41.200
Impuesto de Renta	-745.260	-257.963
Otros Pagos Operacionales	-63.003	-127.653
	<b>-8.677.717</b>	<b>-8.677.573</b>
<b>Efectivo Actividad Operación</b>	<b>2.433.544</b>	<b>3.151.901</b>
<b>Inversión</b>		
Origen		
Venta de Inversiones Excedentes	469.388	92.049
Venta de Activos	39	117
	<b>469.427</b>	<b>92.166</b>
Aplicación		
Adquisición de Propiedades, Planta y Equipo	-873.520	-719.229
Inversión en Recursos Naturales y del Ambiente	-455.990	-410.828
Fondeo de Pensiones	0	-1.386.257
	<b>-1.329.510</b>	<b>-2.516.314</b>
<b>Efectivo Actividad Inversión</b>	<b>-860.083</b>	<b>-2.424.148</b>

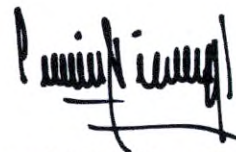
	2001	2000
<b>Financiación</b>	▼	▼
Origen		
Préstamos Recibidos	34.911	6.429
	<b>34.911</b>	<b>6.429</b>
Aplicación		
Cancelación Préstamos Recibidos	-233.994	-208.059
Transferencias al Gobierno Nacional	-1.000.000	-813.000
Pagos Bomt's	-250.886	-222.000
	<b>-1.484.880</b>	<b>-1.243.059</b>
<b>Efectivo Actividad Financiación</b>	<b>-1.449.969</b>	<b>-1.236.630</b>
<b>Variación Efectivo</b>	<b>123.492</b>	<b>-508.877</b>
<b>Saldo Final</b>	<b>225.758</b>	<b>102.266</b>
<b>Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>		
Caja	825	494
Bancos y Corporaciones	77.271	77.449
Remesas	0	112
Inversiones Temporales	147.662	24.211
<b>Total Efectivo y Equivalentes de Efectivo</b>	<b>225.758</b>	<b>102.266</b>



Alberto Calderón Zuleta  
Presidente



Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero



Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General

T.P. 25995-T



Año	Estado de Cambios en el Patrimonio (M\$)								
	Capital Aportado	Aporte de la Nación Hidrocarburo	Superávit Donado	Revaloriz. Patrimonio	Reserva Legal	Utilidad Periodo	Exe. Finan. Distribuido Exceso	Superavit Valoriza.	Total
<b>Saldo a Diciembre 31/99</b>	<b>2.155.886</b>		<b>9</b>		<b>154.067</b>	<b>913.906</b>	<b>(139.901)</b>	<b>239.577</b>	<b>3.323.544</b>
Distribución de Utilidades	12.515				91.391	(913.906)	810.000		1.000.000
Capital Autorizado	1.000.000								(1.000.000)
Capital Autorizado por Pagar	(1.000.000)								596.798
Aporte Nación Reservas Hidrocarburos		596.798							287.805
Revalorización del Patrimonio				287.805					(287.805)
Capitalización Revalorización 2000	287.805								414
Patrimonio Institucional Incorporado	414								130.888
Superávit por Valorización								130.888	(862.518)
Dividendos al Gobierno Nacional							(862.518)		1.160.542
Utilidades (Pérdidas) Año 2000						1.160.542			1.160.542
<b>Saldo a Diciembre 31/00</b>	<b>2.456.620</b>	<b>596.798</b>	<b>9</b>		<b>245.458</b>	<b>1.160.542</b>	<b>(192.419)</b>	<b>370.465</b>	<b>4.637.473</b>
Aporte Nación Reservas Hidrocarburos		346.926							346.926
Escisión	(2.618)								(2.618)
Revalorización del Patrimonio				327.386					327.386
Capitalización Revalorización 2001	327.386			(327.386)					814.386
Superávit por Valorización								814.386	814.386
Distribución Utilidades	44.488				116.054	(1.160.542)	1.000.000		(1.000.000)
Dividendos al Gobierno Nacional							(1.000.000)		1.419.840
Utilidades (Pérdidas) Año 2001						1.419.840			1.419.840
<b>Saldo a Diciembre 31/01</b>	<b>2.825.876</b>	<b>943.724</b>	<b>9</b>		<b>361.512</b>	<b>1.419.840</b>	<b>(192.419)</b>	<b>1.184.851</b>	<b>6.543.393</b>

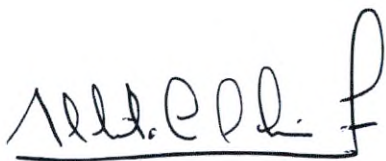
Alberto Calderón Zuleta  
Presidente

Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero

Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General

Indicadores Financieros		
	2001	2000
<b>Rentabilidad</b>		
ROA		
Utilidad Operacional	22%	24%
Activos Operacionales Promedio		
ROE		
Utilidad Neta del Período	25%	29%
Patrimonio Promedio		
<b>Cobertura</b>		
EBITDA	27	13
Gastos Financieros		
<b>Endeudamiento</b>		
Obligaciones Financieras a Largo Plazo	4%	6%
Activo		

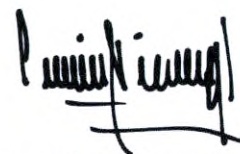
EBITDA=Utilidad neta+Prov.Imp renta+Gastos financieros+Gastos no desembolsables



Alberto Calderón Zuleta  
Presidente



Carlos Alberto Sandoval Reyes  
Vicepresidente Financiero



Ezequiel Paladines Cuellar  
Contador General  
T.P. 25995-T



# PLANEACIÓN



Ecopetrol ha desarrollado una estrategia a largo plazo que busca el mejoramiento continuo del desempeño de la empresa, para seguir cumpliendo con eficiencia los compromisos de aportes al gobierno nacional y contribuyendo al desarrollo económico del país. A continuación se presenta un resumen del plan de negocios de Ecopetrol para la década en curso.

La definición del enfoque estratégico de la empresa se materializa en su misión:

**“Maximizar el valor de los recursos a su disposición con el fin de garantizar el crecimiento de la empresa, como base para optimizar la transferencia de recursos al Estado en forma sostenible en el largo plazo, a través de una gestión competitiva de la cadena productiva del petróleo, gas y sus derivados”.**

Sobre esta definición, que es la razón de ser de la Empresa Colombiana de Petróleos y sobre la cual se estructura su Plan de Negocios de largo plazo, Ecopetrol definió su visión al año 2010 de la siguiente forma:

**“Ser una empresa estatal líder en el sector energético, competitiva nacional e internacionalmente, integrada en la cadena productiva del petróleo, gas y sus derivados. Ecopetrol asegurará su continuo crecimiento con autonomía administrativa y financiera”.**

La organización debe adelantar sus actividades de tal forma que sea competitiva en toda la cadena productiva del petróleo y gas, considerando los diversos negocios, esquemas de gestión, y tendencias de la industria. Por ello se trazaron los cuatro retos de Ecopetrol: el camino hasta ahora recorrido, y descrito en este informe anual, ha sido en función de éstos. Los retos se han venido cumpliendo, unos a mayores velocidades que otros, pero con pasos firmes y en la dirección correcta. Lo que Ecopetrol se propone no es un plan detallado de acción, sino la conquista de una visión en medio de circunstancias cambiantes y alto nivel de incertidumbre.

Los cuatro retos son:

**Aumentar las reservas y la producción de petróleo y gas:**

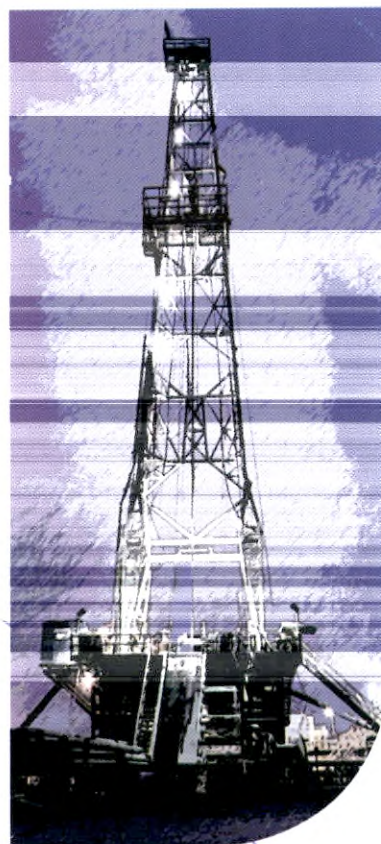
Alcanzar una producción de petróleo superior a los 850.000 barriles por día en el año 2010.

**Optimizar el negocio del *downstream*<sup>(1)</sup> :** Ubicar las refinerías y el negocio de transporte en el segundo cuartil de los estudios de competitividad de empresas internacionales aplicables a cada negocio, en el año 2005.

**Desarrollar el mercado del gas natural:** Satisfacer la demanda interna y ser exportador de gas natural en el año 2005.

**Mejorar la eficiencia administrativa y operativa de la empresa:** Al finalizar 2003 deberán estar implementadas las "estrategias horizontales" definidas por la alta administración para mejorar la eficiencia operativa y administrativa y asegurar una óptima interacción entre el Corporativo y las áreas de negocio. Estas estrategias son fundamentalmente el Proyecto Sensor y la Administración Basada en Valor o Proyecto EVA.

El desarrollo de estos retos se sintetiza en las estrategias que se han de implementar en el período 2002-2006 en los negocios de exploración y producción, refinación y mercadeo, transporte y comercio internacional y gas. A continuación se resumen esas estrategias, y finalmente se analizan algunos resultados económicos y financieros del desarrollo del plan a largo plazo.



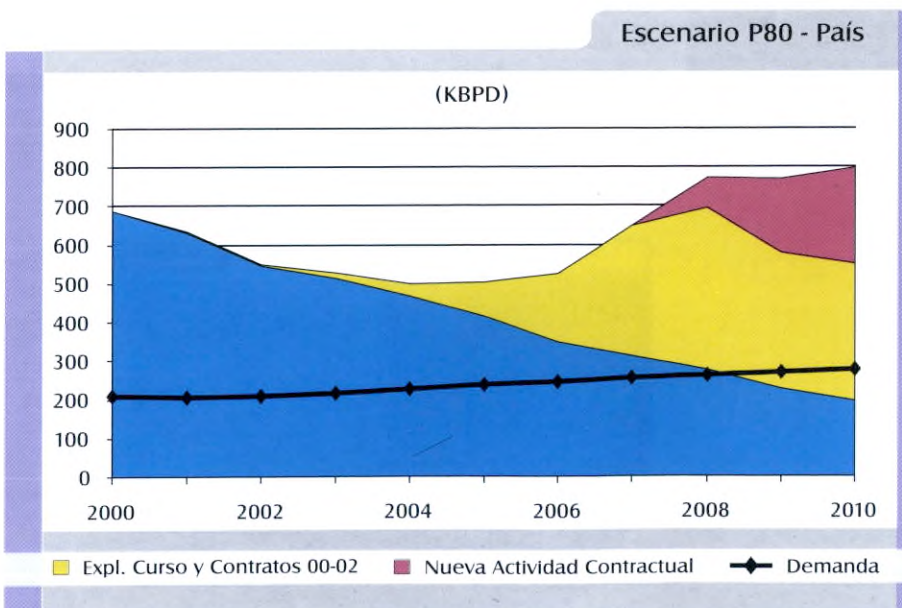
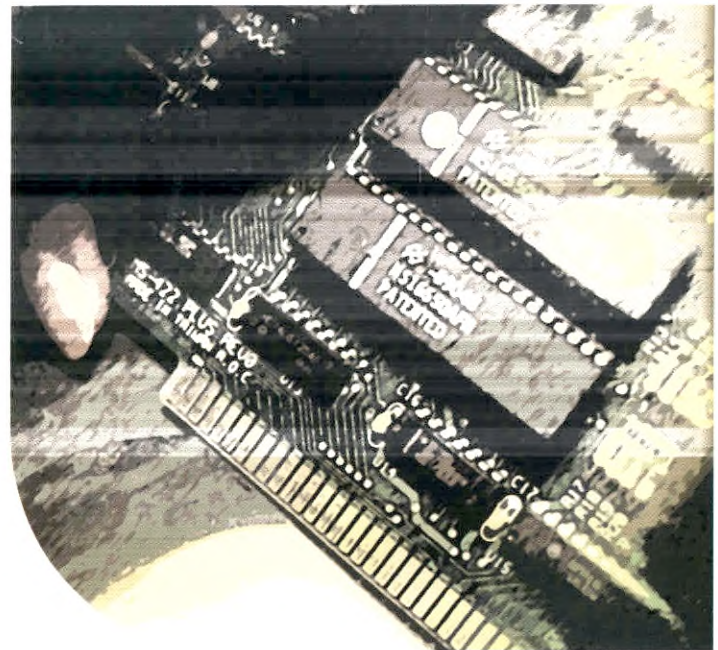
(1) *Downstream* es la palabra en inglés para denotar, dentro de la industria petrolera, a las actividades de refinación, transporte de productos, mercadeo y ventas.

## ESTRATEGIAS EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Es sabido que Colombia es un país con un alto potencial de reservas de petróleo y gas. Este ha sido uno de los pocos países donde se han logrado descubrimientos de campos gigantes, lo que abre la posibilidad de desarrollar grandes prospectos en exploración y producción. Gracias a la reactivación exploratoria que comenzó en el año 2001, se han generado proyectos exploratorios que permitirán adicionar nuevas e importantes reservas de petróleo y gas al país. Para esto se tiene previsto un presupuesto total para el período 2002-2006, de US\$2.312 millones, distribuido en las actividades de exploración y producción.

De esta forma, la estrategia de exploración y producción persigue el logro del escenario que se ilustra en el gráfico, también llamado escenario P80. Este está conformado por tres componentes básicos que integran la curva de producción total del país. En orden de certidumbre estos son: la producción proyectada de las reservas probadas actuales; la producción de los posibles campos que podrían resultar de los prospectos actualmente en etapa de exploración, y la producción estimada de la nueva actividad exploratoria que se desarrolla en los próximos años, resultante de la actividad contractual del año 2002 en adelante.

La línea negra del gráfico muestra el equivalente en volumen (miles de barriles por día) de crudo de la demanda nacional de hidrocarburos. De esta forma se ilustra que con las reservas actuales, y esa estimación de demanda, es posible asegurar la autosuficiencia de hidrocarburos del país hasta el año 2008, pero que con la producción estimada de los prospectos actuales y los nuevos hallazgos la autosuficiencia está garantizada para toda la década.





## LA ESTRATEGIA EN REFINACIÓN Y MERCADEO

Tres grandes proyectos se desarrollarán en el negocio de refinación y mercadeo para cumplir con el reto asociado al *downstream*: el Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena (PMD), la optimización de las refinerías y el desarrollo de la petroquímica. El monto de inversiones de la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo para el período 2002-2006 ascenderá a US\$911,6 millones, este rubro no incluye la inversión estimada de terceros en el PMD.

### El Plan Maestro de Desarrollo de la Refinería de Cartagena

El Plan Maestro de Desarrollo (PMD) consiste en la modernización y expansión de la refinería de Cartagena para aumentar su capacidad de refinación de 75.000 a 140.000 barriles de crudo por día. Los productos serán distribuidos principalmente en los mercados locales y los excedentes se destinarán a los mercados de exportación. La ampliación y modernización de la refinería de Cartagena tendrá un costo estimado de US\$630 millones (dólares constantes de 2001).

Con la ejecución del proyecto se logrará: mejorar el posicionamiento competitivo y la rentabilidad a largo plazo, maximizar la eficiencia y la confiabilidad de la refinería, y cumplir con los actuales requerimientos internacionales de calidad para los combustibles.

### Programa de Optimización de Refinerías

El Programa de Optimización del Negocio de Refinación se lleva a cabo bajo un acuerdo de cooperación con Shell Global Solutions (SGS). Tiene una duración de seis años, cuatro años para estudios e implementación y dos años para sostenimiento total del programa.

Este es un programa estratégico que tiene como objetivo incrementar significativamente el rendimiento económico de cada una de las refinerías mediante: primero, el mejoramiento integral de su desempeño, su productividad y su competitividad, y segundo, el uso óptimo de los activos existentes, mínima inversión, y la gestión conjunta entre Ecopetrol y SGS.

El programa estima una inversión de US\$50 millones durante los seis años para implementar mejoras al proceso. Esta inversión será igual a la de reposición de plantas industriales de las refinerías; se busca aprovechar la inversión de reposición con el objetivo de aumentar las capacidades de los equipos y adquirir la mejor tecnología.

### La Alianza para el Desarrollo del Sector Petroquímico

En materia petroquímica, el escenario para Ecopetrol se enmarca dentro de la Política Nacional de Productividad y Competitividad establecida por el gobierno nacional. Su objetivo es elevar la competitividad internacional de la producción colombiana mediante el mejoramiento del entorno en el cual las firmas se desempeñan y toman decisiones, estimulando el uso eficiente de los recursos dentro de las firmas, y promoviendo la localización de las firmas en lugares que les brinden economías externas.

La herramienta establecida para alcanzar los objetivos propuestos la constituye el Programa de Cadenas Productivas, que es coordinado por los Ministerios de Desarrollo, Agricultura, Hacienda, de Comercio Exterior y el Departamento Nacional de Planeación (DNP).





## LA ESTRATEGIA DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Dentro del marco estratégico de Ecopetrol, la Vicepresidencia de Transporte ha estructurado su Plan de Negocio 2002-2006 centrada en ser la mejor opción de transporte de hidrocarburos en el país, tanto de refinados como de crudos, buscando la optimización de los sistemas actuales mediante la incorporación de tecnologías que agreguen valor tanto a Ecopetrol como a la nación. Para esto, el plan de inversiones del área de Transporte para el período 2002-2006 alcanza un monto de US\$192,4 millones. Se desarrollarán programas específicos para el transporte de crudos pesados, la optimización operativa, y la exportación de productos refinados desde Barrancabermeja.



## LA ESTRATEGIA EN GAS

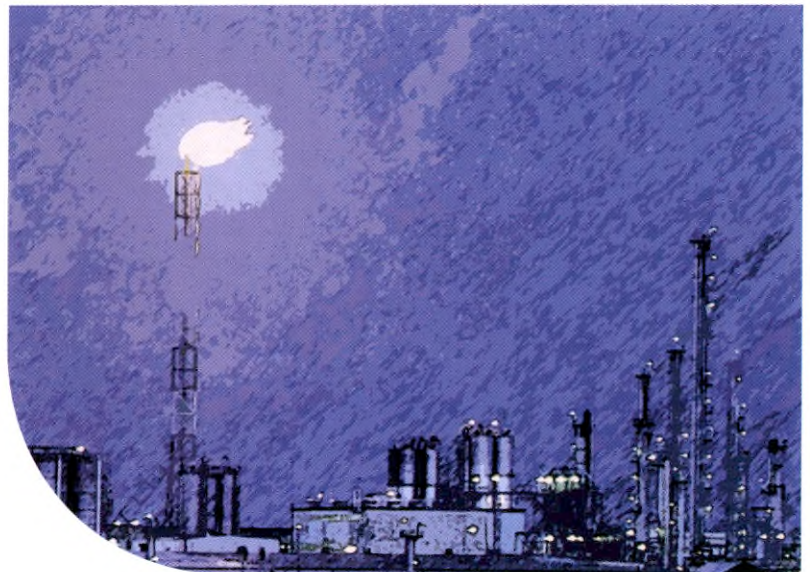
La estrategia en gas busca incrementar el mercado del gas natural a través de acciones de desarrollo de la oferta y la demanda. Para ampliar la oferta, además del incentivo continuo al capital de riesgo en exploración de gas, se dará entrada a los proyectos Catalina y Cusiana, que aumentarán la disponibilidad de gas en el período 2002-2006. Se incentivará la demanda buscando nuevos mercados como la exportación de gas a países vecinos o en proyectos específicos.

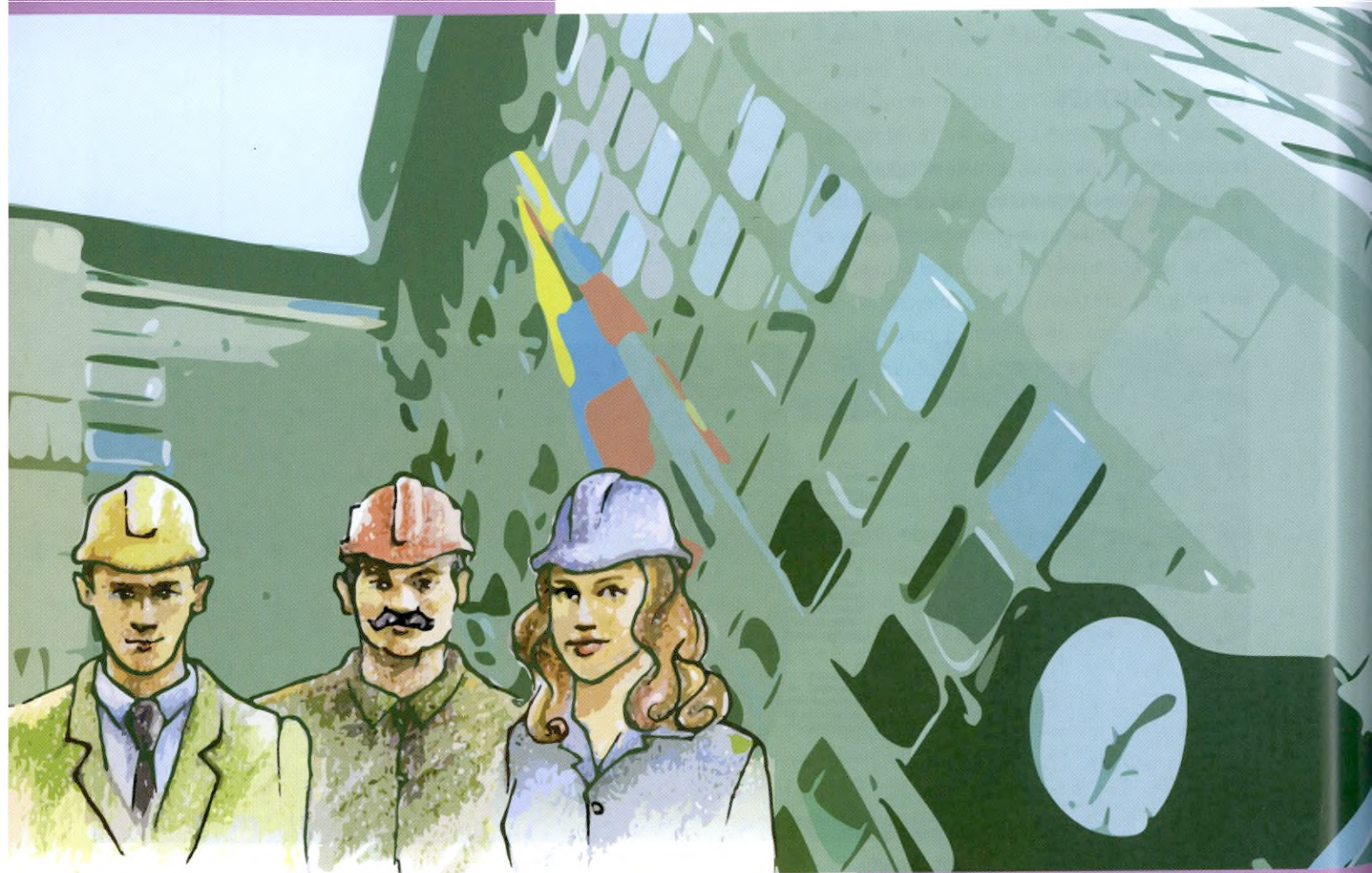
## CONCLUSIONES

El plan de largo plazo es la materialización de muchos años de actividad y aprendizaje de Ecopetrol. Mediante la ejecución de este plan se logrará aumentar la competitividad del negocio del *downstream*, mejorar la eficiencia interna, desarrollar el mercado del gas natural y mantener los aportes al Estado colombiano.

Con el desarrollo de este plan se asegura la autosuficiencia del país hasta más allá del año 2010. Así mismo, la ejecución de este plan de negocios es totalmente viable y financiable, en su mayor parte con generación interna de recursos. De esta forma, la bondad financiera del plan le permitirá a Ecopetrol continuar aportando a la nación ahorro y transferencias en niveles similares a los del último cuatrienio.

El asegurar la autosuficiencia implica que Colombia continuará siendo un país exportador de hidrocarburos durante la década y el sector petrolero continuará siendo un importante componente de la balanza comercial del país.





# PERSONAL Y ADMINISTRATIVA



Durante 2001 la gestión de personal orientó sus esfuerzos a dar continuidad al reto de mejorar la eficiencia administrativa mediante el soporte a los negocios en análisis organizacional, el manejo del cambio cultural en proyectos de alto impacto, el desarrollo de estrategias para optimización de nómina, la estandarización de la normativa corporativa y la racionalización de gastos en servicios de apoyo bajo normas de austeridad.

Así mismo, la gestión integral de personal en Ecopetrol se consolidó como la mejor aliada en los planes y estrategias de la empresa. Igualmente, se efectuó el análisis de los procesos de personal y de algunos administrativos que generó como resultado un modelo de operaciones mejorado para estas áreas, lo cual garantizará una mayor cohesión de sus procesos.

### Recursos Humanos

Se logró un adecuado balance entre la fuerza laboral y su desarrollo enfocado hacia las necesidades de los negocios, un clima laboral satisfactorio y una reducción de los costos frente a las exigencias operativas y administrativas de Ecopetrol, con lo cual se consolidó como una de las empresas colombianas más atractivas en la competencia por el capital humano en el mercado laboral.

Gracias a la estrategia de manejo de planta de personal, la empresa logró una reducción efectiva en sus costos laborales por salarios, prestaciones y cesantías de 5%, al pasar de erogaciones anuales por 402 millardos de pesos en 2000 contra 383 millardos de pesos en 2001.

La administración de beneficios al personal se enfatizó en la importancia de los créditos de vivienda como elemento de compensación, retención y estímulo, que induce mayor responsabilidad del trabajador en su manejo y utilización.

### Asuntos Laborales

La convención colectiva de trabajo 2001-2002 se constituyó en una negociación única por los factores de orden político y social que en ella concurrieron, en la cual predominó el diálogo como mecanismo para la solución del conflicto. Se identificó como una negociación en la que los trabajadores colmaron sus expectativas con la actualización de los beneficios y las prestaciones laborales; Ecopetrol aseguró su viabilidad competitiva con un pacto justo; el sindicato dio un ejemplo de concertación y el país cuenta hoy con una empresa que le garantiza valiosos aportes a su crecimiento y desarrollo.

El proceso negociador reafirmó la autonomía que tiene el gobierno en el manejo de la política petrolera nacional, la autonomía de Ecopetrol en la gestión administrativa y consolidó la instancia de la empresa como la única con autoridad funcional para solucionar el conflicto.

De igual manera, este proceso logró disminuir situaciones que venían caracterizando el manejo de los conflictos laborales, tales como: permanente confrontación, traumatismos en la producción, alto índice de sanciones, negociación en instancias del gobierno, clima laboral deteriorado, incertidumbre de la ciudadanía por la amenaza de parálisis de actividades en Ecopetrol.



En materia de Derechos Humanos se alcanzaron los siguientes logros:

- La Comisión de Derechos Humanos y Paz les brindó todas las condiciones de seguridad y psicosociales a 41 funcionarios que presentaron situaciones de riesgo y les solucionó la situación laboral a 19 de ellos.
- Se promovió la participación de 50 trabajadores y de la Junta Nacional del Sindicato en la asamblea permanente de la Sociedad Civil llevada a cabo en Rionegro.
- Conjuntamente con el sindicato se realizaron talleres de Derechos Humanos y Paz, con énfasis en el análisis de la crisis humanitaria que vive el país, en Barrancabermeja, El Centro, Casabe, Cantagallo, Sabana de Torres y Cartagena, contando con la activa participación de los trabajadores, los dirigentes sindicales y los voceros de la comunidad.

## Gestión Organizacional

La Unidad de Gestión Organizacional trabajó en la construcción del modelo integrado "Ecopetrol una sola Empresa". Basada en este modelo, la unidad asesoró metodológicamente el diseño básico de los esquemas operacionales para la organización de las áreas corporativas de apoyo bajo ese modelo.

En el tema de funcionamiento y organización de entidades del Estado, se inició la documentación de todas las Unidades de Negocio de Ecopetrol y áreas de apoyo, en cuanto a diagnóstico organizacional, modelo operacional (procesos y productos), estructura interna, plan de gestión e indicadores, conformación de la planta de personal y actualización del manual específico de funciones de trabajadores oficiales, cumpliendo con las políticas del gobierno nacional. El avance a 31 de diciembre de 2001 alcanzó 70%.

## Servicios de Salud

Durante el año 2001 la Gerencia de Servicios de Salud se preocupó por dirigir su gestión hacia indicadores de resultados, con lo cual se lograron identificar algunos de los más importantes, como son la satisfacción del beneficiario, los datos de morbi-mortalidad y los aspectos financieros en procura de mejorar los resultados y la eficiencia de los servicios.

El gasto total en salud, sin incluir los medicamentos ambulatorios y hospitalarios, estuvo cuatro puntos por debajo del IPC en salud. Debido a que los rubros que representaron los mayores aumentos fueron los medicamentos, se adelantaron gestiones para obtener estos productos con ventajas comerciales a pesar de la libertad de precios decretada por el gobierno.

Manteniendo la calidad de los servicios, se mejoraron los sistemas de verificación de los gastos, implementando mecanismos de seguimiento continuo de la utilización de los servicios y se invirtieron M\$416,5 en equipos médicos para garantizar la calidad en la prestación de estos servicios.

Se prestó atención médica a todos nuestros usuarios y logramos superar los indicadores de acceso a los servicios de salud del país y de otros países del mundo.



La tasa de mortalidad durante el año 2001 estuvo por debajo de la del año 2000, ya que alcanzó 4,3 muertes por mil. La mortalidad infantil mantuvo los mismos indicadores de los últimos tres años (tres casos); no se presentaron decesos de mujeres embarazadas ni en la población menor de edad (menores de 14 años distintos de la infantil), tasas que por supuesto son muy diferentes a las de mortalidad del país.

Adicionalmente, se llevó a cabo una encuesta que arrojó como resultado un índice de satisfacción de 95% en la que sobresalen los servicios de atención médica, hospitalaria, odontológica y de urgencias.

### Servicios Corporativos

Con la finalidad de brindar a la organización un marco normativo coherente y ajustado a las necesidades y exigencias de la empresa, garantizar el cumplimiento de las disposiciones gubernamentales y agilizar la toma de decisiones, se revisaron y aprobaron, en coordinación con la autoridad funcional, las políticas, normas y procedimientos en temas como: Reglamento de Viajes, Reglamento de Servicios de Salud, Manual de Austeridad: Administración de vehículos y de inmuebles, Procedimiento para: retención en la fuente de ingresos laborales, Manual de Seguros, descuento por pago anticipado de facturas, divulgación por internet de los procesos de contratación y Plan Anual de Compras, entre otros.



Se adoptó nacionalmente una única herramienta para la administración y el control de los viáticos denominada "Viajero", la cual asegura la correcta aplicación de los procesos administrativos, contables y tributarios y la aplicación de la Política de Viajes bajo criterios de austeridad, lo cual representó un ahorro de \$733,6 millones por concepto de alojamiento.

Durante 2001 se adelantaron diversas actividades orientadas a la austeridad en el gasto en las áreas de contratación, administración de vehículos y celulares, administración de áreas y excedentes de equipo capital, con lo cual se obtuvo un ahorro de \$767 millones.

ENTRAD



Se llevó a cabo la apertura de la Oficina de Pensionados en Bucaramanga, para agilizar los procesos de reconocimiento de los beneficios pensionales, logrando con ello el cubrimiento de la población de pensionados radicada en esta zona.

Se desarrollaron talleres con los pensionados enfocados a aspectos tales como derecho de familia, sustituciones y demás conceptos jurídicos que enmarcan la condición de pensionado, y actividades de ocupación del tiempo libre para adultos mayores, obteniendo como resultado frente al aspecto de salud una disminución de la atención de consultas médicas.





# INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO



Durante 2001 el ICP se mostró como pieza clave en el engranaje necesario para el logro de los retos estratégicos de Ecopetrol y a su vez para la integración tecnológica en la empresa. De esta manera, registró dos importantes logros que pusieron de presente la calidad de su gestión y fortalecieron su futuro inmediato dentro de la visión corporativa de Ecopetrol, como "una sola empresa".

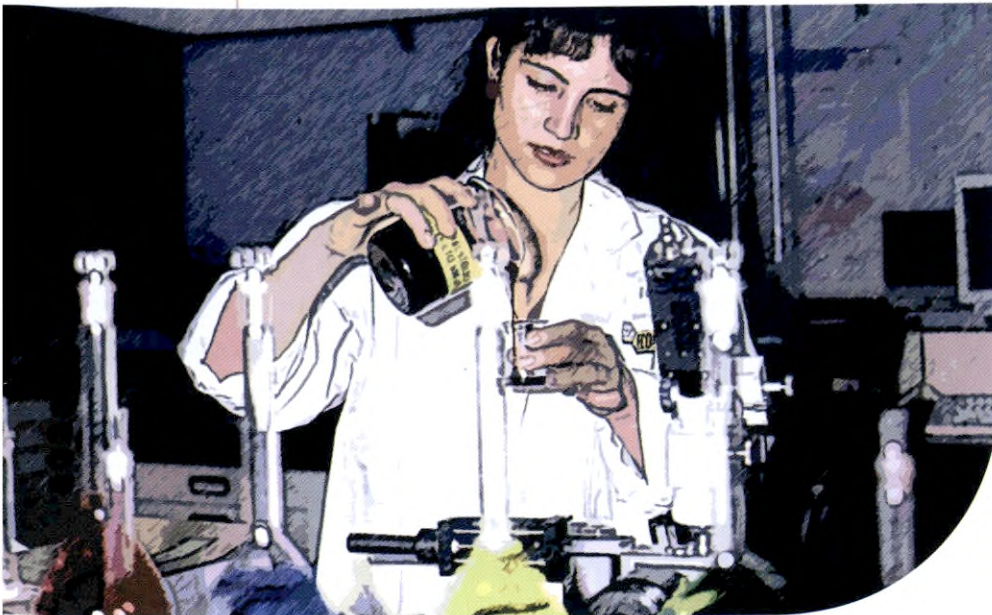
Por un lado, a mediados del primer semestre del año se logró el aval de la gestión de los procesos bajo los parámetros de la Norma ISO 9001, lo que significó la certificación del sistema con el siguiente alcance: "Diseño, desarrollo y aplicación de soluciones tecnológicas mediante proyectos de investigación aplicada, servicios técnicos especializados, pruebas y ensayos de laboratorio y planta piloto; y análisis e interpretación de resultados, para el sector de petróleo y gas".

Por otro lado, se realizó un estudio con una firma consultora internacional para determinar la importancia de la tecnología en Ecopetrol y el papel del ICP, el cual enfatizó la necesidad de posicionar el tema tecnológico en la empresa y fortalecer la interacción y aprovechamiento del Instituto por parte de los negocios. Como resultado, surgió un modelo de gestión tecnológica orientado hacia un ordenamiento estratégico y una mayor integración de las actividades tecnológicas, con la definición de líneas de investigación de interés estratégico.

## EXPLORACIÓN

El apoyo a la exploración en el Instituto Colombiano del Petróleo representó el inicio de una nueva etapa de desarrollo, en la cual su capacidad tecnológica intensificó su apoyo a Ecopetrol y a la industria petrolera nacional.

Empresas como Braspetro, Hocol, Sipetrol, Nexen, Unión Temporal Rancho Hermoso, Alberta Energy, GAPS, vieron en el ICP una posible solución a sus problemas tecnológicos. Mediante el establecimiento de equipos de trabajo y metas concretas se realizaron estudios de modelamiento de subsuelo, mejoramiento de la imagen sísmica y modelamiento geoquímico.

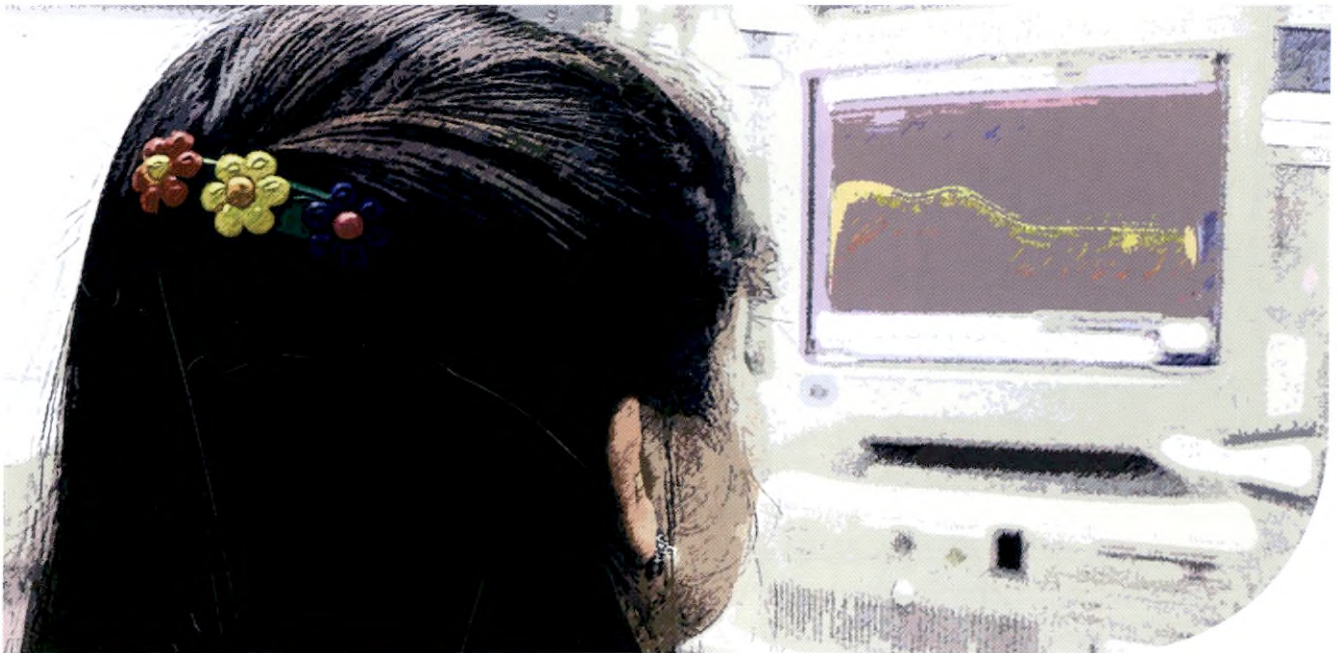


En geoquímica se realizaron trabajos de caracterización de crudos y rocas madres y se intensificó la labor en proyectos de modelamiento de procesos de generación y expulsión. Igualmente, en asocio con la Vicepresidencia de Exploración, se llevó a cabo el primer proyecto de geoquímica de superficie del ICP, ubicado en la parte sur de la cuenca Valle Superior del Magdalena.

En materia de preservación de información y geología básica, la Litoteca Nacional se consolidó como el más importante depósito de información de rocas en Latinoamérica. Este año se firmó un convenio con Ingeominas que permitirá que todas las muestras geológicas del país sean preservadas y administradas en el ICP.

## PRODUCCIÓN

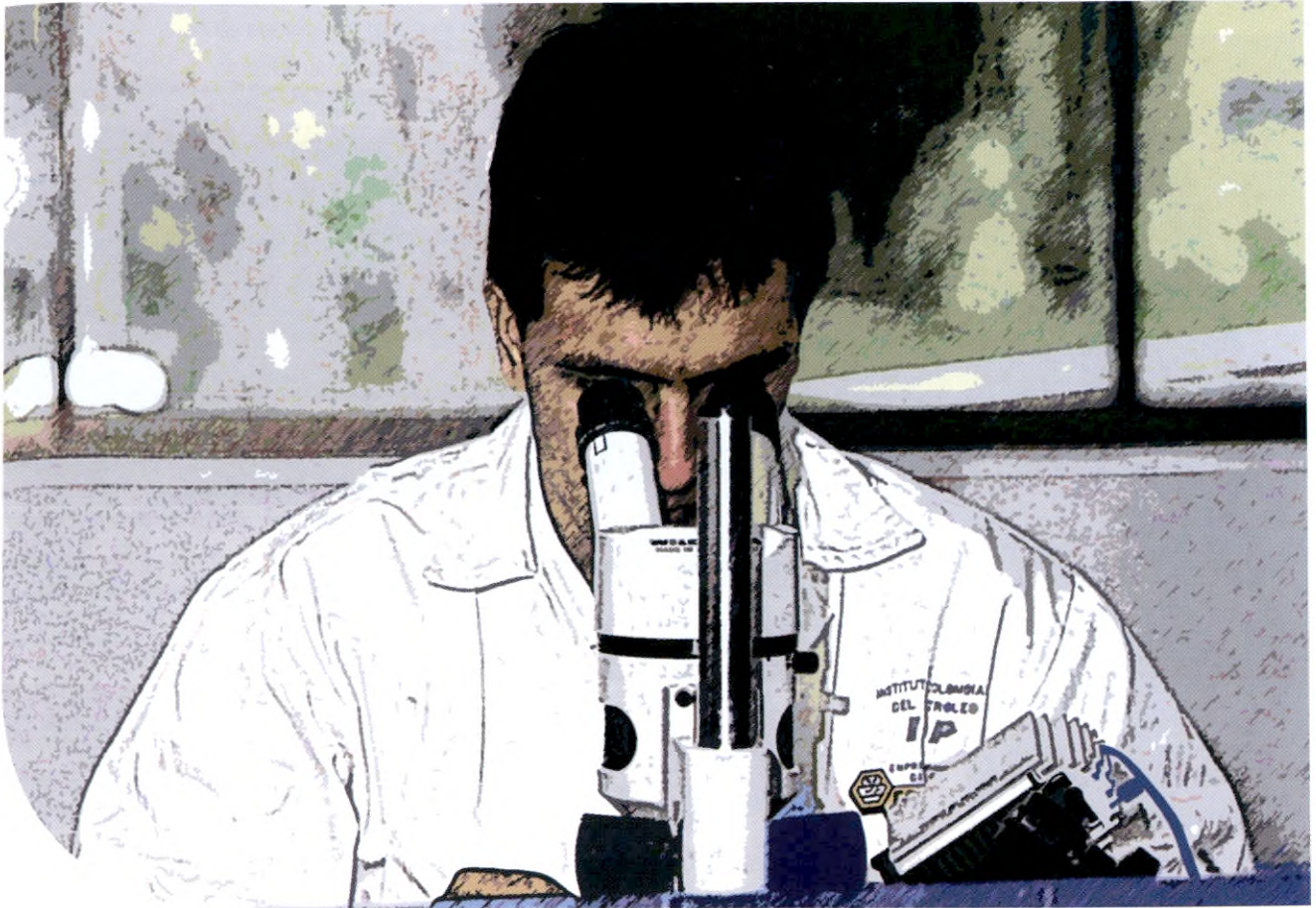
El reto de contribuir a optimizar la extracción de hidrocarburos en Ecopetrol, motivó la realización de proyectos conjuntos orientados a prevenir y remediar los daños en la formación, aplicar tecnologías y estudios especializados que permitan evaluar el comportamiento actual y futuro de los campos y realizar estudios integrados de caracterización incorporando tecnologías consideradas como emergentes (sistemas inteligentes).



### Daños a la Formación

Desde 1996 BP diagnosticó una severa pérdida de producción asociada a una alta declinación en los pozos de Cusiana, lo cual fue atribuido principalmente a problemas de taponamiento o bloqueo de los pozos productores como consecuencia de la precipitación de incrustaciones inorgánicas, principalmente carbonato de calcio. Como estrategia para atenuar la pérdida de producción, BP-Amoco desarrolló un programa masivo de tratamientos de inhibición y de estimulaciones ácidas, por un costo de US\$25 millones.

Utilizando análisis nodal, el ICP desarrolló y probó con éxito una nueva metodología para análisis pozo a pozo, de daño de formación y la cuantificación del impacto real de pérdida de producción causada por las incrustaciones inorgánicas en Cusiana.



Se desarrolló una evaluación histórica de desempeño de pozos y un estudio de daños de formación.

El impacto económico para el operador implica la reducción de aproximadamente US\$5 millones anuales como consecuencia de la disminución del número de pozos que deben ser inhibidos y/o estimulados.

### Tecnologías de Producción

Ecopetrol-BP-Total y Triton consideraron evaluar las opciones futuras para optimizar la explotación de los campos de Cusiana y Cupiagua y simular el comportamiento de estos yacimientos.

Se apoyó técnicamente la evaluación de la inyección de nitrógeno, dióxido de carbono, gas natural y flue gas. Este estudio, junto con el modelamiento y simulación composicional, permitirá definir exitosamente el incremento de los factores de recobro y el mantenimiento de presión de los campos.

### REFINACIÓN

Se destaca el acuerdo que se estableció con la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo para definir el rol del ICP como soporte tecnológico dentro del Programa de Optimización de Refinerías. Este rol consiste en el apoyo técnico con especialistas para su desarrollo y en el fortalecimiento o la creación de competencias y capacidades para brindar apoyo a la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo en la sostenibilidad y mejoramiento de los beneficios logrados a través de las diferentes propuestas resultantes en el programa. En el acuerdo también se estableció que el ICP debe liderar las estrategias de aseguramiento de información y conocimiento.

Además de la dedicación al Programa de Optimización, se destaca la generación de soluciones tecnológicas que se aplicaron exitosamente en las refinerías de Ecopetrol. Algunas de estas soluciones comenzaron a entregar importantes beneficios de tipo económico y ambiental muy rápidamente, como por ejemplo, el diseño y aplicación de sistemas de contacto para mejorar la calidad de las cargas de crudo y de los productos, y el apoyo al proyecto de automatización de la refinería de Barrancabermeja.



## TRANSPORTE

Las soluciones tecnológicas cuentan con un alto componente interdisciplinario, por lo que convocan la participación de las áreas operativas de varios negocios de la empresa, logrando resultados de alto impacto, como el proyecto de exportación de excedentes de nafta de la refinería de Barrancabermeja y el transporte de crudo Castilla para la exportación de los primeros 250.000 barriles.

En cuanto al proyecto de exportación de nafta, el reto fue recuperar una infraestructura inactiva y cambiar el uso de oleoducto a poliducto, 459 kilómetros de tuberías terrestres y 16,5 kilómetros de una línea submarina de 24 pulgadas de diámetro. Lo anterior debido a la producción de excedentes de nafta en la refinería de Barrancabermeja que generó dificultades de almacenamiento a causa de la baja disponibilidad de tanques para productos y por consiguiente podía haber ocasionado una disminución de la carga a refinación. La readecuación de la tubería —un activo de US\$13 millones que estaba inactivo— permitió que Ecopetrol entrara en el mercado internacional de estos refinados.

Conjuntamente con las áreas operativas de la Vicepresidencia de Transporte y la Vicepresidencia de Refinación y Mercadeo, el ICP logró con éxito la limpieza interna de esas tuberías y tanques mediante la aplicación de una tecnología integral, que permitió obtener ahorros significativos ya que se consiguió rehabilitar líneas antiguas para el transporte de refinados, sin ocasionar impacto ambiental adverso al ecosistema, y al mismo tiempo evitó la construcción de tuberías nuevas para cumplir idéntica función, lo que hubiera demandado grandes inversiones, que en un momento dado habrían comprometido la rentabilidad del proyecto, generando a cambio ingresos incrementales anuales para la empresa de US\$40.000, para una movilización de 10.000 barriles diarios de producto.





### Exportación de Crudo Castilla

Un cargamento de prueba de 250.000 barriles de crudo Castilla, que completó su despacho a un productor de asfaltos en Estados Unidos en noviembre de 2001, se convirtió en la primera oportunidad concreta de comercializar los crudos pesados colombianos en el exterior.

El transporte de este crudo a lo largo de casi 900 kilómetros, atravesando la cordillera Oriental con pendientes de más de 3.500 metros de altura sobre el nivel del mar, resultó un éxito y demostró que finalmente este factor desempeña un papel importante, pero no constituye un obstáculo dentro del desarrollo comercial de los crudos pesados.

Para superarlo se constituyó un grupo interdisciplinario de Ecopetrol en el que trabajaron conjuntamente personal de las Vicepresidencias de Transporte, Exploración y Producción, Refinación y Mercadeo, Comercio Internacional y Gas, y el ICP.

Esto también conllevó una serie de acuerdos con Ocesa y la asociación Cravo Norte, para demostrar, con cálculos técnicos, que la prueba era factible. Así se logró el primer envío el 6 de septiembre, el cual llegó a puerto el 20 de septiembre.

Los resultados de la prueba fueron exitosos, y concluyeron con tres envíos que conformaron el primer cargamento de una variedad de crudo que comienza a abrirse paso en el mercado internacional.







# RELACIONES EXTERNAS



Durante el año 2001 la gestión de Relaciones Externas de Ecopetrol se orientó hacia el desarrollo de estrategias que propenden a la construcción de capital social en nuestras comunidades de influencia, y se efectuaron procesos de organización y afianzamiento del esquema de regionalización de la gestión social, tanto en el ámbito interno en Ecopetrol como en el sector petrolero.

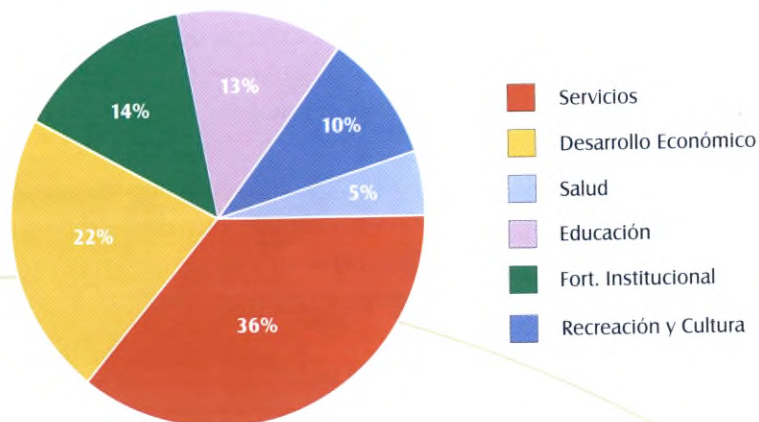
Este reto implicó estructurar nuevos esquemas funcionales de gestión y procesos de interrelación con las compañías asociadas que operan en las diversas regiones que se definieron en la estrategia de regionalización.

La dinámica social de nuestro país planteó escenarios de gran complejidad, riesgos e incertidumbres alrededor de las zonas de operación petrolera. Este hecho implicó desarrollar estrategias tendientes al mejoramiento de la confianza, a reconstruir el tejido social y a fortalecer la institucionalidad del Estado en nuestras regiones.

Durante este año los programas de inversión social gestionaron un total de \$59.883 millones. Por un lado, los recursos aportados por el sector petrolero ascendieron a \$16.384 millones, de los cuales 74,2% fueron financiados por Ecopetrol a través de sus Gerencias Operativas y de los contratos de asociación, y el restante 25,8% corresponde a los aportes de las compañías asociadas.

Por otro lado, los recursos aportados por otras instituciones, Organizaciones No Gubernamentales (ONG), fondos de cooperación, gobiernos locales, regionales y comunidades ascendieron a \$43.499 millones que representan 72,6% del valor total de los proyectos sociales.

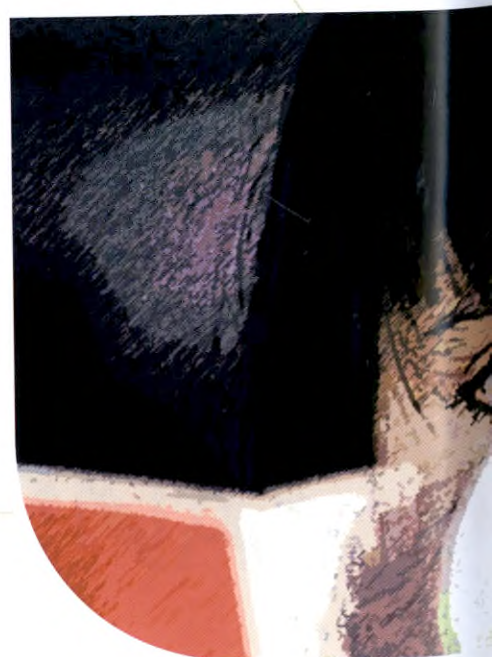
Estos programas de inversión social beneficiaron a 200 municipios y se ejecutaron diversos proyectos de Desarrollo Comunitario, Fortalecimiento de la Educación, Salud, Servicios Públicos (vías, electrificación, acueductos y alcantarillados rurales), Desarrollo Económico, Fortalecimiento de la Institucionalidad y Gobernabilidad Local y Regional y Fomento de la Recreación y Cultura.



### DESARROLLO TERRITORIAL

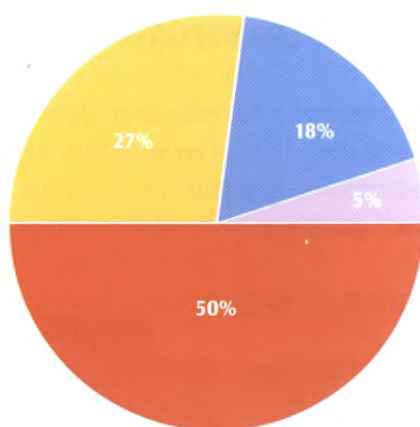
Como apoyo al desarrollo territorial se adelantaron acciones para promover la participación comunitaria y el control de lo público. Se realizaron 24 acciones de capacitación, logrando orientar a Concejos municipales, Asambleas departamentales, Juntas de Acción Comunal, entidades de control y estudiantes universitarios, en cuanto a los derechos que poseen las entidades territoriales por regalías originadas en la extracción de hidrocarburos y gas del subsuelo. Así mismo, sobre el deber que tiene el administrador público de dar a estos recursos la destinación específica señalada en la ley.

En unión con la Contraloría General de la República se constituyeron los Comités de Vigilancia Ciudadana (CVC), en el ámbito de los departamentos que reciben 80% de estos recursos. De esta manera se implementaron los CVC en doce departamentos: Antioquia, Bolívar, Casanare, Cesar, Córdoba, La Guajira, Huila, Meta, Norte de Santander, Santander, Sucre y Tolima.



## REGALÍAS

Las regalías representan el pago a favor del Estado por la extracción de recursos naturales no renovables. En 2001 se generaron 1.642 millardos de pesos por este concepto.



- Departamentos Productores
- Fondo Nal. de Regalías
- Municipios Productores
- Municipios portuarios

Departamento	Total 2001
Antioquia	41.177,7
Arauca	127.226,0
Atlántico	58,5
Bolívar	25.113,2
Boyacá	8.624,0
Casanare	829.544,3
Cauca	3.017,6
Cesar	3.712,7
Córdoba	28.410,1
Cundinamarca	18.600,6
Guajira	92.198,6
Huila	139.896,8
Magdalena	13,2
Meta	138.658,0
Norte de Santander	10.984,7
Nariño	5.782,6
Putumayo	23.238,2
San Andrés Islas	140,2
Santander	70.717,1
Sucre	31.428,6
Tolima	43.205,9
Valle	146,0
<b>Total</b>	<b>1.641.894,5</b>

(Millones de Pesos - M\$)





## IMPUESTO DE TRANSPORTE

En 2001 se generaron 11.821 millones de pesos por impuesto de transporte, que se paga a los municipios no productores por cuyo territorio se transporta petróleo y gas a través de oleoductos y gasoductos.

Departamento	Total 2001
Antioquia	39.519,7
Arauca	160.785,8
Bolívar	508.307,8
Boyacá	570.355,7
Casanare	706.866,1
Cesar	782.908,5
Cundinamarca	346.946,9
Huila	586,6
Magdalena	543.307,9
Meta	576.394,3
Norte De Santander	1.352.230,1
Nariño	735.418,1
Putumayo	107.502,7
Santander	4.187.878,3
Sucre	928.244,7
Tolima	274.376,6
<b>Total</b>	<b>11.821.629,8</b>

(Miles de Pesos)

## ESTRATEGIA DE REGIONALIZACIÓN

Con el propósito de unificar criterios y lineamientos de relación con el entorno y mantener un esquema de cooperación en el sector petrolero, se agruparon las compañías petroleras en siete zonas geográficas: Centro, Huila, Sur, Magdalena Medio, Nororiente, Llanos y Caribe.

Con cada una de ellas se implementaron procesos de planeación estratégica para identificar los problemas críticos comunes a la operación petrolera, se priorizaron y definieron las estrategias y programas para desarrollar conjuntamente con las compañías asociadas.

Durante este año se obtuvieron los siguientes logros:

- Definición del marco conceptual de la estrategia
- Desarrollo de 5 talleres de planificación estructurada
- Participación de 14 compañías asociadas
- Intercambio de información sobre programas sociales liderados por Ecopetrol

## PLANES DE ACCIÓN REGIONAL

Así mismo, se desarrolló un esquema de organización regional de la gestión de relaciones externas en el cual se agruparon los procesos de gestión social en regiones: Magdalena Medio, Occidente, Nororiente, Llanos, Sur y Centro, como base de la estructura de gestión social de la Dirección de Relaciones Externas. Dicho modelo se implementó para atender los procesos de relación con el entorno con cada una de las Gerencias Operativas ubicadas en las respectivas regiones.

En este año se fortalecieron los Planes de Acción Regional de Magdalena Medio, Catatumbo y Putumayo, con la finalidad de impulsar programas y proyectos con impacto regional concertados con la comunidad, los gobiernos locales y territoriales y las instituciones que operan en las zonas, para generar oportunidades de desarrollo integral y sostenible, además, facilitar la participación y gestión de las organizaciones comunitarias y las administraciones públicas en procura de mejorar las condiciones de vida de los pobladores de nuestras regiones de interés.



Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

### Región Magdalena Medio

El Programa de Desarrollo y Paz del Magdalena Medio busca mejorar las condiciones de pobreza y lograr la convivencia ciudadana en un marco de desarrollo humano sostenible y de dignidad de la vida, que llega a las comunidades de 29 municipios del Magdalena Medio, Santander, sur de Bolívar, sur del Cesar y Magdalena Medio Antioqueño. Cuenta con el respaldo del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, PNUD, y el gobierno nacional, con dineros de crédito del Banco Mundial, además de otros recursos de cooperación internacional, gobiernos extranjeros y empresas privadas para el desarrollo de proyectos específicos.

El programa lleva cinco años de funcionamiento, ha beneficiado a más de 10.000 personas en la región e impulsado 82 iniciativas de las comunidades en las áreas de comunicación, educación, desarrollo institucional, producción rural, comercialización, construcción de lo público, pesca, medio ambiente, minería y producción urbana, cuya inversión asciende a M\$16.700.

El proyecto más importante de los últimos tiempos en Barrancabermeja es el de fabricación de partes, que se gestó cuando se cambiaron los proveedores internacionales por talleres de metalmecánica local, a los que se les compra actualmente \$1.700 millones en piezas y repuestos. Esta experiencia implicó la capacitación de 245 personas con una inversión de \$350 millones y la inyección de recursos por \$100 millones en aseguramiento de calidad, lo que arroja como resultado una pequeña y mediana empresa - Pyme certificada en Normas de Calidad y treinta y nueve en proceso de certificación. Además de ser una fuente importante de empleo para la zona del Magdalena Medio, el proyecto permitió ahorros por \$4.600 millones por concepto de importaciones y la reducción de 16 a dos semanas del tiempo requerido para disponer de un equipo.



## Plan para Putumayo

Con el fin de generar espacios de diálogo para consolidar redes de cooperación y confianza y una permanente comunicación entre la comunidad, las instituciones y la industria, en la región del sur (Putumayo, Nariño) se inició un proceso de información y sensibilización con las instituciones y las comunidades de 40 veredas de los municipios de San Miguel, Valle del Guamuez, Orito, Puerto Asís y Puerto Caicedo, así como con 360 representantes del sector educativo, de las administraciones y Concejos municipales. Este proceso se efectuó mediante talleres veredales, escolares e institucionales.

Posteriormente se desarrollaron encuentros veredales con las comunidades y las instituciones para efectuar un proceso de planificación participativa por objetivos, con la finalidad de planear, identificar y formular conjuntamente los proyectos prioritarios para las comunidades, y poder así canalizar todos los esfuerzos y recursos de gestión municipal hacia dichos requerimientos.



De este proceso se firmaron con estos municipios 60 convenios de cooperación por un valor de M\$1.300, igualmente cinco convenios con la Gobernación del Putumayo y un convenio interinstitucional con Invias para el mejoramiento de la vía Santa Ana- San Miguel.

También se inició un proceso de formación a líderes institucionales y comunitarios del Putumayo en los temas de resolución pacífica de conflictos, formulación y fuentes de financiación de proyectos, cultura empresarial y proyectos productivos, y atención primaria en salud.



De otra parte, con la compañía Alberta Energy se adelantaron 50 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, en el municipio de Orito, con una cobertura de cinco veredas y dos cabildos indígenas, los cuales se desarrollaron sin ningún inconveniente gracias al proceso de gestión social realizado durante el proyecto. Para ello se vinculó a la comunidad como autora del estudio de Impacto Ambiental, se planificaron los proyectos dentro del criterio regional de ordenamiento territorial, la gestión social se enmarcó dentro de los planes de desarrollo del municipio, del departamento y los planes de vida de las comunidades étnicas, se hizo una formulación conjunta de estrategias de manejo de los impactos, hecho que se dio debido al proceso de conocimiento y aprendizaje mutuo de la región.

Con ello se logró no sólo viabilizar el proyecto sísmico, sino que se fortaleció la capacidad de gestión institucional en el plano local y regional y la capacidad de las comunidades mediante la autogestión del desarrollo sostenible de sistemas tradicionales de producción y el reconocimiento y fortalecimiento del arraigo cultural de la región.



### Plan para Catatumbo

A pesar de las dificultades que viven los pobladores de la región debido a las acciones violentas y al recrudecimiento del conflicto, la Asamblea Catatumbo Paz y Desarrollo continuó como un espacio de participación, discusión, concertación y reconstrucción del tejido social para fortalecer y contribuir al progreso social y económico de la zona, apoyando las decisiones que se concertaron. Este año se incorporó al proceso a la comunidad indígena motilón-barí para la formulación de su Plan de Vida.

Mediante esta estrategia de acción regional se implementó un proceso de acercamiento e integración comunitaria entre la Fundación Catatumbo y Sismopetrol de Colombia para lograr el buen desarrollo del proyecto sísmico Socuavo 2D.

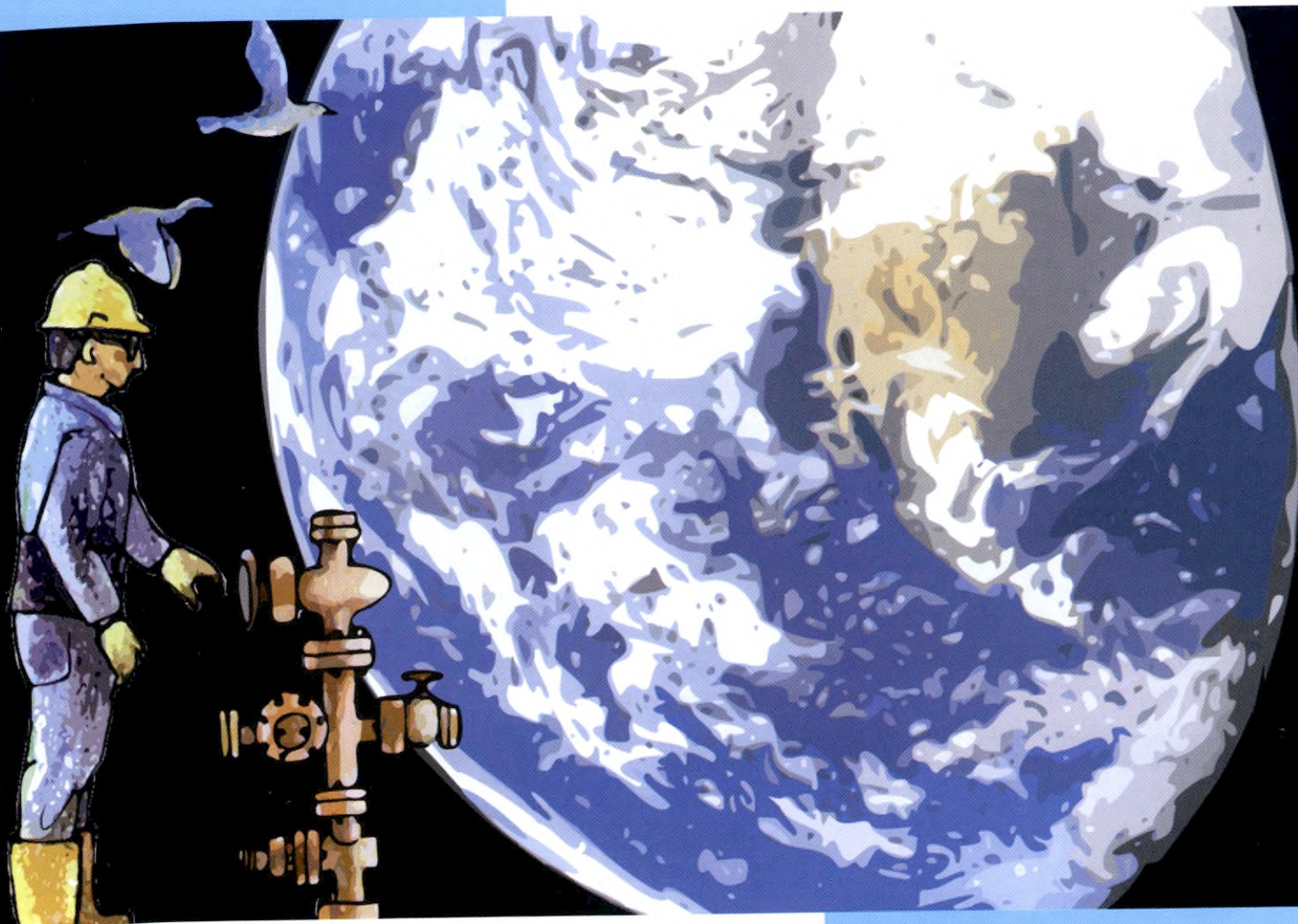
### Monterrey

El modelo de desmarginalización puesto en marcha en Monterrey (Casanare), busca desarrollar una metodología propia y que replique, con el fin de ayudar al mejoramiento sostenible de la calidad de vida de los habitantes y a la construcción de capital social. El modelo se desarrolló en tres fases:

- Recolección y análisis de información de los componentes económico (producción, empleo y estructura presupuestal de la administración), ambiental (espacio público, parques y vías) y humano (confianza, apropiación y participación). Mediante la realización de una serie de talleres se determinaron las variables de marginalidad que hacen parte de cada uno de los componentes de pobreza y se obtuvo como resultado el Muro de la Pobreza, concepto que ubica sobre la problemática real del municipio, su gente, su organización social y sus instituciones.
- Recolección de información específica de las variables del Muro de la Pobreza. A través de talleres se desarrollaron proyectos participativos de embellecimiento del pueblo y se determinó el proyecto de excelencia por parte de la comunidad.
- Proceso de conciliación, donde la comunidad, la administración municipal y el grupo consultor de soporte logran unificar y acordar las estrategias y los proyectos prioritarios que manejen sus debilidades.

Luego se elaboró el Plan de Acción para cada componente con sus políticas y estrategias, constituyéndose el Modelo de Desmarginalización Sostenible como la carta de navegación del municipio para orientar su proceso de desarrollo.





# SEGURIDAD INDUSTRIAL, CALIDAD, AMBIENTE Y SALUD OCUPACIONAL

Durante el año 2001, la empresa continuó con el desarrollo de programas de gestión ambiental encaminados al compromiso de mejoramiento continuo ambiental en todas sus operaciones.

En cumplimiento de la normatividad sobre Planes de Contingencia, se suscribió el Convenio Interadministrativo de Cooperación entre Fonade, Ecopetrol, la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres y la ACP, cuyo objeto es la divulgación y capacitación del Plan Nacional de Contingencias contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas y fluviales, en los comités regionales y locales de prevención y atención de desastres que son área de influencia del sector petrolero.



Se realizaron en 12 departamentos, los talleres de divulgación departamental del PNC, para cumplir así con la totalidad de los departamentos del país en la capacitación respectiva. Como resultado de este proceso, se capacitaron aproximadamente 200 funcionarios de alcaldías, autoridades ambientales (Corporaciones Autónomas Regionales) y departamentos.

Ecopetrol y las siguientes Corporaciones Autónomas Regionales firmaron convenios de cooperación mutua en la gestión ambiental, técnica y administrativa:

- Corantioquia

---

- CAS

---

- Corporinoquia

---

- CDA

Se estructuró la estrategia de optimización del Acuerdo de Cooperación Mutua, para combatir y controlar derrames de hidrocarburos originados por buquetanques e instalaciones petroleras costeras y marinas, entre Ecopetrol y Petróleos del Ecuador (Petroecuador), a través de la cooperación internacional de Arpel dentro del grupo de Planes de Contingencia.

Se realizaron actividades de agilización y conocimiento de trámites en términos de gestión ambiental, para los proyectos de exploración petrolera "off shore" dentro del convenio de cooperación entre Ecopetrol y la Dirección General Marítima, Dimar. Dentro de este convenio y con la participación del ICP se están definiendo proyectos conjuntos para la investigación de tecnologías para atención de derrames en mar. Tales proyectos están enfocados a la aplicabilidad de diferentes tipos de dispersantes en el medio marino colombiano y la utilización de la quema "in situ" como tecnología de atención de derrames costa afuera.

De manera conjunta con la Dirección Jurídica de la empresa se elaboraron las políticas e instrucciones que se han de seguir con respecto a los delitos de naturaleza ambiental contemplados en el nuevo Código Penal (Ley 599 de 2000) que entró a regir en julio del año 2001.

Se preparó el Proyecto de Resolución para el Ministerio del Medio Ambiente por medio del cual se implementa un mecanismo para la notificación y publicación de los actos de iniciación de trámites referidos en el artículo 70 de la Ley 99 de 1993 y en el artículo 30 del Decreto reglamentario 1753 de 1994, y se modifica el procedimiento de liquidación y cobro del cargo por servicios de evaluación y seguimiento de licencias y otras autorizaciones ambientales contemplado en el artículo 8° de la Resolución No. 0912 de marzo de 1999 proferida por el Ministerio del Medio Ambiente.

Se elaboró el Proyecto de Ley por Hurto de Combustible, generador de la contaminación en las áreas en las cuales se encuentra la tubería de Ecopetrol. Fue firmado por el ministro de Hacienda; está para la firma de la ministra de Minas y Energía, para ser enviado al ministro de Justicia quien lo presentará en el Congreso de la República.

Se dio soporte técnico al proyecto "Plan Maestro de Seguridad Industrial de VEP", con el cual se logró una apreciable reducción de costos y se contribuyó a la actualización tecnológica en contraincendio.

Se inició el proyecto para definir los costos ocultos de los accidentes ocurridos en Ecopetrol y unificar el costo de los accidentes con pérdida de tiempo y con primeros auxilios.



En el proceso de estandarización de procesos en Salud Ocupacional, se definió la directriz para el gerenciamiento integral del riesgo en HSEQ, la cual permite identificar peligros, valorar el riesgo y establecer controles en los aspectos de Calidad, Ambiente, Seguridad Industrial y Salud Ocupacional.

Dentro del enfoque de integralidad y mejoramiento continuo en HSEQ (Health, Safety, Environment and Quality), Ecopetrol viene desarrollando de manera sistemática procesos de aseguramiento y gestión de la calidad en sus productos, procesos y servicios.

Como resultado de esta labor, actualmente Ecopetrol cuenta con los siguientes certificados de sistemas de calidad, basados en ISO-9000 y sellos de calidad para productos:



GCB	GRC	VIT	ICP	VEP
ISO - 9002:94	ISO - 9002 - 94 NTC ISO 9000 - 94	ISO - 9002:94		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Turbocombustibles de aviación (A y A1)</li> <li>Queroseno</li> <li>Diesel</li> <li>Disolvente 1 A</li> <li>ACPM</li> <li>Benceno</li> <li>Ciclohexano</li> <li>Polietileno</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Turbocombustibles de aviación</li> <li>ACPM</li> <li>Gasolinas Motor</li> <li>Nafta de exportación</li> <li>Queroseno</li> <li>Arotar</li> <li>Propano</li> <li>Combustóleo</li> <li>Butano</li> <li>Aceite liviano de ciclo (ALC)</li> <li>Azufre</li> <li>IFO</li> <li>Asfalto</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Servicio de transporte del JET-A1</li> </ul>	18 Laboratorios acreditados por la Superintendencia de Industria y Comercio del Mindesarrollo, basados en la ISO - Guide 25 - Sistemas de Calidad para laboratorios de pruebas y ensayos ISO - 9001: 92 (1)	GLL desarrolló e implementó 70% de su Sistema de Gestión de Calidad para Producción.  GCO inició la primera fase de implementación de un modelo de gestión integrada en HSEQ, basado en Control de Pérdidas.  GSU actualizó su modelo de procesos y desarrolló el diseño del sistema de documentación que facilite la integración de los aspectos HSEQ en sus operaciones.
Sello de Calidad (conformidad con Norma) Queroseno NTC - 1653	Sello de Calidad (conformidad con Norma) Queroseno NTC - 1653			
Sello de Calidad (conformidad con Norma) • Queroseno NTCOO - 1653	Sello de Calidad (conformidad con Norma) • Queroseno NTCOO - 1653			



Con ese mismo enfoque se adelantó la primera Medición Corporativa de la Satisfacción del Cliente Externo, donde se evaluó la percepción del mismo en cuanto a los productos, servicios y procesos de Ecopetrol, la cual permitirá el desarrollo de estrategias de mejora orientadas básicamente a los negocios de Producción, Refinación, Transporte, Comercialización y Gas.

Ecopetrol participó en el análisis y comentarios al borrador para el Decreto-Ley Nacional de Calidad, así como con el Ministerio de Desarrollo y la Superintendencia de Industria y Comercio en los talleres para la transición de Normas Técnicas Obligatorias a Reglamentos Técnicos de acuerdo con el proyecto de ley en curso que regulará el Sistema Nacional de Calidad.



En conjunto con las Gerencias Operativas de la empresa se definieron los indicadores de HSEQ corporativos y se coordinó el levantamiento de la información de los indicadores sobre implementación de ISO-900, medición de satisfacción del cliente e indicador corporativo HSEQ del Tablero Balanceado de Gestión de Ecopetrol.

Ecopetrol publicó la Política Integral de Calidad, Ambiente, Seguridad Industrial y Salud Ocupacional e inició el proceso de divulgación e interiorización de la misma en toda la organización.

Con participación de las áreas operativas de la empresa, se desarrolló la herramienta para el seguimiento del cumplimiento legal ambiental de instalaciones y se establecieron las bases para el desarrollo de la misma en los aspectos de seguridad industrial y salud ocupacional. Durante 2002 se complementará con la información del cumplimiento legal ambiental de proyectos.



**Ministerio de Minas y Energía**  
**BIBLIOTECA**

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001357

BIBLIOTECA

Informe anual 2001 / Empresa Colombiana de  
Petróleos (ECOPETROL)

338.209861 E53inf7 Ej.1

FECHA

FECHA

