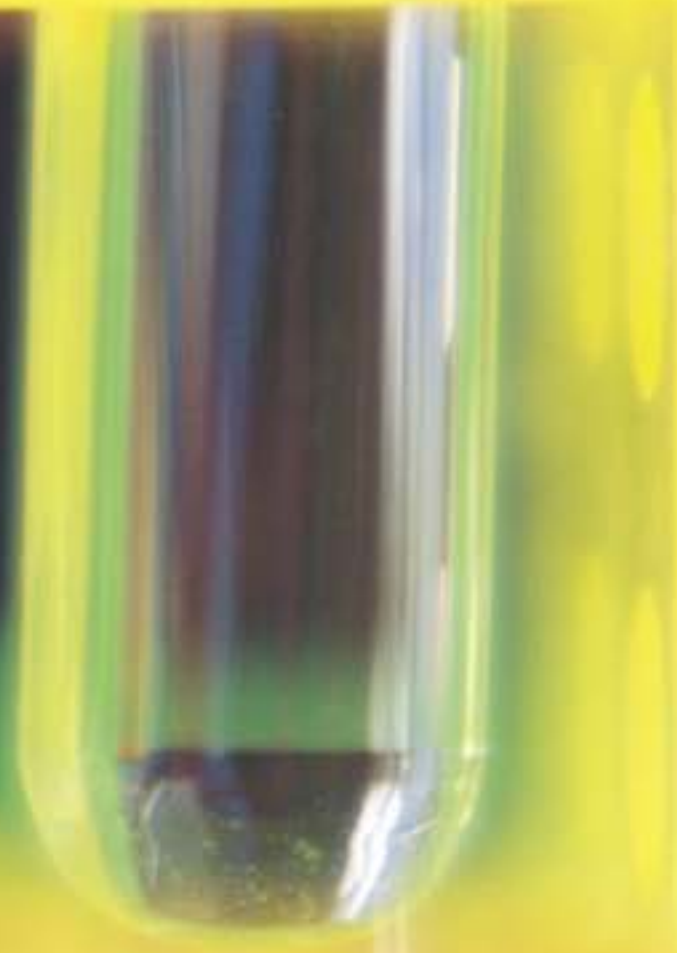
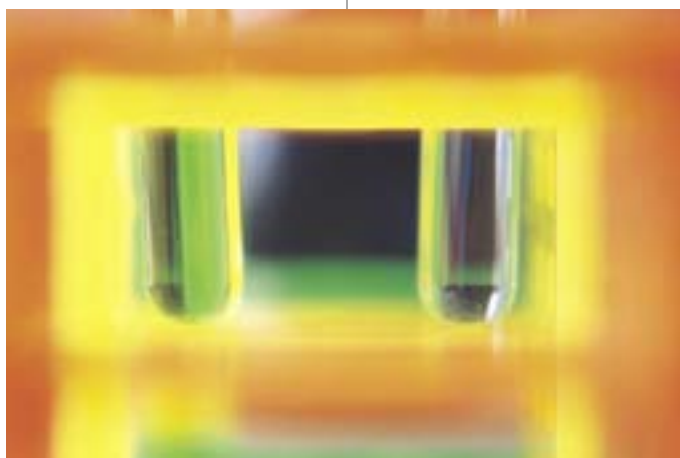


Informe Anual 2003 • Ecopetrol



# 2003 Informe Anual





# :: Informe Anual



2003



República de Colombia  
Ministerio de Minas y Energía

**Ecopetrol S.A.**

---

**Coordinación General**      Comunicaciones Externas

---

**Edición**      Alexandra Santamaría  
Alexandra del Corral

---

**Fotografía Portada**      "Laboratorio Instituto Colombiano del  
Petróleo - Bucaramanga" - Fabio Serrano

**Fotografía**      Fabio Serrano  
Archivo Ecopetrol

---

**Diseño y Diagramación**      Manttis Estudio Ltda.

---

**Preprensa**      Cárdenas Ltda. Preprensa Digital

---

**Impresión**      Panamericana Formas e Impresos

---

ISSN: 1657-7221

Bogotá, D.C. - Junio de 2004

# :: Contenido



2003



Cuadro Directivo	4
Indicadores	5
Presentación	6
Hechos Principales	9
Exploración	10
Producción	18
Refinación y Petroquímica	26
Transporte	34
Suministro y Mercadeo	40
Finanzas	48
Planeación y Riesgos	64
Relaciones Laborales	70
Ciencia y Tecnología	76
Responsabilidad Integral	82

2003



## Cuadro Directivo

### Junta Directiva

#### Principales

Luis Ernesto Mejía Castro                      Ministro de Minas y Energía  
Fabio Echeverri Correa  
Juan Rodrigo Hurtado  
Alejandro Gaviria Uribe  
Marcela Monroy Torres  
Carlos Higuera Escalante  
Andrés Felipe Arias

#### Suplentes

Manuel F Maiguashca Olano                      Viceministro de Minas y Energía  
Roberto Silva Salamanca  
Jenaro A Calle Zapata  
Alejandro Alvarado Boshell  
Enrique Nates Valderrama  
Ignacio Sanín Bernal  
Amparo García Montaña

#### Presidente

Isaac Yanovich Farbaiarz

## Indicadores 2003

Convenciones	
<b>Gbtud</b>	Giga BTU por día (mil millones de BTU, unidades térmicas inglesas)
<b>Gpcd</b>	Gigapiés cúbicos diarios (mil millones de pies cúbicos diarios)
<b>Kbpd</b>	Miles de barriles por día
<b>Kbdc</b>	Miles de barriles por día calendario
<b>Mbls</b>	Millones de barriles
<b>Mbtu</b>	Millones de BTU (unidades térmicas inglesas)
<b>Mpcd</b>	Millones de pies cúbicos por día
<b>Tpcd</b>	Terapiés cúbicos (billones de pies cúbicos)
<b>USD\$/bl</b>	Dólares por barril
<b>EVA™</b>	Generación de valor agregado
<b>FUR</b>	Factor de utilización de las refinerías
<b>GLP</b>	Gas licuado del petróleo
<b>GNV</b>	Gas natural vehicular
<b>IFO</b>	Tipo de combustible para calderas y buques
<b>POR</b>	Programa de Optimización de Refinerías
<b>SIP</b>	Sistema de Información de Personal
<b>TBG</b>	Tablero balanceado de gestión
<b>WTI</b>	West Texas Intermedium, marcador internacional para el crudo de Occidente

<b>Exploración</b>	
Pozos exploratorios A-3	28
Kilómetros de sísmica	3.470
<b>Producción</b>	
Petróleo (Kbpd)	541
Gas natural comercial (Mpcd)	594
<b>Reservas</b>	
Barriles de reserva incorporados (Mbls)	104
Reservas remanentes (Mbls)	1.542
Contratos de asociación firmados en el año	21
Vigentes	105
<b>Refinación</b>	
Carga refinerías (Kbdc)	299,6
Producción total derivados (Kbdc)	283,6
Producción gasolinas (Kbdc)	114,4
<b>Consumo de Combustibles</b>	
Gasolina motor regular-extra (Kbdc)	88,6
Gas natural (Mbtu)	589,4
Consumo diesel (acpm + acpm ecológico) (Kbdc)	66,2
<b>Transporte</b>	
Volumen transportado (Kbdc)	569,4
Total hurtos (Kbdc)	5,7
<b>Exportaciones Ecopetrol</b>	
Volumen (Kbdc)	161,5
Valor (MUS\$)	1.653
<b>Importaciones Ecopetrol</b>	
Volumen (Kbdc)	8,7
Valor (MUS\$)	113
Balanza comercial (MUS\$)	1.543
<b>Resultados Financieros</b>	
Utilidad neta (billones de pesos)	1,59
Activos (billones de pesos)	26,1
Pasivos (billones de pesos)	17
Patrimonio (billones de pesos)	9,2

P r e s e n t a c i ó n

# ::: Presentación

2003

## El Año de la Transformación

El año 2003 será recordado por los cambios en el sector de hidrocarburos de Colombia y de su principal empresa, Ecopetrol, que emprendió una transformación, tanto interna como externa, para ajustarse a sus condiciones de producción, garantizar su viabilidad futura y prepararse para competir con éxito, en igualdad de condiciones, con las demás compañías que actúan en el mercado de Colombia y del mundo.

Tras permanecer 52 años como una empresa industrial y comercial del Estado, en 2003 se decidió modificar su estructura orgánica y convertirla en una sociedad pública por acciones, concentrada exclusivamente en buscar, producir, transportar, almacenar y comercializar hidrocarburos.

Este histórico paso se registró el pasado 26 de junio cuando el Gobierno Nacional, amparado en las facultades especiales otorgadas por el Legislativo, expidió el Decreto 1760 para reformar el sector de hidrocarburos en Colombia.

La transformación liberó a Ecopetrol de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero, que le permitían conceder áreas para la exploración y producción en el territorio nacional. Hoy esa responsabilidad está en cabeza de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El cambio buscó dotar a la empresa de una mayor autonomía para acentuar la visión empresarial y comercial, con decisiones que respondan a criterios de rentabilidad y con la obligación de mostrar resultados por sí misma en un mercado competitivo.

## Gestión Interna

En 2003 también se modificó la estructura interna con el fin de contar con una empresa que pudiese responder adecuadamente a los nuevos retos, lograr una mayor concentración en los negocios, recuperar la gobernabilidad y aplicar un plan de reducción de costos.

Los resultados de la transformación interna se observaron durante todo el año en un nuevo esquema de trabajo basado en la generación de resultados, la incorporación de procesos de selección por meritocracia, el plan de austeridad y una optimización de la nómina acorde con la realidad de la empresa y del país. El balance financiero muestra que el plan de austeridad permitió destinar mayores recursos para inversión, cuyo presupuesto creció 29% frente a 2002.

En lo corrido del año se adelantaron varios programas de capacitación, profesionalización y recomposición de la planta de personal, con el fin de optimizar el funcionamiento de los negocios y promover la participación activa de los empleados en procesos de formación en las áreas en las que se desempeñan, reconociendo de esa forma que el activo más valioso que tiene la organización está representado en su recurso humano.

En ese mismo camino, y con el fin de recuperar la gestión administrativa y flexibilizar algunas formas de contratación, la administración denunció parcialmente la Convención Colectiva de Trabajo y adelantó durante 2003 el proceso de negociación con el sindicato.

Durante el período se cumplieron todos los procedimientos y se agotaron las etapas legales en el proceso de negociación sin que las partes llegaran a un acuerdo definitivo. Un Tribunal de Arbitramento, mecanismo obligatorio para las empresas que como Ecopetrol prestan un servicio público esencial, profirió un laudo a finales del año que dirime el conflicto laboral y que quedaría en firme una vez se resuelva el recurso de nulidad instaurado por el sindicato.

### Inversión Social

La gestión de Ecopetrol en 2003 se tradujo en un mayor aporte para la inversión social y el desarrollo del país, especialmente para aquellas comunidades que habitan en los lugares de operación de la empresa.

Durante el año, Ecopetrol aportó \$30.391,77 millones en forma directa y asociada para proyectos de inversión social en cerca de 250 municipios de todo el país. Se ejecutaron diversos proyectos de formación de la comunidad y de mejoramiento de la infraestructura básica social en educación, salud, servicios comunitarios de agua, energía, gas y vías.

Para continuar con la política de respeto por el medio ambiente y la promoción del desarrollo social, la empresa invirtió más de \$200.000 millones en programas de preservación de las zonas donde mantiene operaciones y en el mejoramiento de la gestión de los recursos naturales.

La explotación de hidrocarburos le permitió girar \$2,18 billones de pesos en regalías a 20 departamentos y 110 municipios, recursos que serán destinados al mejoramiento de la calidad de vida de los habitantes.

### Resultados

En 2003 Ecopetrol obtuvo utilidades netas de \$1,59 billones, las más altas de su historia y 19% por encima de las registradas en 2002. Los resultados financieros le permitieron realizar aportes a la nación por \$5,7 billones y consolidarse como la columna vertebral de las finanzas públicas.

Con precios internacionales de crudo que bordearon los US\$31 por barril en promedio, Ecopetrol obtuvo ingresos por exportaciones de US\$1.653 millones, ligeramente inferiores a los US\$1.722 del año inmediata-

mente anterior. En su labor de comercio internacional, la empresa logró una mayor presencia en el mercado internacional con productos refinados, cuyos ingresos superaron por primera vez el resultado de lo obtenido por ventas de crudo.

A los resultados financieros se sumó el cumplimiento de las principales metas de exploración, como son firma de contratos, la adquisición de sísmica y los pozos exploratorios perforados.

La producción nacional de petróleo descendió a 541 mil barriles por día frente a los 578 mil barriles de 2002, al mismo tiempo que las reservas remanentes cerraron el año en 1.542 millones de barriles. Durante 2003 se incorporaron 104 millones de barriles a las reservas probadas.

La empresa también dio un nuevo impulso al mercado del gas natural con la primera adquisición de sísmica de tres dimensiones en el Caribe, los proyectos de exportación a Venezuela y Centroamérica y la extensión del contrato de asociación Guajira, sin desconocer el logro de las metas en conversión de vehículos y los repuntes en consumo por parte del sector industrial y residencial.

El negocio de refinación tampoco fue ajeno a los récords y en 2003 logró la mayor carga de su historia, con un promedio de 299 mil barriles por día. Se sumaron los resultados en el programa de optimización de refinerías y las inversiones destinadas a mejorar su confiabilidad.

La estrategia para frenar el hurto de combustibles en el país también arrojó resultados en 2003. La reducción frente a 2002 fue del 21% y al tener en cuenta sólo el último trimestre del año la reducción fue del 57%. Gracias al trabajo coordinado con distintos organismos de seguridad y de control del Estado, como la Policía Nacional, las Fuerzas Militares, la Fiscalía y el DAS, las pérdidas por este delito se redujeron de US\$106 millones a US\$80 millones.

Los resultados del año permitieron que la empresa contribuyera a la recuperación de la economía nacional, para beneficio de todos los colombianos, y al desarrollo de las comunidades y de sus trabajadores. Es allí donde cobran sentido y relevancia los resultados obtenidos en 2003. ••

# :: Hechos Principales



Ecopetrol se transformó en una sociedad pública por acciones en junio de 2003 y se concentrará en su labor comercial y empresarial. ::

Los resultados financieros de Ecopetrol en 2003 son los mejores en la historia de la empresa. La utilidad neta alcanzó los \$1.589 millardos, con un crecimiento del 19% frente a 2002. ::

Un tribunal de arbitramento profirió un laudo el 9 de diciembre con el fin de dirimir el conflicto laboral en Ecopetrol y establecer las bases de la nueva Convención Colectiva de Trabajo. ::

Ecopetrol confirmó la presencia de hidrocarburos livianos en la formación barco en la región norte del Piedemonte llanero, con la perforación del pozo Gibraltar 1. De esa manera se abrió una nueva frontera exploratoria de alto potencial en Colombia. ::

Las refinерías de Barrancabermeja y Cartagena lograron una carga récord de 299,6 miles de barriles por día calendario en 2003. ::

El hurto de combustibles en Colombia presentó una disminución del 20,5% en 2003, con respecto a 2002, al pasar de 7.270 bpd a 5.777 bpd. ::

En el 2003 se exportaron 32 millones de barriles de refinados que, comparados con los 29 millones que se vendieron al exterior en 2002, representan un crecimiento del 8,6%. ::

El consumo de gas natural vehicular, GNV, aumentó 49,9% con respecto a 2002. El número de vehículos convertidos en el año fue de 11.553, superior a la meta del gobierno de 10.000 vehículos. ::

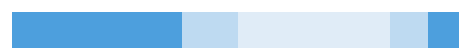




E x p l o r a c i ó n

---

# :: Exploración



---

2003

---



En 2003 se perforaron 28 pozos A3 y 14 pozos de delimitación, resultado superior al registrado en 2002 cuando se perforaron 10 pozos A3 y 5 pozos de delimitación

La actividad exploratoria en Colombia repuntó en 2003, luego de superarse las metas establecidas en cuanto a firma de nuevos contratos, actividad sísmica y número de pozos perforados, con lo cual se avanzó en la búsqueda de reservas de hidrocarburos que permitan mantener la autosuficiencia petrolera.

Durante este año, Ecopetrol firmó 21 contratos de asociación –siete más que los suscritos en 2002–, con un área total de 1'278.695 hectáreas. Doce de esos convenios se firmaron con las compañías más representativas del mundo.

Se perforaron 28 pozos A3 y 14 pozos de delimitación, resultado superior al registrado en 2002, cuando respectivamente se perforaron diez y cinco pozos. En cinco de los 28 pozos A3 se obtuvo petróleo en superficie, dando como resultado para este año una relación éxito/fracaso del 18%. La empresa perforó tres pozos A3, de los cuales en dos se obtuvo petróleo en superficie en una relación éxito fracaso de 67%, consolidando así su fortaleza en el conocimiento geológico del país.

Así mismo, las actividades de sísmica sobrepasaron los pronósticos y la meta se superó en 73% debido a que fueron ejecutados 3.470 kilómetros equivalentes de los 2.000 que se habían presupuestado.

Al finalizar el año se encontraban vigentes 105 contratos, agrupados en 101 contratos de asociación, tres Contratos de Participación de Riesgo (CPR) y un contrato especial (Las Monas), el cual fue modificado al incluirse un componente exploratorio (Play Profundo).

En este período se renunciaron 30 contratos con un área de 3'804.444 hectáreas. El balance del año 2003 arrojó que el total de área cubierta por los contratos de exploración y producción (E&P) en el país ascendió a 10'006.722 hectáreas que representan el 9,6% de su área sedimentaria.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), en cumplimiento del Decreto 1760 que transformó el sector de hidrocarburos en el país, verificó el área que se encontraba en exploración por parte de Ecopetrol al momento de la expedición de la norma y determinó dejarle 2'752.114 hectáreas para exploración, representada en 22 bloques.



## Gestión Exploratoria

En el año se incorporaron 104,5 Mbbls de reservas, de las cuales 9 Mbbls corresponden a nuevas reservas descubiertas en asociación. Se destacan 3,5 Mbbls del campo Guando, del contrato Boquerón, halladas en un nuevo yacimiento (Guadalupe Superior). La diferencia, es decir, 95,5 Mbbls, es el resultado de revaluaciones o reclasificaciones de las reservas existentes.

El resultado de Ecopetrol en cuanto al descubrimiento de nuevas reservas se materializó con los pozos Gibraltar 1ST3 y La Cira 1625K. En Gibraltar se perforó un pozo de avanzada, Gibraltar-2, el cual fue productor y estará en pruebas extensas durante el primer semestre de 2004.

La empresa incursionó, además, en la exploración del *offshore*, identificó varias áreas prospectivas y comenzó el registro de 1.100 km<sup>2</sup> de información sísmica 3D en el bloque Bahía, ubicado en la costa caribe.

Indicador	Unidad	Gestión Exploratoria	
		Real 2002	Resultado 31-Dic-03
Incorporación Nuevas Reservas (Comercialidades y Revaluaciones)	Mbbls	114	104,5
Hidrocarburos Descubiertos No Delimitados	Mbbls	125	106,6
Perforación Pozos A3	Un.	10	28
Nuevos Contratos Asociación	Un.	14	21
Sísmica (2D + 3D)	km equiv	2.068	3.470

## Prospección

El año 2003 terminó con cambios técnicos en materia de exploración. Los estudios regionales que se hacen para monitorear la prospectividad del país pasaron a ser una responsabilidad de la ANH y Ecopetrol se concentró en la identificación de oportunidades exploratorias con la implementación de la metodología de los *fair way map*, de la cual se esperan resultados en 2004. Por otra parte, la empresa continuó con una exploración exhaustiva en los 22 bloques que posee, en los cuales se generaron cinco prospectos nuevos y se terminó la revaluación de dos.

## Actividad Sísmica

En cuanto a la adquisición de información sísmica 2D y 3D, se estableció como meta para el año 2003 la obtención de 2.000 kilómetros equivalentes. La equivalencia determina que 1 km<sup>2</sup> de sísmica 3D corresponde a 1,7 kilómetros de sísmica 2D. De los 2.000 kilómetros equivalentes, 1.578 estarían a cargo de las compañías asociadas dentro del cumplimiento de obligaciones contractuales (634,9 km 2D y 555,1 km<sup>2</sup> 3D) y 386,6 kilómetros 2D a cargo directo de Ecopetrol, teniendo en cuenta la asignación presupuestal de US\$23 millones para el año 2003.

Los resultados muestran que la meta país fue superada en 73% al culminar el año, con 3,470 kilómetros equivalentes de sísmica. En lo referente a lo programado por las compañías asociadas, la ejecución superó lo propuesto en 15% (1.819 kilómetros equivalentes). En cuanto a su gestión directa, Ecopetrol cuadruplicó la meta (1.651 kilómetros equivalentes) en razón a que terminó los programas iniciados a finales de 2002, inició la adquisición de la sísmica 2D en el bloque Quebrada Larga y mediante una adición presupuestal incursionó en el *offshore* y comenzó el programa 3D en el bloque Bahía de 1.100 km<sup>2</sup>, de los cuales se registraron 706 en 2003.

Adicional a la adquisición de información sísmica en el inicio del proceso exploratorio, es importante el reprocesamiento de la información existente. En asociación se reprocesaron 3.900 km de información sísmica 2D y Ecopetrol lo hizo en 1.900 km de sísmica 2D y 30 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, con una inversión de US\$1,39 millones y US\$344.000, respectivamente.

## Perforación Exploratoria

El indicador de perforación de pozos de alto impacto (pozos de profundidad superior a los 10.000 pies y con potenciales de reservas superiores a 200 Mbls) que tenía una meta de 5, se cumplió en 84%, por la no culminación del pozo Guarumo, el cual no alcanzó su objetivo exploratorio.



Durante 2003 se firmaron 21 contratos de Asociación y se presentaron seis solicitudes de comercialidad que incorporaron 9 millones de barriles

## Pozos Perforados A3

No.	Contrato -bloque	Compañía	Cuenca	Pozo	Tipo	Observaciones
1	Diamante	Omimex	VMM	Circon-1	A-3	Taponado y abandonado
2	Bicudo	Braspetro	Llanos	Citrino-1	A-3	Taponado y abandonado
3	Alianza	Hocol	VSM	Chachalito-1	A-3	Taponado y abandonado
4	Siriri	Ecopetrol	Llanos	Gibraltar-1ST3	A-3	Productor
5	De Mares	Ecopetrol	VMM	La Cira 1625 K	A-3	Productor
6	Playón	Ecopetrol	VMM	Guarumo-1	A-3	Taponado y abandonado
7	Chipiron	Oxy	Llanos	Cachama A-2	A-3	Taponado y abandonado
8	Pijao	Mcog	VSM	Peñosa-1	A-3	Taponado y abandonado
9	Chipiron	Oxy	Llanos	Mataoscura Sur-1	A-3	Taponado y abandonado
10	Cajaro	Harken	Llanos	Cajaro-1	A-3 Fm. Mirador	Productor
11	Chipiron	Oxy	Llanos	GZ-1	A-3	Taponado y abandonado
12	Chipiron	Oxy	Llanos	Matanegra Oeste-1	A-3	Productor en pruebas extensas
13	Chipiron	Oxy	Llanos	Jiba Norte-1	A-3	Taponado y abandonado
14	Torbellino	Cepsa	VSM	Orquidea	A-3	Taponado y abandonado
15	Doima	Hocol	VSM	Tetuan West-1	A-3	Taponado y abandonado
16	Torbellino	Cepsa	VSM	Gardenias-1	A-3	Taponado y abandonado
17	Abanico	Kappa	VSM	Aleli-1	A-3	Taponado y abandonado
18	Iraca	QRC	CES	Iraca-1X	A-3	En evaluación
19	Maito	Kappa	VSM	Estambul-1	A-3	Taponado y abandonado
20	Alborada	Gulfsands	VSM	Rado-1	A-3	Taponado y abandonado
21	Andino	Nexen	COR	Andino-1	A-3	Taponado y abandonado
22	Caguán	Petrobras	VSM	Espino-1	A-3	En pruebas
23	Niscota	B.P.	Llanos	Niscota-E1	A-3	Taponado y abandonado
24	Acevedo	Sipetrol	VSM	Candelo-1	A-3	Taponado y abandonado
25	Cpi Ortega	Hocol	VSM	Enix-1ST3	A-3	Productor
26	Chipiron	Oxy	Llanos	Rio Viejo-1	A-3	Taponado y abandonado
27	Cosecha	Oxy	Llanos	Cosecha-D	A-3	Preparando registros
28	Chipalo	Oxy	VSM	K-1	A-3	Taponado y abandonado

Prospectos de alto impacto

## Nuevas Comercialidades

Durante el año se presentaron seis solicitudes de comercialidad que incorporaron 9 MBP y, de acuerdo con los criterios de Ecopetrol, no se consideró adecuado participar en el desarrollo de dos de estos nuevos campos: Torcaz, del contrato Bocachico con la compañía Harken, y Laurita, del contrato Tambaqui con la compañía Hupecol. También se decidió no participar en la extensión de comercialidad de los campos Floreña y Matanegra.

Ecopetrol decidió participar en el desarrollo comercial de un nuevo yacimiento en el campo Guando, del contrato Boquerón con la compañía Petrobras, y en la extensión del campo Caño Gandul, del contrato Corocora con la compañía Perenco.

La compañía asociada en el campo La Hocha presentó solicitud de comercialidad el 15 de noviembre de 2003 y la decisión de Ecopetrol de participar o no en el desarrollo del campo se tomará en 2004.

## Actividad Contractual y Nuevos Negocios

Ecopetrol firmó dos *farm out*: uno con Repsol en el piedemonte llanero, en el que Ecopetrol será el operador del contrato Catleya, y otro con Hocol en el Valle Superior del Magdalena, en el que ésta empresa será el operador del contrato Upar.

Contratos de Asociación 2003

Contrato	Compañía	Tipo Contrato	Fecha Firma	Fecha Efectiva	Cuenca	Área (ha)	
1	Chipiron	Oxy	Asociación/Adyacente	13-Feb-03	13-Feb-03	Llanos 26,739	
2	Espinal Profundo	Petrobras/Cepsa	Asociación	26-Jun-03	01-Jul-03	VSM 19,527	
3	Guachiria	Solana	Asociación	01-Oct-03	01-Oct-03	Llanos 6,780	
4	Colombia Central	Sipetrol	Asociación	02-Oct-03	02-Oct-03	VSM 162,274	
5	Damasco	Petrocol	Asociación	22-Oct-03	22-Oct-03	VSM 7,504	
6	Timbal	Petrotesting	Asociación	23-Oct-03	23-Dic-03	VMM 9,020	
7	Achira	Hocol	Asociación	23-Oct-03	23-Oct-03	VSM 53,318	
8	Mana	Mercantile	Asociación/Adyacente	12-Nov-03	12-Nov-03	VSM 7,845	
9	El Queso	Nexen	Asociación	21-Nov-03	21-Nov-03	VSM 142,174	
10	Upar	Hocol	Riesgo Compartido	26-Nov-03	26-Nov-03	VSM 97,162	
11	Orquidea	Burlintong	Asociación	10-Dic-03	08-Feb-04	VMM 73,530	
12	Catleya	Repsol	Riesgo Compartido	18-Dic-03	18-Dic-03	Llanos 90,000	
13	Las Gaviotas	Solana-MCOG	Asociación	18-Dic-03	18-Dic-03	Llanos 17,000	
14	Fortuna	Emerald	Asociación	18-Dic-03	18-Dic-03	Llanos 19,000	
15	Quifa	Tethys/Meta	Asociación	22-Dic-03	23-Dic-03	Llanos 152,090	
16	Boqeron Profundo	Petrobras/Nexen	Asociación/Play Profundo	23-Dic-03	21-Feb-04	COR 43,152	
17	Rio Aipe	Petrobras/Oxy	Asociación	23-Dic-03	23-Dic-03	VSM 88,136	
18	La Loma GMAC	Drummond	Asociación	23-Dic-03	23-Dic-03	CES 231,747	
19	La Loma	Drummond	Asociación	23-Dic-03	23-Dic-03	CES	
20	El Algarrobo	UT Rancho Hermoso	Asociación	24-Dic-03	24-Dic-03	Llanos 8,642	
21	Monas Integrado	Petrosantander	Asociación/Play Profundo	29-Dic-03	Integrado con Exploración Play Profundo	VMM 23,055	
21	Contratos suscritos	Total área contratada durante el año					1,278,695

## Inversión en Exploración

En el país, en el año 2003 se realizaron inversiones por US\$189,5 millones, con una participación de las compañías asociadas de US\$136,65 millones (72%) y por parte de Ecopetrol de US\$52,85 millones (28%).



En este monto de inversión se destaca la participación de la perforación exploratoria con 72%. En general, la inversión se desagregó de la siguiente manera:

Inversiones Exploratorias Año 2003

Inversiones en MUS\$	Compañías Asociadas	Ecopetrol	Total País
Perforación Exploratoria	105,39	31,47	136,86
Sísmica 2D, 3D y Reproceso	28,13	19,99	48,13
Otros Estudios	3,13	1,39	4,52
Totales	136,65	52,85	189,5

\* Otros estudios (Geología, Geoquímica, Paleontología, Gravimetría, pruebas de pozos, completamiento de pozos... reportado al final del año)

## Ejecución Presupuestal

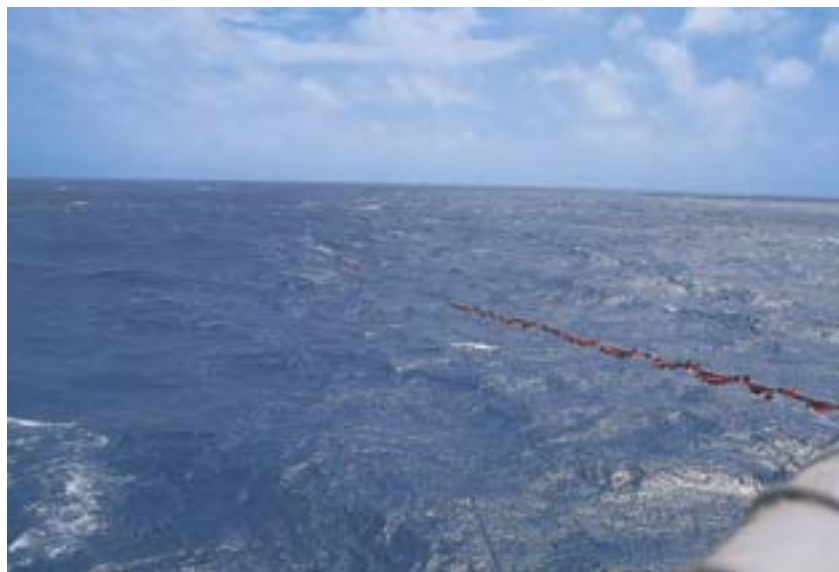
La asignación presupuestal para las actividades exploratorias directas de Ecopetrol fue de US\$23,02 millones, pero también fue aprobada una adición para perforar un pozo de avanzada e iniciar la delimitación del descubrimiento en Gibraltar. De esta adición presupuestal Ecopetrol determinó realizar la adquisición sísmica 3D en el *offshore*, de tal manera que la ejecución presupuestal de la vicepresidencia en el año 2003 ascendió a US\$52,85 millones.

## Nueva Política

A partir de la modificación en la estructura de Ecopetrol cambió la filosofía de dejar el riesgo exploratorio en cabeza de los inversionistas privados, mediante el contrato de asociación. Ahora el riesgo es compartido e incluso Ecopetrol lo podrá asumir en su totalidad, de acuerdo con su portafolio de negocios y con el descubrimiento de reservas en forma directa.

Para adaptarse al nuevo esquema, la vicepresidencia definió planes de corto y largo plazo que incluyen su reorganización interna para modernizar la operación y hacerla competitiva. Así mismo, el manejo del portafolio de exploración se hará dentro de un esquema más realista de expectativas de hallazgo, trazado sobre una estrategia de exploración a largo plazo que se ajuste a

las fortalezas exploratorias y operativas. Abrir la frontera del *offshore* colombiano y lograr la internacionalización de la exploración, son dos de los grandes retos que tiene la organización. ❖



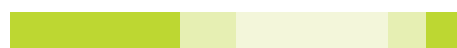
La meta en actividades de sísmica fue superada en 73%, al completarse 3.470 kilómetros equivalentes



P r o d u c c i ó n

---

# ::: Producción



---

2003

---

La producción del país durante el año 2003 fue de 541.332 barriles de petróleo promedio por día, lo que significa una disminución de 6% con respecto a los 578.100 barriles día que se registraron en el año 2002.

La caída de la producción obedece a la declinación natural de algunos campos. Para mitigar este impacto, se realizaron algunas actividades como el incremento en la perforación de pozos de desarrollo, la realización de trabajos de reacondicionamiento, instalación de sistemas de control de arena que permiten una mayor tasa de producción, perforación de pozos desviados, mejoramiento en el factor de recobro y la incorporación de reservas comerciales en algunos campos nuevos.

Como resultado de lo anterior, sin incluir nuevos descubrimientos, en 2003 se incorporaron 104 millones de barriles de reservas de petróleo en campos en producción, con la perforación en el campo Cupiagua Sur; el incremento en la capacidad de procesamiento en el campo Floreña; la adecuación de las facilidades en el campo Pauto; la optimización de producción en las áreas Apiay, Chichimene, Casanare; el aceleramiento de la campaña de perforación e incorporación de reservas producto de la comercialidad del Guadalupe Superior en el campo Guando; la campaña de cañoneos en los campos Lisama y Llanito; los resultados de la perforación en Jazmín y Nare; y la optimización de producción en el campo Palagua.

Con respecto a las reservas de gas, se presentó un incremento de 25 GPC, que corresponden a la reevaluación realizada en el campo Montañuelo y en el Área Apiay-Ariari, así como a una reclasificación de 100 GPC de reservas no probadas a reservas probadas no desarrolladas correspondiente a los campos Pauto y Volcanera.

El siguiente cuadro, muestra un resumen de la actividad de producción:

	Producción y Reservas					
	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Reservas remanentes de petróleo a Dic. 31 (Mbls)	2.478	2.289	1.972	1.842	1.632	1.542
Producción anual de petróleo total en el país (Mbls)	275	297	251	221	211	197
Producción diaria de petróleo total en el país (Kbpd)	754	816	687	604	578	541
De Ecopetrol	489	521	396	350	322	292
De Asociados	248	278	273	232	215	196
De Concesión+Pruebas+Solo riesgos	17	17	18	22	41	53
Reservas remanentes de gas comercial a Dic. 31 (GPC)	6.928	6.641	4.539	4.507	4.225	4.040
Reservas remanentes de gas no comercial a Dic. 31 (GPC)			2.651	2.982	2.962	2.648
Producción anual de gas comercial total en el país (GPC)	222	184	210	218	220	211
Producción diaria de gas comercial total en el país (Mpcd)	610	503	574	597	602	594
Inversión en producción país (MUS\$) <sup>(1)</sup>	895	738	679	643	554	482
Ecopetrol operación directa	48	59	49	95	128	105
Socios <sup>(2)</sup>	271	340	315	274	426	377
Costo de levantamiento de petróleo (US\$/Bl)	2,33	1,94	1,97	2,86	2,99	2,76

(1) Tasa de cambio: US\$2.700.

(2) Incluye participación de Ecopetrol

Con respecto al costo de levantamiento, durante el año 2003 se cambió la tendencia creciente que se tenía desde el año 1999. Lo anterior, se debió, entre otros, a la optimización de la planta de personal y un menor gasto en la operación.

Dentro de las actividades realizadas en el territorio nacional para optimizar la producción se destacan las siguientes:

- En la zona nororiental del país sobresale la perforación de 27 pozos de desarrollo en el campo Caño Limón. Igualmente, la continuación de la ampliación de la capacidad de manejo de agua y el mejoramiento considerable de los asuntos de seguridad en el campo y en el oleoducto Caño Limón-Coveñas.
- En el área del Magdalena Medio, la incorporación de producción en el Campo Yariguí- Cantagallo pasó de un promedio anual de 4.684 Bpd en el año 2002 a 5.023 Bpd en la vigencia 2003, lo que representa un aumento de 7,2%, equivalentes a 339 Bpd. Estos resultados obedecen al proyecto denominado Desarrollo Adicional Yariguí, que comprendió la perforación de cuatro pozos de desarrollo (frente a tres programados) y el cañoneo de once pozos, frente a una planeación de ocho.
- El Campo Jazmín, que forma parte del contrato de Asociación Nare, ubicado en el municipio del mismo nombre, pasó de 1.281 Bpd en el año 2002 a 6.459 BPD en 2003, producto de la perforación de 23 pozos y de la entrada de 70 pozos dentro del programa de inyección de vapor.
- La venta de gas correspondiente a los campos del Piedemonte y Llanos reportó un promedio de 63,9 millones de pies cúbicos diarios, 75% más que lo registrado en 2002. Este crecimiento se debe al inicio del proyecto Gas Cusiana-Corto Plazo, que inició operaciones en mayo de 2003 y que superó el pronóstico de ventas en 6%, pasando de 40 Mpdc a 42,3 Mpdc.
- En lo relacionado con las reservas de gas en dichas áreas, se presentó un incremento de 5% debido a que se incluyeron 100 GPC por la maduración del proyecto de ventas de gas del campo Pauto, perteneciente al contrato de Asociación



La producción del país durante el año 2003 fue de 541.332 barriles de petróleo promedio día



Para recuperar pequeños volúmenes de hidrocarburos a costos bajos en diferentes regiones el país se firmaron 11 contratos, en su mayoría con compañías nacionales

Piedemonte. Además, se incorporaron reservas del campo Apiay (Meta).

- Los resultados obtenidos en los campos de la operación directa de Ecopetrol del área Huila, Tolima y Palagua, permitieron modificar la tendencia histórica de la curva de producción en declinación. En total, se obtuvo una producción promedio año de 855 BPD por encima del registro del año 2002.
- Así mismo, dentro del desarrollo del campo Guando, en los departamentos de Tolima y Cundinamarca, se obtuvo un incremento de 43,7 Mbls de las

reservas probadas, asociadas al desarrollo de la campaña de perforación de pozos de desarrollo y al proyecto de recuperación secundaria mediante la inyección de agua.

- En los campos Santa Clara y Toldado (Huila) se logró un incremento de 5,29 Mbls de las reservas probadas, asociadas con la perforación de pozos dentro del proyecto Desarrollo Adicional campo Santa Clara; a su vez, se adelantaron acciones dentro del plan de choque implementado por la vicepresidencia para optimizar la producción.

## Proyectos

Los proyectos desarrollados durante 2003 se enfocaron en la optimización de la extracción, el desarrollo de campos, la disposición de aguas de los pozos que vienen con mezcla, la seguridad industrial y el mantenimiento de los campos.

Los más destacados son:

- **Desarrollo adicional Campo Castilla (Meta):** El objetivo es desarrollar 250 Mbls de reservas probadas no desarrolladas, con lo cual se espera



una producción máxima de 40.000 Bpd. Hasta el momento las inversiones totales ascienden a US\$70 millones.

- **Ventas de gas Cusiana – Largo Plazo (Casanare):** Este proyecto consiste en el suministro total de un volumen de más de 180 Mpcd de gas tratado al sistema nacional de transporte, que se espera entre en operación durante el segundo semestre de 2005.
- **Ventas de gas de Pauto (Casanare):** La importancia de este proyecto de interés social es proporcionar oportunidades de desarrollo a la comunidad de El Morro. En su primera etapa, las compañías BP y Ecopetrol suministrarán un volumen de gas de 15,6 Mpcd, de los cuales aproximadamente 10 Kpcd de gas se suministrarán a dicho municipio. La segunda etapa, que pretende un suministro adicional de 12,5 Mpcd, se planea finalizar en abril de 2004.
- **Ecopetrol, en conjunto con Hocol S.A. y Petrobras-Braspetro,** iniciaron a partir de julio de 2003 un proyecto piloto de "Benchmarking", con el fin de mejorar la eficiencia económica y operacional de sus campos petroleros (18 del área Neiva, 2 del Putumayo y 2 del área Llanos), identificando oportunidades para la optimización de los costos de producción.
- **Se destaca el abandono de 175 pozos inactivos,** en los campos de La Cira-Infantas, Casabe, Cicuco, Cantagallo y Tibú, que representan un mejoramiento en el valor agregado de la gerencia a cargo de estos campos, cuya ejecución implicó un ahorro en costos de US\$7 millones con respecto a lo presupuestado. Adicionalmente, se realizó la restauración de 33.741 m<sup>2</sup> de áreas erosionadas en el campo Provincia y en el gasoducto Lisama-El Centro, así como la recuperación de 246.685 m<sup>2</sup> de áreas contaminadas y 25.587 m<sup>3</sup> de lodos contaminados.
- **Se resalta la estructuración de una alianza tecnológica para el campo Casabe** que permitirá en 2004 la incorporación de 9,6 Mbls de reservas no probadas y el inicio de un proceso para la estructuración de una alianza orientada a incrementar el valor del área La Cira-Infantas.

## Campos Menores

Ecopetrol estructuró y realizó una modalidad contractual para Campos Descubiertos no Desarrollados e Inactivos (CDND/I), más conocidos como Campos Menores, los cuales permiten recuperar pequeños volúmenes de hidrocarburos a unos costos bajos.

Para este proceso se contó con incentivos como la Ley 756, de regalías escalonadas, y el Decreto 3176 de diciembre 20 de 2002, que favorece la economía de los Campos Descubiertos No Desarrollados, dado que al aplicar este régimen se reduciría el pago de regalías de 20% a 8%. Otra condición favorable del mercado son los altos precios del petróleo, con los cuales se pueden hacer viables proyectos de exploración y producción con bajos potenciales.

El grupo de campos inactivos estuvo conformado por Puerto Barco, Río de Oro, Carbonera-La Silla, Nancy-Burdine-Maxine, El Difícil, Barranca-Lebrija, Pavas, La Rompida y Hato nuevo.

El otro grupo, compuesto por campos que descubrieron un potencial de hidrocarburos y manifestaron producción durante las pruebas, pero que no fueron desarrollados y actualmente se encuentran cerrados, se denominó Campos Descubiertos no Desarrollados, y a éste pertenecieron los siguientes cuatro campos: Chenche, Entrerriós, Camoa y La Punta.

El proceso culminó con éxito, pues no solamente se recibieron ofertas de 30 compañías y se firmaron 11 contratos el 29 de diciembre de 2003, sino que además se logró incentivar la participación de la industria nacional. Las compañías con las cuales se firmaron los contratos fueron Petrotesting Colombia, Unión Temporal Andina, Unión Temporal II & B, Vetra Group A.V.V. (de Venezuela), Unión Temporal Mocam, Drilling & Workover Servicces e Ismocol de Colombia.

## Comercialidades

- Con el propósito de incluir nuevas áreas de exploración, dentro del contrato de Asociación Palermo se amplió el área comercial del campo Balcón en 72,85 Km<sup>2</sup>. Así mismo, en julio de 2003 Ecopetrol

aprobó la comercialidad de la Formación Guadalupe superior del campo Guando, dentro del contrato Boquerón, con la compañía Petrobrás, asociada con reservas adicionales de 3,5 Mbbls.

- En Diciembre de 2003, la compañía Hocol solicitó comercialidad del campo la Hocha (Huila), que hace parte del contrato de Asociación Río Páez - San Jacinto, para una incorporación de 12 Mbbls.
- En octubre de 2003, Omimex solicitó la comercialidad del campo Nare Bajo Río, ubicado en el municipio de Puerto Nare (Antioquia).

## Certificaciones de Calidad

En enero de 2003, los campos de operación directa de Ecopetrol del área Neiva y Cocorná obtuvieron la certificación NTC-ISO 9001:2000, referente al sistema de gestión de calidad para los procesos de explotación, tratamiento, almacenamiento y entrega de crudo. Adicionalmente, se inició el proceso de implementación del Sistema de Gestión Ambiental y Sistemas de Gestión de Salud Ocupacional y Seguridad Industrial, con el fin de obtener las certificaciones ISO 14001 Y OHSAS 18001, respectivamente.

De igual manera, en diciembre de 2003, la Superintendencia de Operaciones del campo Apiay (Meta) fue reconocida con la certificación a su Sistema de Gestión Ambiental, de acuerdo con los requerimientos de las normas ambientales NTC - ISO 14001: 1996, lo cual la posiciona en los niveles más altos dentro de la industria petrolera con una producción limpia.

## Proyecto Nacional de Crudos Pesados

A partir del año 2000, Ecopetrol desarrolló el proyecto nacional de crudos pesados, iniciativa de tipo interdisciplinario que maneja actividades de exploración, producción, proceso y transporte de crudo, con el objetivo de ampliar las reservas nacionales.

Luego de la terminación del contrato de asociación Cubarral en 2000, el inventario de reservas era de 130 Mbbls probados en Castilla y alrededor de 30



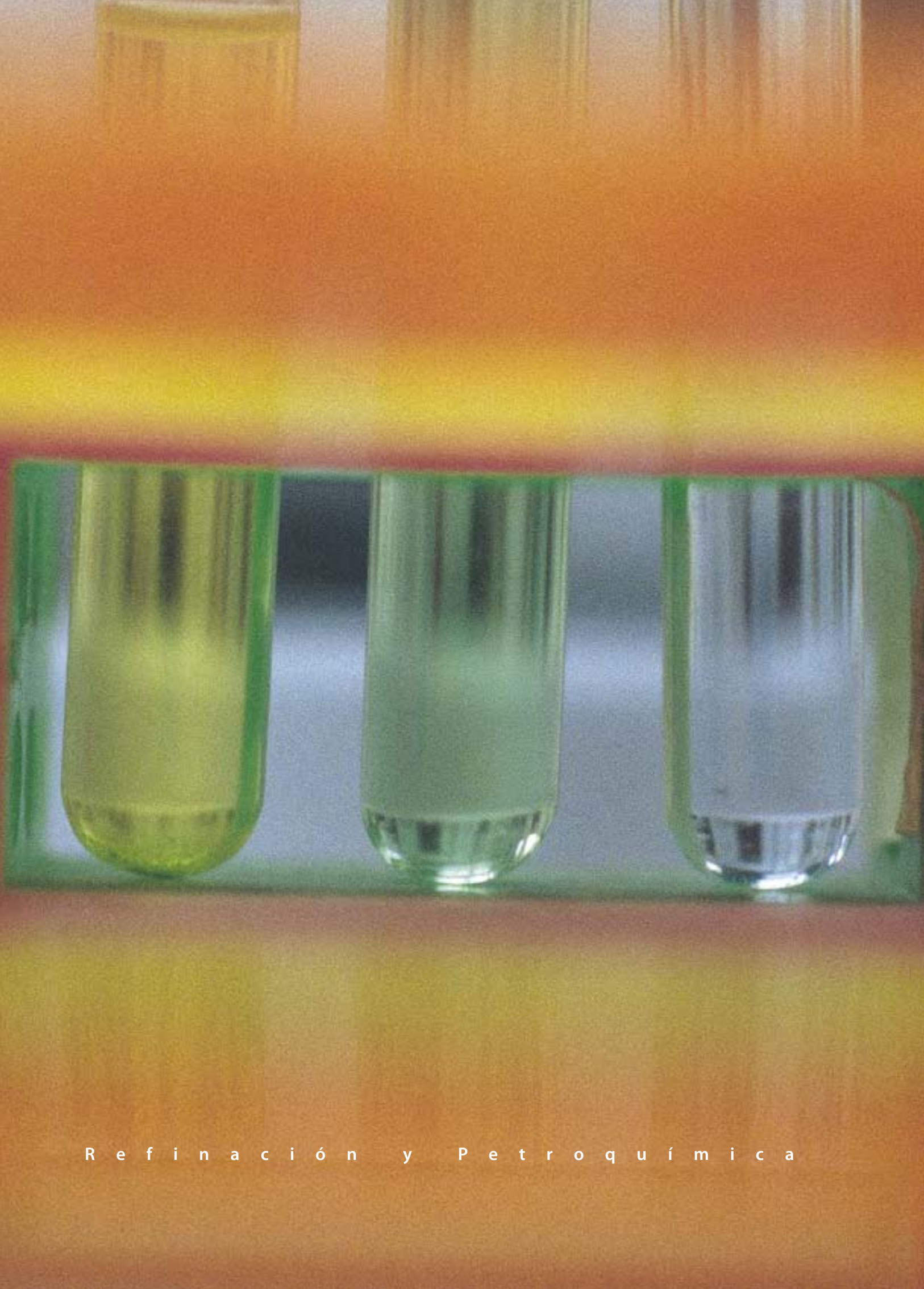
Mbls no probados en la formación San Fernando del campo Chichimene. Hoy, después de tres años, las reservas probadas en Castilla son de 415 Mbls y en la formación San Fernando de 80 Mbls. La producción, que era del orden de 18 Kbpd en ese año, está hoy por encima de los 30 Kbpd y se estima que a finales de 2004 llegue a niveles de 40 Kbpd.

Paralelamente se evalúa el comportamiento del Campo Rubiales en la misma cuenca, el cual está siendo operado por Tethys, compañía que ha logrado incrementar la producción desde niveles cercanos a los 1.000 Bpd en 2002 a niveles superiores de 5.000 Bpd.



Una fase adicional del desarrollo de crudos pesados se lleva a cabo en la cuenca del Valle Medio del Magdalena. Allí se encuentran los campos en asociación con la compañía Omimex, en los que se han ejecutado proyectos de desarrollo que han permitido elevar la producción de 8.000 Bpd en enero de 2002 a cerca de 16.000 Bpd en diciembre de 2003. ❖

Proceso de corazonamiento de un pozo en el campo Guando, ubicado en el departamento del Tolima. Este campo aumentó su producción a 23.000 barriles diarios



R e f i n a c i ó n   y   P e t r o q u í m i c a

---

**Refinación y  
Petroquímica**



2003

---



La refinera de Barrancabermeja termino el año con una carga promedio de 222.900 barriles diarios, cerca de 11.000 barriles más que el año anterior

Un récord histórico lograron las refineras de Barrancabermeja y Cartagena durante el año 2003, al registrar una carga de 299.600 barriles diarios, frente a los 285.800 barriles alcanzados en 2002.

La refinera de Barrancabermeja termino el año con una carga promedio de 222.900 barriles diarios, en comparación con los 211.900 barriles alcanzados en 2002, en tanto que la refinera de Cartagena estableció un récord de 76.700 barriles diarios, frente a los 73.900 barriles promedio de 2002.

Los demás indicadores de gestión también presentaron avances con respecto al año 2002, como consecuencia de las mejores prácticas de confiabilidad y del programa de optimización implementado en ambas refineras.

Por ejemplo, el margen bruto que se registró en 2003 fue el más alto de los últimos 3 años, US\$7,24 por barril, frente a US\$5,18 en 2002 y US\$6,76 en 2001, debido básicamente al comportamiento favorable de los precios internacionales y mejores rendimientos de productos valiosos.

Con esto se consiguió que la refinera de Cartagena se posicionara como una alternativa importante para el suministro de productos a otros países del Caribe y Centroamérica como Jamaica, Puerto Rico y Panamá, y hacia el final del año se logró la firma de un contrato de riesgo compartido para comercializar combustóleo en el Caribe, en la costa del Golfo y en la costa Este de Estados Unidos. En total, y como resultado de un trabajo en equipo con la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo, se exportaron 2.568,8 KB de gasolinas terminadas a República Dominicana.

Los indicadores de entregas perfectas por poliductos y botes, así como por carrotaques, superaron las metas y alcanzaron valores de 89,1% y de 80,7%, respectivamente, debido a una mejor coordinación entre los clientes y las diferentes áreas de la empresa. Estos indicadores permiten verificar si el producto, las especificaciones, el tiempo, la cantidad y la facturación fueron los correctos y se ajustaron a lo pactado con el cliente en cada una de las cerca de 30.000 entregas al mercado nacional realizadas durante el año.

A los anteriores resultados se sumó el avance en el área de confiabilidad operacional de las unidades de proceso, pues el indicador de días de paradas no programadas, comparado con el año 2002, se redujo en 37,8% y alcanzó el nivel más bajo en los últimos 3 años: 1.066 días en 2003, 1.706 en 2002 y 1.383 en 2001. Éste es un primer resultado de la puesta en operación de un Plan de Mejoramiento de la Confiabilidad que llevará a lograr parámetros internacionales en esta área en el año 2006.

Los sistemas de gestión de las dos refineras fueron certificados por el Icontec, tras auditar el cumplimiento de los criterios y requisitos de la norma ISO 9001, versión 2000. Adicionalmente, la refinera de Cartagena obtuvo los sellos de calidad para gasolinas, turbocombustible, queroseno y diesel, conforme a la Resolución 0447 de 2003 emitida conjuntamente por



los ministerios de Minas y Energía, Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.

En su tercer año de implementación, el Programa de Optimización del Negocio de Refinación cumplió las metas establecidas para 2003 y alcanzó un total de US\$54,5 millones por año en los indicadores de beneficios implementados y aprobados, y US\$39,5 millones en los de beneficios en caja, evaluados según la metodología oficial acordada para el programa.

La Junta Directiva de la empresa aprobó en diciembre de 2003 continuar con la ejecución del Plan Maestro de

la Refinería de Cartagena, según la estructura financiera diseñada para su ejecución. La inversión total ascenderá a unos US\$806 millones, de los cuales Ecopetrol invertirá directamente hasta US\$550 millones.

Así mismo, y tras un proceso de selección, se firmó el contrato con la firma Axens NA, mediante el cual se realizarán las ingenierías básicas y el estimativo de capital para el Proyecto de Hidrotratamiento de las gasolinas y diesel de la Refinería de Barrancabermeja, que permitirán producir estos combustibles cumpliendo las nuevas especificaciones.

#### Principales Indicadores

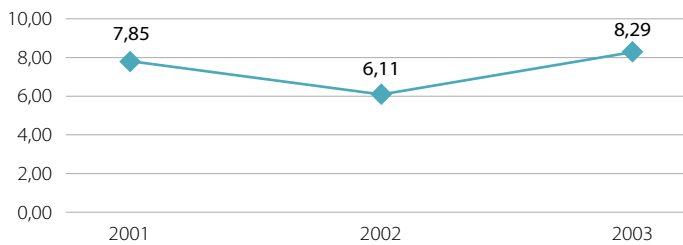
Indicador	Medida del Indicador	Real 2003	Real 2002
Margen Bruto	Dólares por barril	7,24	5,18
Beneficios implementados y aprobados del Programa de Optimización (acumulados desde el inicio del programa)	Millones de dólares por año	54,5	0
Beneficios en caja del Programa de Optimización (acumulados incluido el retroactivo del 2002)	Millones de dólares por año	39,5	3,9
Entregas Perfectas - Poliductos y Botes	Porcentaje	89,1	81,3
Entregas Perfectas - Carrotanques	Porcentaje	80,7	67,9
Satisfacción Clientes VRM - Top Two Boxes (encuesta)	Porcentaje	23	25
Cargas a refinería- Crudo	Miles de barriles por día	299,6	285,8
Cargas a las unidades cracking	Miles de barriles por día	108,3	101,3
Factor de utilización - FUR	Porcentaje	81,2	77,4
Costos unitarios operacionales de caja	Dólares por barril	2,72	2,97
Paradas no programadas	Días	1066	1706
Frecuencia	Accidentes / Millón H-H	14	15,2
Severidad	Días perdidos / Millón H-H	2053	1288

## Margen Bruto de Refinación

### Refinería de Barrancabermeja

El margen bruto de 2003 se vio favorecido por una mayor diferencia de precios entre los productos y los crudos y por un rendimiento superior de productos valiosos. No obstante, se vio afectado por fallas ocurridas en los trenes de producción de petroquímica y en la confiabilidad de los equipos.

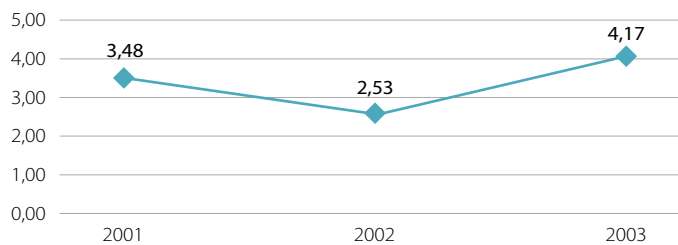
Margen Bruto de Refinación - Dólares por Barril (Barrancabermeja)



### Refinería de Cartagena

Al igual que en la refinería de Barrancabermeja, el comportamiento de los precios y los mayores rendimientos favorecieron el margen bruto de la refinería de Cartagena durante 2003, pero, al mismo tiempo, las paradas no programadas, los bajos rendimientos en la Unidad Viscosreductora y la reparación no programada de la Unidad de Ruptura Catalítica lo afectaron negativamente.

Margen Bruto de Refinación - Dólares por Barril (Cartagena)



Los sistemas de gestión de las dos refinerías fueron certificados por el Icontec

### Costos Unitarios Operacionales Totales de VRP

En 2003 se obtuvo un menor costo con respecto a 2002 debido, principalmente, al incremento del 4,8% en la carga de crudo, al mayor control sobre los servicios de mantenimiento y a la aplicación de la política de austeridad, entre otros.

Costos Unitarios Operacionales Totales (Dólares por Barril)



### Confiabilidad

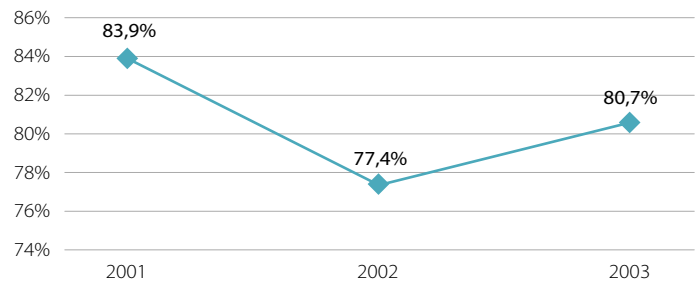
#### Refinería de Barrancabermeja

El factor de utilización de la refinería de Barrancabermeja, durante 2003, mejoró con respecto a 2002, pese a que en el primer semestre se vio afectado por problemas laborales, fallas eléctricas y baja confiabilidad en la Unidad Viscorreductora II y en las de Ruptura Catalítica Orthoflow y UOP II. En el segundo semestre se efectuaron las reparaciones de las Unidades de Crudo U-150 y U-250, Viscorreductora II, Unibón, Hidrógeno y Ruptura Catalítica Orthoflow y UOP I.

#### Refinería de Cartagena

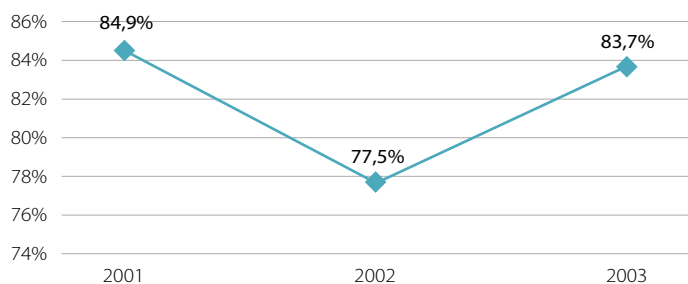
El factor de utilización de la refinería de Cartagena en 2003 mejoró con respecto a 2002, aunque estuvo afectado por las emergencias de la Unidad Viscorreductora,

Factor de Utilización de las Refinerías  
(Barrancabermeja)

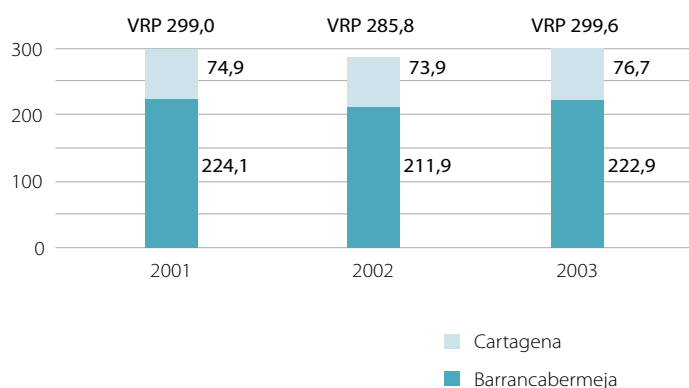




Factor de Utilización de las Refinerías (Cartagena)



Cargas a Refinerías (Miles de Barriles por Día)



ocasionadas por el encarbonamiento prematuro de la torre de vacío y por una reparación de emergencia de la Unidad de Ruptura Catalítica que fue necesaria para corregir las altas pérdidas de catalizador por el regenerador.

## Cargas a Refinerías

### Refinería de Barrancabermeja

Durante 4 días de octubre de 2003 se alcanzaron 253.300 barriles por día operacional, récord histórico en la carga de crudo de la refinería de Barrancabermeja, por la maximización de la corrida de crudo Cupiagua en la Unidad 150. Esta carga podrá mantenerse en el futuro, dependiendo de la alta confiabilidad de la planta de parafinas y de la disponibilidad de capacidad en los sistemas de transporte para exportar los excedentes de Nafta Virgen.

### Refinería de Cartagena

La mayor carga durante 2003 se debe, en gran parte, a la puesta en operación de la propuesta de mejoramiento del Programa de Optimización, que logró establecer en 78,5 KBDC la carga máxima sostenible.

## Presupuesto de Gastos

El presupuesto aprobado para operación comercial básica a 31 de diciembre de 2003 fue de US\$304 millones, de los cuales se comprometieron US\$297 millones, para una ejecución del 97,7%. El compromiso creció con respecto a 2002 (US\$241 millones), básicamente por el mayor precio de los crudos, los productos comprados y por la mayor carga de crudo.

Los gastos de operación comercial operativa aprobados fueron de US\$95 millones, de los cuales se comprometieron US\$93,6 millones, para una ejecución del 98,8%. Este valor también creció con respecto a 2002 (US\$86,2 millones) debido al mayor número de reparaciones de planta contempladas en el Plan de Mejoramiento de la Confiabilidad y a la mayor compra de energía eléctrica para las refinerías.



## Presupuesto de Inversiones

Se destaca la finalización de los proyectos de traslado e instalación de la Turbogás, la compra anticipada de la estación de almacenamiento de GLP y las obras de protección de las instalaciones de Ecopetrol ubicadas en la margen derecha del río Magdalena.

La ejecución de inversiones para la VRP vía compromiso fue de US\$148,7 millones en 2003, cifra equivalente al 90% del presupuesto vigente, mientras que la causación fue de US\$139,2 millones, correspondientes al 84,3%.

## Plan Maestro de Desarrollo Refinería de Cartagena - PMD

En enero se inició la ejecución del contrato suscrito con la unión temporal entre Technip SpA y Tipiel, S.A. para la gerencia del proyecto, la elaboración de la ingeniería básica no licenciada y la interventoría al contrato EPC (Engineering, Purchasing and Construction).

Igualmente, se iniciaron 15 contratos, 12 con Axens, 2 con Stratco y 1 con Merichem, para elaborar las ingenierías básicas licenciadas y el pago de las licencias de proceso correspondientes a las nuevas tecnologías del proyecto.

La etapa de ingeniería básica del proyecto, que finalizó en diciembre, incluyó la elaboración del presupuesto de inversión, con una desviación cercana al 10%, y el inicio de la elaboración de los pliegos de condiciones para el contrato EPC que se licitará en 2004.

De igual manera, se contrató con el Consorcio ABN AMRO-SUMATORIA la estructuración financiera del proyecto, contrato cuyo objetivo final es la consecución de inversionistas privados que aporten capital de acuerdo con las directrices de la administración de la empresa y el Gobierno Nacional.

La Junta Directiva de Ecopetrol aprobó en diciembre continuar con la ejecución del proyecto en el que se estima una inversión un 10% más o menos de US\$806 millones, de los cuales Ecopetrol invertirá directamente hasta US\$550 millones.

## Optimización del Negocio de Refinación

Durante 2003, el tercer año de los seis establecidos, el Programa de Optimización avanzó en la instalación y en la implementación de las Propuestas de Mejoramiento (PFI), mediante la comprobación de resultados y la aprobación de los beneficios por parte del comité ejecutivo.

Se cumplieron las metas establecidas para el año y se alcanzó un total de US\$54,5 millones en los indicadores de beneficios implementados y aprobados, y US\$39,5 millones en los de beneficios en caja, evaluados según la metodología oficial acordada para el programa. ::



La inversión en el Plan Maestro de Desarrollo de Cartagena se estima en aproximadamente US\$806 millones



T r a n s p o r t e

---

# :: Transporte



2003

---



La Vicepresidencia de Transporte orientó sus esfuerzos durante el año 2003 a frenar el hurto de combustibles en los sistemas operados por Ecopetrol, S.A., un flagelo que le ha dejado pérdidas millonarias a la Nación en los últimos años.

Siguiendo los retos que impuso la transformación de Ecopetrol, la vicepresidencia ejecutó una reorganización interna con el fin de asegurar la excelencia operacional y contar con personal calificado y comprometido, para de esa forma generarle valor a la empresa.

Los resultados obtenidos muestran avances en la lucha contra el hurto de combustibles y en la entrega oportuna y eficiente de productos a su destino final.

En efecto, el hurto de combustibles en Colombia presentó una disminución del 20,5% en 2003 con respecto a 2002, al pasar de 7.270 Bpd a 5.777 Bpd.

Durante este período no sólo se rompió la tendencia incremental de esta actividad ilícita que se viene registrando desde 1996, sino que, además, se redujeron las pérdidas económicas para el país, al pasar de US\$106 millones en 2002 a US\$80 millones en 2003.

La estrategia implementada por diferentes organismos del Estado se basó en varias áreas de trabajo consistentes en el endurecimiento de las penas y sanciones, en una mayor reacción de la fuerza pública, en el sometimiento judicial de las personas que cometan este delito o participen en él en forma directa o indirecta, en el control a la cadena de suministro y en la ejecución de acciones tecnológicas para dificultar el hurto.

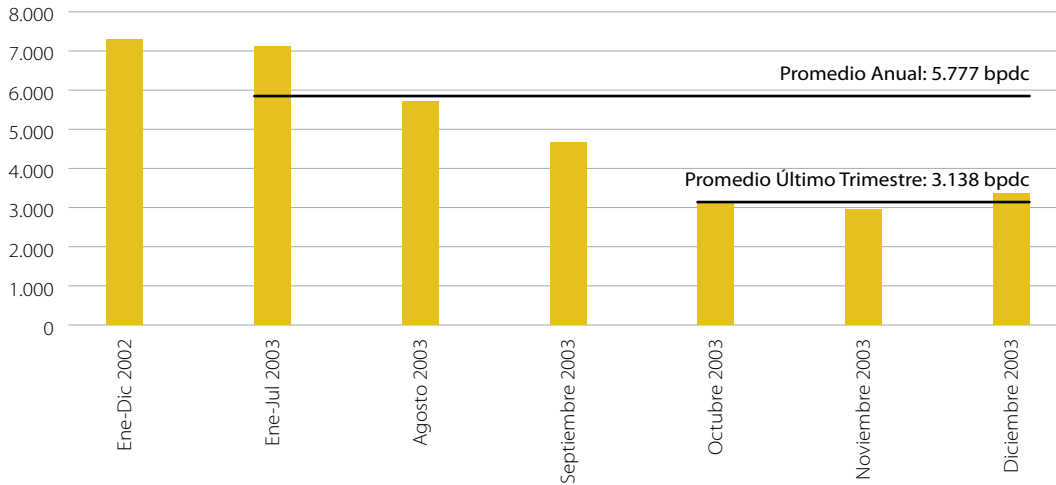
En la gráfica de la siguiente página, se indica el promedio de hurto durante 2003 y el promedio de los tres últimos meses, en los que se evidencia una mejora en el control del ilícito.



El hurto de combustibles en Colombia se redujo 20,5% en 2003, con respecto a 2002, debido a una estrategia conjunta entre varios organismos del Estado



Evolución Hurto de Refinados



El empleo de tecnologías avanzadas para la detección temprana de fugas, marcación de combustibles, empleo de transportes alternativos, protección y reubicación de poliductos, entre otros, forman parte de la estrategia para enfrentar este delito.

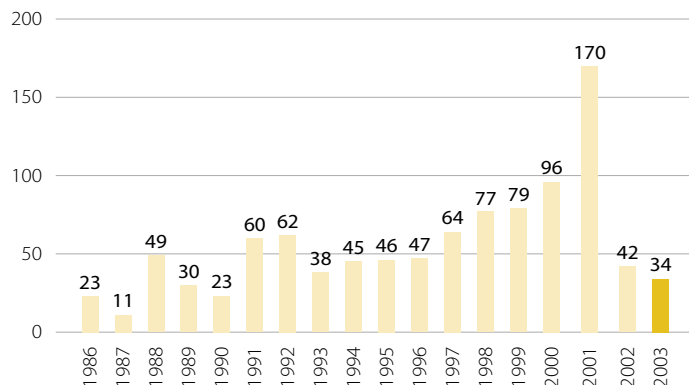
La solución de este problema involucra también una apropiada intervención de la comunidad. Para tal efecto, Ecopetrol estableció un programa de acción social en diferentes campos –desarrollo comunitario y económico–, así como en campañas de educación a la población. A estos programas se vincularon varias organizaciones cívicas y las alcaldías de algunos municipios del área del Magdalena Medio, especialmente de Barrancabermeja.

Atentados

En el año 2003 se registró la menor cantidad de atentados de los últimos doce años al oleoducto Caño Limón Coveñas y el menor impacto en la producción de crudo en la historia del campo Caño Limón.

Los resultados durante este período se debieron al fortalecimiento del compromiso del Gobierno, a las acciones conjuntas con la fuerza pública, a la interacción con las autoridades locales y las comunidades con el objeto de desarrollar programas para beneficio de la población en la zona de influencia del oleoducto y a la aplicación de mecanismos de protección del mismo, para dificultar la ejecución de atentados.

Número de Atentados por Año  
Caño Limón-Coveñas



## Cumplimiento del Pronóstico Volumétrico

El cumplimiento de este indicador fue del 100%. Es decir, en promedio se transportaron por los diferentes sistemas los volúmenes totales comprometidos.

Aunque el cumplimiento global fue total, se presentaron algunas variaciones con respecto al pronóstico de transporte de productos refinados, particularmente en lo que tiene que ver con el gas licuado propano –debido principalmente a la disminución del consumo de 1.620 bpd en el área de Bucaramanga y Bogotá– y con la nafta virgen que se transporta entre Galán y Coveñas, al limitarse la operación por esta línea en función de su elevado nivel de pérdidas por hurto.

En cuanto a transporte de crudos, se observa un incremento importante entre Araguaey y Porvenir, ocasionado por los mayores volúmenes transportados por el recibo de crudo Castilla en carrotanques y las mayores producciones de crudo del área de Casanare.

Pronóstico Volumétrico (Miles de Barriles por Día)

Redes Primarias Refinados	Real	Ppto	%
Galán - Bucaramanga GLP	2,0	2,5	81%
Galán - Salgar GLP 8"	16,7	18,5	91%
<b>Subtotal</b>	<b>18,8</b>	<b>21,0</b>	<b>90%</b>
Nafta	5,7	8,2	70%
Galán - Lizama	10,9	7,0	154%
Galán-Sebastopol 12 Y 16 "	134,7	132,6	102%
Buenaventura - Yumbo refinados	0,6	0,0	
Cartagena-Baranoa	10,8	10,4	104%
<b>Subtotal</b>	<b>162,8</b>	<b>158,2</b>	<b>103%</b>
<b>Redes Primarias Crudos</b>			
Apiay - Porvenir	52,3	56,8	92%
Araguaey - Porvenir	44,6	33,8	132%
Vasconia - CIB	137,0	138,5	99%
Vasconia - Velasquéz	25,1	26,0	96%
Ayacucho - Coveñas 16"	35,2	42,5	83%
Caño Limón - Coveñas	93,7	92,6	101%
<b>Subtotal</b>	<b>387,9</b>	<b>390,3</b>	<b>99%</b>
<b>Total</b>	<b>569,4</b>	<b>569,5</b>	<b>100%</b>



En el año 2003 se registró la menor cantidad de atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas

En el terminal marítimo petrolero de Coveñas se logró cumplir con la programación atendiendo 82 buques que transportaron 35 millones de barriles de crudo y 1,8 millones de barriles de nafta. Dicha operación estuvo enmarcada dentro de los estándares reglamentarios de operación, sin incidentes ni reclamaciones por entrega.

### Proyectos de Inversión

Durante todo el período de 2003, la vicepresidencia adelantó 39 proyectos de inversión. De un total de \$111 millardos se comprometieron \$102 millardos y se causaron \$89 millardos. Dos de esos proyectos representan el 40% del presupuesto, equivalente a \$45 millardos.

A continuación se describen estos dos proyectos:

- **Optimización operativa.** Su objetivo es adoptar las mejores prácticas en operación de oleoductos mediante el control automatizado de las estaciones de bombeo, la operación remota, la implantación de aplicaciones avanzadas y el desarrollo de las competencias del personal de operaciones y mantenimiento. Durante 2003 quedaron en condiciones de operar remotamente los sistemas Galán-Lizama-Chimitá, Mansilla-Puente Aranda y Salgar-Gualanday-Neiva. Las operaciones de prueba para los dos primeros se iniciaron en diciembre.

- **Variante Galán-Salgar.** Su objetivo es relocalizar las tuberías de 12" y 16" dentro del corredor de seguridad industrial de Barrancabermeja, con el fin de atender el Plan de Ordenamiento Territorial de dicho municipio, contribuir en la reducción del hurto de combustible y disminuir los riesgos de daños a personas, instalaciones y medio ambiente por eventuales roturas de tubería y escapes de productos.

### Costos de Transporte

Los costos de operación y mantenimiento disminuyeron principalmente por factores como la implantación de esquemas óptimos que permiten maximizar la utilización de los sistemas reduciendo el costo de energía. Así

mismo, por la adopción de las mejores prácticas de mantenimiento en las que prime el mantenimiento preventivo sobre el correctivo. En 2003 esta relación fue de 3% a favor del preventivo, cuya evolución se refleja igualmente en la mayor disponibilidad de los sistemas.

Otros factores que incidieron en la reducción de costos fueron la disminución en los servicios contratados como mantenimiento de líneas, tanques y estaciones, la disminución en el consumo de materiales y la reducción de planta de personal en la vicepresidencia. Adicionalmente, los procesos de contratación y compras disminuyeron en número y se lograron mejores condiciones económicas para Ecopetrol.

Lo anterior permitió controlar y mejorar los costos por barril/kilómetro transportado, a pesar de que los volúmenes transportados en 2003 fueron inferiores a los transportados en 2002. ❖



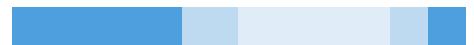
El cumplimiento del pronóstico volumétrico fue del 100%, es decir que se transportaron los volúmenes totales de crudo y refinados comprometidos



S u m i n i s t r o y M e r c a d e o

---

**:: Suministro y  
:: Mercadeo**



2003

---

La transformación de Ecopetrol S.A. en 2003 trajo consigo la creación de la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo, encargada de la comercialización de crudos, gas, refinados y transporte en el mercado nacional y hacia otros países del mundo. Su objetivo fundamental es maximizar el valor en toda la cadena de suministro, para satisfacer las necesidades de los clientes de Ecopetrol.

A partir de la creación de esta área, sus esfuerzos se han concentrado en cuatro frentes estratégicos: asegurar la lealtad de clientes actuales; posicionar crudos, productos y servicios en segmentos del mercado; desarrollar nuevos productos y servicios de mayor valor para los clientes, y desarrollar el mercado de gas natural para la actual y la nueva oferta.

Estos nuevos planteamientos así como el ascenso de los precios internacionales permitieron un repunte tanto en las ventas nacionales como en la entrega de productos refinados en mercados extranjeros.

### Situación Internacional

El precio del crudo referencia para Colombia (WTI) alcanzó un valor récord promedio en el año de US\$31,04 US\$/bbl, como consecuencia, en primer lugar, de las restricciones de oferta generadas por la huelga venezolana y por los hechos de violencia en Irak, antes y después de la guerra; y en segundo lugar, de la férrea unidad demostrada por la Organización de Países Exportadores de Petróleo (Opep) para defender bandas de precio muy altas, argumentando para ello la debilidad del dólar y el alto valor de los fletes, factores que disminuyen el precio FOB para los productores. La demanda también desempeñó un papel determinante en los precios, especialmente por el crecimiento económico de China y por las buenas perspectivas de recuperación norteamericana.

Con respecto a los productos refinados, se destacó la reducción del nivel de azufre permitido en las gasolinas de Estados Unidos a partir de enero de 2004, lo cual produjo una seria escasez al final de 2003 ante la incapacidad de las refinerías de cumplir con las nuevas especificaciones.



El valor de las exportaciones de productos refinados aumentó 29% y representó mayores ingresos que los generados por crudos



## Comercialización Internacional

La crisis de Venezuela, iniciada a finales del año 2002, impidió que Pdvsa cubriera la demanda de combustibles del Caribe. Por tal motivo, mediante estrategias comerciales y operativas que involucraron entregas de cargamentos con volúmenes inferiores a los manejados normalmente por Ecopetrol, según los requerimientos del mercado caribeño, se logró un incremento en las ventas de crudo y productos refinados hacia esa zona. Así mismo, se consolidó la comercialización de productos terminados, específicamente gasolina motor regular y premium, principalmente para Centroamérica y el Caribe.

Por otro lado, y conjuntamente con la Gerencia de Financiamiento y Tesorería, se obtuvo la aprobación de la Junta Directiva para el uso de nuevos instrumentos de cubrimiento de riesgo de mercado (*collars* y *swaps*).

## Balanza Comercial

La balanza comercial de Ecopetrol disminuyó 4,4% (en dólares) debido a la reducción del 26% en el valor de las exportaciones de crudo. El precio promedio anual del WTI en los años 2002 y 2003 se incrementó un 19%.

El valor de las exportaciones de productos refinados aumentó 29%, también en dólares, lo cual representó mayores ingresos que los generados por los crudos. De igual manera, se entregó un mayor volumen de productos a mejores precios que los del crudo.

El volumen de crudo exportado en 2003 disminuyó 36,5% frente al exportado en 2002, en tanto que el volumen de productos creció 8,6%. Las exportaciones de productos limpios (naftas y destilados) incrementaron su valor en 33,7% frente a un crecimiento volumétrico de 7,6%, que refleja la fortaleza de sus indicadores internacionales frente al crudo y de los beneficios obtenidos en las negociaciones realizadas por Ecopetrol.

Similar situación se experimentó con los productos sucios (*fuel oil*), cuyo valor ascendió 24,8% con un incremento volumétrico del 9,4%. El incremento en

las exportaciones de productos se atribuye al menor consumo local y al aumento de la producción por parte de las refinerías.

Con respecto a las importaciones, la mitad del volumen correspondió a crudo, con lo cual se lograron incrementar inventarios ante la situación laboral y aprovechar oportunidades de negocio. El 20% del volumen de importaciones correspondió a gasóleo de vacío, aprovechando los altos descuentos que se presentan en la temporada de verano. También se importaron gasolina y diesel por Buenaventura, y los combustibles para atender las necesidades de Leticia y Arauca. Adicionalmente, se importaron 4.000 toneladas de polietileno por Cartagena.



Las ventas de combustibles durante 2003 generaron 24,9% más de ingresos para la empresa con respecto al año anterior

Comercio Internacional Ecopetrol S.A.

	Volumen (Bls)	Año 2003 Precio (US\$/bl)	Valor (US\$)
<b>Exportaciones</b>			
Crudo Caño Limón	1.851.685	27,5363	50.988.509
Crudo Cupiagua	1.317.800	30,4344	40.106.432
Crudo Cusiana	6.098.625	30,6451	186.893.146
Crudo Cusiana con Hedge	755.512	30,4674	23.018.471
Crudo Cusiana Titularización	5.544.488	30,2749	167.858.929
Crudo South Blend	772.144	28,5473	22.042.654
Crudo Vasconia	10.324.963	26,7094	275.773.149
Butano	278.388	24,9652	6.890.024
Diesel Oil	1.054.451	35,0707	36.980.316
Fuel Contrato	316.629	23,1088	7.316.916
Fuel Oil Hs Blended Final Product	1.114.630	29,3194	32.095.963
Fuel Oil No. 6	17.750.296	22,6062	401.267.410
Gasolina Premio	2.127.521	35,2998	75.101.165
Gasolina Regular	359.060	37,0270	13.294.907
Gasolina Motor Ron 95	297.627	37,0667	11.032.062
Glp	125.080	24,0665	3.010.237
Jet Fuel	2.505.671	35,4659	88.865.878
Nafta Craqueada	212.896	30,6705	6.529.627
Nafta Virgen	4.321.144	33,1433	143.244.529
Nafta Virgen Coveñas	1.837.434	33,5317	61.612.365
<b>Exportaciones</b>	<b>58.966.044</b>		<b>1.653.922.689</b>
<b>Importaciones</b>			
Crudo Importación	1.543.000	31,9615	49.316.527
Diesel Leticia	51.337	45,6659	2.344.372
Diesel Oil	196.120	41,1770	8.075.656
Fuel Oil No.6 Leticia	18.136	41,6244	765.327
Gasoleo	632.618	32,4176	20.507.965
Gasolina Motor Leticia	48.272	50,2976	2.434.519
Gasolina Premio	239.896	36,0045	8.637.342
Gasolina Regular	399.256	39,3348	15.704.657
Turbocombustible Arauca	13.362	42,6329	577.906
Turbocombustible Leticia	37.807	46,5830	1.768.809
	<b>Cantidad (Tons.)</b>	<b>Precio (US\$/Ton.)</b>	<b>Valor Total (US\$)</b>
<b>Polietileno</b>	<b>4.008</b>	<b>749.002</b>	<b>3.001.619</b>
<b>Importaciones sin Polietileno</b>	<b>3.179.803</b>		<b>110.133.079</b>
<b>Importaciones con Polietileno</b>			<b>113.134.696</b>
<b>Balanza comercial sin Polietileno</b>	<b>55.786.240</b>		<b>1.543.789.610</b>
<b>Balanza Comercial con Polietileno</b>	<b>58.966.044</b>		<b>1.540.787.993</b>

## Comercialización Nacional

El ingreso por la comercialización nacional de productos durante 2003, sin incluir transporte y manejo, fue de \$5,6 billones, de los cuales el 92% correspondió a combustibles y el 8% restante a productos petroquímicos e industriales.

En el sector del GLP, factores como la penetración del gas natural, la incertidumbre regulatoria y los bajos márgenes de comercialización contribuyeron a la disminución de su consumo.

En cuanto al sector de la aviación, específicamente para el Jet A-1, se observó que el mercado de transporte de carga y de pasajeros con destinos internacionales presentó una recuperación con respecto al año 2002, lo que representó un incremento en el consumo de este combustible.

El mercado de los productos petroquímicos se vio afectado, principalmente, por la situación operacional de la refinería de Barrancabermeja.

Es importante destacar que durante 2003:

- Se redujo el plazo de pago de las ventas de GLP de 32 días a 5 días.
- En zonas de frontera se elaboraron planes de abastecimiento con producto importado, aprobados por el ministerio de Minas y Energía, para Norte de Santander, Guajira y Arauca.
- Se realizaron acciones conjuntas con la DIAN, el ministerio de Minas y Energía y la Presidencia de la República para el control del contrabando.

## Ventas de Combustibles

Las ventas de combustibles durante 2003 generaron 24,9% más de ingresos con respecto al año anterior, con un incremento en volumen de 1,4%; es decir, se vendieron 198.405 BDC (barriles por día calendario), 2.818 BDC más que en 2002.

El diesel contribuyó positivamente a este incremento, tanto en volumen como en precio (15,9% y 41,5%, respectivamente), mientras que productos como GLP, gasolinas, avigás y Jet lo hicieron sólo en precio, pues sus volúmenes fueron menores a

los comercializados durante el año 2002. Productos como bencina, queroseno y combustóleo registraron volúmenes e ingresos inferiores.

En relación con los precios de los combustibles regulados, durante el año 2003 se continuó con la política de desmonte de subsidios, que significó un aumento en los ingresos al productor del 20,6% para la gasolina motor y de 27,72% para el diesel. El precio de la gasolina extra presentó un incremento durante el año de 32,39%.

## Ventas de Productos Petroquímicos e Industriales

Durante 2003, los ingresos por ventas de productos petroquímicos registraron un crecimiento de 56% y de 26% en volumen frente al año inmediatamente anterior. Esto obedeció principalmente al aumento en la demanda del sector de industrias químicas en productos como los disolventes aromáticos y el asfalto.

El aumento en los precios de referencia internacional para los productos petroquímicos hizo que los precios en el mercado nacional se incrementaran en cerca del 20%.

Ventas de Combustible (Barriles)

Producto	Ventas
GLP	32.730.604
Gasolina Motor	29.924.004
Gasolina Extra	2.419.394
Bencina	81.057
Avigas	118.762
Jet A-1	5.028.321
Queroseno	389.050
ACPM	20.253.577
ACEM	3.911.671
Diesel Marino	1.259.671
Fuel Oil	1.098.411

## Comercialización de Gas

Los ingresos por ventas y transporte de gas en 2003 ascendieron a \$535 mil millones frente a los \$427 mil millones en 2002, lo que representa un incremento del 25%. El precio promedio de venta de gas fue de US\$1,41 por millón de BTU frente a US\$1,16 en 2002, es decir, 22% más.

La demanda promedio de gas natural en el país fue de 589,4 gigaBTU por día (Gbtud), 2% menos que en 2002, debido al menor consumo de gas en el sector térmico. Sin embargo, se presentaron crecimientos de demanda en los sectores de gas natural vehicular (GNV), industrial y residencial.

El sector térmico presentó un decrecimiento del 17,8% (180,5 Gbtud frente a 219,5 Gbtud en el 2002), explicado por el alto nivel de disponibilidad que durante el primer semestre del año presentó el sistema interconectado nacional de transmisión de energía que une el interior del país con la costa Atlántica. El nivel de los embalses en el interior registró una recuperación durante el año, lo cual originó una mayor oferta hidráulica.

El consumo de GNV alcanzó 15,6 Gbtud frente a los 10,4 Gbtud de 2002, lo que representó un incremento del 49,9%, básicamente por la promoción de incentivos para su consumo adelantada en las principales ciudades y por la política del Gobierno

Nacional de desmonte de subsidios a la gasolina y al diesel. Este consumo de GNV desplazó cerca de 3.500 barriles por día de gasolina.

El mayor impacto se observó en el sector de vehículos de servicio público en ciudades como Bogotá, Cali y Medellín. El número de vehículos convertidos en el año fue de 11.553, superior a la meta del Gobierno de 10.000 vehículos. A diciembre de 2003, el total de vehículos convertidos ascendió a 29.900.

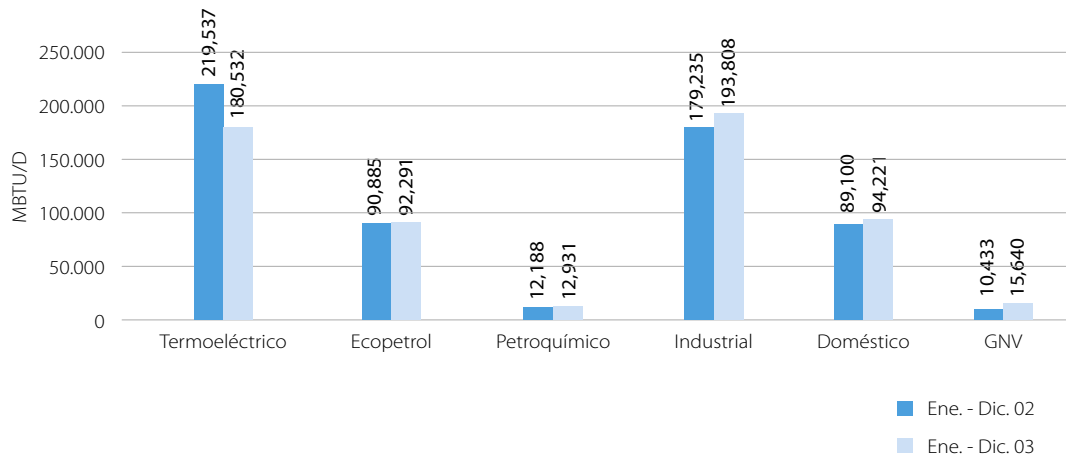
El sector residencial presentó un incremento del 5,7% (94,2 Gbtud frente a 89,1 Gbtud en 2002), consumo que se reflejó en el interior del país al repuntar el 6,2%, representado en mayores usuarios conectados al sistema de gas, que pasaron de 2'840.895 en 2002 a 3'073.347 en 2003; es decir, un aumento del 8,2%.

En el sector industrial se observó un incremento del 8,1% (193,8 Gbtud en 2003 frente a 179,2 Gbtud en 2002). A diciembre de 2003, el número de usuarios en el sector industrial y comercial fue de 42.285 frente a 38.466 del año 2002.

### Negocios Estratégicos

Con el propósito de disponer de mayor oferta de gas en el interior del país, a mediados de mayo entró en operación una producción temprana de gas Cusiana, permitiendo una oferta incremental de 52 Gbtud. Para

Consumo de Gas Natural (Total País por Sectores)





lograr la viabilidad de esta producción se requirió la firma de acuerdos comerciales de compra, venta y calidad con distribuidores y transportadores. Así mismo, se adelantaron los estudios y análisis para la comercialización del gas proveniente de la planta de Cusiana de largo plazo, que aportará al mercado alrededor de 180 Mpcd en un futuro cercano.

En la costa atlántica el país dio un importante paso con la firma de la extensión del contrato de asociación de la Guajira, con el cual se asegura la expansión de la oferta de Chuchupa, yacimiento que ha sido el soporte del desarrollo del mercado de gas y que permitirá la incursión en los mercados externos.

### Regulación

Ecopetrol, junto con ChevronTexaco, diseñó una propuesta para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Creg) con el propósito de modificar la fórmula de precio de gas Guajira, que posibilita a los clientes acudir a mecanismos de cobertura de precio en el mercado financiero.

Se realizaron gestiones para modificar la tarifa de transporte hacia el interior del país, producto de las cuales la Creg emitió la Resolución 125 de 2003 que fijó nuevas tarifas de transporte y estableció condiciones que permitirán el desarrollo de nuevas fuentes de gas en el interior del país, dinamizando este mercado.

### Comercialización y Contratación

Para incentivar el crecimiento del mercado del gas natural en el interior del país, a partir del 1º de octubre de 2003 Ecopetrol ofreció al mercado la venta de transporte spot Ballena-Barranca y, como complemento para los clientes que requerían gas y transporte, se ofreció una opción de suministro de gas de la Guajira en Barrancabermeja a precios competitivos.

En cuanto a nueva contratación, se suscribieron nueve contratos de suministro y transporte, destacándose los de las térmicas de Termo Ocoa y Termo Yopal. Cabe anotar que con este último se aumenta la viabilidad del gas del Piedemonte.



La expansión de los campos de gas en la Costa Caribe permitirá aumentar la oferta y exportar a países vecinos

### Calidad y Medición del Gas

Dentro de la gestión de monitoreo de la medición del gas natural entregado a los clientes, se continuó con las auditorías que permitieron determinar un margen de error aproximado al 1% permitido, asegurando la confiabilidad de los sistemas de medición de compra y venta de gas. Estas auditorías sirven de base para dirimir diferencias por desbalances en los sistemas de transporte. ❖



F i n a n z a s

---

∴ Finanzas



2003

---

Los resultados financieros del año anterior son los mejores en la historia de la compañía, con una utilidad neta que alcanzó los \$1.589 millardos, que representan un crecimiento del 19% frente a 2002.

Los ingresos operacionales crecieron 17% y alcanzaron \$11.526 millardos, de los cuales el 59% se originaron en el mercado doméstico y el 41% en exportaciones.

Los resultados de la política de austeridad y control de gastos se reflejaron en la mejora de los márgenes de ventas y operacionales. Por una parte, el costo de ventas cayó 2 puntos en proporción con los ingresos operacionales, mientras que el nivel de costos fijos, en relación con las ventas, descendió del 29% en 2002 al 25% en 2003, reflejando disminuciones en costos por nómina de \$56 millardos.

A su turno, los costos variables crecieron en \$1.003 millardos, fundamentalmente por mayores precios de liquidación de regalías (\$447 millardos), derivados del crecimiento de los precios del crudo, precios superiores en compras de crudo y productos importados (\$248 millardos) e incremento en amortizaciones (\$139 millardos).

De otra parte, los gastos de administración se redujeron en \$50 millardos, de los cuales el 50% obedece a menores gastos de personal, reducción que se explica por la optimización de la planta de personal. En cuanto a comercialización, la disminución de gastos obedece a las menores tarifas de transporte de crudo y productos.

Como resultado de todo lo anterior, el margen operacional de la empresa mejoró significativamente pasando del 22% con respecto al total de ventas en 2002, al 26% en 2003.

La pérdida no operacional, por \$564 millardos, superó en \$449 millardos la de 2002, esencialmente por mayores gastos por provisiones para protección de activos y por contingencias; igualmente, se presentaron menores ingresos financieros por \$306 millardos, compensados en \$193 millardos de menores gastos financieros.

En relación con las cuentas más importantes del balance, el total de activos creció el 7%, alcanzando los \$26,1 billones. Se destaca el crecimiento de las inversiones temporales y permanentes en \$706 millardos, los recursos entregados en administración fiduciaria destinados a fondar el pasivo pensional en \$822 millardos y la valorización de activos fijos y de inversiones en acciones que aumentó en \$958 millardos.

El portafolio de inversiones de Ecopetrol cerró en \$10,3 billones, de los cuales \$4,6 billones corresponden al fondo de pensiones, \$2,9 billones al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), \$1,6 billones a inversiones temporales y \$1,2 billones a inversiones permanentes.

El total del pasivo de la empresa es de \$17 billones, 1% por debajo del registrado en 2002, principalmente por menores obligaciones financieras en \$610 millardos, disminución en \$445 millardos del saldo de fondos recibidos para terceros (Decreto 1939 de 2001) y menores ingresos diferidos del FAEP en \$178 millardos. El cálculo actuarial y las obligaciones tributarias aumentaron en \$660 y \$395 millardos, respectivamente, y del total del pasivo pensional, la empresa fondó el 53%.

El patrimonio de \$9,2 billones registró un crecimiento del 27%, lo cual obedece, principalmente, a las utilidades netas del año 2003 por \$1.589 millardos,



La solidez financiera de la empresa es evidente y se refleja en la evolución de sus principales indicadores. El patrimonio, las utilidades y los ingresos operacionales crecieron

a la valorización de activos fijos por \$958 millardos y al aporte de la Nación en reservas de crudo y gas por \$464 millardos. Estos valores se reducen con el pago de excedentes financieros a favor del Gobierno Nacional por \$1.081 millardos.

El patrimonio contable equivale al 35% del total de activos. Teniendo en cuenta que el saldo del FAEP registrado como ingreso diferido es en realidad una utilidad diferida para la empresa, al descontar este rubro de los pasivos y el valor neto de impuesto de renta, la proporción de activos financiada con recursos propios ascendería al 42%. Si, además, se disminuyen el activo y el pasivo pensional con los recursos financieros que la empresa dispuso para atender esta obligación, la relación de patrimonio al total de activos se incrementaría al 51%.

La solidez financiera de la empresa es evidente si se analiza la evolución de los principales indicadores. Hay mejoras en el resultado de 2003 en todos los indicadores, esencialmente por el crecimiento en 43% de la utilidad operacional. El EBITDA, definido como las utilidades antes de descontar intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones, pasó de \$5.511 millardos a \$5.980 millardos. El ROA, que representa la rentabilidad generada por los activos operacionales, se ubicó en 31% en 2003 frente al 23% de 2002. El ROE, rentabilidad neta de impuestos en relación con el patrimonio promedio del año se mantuvo en 18% a pesar de un incremento del 27% en el patrimonio. El EBITDA cubrió 13 veces los gastos financieros en 2003, frente a las 9 veces de 2002, y el nivel de endeudamiento financiero en relación con el total de activos descendió del 4% al 1%.

Las transferencias de Ecopetrol al Estado ascendieron a \$5,7 billones. La mayor participación corresponde a las regalías sobre producción de crudo con \$2,3 billones, seguida por las transferencias de dividendos por \$1,1 billones, por impuesto global \$1 billón y por conceptos de IVA e impuesto sobre la renta \$0,6 billones y \$0,5 billones, en su orden.



Las transferencias de Ecopetrol al Estado ascendieron a \$5,7 billones, de los cuales \$2,3 billones corresponden a regalías

## Ejecución Presupuestal

La empresa ejecutó un presupuesto de \$12,63 billones que corresponden a un incremento del 17,8% frente a 2002. Esta variación se explica principalmente por el crecimiento de las ventas nacionales y las exportaciones de crudos y productos. Los gastos de funcionamiento crecieron 5,3%, impulsados por el aumento de transferencias en 6,9%, el cual, a su vez, se explica por el mayor pago de regalías debido al comportamiento de los precios. Se resalta que los gastos generales apenas crecieron 0,8%, mientras que los servicios personales cayeron 9,2%. Esa mayor austeridad en los gastos permitió ejecutar un presupuesto de inversión de \$1,8 billones, el cual creció el 29% frente a 2002.

Presupuesto y Ejecución Año 2003 (Millones de Pesos)

Descripción	Ejecución 2002	Evolución Presupuesto y Ejecución Año 2003			Variaciones en %	
		Inicial	Definitivo	Ejecución	Ejec/Inicial	2003/2002
Ingresos Corrientes	9.826.057	11.478.840	11.509.840	11.643.772	1,4%	18,5%
Ventas Nacionales	5.765.038	6.481.481	6.627.881	6.664.422	2,8%	15,6%
Ventas De Exportación	4.052.737	4.475.000	4.645.779	4.716.890	5,4%	16,4%
Faep	8.282	406.959	120.780	67.780	-83,3%	718,4%
Otros Ingresos		115.400	115.400	194.680		
Ingresos de Capital	616.357	331.892	353.892	445.014	34,1%	-27,8%
<b>Total Ingresos</b>	<b>10.442.414</b>	<b>11.810.732</b>	<b>11.863.732</b>	<b>12.088.786</b>	<b>2,4%</b>	<b>15,8%</b>
Disponibilidad Inicial	286.632	132.167	544.767	544.767	312,2%	90,1%
<b>Total Ingresos + Disponibilidad</b>	<b>10.729.046</b>	<b>11.942.899</b>	<b>12.408.499</b>	<b>12.633.553</b>	<b>5,8%</b>	<b>17,8%</b>
Gastos de Funcionamiento	5.137.251	5.074.705	5.509.704	5.411.140	6,6%	5,3%
Servicios Personales	373.534	389.569	379.569	339.097	-13,0%	-9,2%
Gastos Generales	347.850	370.486	360.486	350.662	-5,4%	0,8%
Transferencias	4.415.867	4.314.650	4.769.649	4.721.380	9,4%	6,9%
Servicio de la Deuda	386.863	530.460	530.460	455.225	-14,2%	17,7%
Gastos de Inversión	1.397.813	1.571.329	1.905.928	1.806.986	15,0%	29,3%
Gastos de Operación Comercial	3.487.263	4.424.578	4.303.978	3.997.293	-9,7%	14,6%
<b>Total Gastos</b>	<b>10.409.190</b>	<b>11.601.072</b>	<b>12.250.070</b>	<b>11.670.645</b>	<b>0,6%</b>	<b>12,1%</b>
Disponibilidad Final	319.856	341.827	158.429	962.908	181,7%	201,0%
<b>Total Gastos + Disponibilidad</b>	<b>10.729.046</b>	<b>11.942.899</b>	<b>12.408.499</b>	<b>12.633.553</b>	<b>5,8%</b>	<b>17,8%</b>

Nota: La ejecución de ingresos corresponde a lo efectivamente recibido y la de egresos a compromisos adquiridos

La ejecución de inversiones creció 15% frente a la programación inicial, luego de haber tramitado las adiciones correspondientes para el área de exploración, refinación y petroquímica, principalmente. Esta ejecución contempla, además, el fondeo adicional por \$250 millones para el respaldo del pasivo pensional de la empresa.

Del total de las inversiones, el 52% se dedicó al *upstream* en la búsqueda de nuevas reservas y el

mantenimiento de las curvas de producción; el 30% en el *downstream*, en la recuperación de factores de disponibilidad y utilización de refinerías y transporte. En este último se concentraron esfuerzos en la mitigación de hurtos y disponibilidad de los sistemas para garantizar la entrega oportuna de productos a los clientes y al país.

Las inversiones en el corporativo representaron el 4% del portafolio. Se destacan los recursos para el

Ejecución Presupuestal de Inversiones (Millones de Pesos)

Áreas Operativas	Ejecución 2002	Evolución Año 2003			Ejecución Presupuestal	Participación
		Inicial	Definitivo	Ejecución		
Exploración	157.000	73.500	155.583	151.966	207%	8%
Producción	842.800	940.156	832.772	798.888	85%	44%
Refinación y Petroquímica	292.200	345.569	475.475	427.939	124%	24%
Transporte	72.200	133.773	111.759	102.735	77%	6%
ICP	6.200	9.469	7.816	7.231	76%	0%
Corporativo	27.300	68.862	72.523	68.227	99%	4%
Fondo de Pensiones		0	250.000	250.000		14%
<b>Total Inversiones</b>	<b>1.397.700</b>	<b>1.571.329</b>	<b>1.905.928</b>	<b>1.806.986</b>	<b>115%</b>	<b>100%</b>

desarrollo del proyecto Sensor, que comprende una plataforma tecnológica para el manejo integrado de la información financiera y volumétrica de la empresa, acompañado del rediseño de procesos con mejores prácticas, con miras a optimizar la gestión administrativa de la organización.

El 14% restante obedece al fondeo del pasivo pensional dentro de las disposiciones emanadas del Decreto 2153 de 1999.

## Situación de Tesorería

La evolución del mercado de capitales durante el año anterior estuvo influenciada por la política de la Reserva Federal de mantener bajas las tasas de interés con el fin de reactivar la actividad económica y tener controlados los niveles de inflación.

En Estados Unidos, el crecimiento del PIB fue cercano al 3,1% en 2003 frente al 2,2% del año inmediatamente anterior. Es importante resaltar que el sector industrial en ese país creció en 2,3% después de tres años continuos de contracción. Otros indicadores también mostraron mejorías importantes: la inflación se redujo a 1,9% en 2003 frente al 2,4% de 2002.

Es importante resaltar que el mercado accionario tuvo un crecimiento del 26% (medido por el índice S&P), el mejor en los últimos cuatro años.

Durante el año 2003, la empresa mantuvo importantes excedentes de liquidez en dólares frente a lo presupuestado, como consecuencia de los mayores márgenes operacionales.

Al finalizar el año, los excedentes de tesorería fueron de \$1.747 millardos (US\$539 millones y \$250 millardos), los cuales están representados en depósitos a la vista e inversiones de corto y largo plazo.

Los excedentes, tanto en pesos como en dólares, fueron invertidos principalmente a corto plazo con el

fin de mantener la liquidez. Las inversiones en pesos se concentraron en depósitos a la vista y TES-TRM, debido a los compromisos de pago de final de año.

En dólares, estos excedentes se colocaron principalmente en Time Deposits y Liquidity Funds, registrando una rentabilidad cercana al 1,13%, mientras que el rendimiento del índice de JP Morgan Cash Index, usado como referencia de mercado, fue del 1,219%. La diferencia se explica porque los recursos invertidos en el portafolio en dólares se colocaron en promedio a un plazo inferior al del índice.

Para atender los compromisos en moneda nacional, se monetizaron US\$179 millones. De este total, US\$158 millones se realizaron con operaciones forward y el resto, US\$21 millones, en el mercado spot.

La empresa realizó una sustitución de los títulos TES denominados en dólares americanos con vencimiento a noviembre de 2003, por títulos denominados en dólares con vencimiento a noviembre de 2004 y rentabilidad del 4% anual. De estos, aproximadamente el 80% fueron transferido a dos de las fiduciarias encargadas de manejar los patrimonios autónomos, los cuales fueron constituidos para el fondeo del pasivo pensional.

## Fondo de Pensiones

En el año anterior se continuó con la ejecución exitosa de la estrategia del fondeo del pasivo pensional de la empresa. El saldo del Fondo tuvo un crecimiento importante, al pasar de \$3,77 billones en diciembre de 2002 a \$4,6 billones en diciembre de 2003, lo que representa un aumento de \$822 millardos.

El crecimiento superior al registrado en años anteriores se explica tanto por la rentabilidad generada por los fondos, como por la capitalización realizada el 29 de diciembre de 2003 por valor de \$250 millar-

Pasivo Patrimonial (Millardos de Pesos)

	Dic-99	Dic-00	Dic-01	Dic-02	Dic-03
Pasivo Pensional	5.327,1	6.322,5	7.020,6	7.837,3	8.569,3
Patrim. Autónomos	405,0	2.741,2	3.239,9	3.769,5	4.590,9
Respaldo del Fondo	7,60%	43,36%	46,15%	48,10%	53,57%

dos. Los recursos adicionales fueron entregados en administración a dos de los patrimonios autónomos, representados en títulos TES-TRM. Tras cumplir con los requisitos técnicos y ofrecer las menores comisiones de manejo, el consorcio Previcafé recibió \$150 millardos y Fidupopular \$100 millardos.

La rentabilidad promedio neta del portafolio a diciembre de 2003 fue del 15,1%, es decir, 2,4% por encima del mínimo requerido (IPC + 6% = 12%). La estrategia de inversión de las administradoras de los patrimonios autónomos fue mantener una parte importante del portafolio en títulos indexados al IPC y UVR, con el fin de garantizar el benchmark. Con el rendimiento obtenido y la capitalización realizada al final del año, se logró aumentar el cubrimiento del pasivo pensional en 5,12 puntos porcentuales, al pasar de 48,10% a 53,22%, e incrementar la duración del portafolio en 304 días (se pasó de 1.051 días en 2002 a 1.355 días en 2003).

El pasado 5 de junio, Lloyds Trust, con la autorización de la empresa, cedió a Fidupopular el manejo de \$500 millardos, en iguales condiciones al contrato inicial.

## Coberturas de Riesgo

Con base en la Ley del Plan de Desarrollo, la Junta Directiva de la empresa amplió la autorización del uso de instrumentos de cobertura diferentes al *put*.

Aprovechando los precios registrados en el mercado internacional de hidrocarburos en el año 2003, la empresa ejecutó en el último trimestre del año su estrategia de cubrimiento para 2004. En ese período resultaba preocupante la reincorporación de Irak al mercado y la capacidad de la Opep para mantener la cohesión dentro de la organización y para ajustarse a las nuevas condiciones.

En ese contexto, y con el fin de reducir el superávit en riesgo para el año 2004, se ejecutaron tres tramos por un total de 7 millones de barriles. Con estas operaciones la empresa consolidó su política de manejo de riesgos y aseguró como mínimo el 80% del superávit fiscal a transferir a la Nación para el año 2004.

## Gestión de Cartera

En el transcurso del año se llevó a cabo la centralización en el corporativo de la administración, manejo y control de las garantías de clientes (previamente aprobadas por las unidades de negocio), lo cual trae como beneficio la unificación de políticas de administración y cobro de las garantías, así como la oportunidad en la ejecución y cobro de las mismas ante eventuales incumplimientos en los pagos de los clientes.

Con la ayuda de las unidades de negocio, la cartera en mora se redujo en \$3.293 millones, con lo cual el indicador de calidad pasó del 2% en 2002 al 1,5% en 2003. Esta gestión ha permitido mantener una cartera sana y dentro de límites eficientes de rotación.

## Inversiones Permanentes

Mediante el Decreto 1760 de 2003 se creó la Sociedad Promotora de Inversiones de Colombia, S.A., con un patrimonio inicial de \$93.822 millones, correspondiente



Del total de inversiones realizadas por Ecopetrol el 52% se dedicó al *upstream* en la búsqueda de nuevas reservas y el mantenimiento de las curvas de producción

a algunas de las inversiones que formaban parte del portafolio de Ecopetrol en el año 2002. Dentro de éstas se destacan las participaciones en Surtigás, S.A. y Termotasajero, S.A.

En el año 2003 Ecopetrol recibió \$17.327 millones por concepto de dividendos generados de su participación accionaria en diversas empresas como Invercolsa, Monómeros Colombo-Venezolanos, Empresa de Energía de Bogotá y Gases de la Guajira.

En el proceso de liquidación de las filiales Cándor, COLPET y SAGOC, se obtuvieron los correspondientes permisos por parte del ministerio de Protección Social para conmutar el pasivo pensional con el Instituto de Seguros Sociales y se afilió a la totalidad de los beneficiarios (pensionados y familiares) al Sistema General de Salud.

Dentro del proceso de venta de la Planta Termogua-landay, se actualizó la valoración y se identificó una posible utilización para la autogeneración de energía en campos de la Gerencia de Alto Magdalena y campos asociados.

Se vendió la participación en Terpel Antioquia en una operación de mercado abierto, lo que representó ingresos para Ecopetrol por valor de \$32.400 millones.

Se logró la expedición del Decreto de venta de la participación de la Empresa en Gases de la Guajira, S.A. ESP. y se adelantaron todas las gestiones para la expedición del decreto de venta de Monómeros Colombo-Venezolanos.

De otra parte, se hizo la cesión a favor de la Universidad de La Paz de una porción de la deuda que Ferticol, S.A. tenía con Ecopetrol, a fin de que dicha deuda fuera capitalizada como parte del acuerdo de reestructuración de la compañía promovido en el marco de la Ley 550 de 1999.

## Administración de Riesgos

En la renovación del programa de seguros para la vigencia 2003-2004 se obtuvo un ahorro total de US\$5,2 millones. A través de la estrategia de cancelación y resuscripción y, negociando un acuerdo de largo plazo por dos años, se obtuvo un ahorro inmediato del 20%

(US\$ 4,2 millones) en la póliza de Daños Materiales, manteniendo el mismo límite asegurado, deducibles y condiciones.

El ahorro adicional por la cancelación anticipada de la vigencia 2002-2003 fue de US\$0,64 millones. Para el amparo de Sabotaje y Terrorismo también se obtuvo un ahorro sustancial equivalente al 21% (US\$0,75 millones); así mismo, se logró incrementar el respaldo reaseguro del 60% al 100% para el límite asegurado y se disminuyó el deducible de US\$20 millones por evento y en el agregado a US\$10,5 millones.

En el mes de noviembre se constituyó el fondo de auto-seguro de Ecopetrol con \$44.685 millones, con el fin de respaldar algunos de los riesgos que actualmente se encuentran auto retenidos por la empresa.

## Administración Basada en Valor (EVA)

Se cumplió por tercer año consecutivo con la presupuestación y medición de generación de valor (EVA™) de los 26 diferentes centros EVA. Este proceso de planeación financiera y medición estuvo acompañado de revisiones trimestrales realizadas en conjunto con el Tablero Balanceado de Gestión.

En 2003 se crearon tres nuevos centros EVA. Se incluyó la medición a la Gerencia de Control de Pérdidas para hacer gestión sobre las pérdidas de combustibles y atentados a la infraestructura de oleoductos.

Por otro lado, se estructuró la nueva Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo que consolida las organizaciones de mercadeo de crudos, productos y gas a nivel nacional e internacional. Dentro de dicha vicepresidencia, se creó el Centro EVA de Manejo de Inventarios, con el fin de medir la eficiencia en el manejo de los inventarios en tránsito y la optimización de la cadena de suministro.

En la Vicepresidencia de Producción se progresó significativamente en la medición de la gestión. Se mejoró la metodología para medir por separado la gestión operativa y la gestión de reservas de hidrocarburos de los distritos productores. También se hicieron significativos progresos en la medición de los gastos administrativos y de soporte de la empresa. Se midió

la gestión en la reducción de gastos de cada una de las direcciones del Centro Corporativo y de la Dirección General de Operaciones.

La generación de valor del Ecopetrol operativo sin incluir los efectos de los aumentos de precios y los ingresos no operacionales provenientes del FAEP, patrimonios autónomos y filiales, fue de \$366 millardos.

La Vicepresidencia de Exploración reportó una generación de valor de \$267 millardos respecto a una meta de \$557 millardos. El reemplazo de reservas durante el año fue del 80% de la producción, la cual es una cifra que no se lograba desde hace varios años en el país.

La Vicepresidencia de Producción reportó una generación de valor en su gestión operativa de \$982 millardos, comparada con una meta de \$1074 millardos. En la gestión de reservas se superó ampliamente la meta con una generación de valor de \$299 millardos respecto a la meta de \$94 millardos. Los resultados consolidados de producción, incluyendo el agotamiento de las reservas y el costo de capital de las mismas, fue de \$113 millardos respecto a una meta de \$-94 millardos.

La refinería de Barrancabermeja reportó una generación de valor de \$63,1 millardos, presentando un mejor desempeño que el año anterior, mientras que la refinería de Cartagena aunque reportó una pérdida de valor de \$121 millardos debido a su baja conversión, mejoró en relación con el presupuesto inicialmente previsto. La empresa adelanta planes de mejoramiento y optimización de ambas refinerías. En el caso de Cartagena inició el proceso para ejecutar el Plan Maestro de Desarrollo de Cartagena, que permitirá la ampliación de la capacidad de refinación de 75.000 barriles diarios a 140.000 barriles diarios e incremento de su factor de conversión.

En la Vicepresidencia de Transporte se superó la meta de generación de valor, a pesar de la sub-utilización del Poliducto de Oriente. El EVA de la vicepresidencia fue de \$101 millardos comparado con la meta de \$99 millardos. En el campo de reducción de costos por atentados y hurtos de combustibles la generación de valor fue significativa.

La meta de reducción de costos por atentados de \$23 millardos se superó ampliamente con una reduc-

ción de costos de \$107 millardos. En el terreno de los hurtos de combustibles se logró reducir el valor de los hurtos y los gastos para controlarlos de un valor esperado de \$-215 millardos a \$-186 Millardos.

Finalmente, la Vicepresidencia de Suministro y Mercadeo superó ampliamente la meta de generación de valor de \$34 millardos con una ejecución de \$75 millardos. Estos resultados se deben principalmente a oportunidades de mercado que se generaron por las crisis de suministro de crudos y productos generadas por la guerra en Irak, la huelga de PDVSA en Venezuela, y las interrupciones de suministros en el África Occidental. De esta manera se lograron superar los precios objetivos de los crudos y productos comercializados por la Gerencia de Comercio Internacional.

## Nueva Política

La transformación de Ecopetrol dio origen a la Gerencia Administrativa como una unidad encargada de consolidar los servicios administrativos y de apoyo, compras y contratación. Este esquema pretende liberar la carga administrativa a los negocios operativos y de soporte, aprovechar sinergias, economías de escala, tecnología, eficiencia administrativa, menores costos, unificación de políticas y estandarización de procesos.

Durante el último trimestre de 2003, la Gerencia Administrativa se centró en la organización de los diferentes grupos de trabajo con el propósito de ejecutar las estrategias durante 2004. La Gerencia tiene un enfoque de direccionamiento centralizado y operación regionalizada, el cual estará soportado por un sistema de información integrado. Con este esquema también se pretende mejorar la imagen de Ecopetrol S.A. hacia el exterior como una sola empresa. ❖



Ernst &amp; Young Audit Ltda.

NIT. 860.008.890-5

A los Accionistas de

**Ecopetrol S.A.**

1. He auditado el balance general de Ecopetrol S.A., (antes Empresa Colombiana de Petróleos Ecopetrol) (en adelante Ecopetrol o la Empresa) al 31 de diciembre de 2003 y los correspondientes estados de actividad financiera, económica y social, de cambios en el patrimonio, de cambios en la situación financiera y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha. Los mencionados estados contables son responsabilidad de la Administración de la Empresa. Mi responsabilidad es la de expresar una opinión sobre los estados contables de la Empresa al 31 de diciembre de 2003 fundamentado en mi auditoría. Los estados contables al 31 de diciembre de 2002 fueron auditados por otro contador independiente quien en su informe del 3 de febrero de 2003 emitió una opinión con salvedades por lo siguiente: 1.) No haberse persuadido sobre la suficiencia de la provisión para costos de abandono, en razón del cálculo por campo y no por pozo y sobre el efecto en la determinación del aporte de la Nación; y, 2.) La ausencia de una provisión para cubrir la porción que no se pueda recuperar de una cuenta por cobrar por \$505 millardos a la Empresa Colombiana de Gas "ECOGAS" al 31 de diciembre de 2002.

2. Excepto por lo indicado en el párrafo siguiente, he efectuado mi auditoría de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en Colombia. Las citadas normas requieren que una auditoría se planifique y lleve a cabo para obtener seguridad razonable en cuanto a si los estados contables están libres de errores de importancia. Una auditoría incluye el examen, sobre una base de pruebas, de la evidencia que respalda las cifras y las revelaciones en los estados contables. Asimismo, incluye una evaluación de los principios de contabilidad adoptados y de las estimaciones de importancia efectuadas por la Administración, así como de la presentación en su conjunto de los estados

contables. Considero que mi auditoría proporciona una base razonable para emitir mi opinión.

3. Según se describe en la Nota 33 a los estados contables adjuntos, al 31 de diciembre de 2003, la Empresa se encuentra dando cumplimiento al proceso de depuración y saneamiento de la información contable en los términos de las Leyes 716 de 2001 y 863 de 2003, y para lo cual tiene un plazo que vence el 31 de diciembre de 2005, en ciertas cuentas del balance general, con el fin de determinar y cuantificar los ajustes que pudieran ser necesarios. La Junta Directiva de la Empresa aprobó en diciembre de 2003, ajustes por \$57 millones, como resultado de los análisis efectuados hasta entonces.

4. Como se indica en la Nota 19 a los estados contables adjuntos, al 31 de diciembre de 2003, la Empresa se encuentra completando el análisis del pasivo estimado para futuras erogaciones de abandono, restauración ambiental y terminación de contratos y operaciones petrolíferas, para dar consideración a los resultados de los proyectos piloto para el taponamiento de pozos y el acuerdo de abandono logrado con el Ministerio de Minas y Energía, los cuales indican una sobrestimación del pasivo, así como la inclusión en el estimado de los costos relacionados con el desmantelamiento de plataformas submarinas y otros activos y actividades relacionadas. La Empresa está completando el análisis de los demás campos y activos para cuantificar el efecto en los estados contables.

5. Mediante Decreto Extraordinario 1760 de 2003, el Gobierno Colombiano asignó como parte del patrimonio de Ecopetrol, los derechos de producción de los campos que a junio de 2003 se encontraban en explotación a través de contratos de asociación o en forma directa. Tales derechos no han sido reconocidos en los estados contables al 31 de diciembre de 2003, tal como se indica en la Nota 10 a los estados contables adjuntos. Aun cuando existe una metodología para la determinación del valor del aporte, la Administración de la Empresa no ha reconocido tales derechos para evitar una posible sobrestimación del patrimonio y de los activos resultantes. Por consiguiente no pude determinar el efecto de este registro en los estados contables adjuntos.

6. Como se indica en la Nota 11 a los estados contables adjuntos y en cumplimiento de la ley 209 de 1995, la Empresa reconoce como ingresos diferidos la porción de ventas de crudo de los campos Cusiana, Cupiagua y Caño Limón que se deposite en el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera (FAEP), cuyo saldo al 31 de diciembre es de \$2.857 millardos, mientras que los correspondientes costos de producción se cargan a gastos al ser incurridos. Según la citada ley, sólo constituirán ingreso, los reintegros que efectivamente reciba la Empresa. El tratamiento descrito se aparta de los principios básicos de contabilidad pública de reconocimiento, causación, esencia sobre forma y de asociación de ingresos con los relativos costos y gastos incurridos para su generación. Como resultado de este tratamiento, durante 2003 se contabilizaron ingresos generados en años anteriores, producto de reintegros, por \$89 millardos y el patrimonio, a diciembre del mismo año, quedó subestimado en \$1.758 millardos.

7. Al 31 de diciembre de 2003 y aplicando un concepto de la Contaduría General de la Nación de 1999 para el reconocimiento contable de las operaciones relacionados con los contratos BOMT (construcción, operación, mantenimiento y transferencia), originados en la escisión de activos de Ecopetrol con destino a la Empresa Colombiana de Gas "ECOGAS", la Empresa no ha reconocido la pérdida total asumida en esta transacción, la cual está pendiente por \$132 millardos, aproximadamente, tal como lo requieren los principios básicos de contabilidad pública, derivándose una sobrestimación por el citado importe de la utilidad de 2003 y del patrimonio al 31 de diciembre de 2003.

8. En mi opinión, excepto por el efecto de los ajustes, (a) si los hubiere, que podrían haberse requerido de haber contado con la información relativa al asunto mencionado en el párrafo 3 y (b) derivados de los asuntos discutidos en los párrafos 4, 5, 6 y 7 anteriores, los estados contables al 31 de diciembre de 2003, antes mencionados, presentan razonablemente en todos sus aspectos de importancia la situación financiera de Ecopetrol S.A. al 31 de diciembre de 2003, y los resultados de sus actividades financieras, económicas y sociales, los cambios en su situación financiera y los flujos de efectivo por el año terminado en esa

fecha, de conformidad con principios de contabilidad pública generalmente aceptados y promulgados por la Contaduría General de la Nación.

9. Según se comenta en la Notas 12 y 32 a los estados contables adjuntos, la recuperabilidad al 100% de otros activos por \$587 millardos, originados en la escisión de activos de Ecopetrol con destino a la Empresa Colombiana de Gas "ECOGAS", relacionados con los contratos BOMT para el transporte y comercialización de gas, requiere del perfeccionamiento de las garantías que el Gobierno Colombiano se ha comprometido a otorgar según el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) de septiembre de 2003, a través de la pignoración de activos o participaciones accionarias y dividendos de la Nación en otras entidades.

10. Además, fundamentado en el alcance de mi auditoría, excepto por lo mencionado en los párrafos anteriores, no estoy enterado de situaciones indicativas de inobservancia en el cumplimiento de las siguientes obligaciones de la Empresa: 1) Llevar los libros de actas, registro de accionistas y de contabilidad, según las normas legales y la técnica contable; 2) Desarrollar las operaciones conforme a los estatutos y decisiones de la Asamblea de Accionistas y de la Junta Directiva de la Empresa, y a las normas relativas a la seguridad social integral; 3) Conservar la correspondencia y los comprobantes de las cuentas; y, 4) Adoptar medidas de control interno y de conservación y custodia de los bienes de la Empresa o de terceros en su poder.

11. El informe de gestión, preparado por la Administración de la Empresa por requerimiento legal, sobre la evolución del negocio y la situación jurídica, económica y administrativa de la Empresa, se presenta por separado y no forma parte de los estados contables. He verificado únicamente la concordancia de la información financiera del citado informe con la de los estados contables adjuntos.

**Francisco González Rodríguez**

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Balances Generales (Millones de Pesos)  
31 de Diciembre

	2003	2002
<b>Activos</b>		
Activos corrientes:		
Efectivo y equivalentes de efectivo	202,907	190,896
Inversiones	1,618,666	581,253
Cuentas y documentos por cobrar	767,906	861,799
Inventarios	882,080	767,303
Anticipos, avances y depósitos	625,954	676,875
<b>Total activos corrientes</b>	<b>4,097,513</b>	<b>3,078,126</b>
Inversiones	1,159,569	1,491,667
Cuentas y documentos por cobrar	139,579	134,960
Propiedad, planta y equipo, neto	6,354,225	6,554,136
Recursos naturales y del ambiente, neto	2,848,112	2,806,590
Recursos entregados en administración	4,590,852	3,769,478
Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP	2,857,873	3,035,517
Cargos diferidos y otros activos	1,867,685	2,225,572
Valorizaciones	2,271,117	1,278,028
<b>Total activos</b>	<b>26,186,525</b>	<b>24,374,074</b>
<b>Pasivos y patrimonio</b>		
Pasivos corrientes:		
Obligaciones financieras	122,915	616,869
Cuentas por pagar y vinculados	1,009,457	1,074,731
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	1,743,776	1,353,414
Obligaciones laborales	424,200	350,736
Pasivos estimados y provisiones	709,547	445,243
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>4,009,895</b>	<b>3,840,993</b>
Ingresos diferidos – Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera FAEP	2,857,873	3,035,517
Cuentas por pagar a largo plazo	–	81,551
Obligaciones financieras a largo plazo	260,457	376,004
Obligaciones laborales a largo plazo	8,266,815	7,606,916
Pasivos estimados	435,145	463,869
Otros pasivos a largo plazo	1,127,477	1,700,599
<b>Total pasivos</b>	<b>16,957,662</b>	<b>17,105,449</b>
Patrimonio	9,228,863	7,268,625
<b>Total pasivos y patrimonio</b>	<b>26,186,525</b>	<b>24,374,074</b>
Cuentas de orden	13,802,171	13,398,184

Original Firmado

Nota: Los cuadros son un extracto del Balance General de Ecopetrol S.A. No se publican las notas adjuntas que hacen parte integral de dicho balance.

**Isaac Yanovich Farbaiarz**

Presidente

**Ezequiel Paladines Cuéllar**

Contador Público

Tarjeta Profesional 25995-T

**Francisco González Rodríguez**

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

Designado por Ernst &amp; Young Audit Ltda. TR-530

Estados de Actividad Financiera, Económica y Social (Millones de Pesos)  
31 de Diciembre

	2003	2002
<b>Ingresos</b>		
Ventas nacionales	6,746,449	5,490,668
Ventas en el exterior	4,779,506	4,334,686
<b>Total ingresos</b>	<b>11,525,955</b>	9,825,354
Costo de ventas	7,506,958	6,560,441
	<b>4,018,997</b>	3,264,913
<b>Gastos operacionales</b>		
Administración	225,640	276,206
Comercialización	741,179	861,211
<b>Utilidad operacional</b>	<b>3,052,178</b>	2,127,496
<b>Ingresos (gastos) no operacionales</b>		
Ingresos financieros, neto	645,234	758,023
Gastos de jubilados	(673,305)	(652,652)
Corrección monetaria	108,026	68,043
Otros egresos, neto de ingresos	(200,050)	(29,684)
Utilidad antes de partidas extraordinarias y ajustes de años anteriores e impuesto sobre la renta	2,932,083	2,271,226
Partidas extraordinarias y ajustes de años anteriores	(443,814)	(258,311)
<b>Utilidad antes del impuesto sobre la renta</b>	<b>2,488,269</b>	2,012,915
<b>Provisión para impuesto sobre la renta</b>		
Corriente	856,761	498,012
Diferido	42,384	179,355
	899,145	677,367
<b>Utilidad neta del año</b>	<b>1,589,124</b>	1,335,548

Original Firmado

Nota: Los cuadros son un extracto del Balance General de Ecopetrol S.A.. No se publican las notas adjuntas que hacen parte integral de dicho balance.

**Isaac Yanovich Farbaiarz**  
Presidente

**Ezequiel Paladines Cuéllar**  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 25995-T

**Francisco González Rodríguez**  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 13442-T  
Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Estado de Cambios en el Patrimonio (Millones de Pesos)  
31 de Diciembre

	Capital Suscrito y Pagado	Aporte de la Nación en Especie	Partidas Patrimoniales Compensatorias	Reserva Legal y Otras	Superávit por Valorizaciones	Excedentes Financieros Distribuidos en Exceso	Resultados Acumulados	Total Patrimonio
<b>Saldo en 2001</b>	2,825,876	943,724	-	361,511	1,184,851	(192,410)	1,419,841	6,543,393
Reversión concesión	456	-	-	-	-	-	-	456
Aporte de la Nación en reservas de hidrocarburos	-	396,051	-	-	-	-	-	396,051
Distribución de utilidades	-	-	-	319,841	-	-	(1,419,841)	(1,100,000)
Superávit por valorización	-	-	-	-	93,177	-	-	93,177
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	1,335,548	1,335,548
<b>Saldo en 2002</b>	2,826,332	1,339,775	-	681,352	1,278,028	(192,410)	1,335,548	7,268,625
Capital suscrito pagado	1,365,677	(1,558,087)	-	-	-	192,410	-	-
Capital escindido	(5,095)	-	-	-	-	-	-	(5,095)
Aporte de la Nación en reservas de ocarburos	-	464,120	-	-	-	-	-	464,120
Partidas patrimoniales compensatorias	58,068	-	(58,068)	-	-	-	-	-
Distribución de utilidades	-	-	-	-	-	-	(1,081,000)	(1,081,000)
Superávit por valorización	-	-	-	-	993,089	-	-	993,089
Utilidad neta del año	-	-	-	-	-	-	1,589,124	1,589,124
<b>Saldo en 2003</b>	<b>4,244,982</b>	<b>245,808</b>	<b>(58,068)</b>	<b>681,352</b>	<b>2,271,117</b>	<b>-</b>	<b>1,843,672</b>	<b>9,228,863</b>

Original Firmado

Nota: Los cuadros son un extracto del Balance General de Ecopetrol S.A. No se publican las notas adjuntas que hacen parte integral de dicho balance.

**Isaac Yanovich Farbaiarz**

Presidente

**Ezequiel Paladines Cuéllar**

Contador Público

Tarjeta Profesional 25995-T

**Francisco González Rodríguez**

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

Designado por Ernst &amp; Young Audit Ltda. TR-530

Estados de Cambios en la Situación Financiera (Millones de Pesos)  
31 de Diciembre

	2003	2002
<b>Recursos financieros provistos por:</b>		
Utilidad neta del año	1,589,124	1,335,548
Partidas que no afectan el capital de trabajo:		
Depreciación y amortización	1,198,025	1,366,228
Pasivos estimados y provisiones	(28,724)	289,892
Provisión para pensiones de jubilación	735,079	787,759
Provisión impuesto de renta diferido	42,384	179,355
Total provisto por las operaciones	3,535,888	3,958,782
(Aumento) disminución de otros activos	454,538	(1,335,179)
(Aumento) disminución de inversiones	332,098	(334,162)
Aportes de capital	459,025	396,507
	4,781,549	2,685,948
<b>Recursos financieros aplicados a:</b>		
Distribución de utilidades	(1,081,000)	(1,100,000)
Mayores recursos entregados en administración	(821,374)	(542,398)
Aumento (disminución) de otros pasivos	(712,157)	58,608
Adiciones a recursos naturales y del ambiente	(531,091)	(642,193)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(508,545)	(757,760)
Disminución de obligaciones financieras a largo plazo	(115,547)	(182,784)
Disminución de obligaciones laborales a largo plazo	(75,180)	9,724
Disminución de cuentas por pagar a largo plazo	(81,551)	50,626
Aumento deudores	(4,619)	(21,853)
	(3,931,064)	(3,128,030)
Aumento (disminución) del capital de trabajo	850,485	(442,082)
<b>Cambios en los componentes del capital de trabajo:</b>		
Efectivo y equivalentes de efectivo	12,011	99,906
Inversiones	1,037,413	393,751
Cuentas y documentos por cobrar	(93,893)	151,022
Inventarios	114,777	(17,358)
Anticipos, avances y depósitos	(50,921)	134,849
Obligaciones financieras	493,954	(390,832)
Cuentas por pagar a largo plazo	65,274	(328,224)
Impuestos, contribuciones y tasas por pagar	(390,362)	3,343
Obligaciones laborales	(73,464)	(22,565)
Pasivos estimados y provisiones	(264,304)	(465,974)
Aumento (disminución) del capital de trabajo	850,485	(442,082)

Original Firmado

Nota: Los cuadros son un extracto del Balance General de Ecopetrol S.A.. No se publican las notas adjuntas que hacen parte integral de dicho balance.

**Isaac Yanovich Farbaiarz**

Presidente

**Ezequiel Paladines Cuéllar**

Contador Público

Tarjeta Profesional 25995-T

**Francisco González Rodríguez**

Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 13442-T

Designado por Ernst & Young Audit Ltda. TR-530

Estados de Flujos de Efectivo (Millones de Pesos)  
31 de Diciembre

	2003	2002
<b>Actividades de operación</b>		
Efectivo recibido de clientes	11,487,114	9,627,208
Efectivo de intereses financieros	655,570	655,312
Ingresos por reintegros y rendimientos FAEP	161,302	139,808
Efectivo pagado a proveedores y contratistas	(4,231,353)	(3,579,506)
Pago de salarios, prestaciones sociales y seguridad social	(438,671)	(488,926)
Pensiones de jubilación pagadas	(1,169,827)	(794,684)
Pago de impuestos sobre la renta y otros impuestos	(498,012)	(652,817)
Pago por regalías y otras contribuciones	(2,295,874)	(1,813,726)
Pago de intereses financieros	(93,204)	(71,236)
Otros pagos	(588,607)	(306,464)
Efectivo neto provisto por actividades de operación	2,988,438	2,714,969
<b>Actividades de inversión</b>		
Aumento neto de inversiones	(705,315)	(727,918)
Inversión en recursos naturales y del ambiente	(531,091)	(642,193)
Adiciones de propiedad, planta y equipo	(508,545)	(749,507)
Efectivo neto usado en las actividades de inversión	(1,744,951)	(2,119,618)
<b>Actividades de financiación</b>		
Distribución de utilidades	(1,081,000)	(1,100,000)
Aumento (disminución) de obligaciones financieras	(609,501)	208,048
Aportes de la Nación	459,025	396,507
Efectivo neto usado en las actividades de financiación	(1,231,476)	(495,445)
Aumento neto en el efectivo y equivalentes de efectivo	12,011	99,906
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	190,896	90,990
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del año	202,907	190,896

Original Firmado

Nota: Los cuadros son un extracto del Balance General de Ecopetrol S.A. No se publican las notas adjuntas que hacen parte integral de dicho balance.

## Indicadores Financieros

Descripción	Año 2003	Año 2002	
<b>Rentabilidad</b>			
<b>ROA</b>	Utilidad Operacional Activos operacionales promedio	31%	24%
<b>ROE</b>	Utilidad Neta del Período Patrimonio Promedio	17%	19%
<b>Cobertura</b>			
EBITDA(*) Gastos Financieros	13	35	
<b>Endeudamiento</b>			
	<b>Obligaciones Financieras</b> Activo	1%	4%

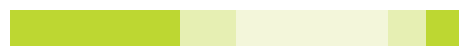
(\*) EBITDA = Utilidad neta + provisión impuesto renta + gastos financieros + gastos no desembolsables



P l a n e a c i ó n y R i e s g o s

---

# Planeación y Riesgos



2003

---



Ecopetrol se transformó en una sociedad pública por acciones dedicada a sus actividades comerciales y dejó atrás la administración del recurso petrolero en Colombia

Luego de la transformación en una sociedad pública por acciones, Ecopetrol ejecutó algunos cambios con el fin de fortalecerse y asegurar su sostenibilidad en un ambiente competitivo y riesgoso.

Durante el segundo semestre de 2003 adelantó una transformación interna con el fin de optimizar procesos administrativos, otorgar mayor autonomía a los negocios y reducir costos y gastos administrativos.

Así mismo, inició el planteamiento de su nuevo marco estratégico basada en criterios de rentabilidad comercial y empresarial para definir su participación en el mercado, en forma directa o en compañía de nuevos socios que le permitan diversificar el riesgo.

En ese sentido, Ecopetrol deberá conseguir las reservas suficientes para dinamizar la cadena, ampliando su portafolio de proyectos e inversiones. En 2003 incursionó en la exploración costa afuera en el Caribe colombiano para contar con más reservas y así desarrollar el mercado del gas natural, promoviendo su demanda por encima de otros energéticos y capitalizando oportunidades con el objetivo de exportarlo a Centroamérica, Venezuela y Ecuador.



La empresa continuará incrementando el recobro mejorado de las reservas de los activos que conserva y optimizará las operaciones existentes de la cadena de producción, refinación, transporte y comercialización, haciendo una optimización de sus costos. Así mismo, asegurará la confiabilidad en el suministro y la calidad de los productos, actuando con enfoque hacia el cliente y a la medición de resultados.

En este nuevo reto de Ecopetrol, la empresa trabajará con gente comprometida y preparada y mantendrá una relación de buen ciudadano y buen vecino empresarial, con responsabilidad social y ambiental.

Sólo en 2004 se conocerán los parámetros definitivos del marco estratégico de Ecopetrol y sus tácticas en cada uno de los negocios.

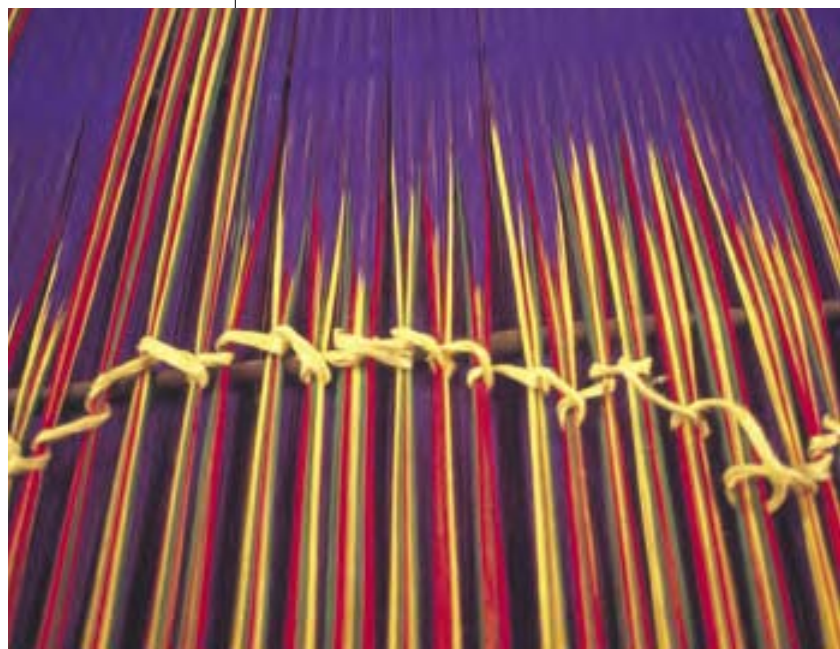
### Abastecimiento del Mercado Interno

Los esfuerzos de Ecopetrol y sus socios por mantener la producción de los campos actuales y el aumento del factor de recobro de viejos yacimientos contribuyeron para mantener en el año 2008 las expectativas de abastecimiento con recursos internos. En la medida en que se logre el éxito en estas actividades exploratorias esta fecha se extenderá.

El pronóstico de la demanda nacional de los combustibles líquidos derivados del petróleo, estimado en 237 mil barriles producidos día calendario, fue revaluado en mayo de 2003 por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) disminuyendo el nivel de crecimiento de la demanda en los próximos años, principalmente por factores de eficiencia tecnológica de los nuevos motores y la penetración de los sistemas de transporte masivo.

### Precios Nacionales

Desde finales del año 2002 el Gobierno Nacional viene desarrollando una política de desmonte gradual de los subsidios a los precios de los combustibles, la cual tiene como objetivos la definición de costos



Con la implementación del proyecto Sensor, Ecopetrol contará con un sistema confiable de datos que optimizará la manera en que se desarrolla el trabajo en la organización

reales no subsidiados para los consumidores, lograr un mercado abierto y la expansión de la infraestructura de distribución en el país.

Dicha política está basada en la definición de un precio objetivo para los combustibles al interior del país, tomando como referencia la tendencia del WTI en el largo plazo. Este nivel objetivo es de US\$24,81/BL.

La gradualidad de este proceso se enmarca en el propósito de lograr en diciembre de 2004 la eliminación del subsidio para la gasolina motor, y en diciembre de 2006 el subsidio del diesel.

## Aseguramiento de la Gestión

Dentro del propósito de asegurar el logro de los resultados esperados, la empresa ha madurado en la implementación de un sistema integral de medición y gestión del desempeño, basado en la definición de mapas estratégicos atados a los tableros balanceados de gestión y la evaluación del valor agregado de cada una de las dependencias. En el año 2003 se revisaron los tableros balanceados, con sus indicadores y metas de gestión 2004, de las áreas de negocio y principales dependencias del corporativo.

En el año 2003 se inició la implantación del proyecto Sensor, una solución basada en tecnología de información, que permitirá un cambio estructural en la manera de administrar, operar y gerenciar cada uno de los negocios, mejorando la eficiencia en los procesos financieros (presupuestos, costos, compras, contratación, materiales, tesorería) y la gestión gerencial con base en un efectivo y oportuno control que asegure la unicidad de la información y su integración en tiempo real.

Con esta implementación, Ecopetrol contará con un sistema confiable de datos que optimizará la manera en que se desarrolla el trabajo en la organización.

El proyecto Sensor consta de cinco etapas, de las cuales a diciembre de 2003 se han desarrollado tres y se espera terminar su implantación y estabilización total durante 2004.

Paralelamente a la implantación de Sensor, la organización se ha involucrado en un proceso de

cambio organizacional que le permita a su gente asumir el reto que esta solución plantea. Sensor es, más que un cambio de tecnología, es un cambio en la mentalidad organizacional que le permitirá a Ecopetrol trabajar de manera integral para optimizar el logro de sus resultados.

## Gestión Integral de Riesgos

Como consecuencia de la reestructuración interna de Ecopetrol, durante 2003 se realizó una gestión integral de todos los riesgos a los que la organización está expuesta. Con este propósito se creó el Comité de Riesgos, que definió los objetivos, el plan de trabajo, el cronograma y los resultados que se esperan.

En el segundo semestre del año se elaboró el mapa de riesgos de la empresa en el que se identificaron y calificaron en forma cualitativa los principales riesgos de acuerdo con la probabilidad de ocurrencia y su impacto sobre el recurso humano, financiero, medio ambiente y la imagen corporativa.

Estos riesgos se clasificaron por categoría y origen. Posteriormente, se realizó un análisis frente a los objetivos estratégicos de la empresa, lo que dio como resultado un primer diagnóstico de la situación actual a la luz de las acciones de financiación y de control vigentes.



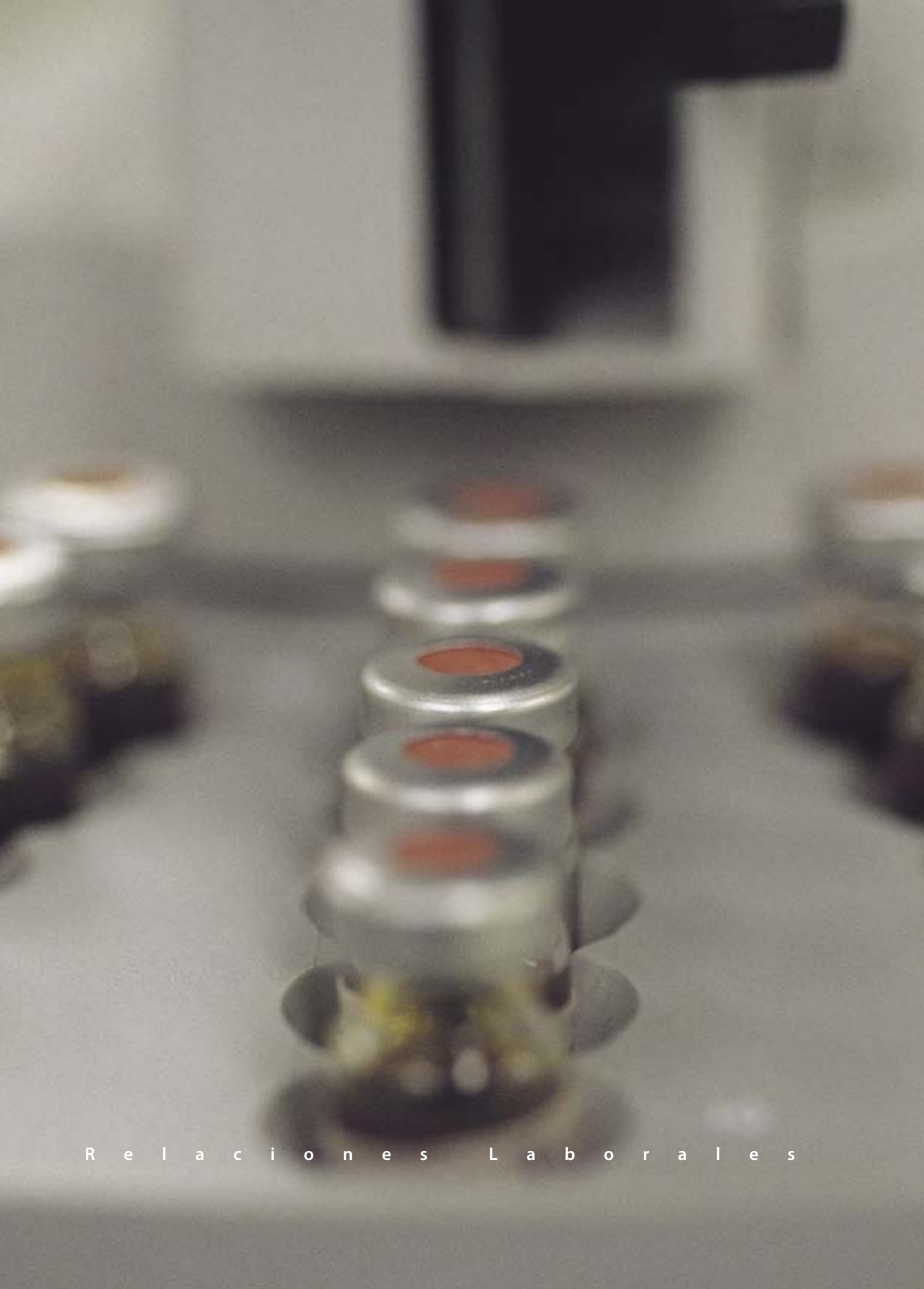
El siguiente paso consiste en la cuantificación del mapa para conocer el costo de cada uno de los riesgos, así como de las acciones que se vienen realizando. Finalmente, se definirá el nivel de tolerancia de la organización, se plantearán y evaluarán acciones para manejar los riesgos de alto impacto que aún no se encuentran atendidos o que están fuera del nivel de tolerancia.

Así mismo, se llevó a cabo una medición de riesgos en proyectos por medio de la cual se seleccionaron los 13 proyectos de inversión más significativos de la organización, con el fin de identificar y valorar cualitativamente las principales contingencias. Los resultados de este trabajo constituyen un insumo adicional para la toma de decisiones en inversión.

A través de la gestión integral de riesgos, la organización busca en el mediano plazo obtener beneficios principalmente para estabilizar el flujo de caja de la organización, optimizar la destinación de recursos para la gestión de riesgo; incorporar mejores herramientas para la toma de decisiones, preparar a la organización para eventos no esperados y operar bajo un nivel de riesgo tolerable. ❖



Ecopetrol opera bajo criterios de rentabilidad comercial y empresarial y de esa forma define su participación en el mercado



R e l a c i o n e s   L a b o r a l e s

---

**Relaciones  
Laborales**



2003

---

Todas las acciones laborales de Ecopetrol, S.A., en el año 2003, estuvieron encaminadas a recuperar la gobernabilidad de la empresa y a mejorar la eficiencia administrativa con políticas de austeridad y de medición de resultados para que el entorno laboral fuera más óptimo.

Durante el año se emprendieron acciones para optimar el funcionamiento de la planta de personal a través de su profesionalización, con planes de capacitación en las áreas en las que se desempeñan y de formación integral, ajustados al funcionamiento de los negocios.



El trabajo en equipo y el compromiso de su gente hacen parte de las fortalezas del recurso humano en Ecopetrol

### Negociación de la Convención Colectiva

El proceso de negociación de la Convención Colectiva de Trabajo en 2003 se empezó a desarrollar luego de la denuncia parcial que presentó la administración ante el ministerio de Protección Social, a finales de 2002.

La etapa de arreglo directo sin acuerdo definitivo se agotó y se constituyó e integró el Tribunal de Arbitramento Obligatorio el cual expidió el Laudo Arbitral del 9 de diciembre de 2003, cuya aplicación

está sujeta a la decisión de la Sala de Casación Laboral de la Corte Suprema de Justicia, debido a que la Unión Sindical Obrera, USO, y la ADECO interpusieron recursos de anulaci3n.

Una vez quede en firme la providencia, el r3gimen convencional presentar3 cambios representativos que lo orientan de forma efectiva a la actual realidad de Ecopetrol, entre los cuales se pueden resaltar: la modificaci3n al sistema de contrataci3n de actividades de la empresa, la exclusi3n de los trabajadores nuevos del r3gimen pensional convencional y de las previsiones sobre estabilidad laboral y la optimizaci3n de los servicios m3dicos.

### Unificaci3n de Criterios Laborales

Con la implantaci3n de la reorganizaci3n se integr3 en una sola 3rea el manejo de los asuntos laborales, con representantes en los diferentes establecimientos de la empresa, situaci3n que permite asegurar la unidad de criterios, coherencia, claridad y un soporte adecuado a las decisiones que se adoptan.

### Optimizaci3n de la Planta de Personal

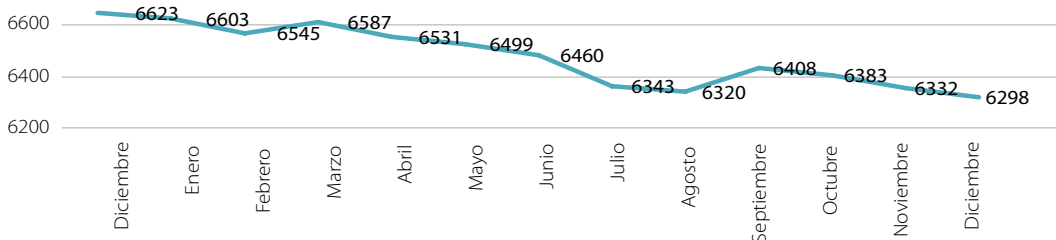
Durante 2003 la empresa continu3 con el proceso de optimizaci3n de la planta de personal, atendiendo las directrices gubernamentales de la Ley 617 de 2000 y de la Directiva Presidencial N3 10 de agosto 20 de 2002. Los lineamientos gu3a de optimizaci3n se



La unidad de criterios y el soporte adecuado permiten consolidar la ejecuci3n de los proyectos

orientaron hacia la profesionalizaci3n de la planta y su recomposici3n, favoreciendo las 3reas de negocio y su adecuaci3n a los requerimientos de transformaci3n de la organizaci3n.

Evoluci3n de la Planta de Personal Permanente (Dic. 2002 a Dic. 2003)





En 2003 se invirtieron 757 mil dólares en programas de formación para los trabajadores

Con el esfuerzo de todas las áreas y a través de la optimización de procesos, de la integración de servicios de soporte, de la política de habilitación para jubilación anticipada, del no reemplazo de jubilaciones y de la renovación selectiva de contratos con base en la evaluación de desempeño de temporales, se logró una disminución total de 325 personas, lo que representó una reducción del 5% en la planta de personal permanente, que pasó de 6.623 personas en diciembre de 2002 a 6.298 en diciembre de 2003.

Esta optimización incorporó la renovación de la planta de personal con la vinculación de 111 nuevos profesionales, seleccionados a partir de la evaluación de más de 2.000 hojas de vida presentadas por candidatos de diferentes sectores. La selección contó con la ayuda de dos firmas externas y mediante un proceso de inducción y una tutoría especial de acompañamiento, se orientó la adecuada incorporación de los nuevos empleados a la organización.

## Integración de la Gestión de Personal

Con la implantación del proyecto de reorganización, en 2003 se integraron las áreas de gestión de personal en la empresa y se conformaron cuatro regionales (Magdalena Medio, Central, Norte y Oriental) para la atención integral de los requerimientos de los negocios y la prestación de servicios más eficientes a los trabajadores.

## Proceso Integral de Desarrollo de Personal

En 2003 se fortaleció el proceso integral de desarrollo de personal por competencias con la ejecución de 433.300 horas/hombre de capacitación, que representan un promedio de 68,8 horas al año de capacitación por empleado, con una media de \$810.000 de inversión en formación por persona.

Además, se invirtieron US\$757.000 en programas de formación en el exterior para el desarrollo de maestrías y especializaciones en temas técnicos de exploración y producción, y en el programa de optimización de refinerías con la Shell, que incluyeron pasantías fuera del país.

Los principales programas desarrollados en el país fueron: entrenamiento de operadores nuevos, diplomados en gestión ambiental, gerencia de proyectos, capacitación en HSEQ, formación administrativa de supervisores, diferentes programas de capacitación técnica, desarrollo de habilidades gerenciales, servicio al cliente, contratación estatal y formación virtual en inglés.

## Optimización de Gastos de Servicios de Salud

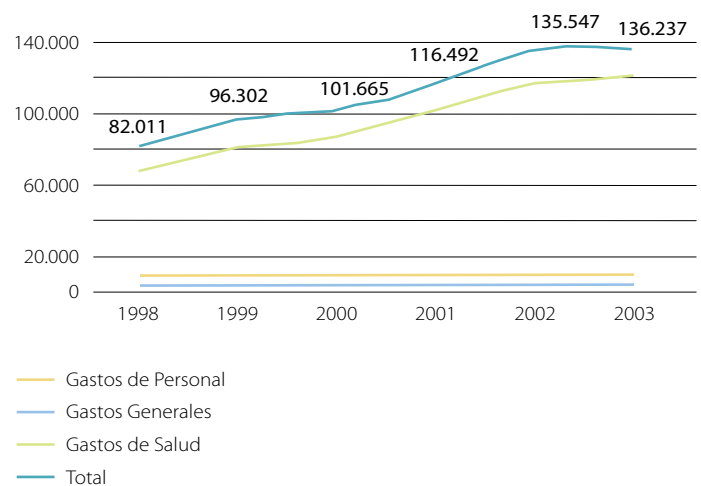
Durante el año 2003 se destinaron \$136.200 millones para la prestación de servicios de salud, con una variación del 0,5% con respecto a 2002. Se registró un cambio en la tendencia de crecimiento de estos gastos, pues en años anteriores se incrementaron por

encima de la inflación (IPC) en salud. Para el año 2003 el IPC en salud fue de 8,6%.

Con base en una estrategia de negociación de medicamentos, con el fortalecimiento de las auditorías médicas y con la negociación con instituciones hospitalarias, la empresa logró un ahorro de \$10.700 millones, cifra que resulta al comparar los gastos por servicios de salud de 2003 con los registrados en 2002 en pesos constantes.

En total se atendieron 69.631 usuarios entre trabajadores, jubilados y familiares, con un nivel de satisfacción general del 97%, monitoreado a través de una muestra representativa de 11.824 encuestas aplicadas en los diferentes servicios de salud de todo el país. ❖

Gasto Histórico en Salud ( millones de pesos)





C i e n c i a   y   T e c n o l o g í a

Germany

---

**Ciencia y  
:: Tecnología**



2003

---

El año 2003 se destacó por ser una etapa de cambios en el esquema de funcionamiento y financiación del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) que, con la transformación de Ecopetrol, ganó autonomía en la gestión presupuestal de investigación y redefinió sus actividades de acuerdo con las necesidades estratégicas de la empresa.

Durante todo el período se consolidó una estructura organizacional más liviana, acorde con los

lineamientos de la reorganización de la empresa y las actividades básicas que desarrolla, como son la investigación, el apoyo a los proyectos tecnológicos de los negocios operativos y la prestación de servicios técnicos especializados.

La organización pasó de tener una estructura de 31 cargos administrativos (7 divisiones y 24 coordinaciones) a una de 10 (3 unidades y 7 coordinaciones).

Así mismo, se definieron en forma conjunta los temas de investigación que adelantará el Instituto para mejorar el factor de éxito exploratorio y reducir los costos de desarrollo en el piedemonte llanero y el caribe colombiano, así como para optimizar los procesos críticos de las refinerías y reducir las pérdidas por hurtos en la red de oleoductos y poliductos.

El Instituto tendrá la responsabilidad del manejo de la gestión tecnológica y del conocimiento, rol que empezará a desarrollar con un equipo empresarial a partir de enero de 2004.

El posicionamiento del ICP en los negocios operativos se evidenció por su participación en los proyectos exploratorios Gibraltar 1 y 2, en el desarrollo adicional del campo Castilla, en el programa de optimización de las refinerías y en la reducción de pérdidas de hidrocarburos en transporte.

Los mayores ingresos por su intervención en negocios, la disminución real de costos y gastos como resultado de la optimización de los recursos y la aplicación consistente de las políticas de austeridad, permitieron que el ICP obtuviera un EVA (Administración basada en Valor) positivo de \$6.446 millones.

## Costos y Gastos

Los costos de contratación se redujeron en 7% entre los años 2002 y 2003, como resultado de un proceso que involucró la aplicación de diferentes iniciativas de gestión contractual, sin que ello afectara los niveles de producción y de calidad de los servicios prestados por el Instituto.

Los gastos de funcionamiento se redujeron, a su vez, en \$2.222 millones, lo que representa el 15% menos comparado con el año inmediatamente anterior.



La investigación y el apoyo a los proyectos tecnológicos son la razón de ser del Instituto Colombiano del Petróleo

### Ingresos

La utilización casi total de la capacidad disponible de horas/hombre técnicas aumentó el índice de productividad del Instituto, que pasó de 81% a 95% entre los años 2002 y 2003.

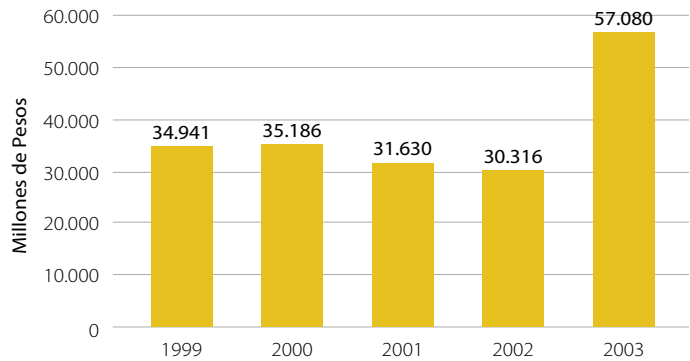
Como consecuencia de lo anterior, se presentó un mayor nivel de facturación, fundamentalmente hacia la operación de Ecopetrol, que en este sentido tuvo un crecimiento del 88% en relación con el año 2002 y que se vio reflejado en un incremento en ventas de proyectos y servicios por \$26.764 millones.

### Ventas a Ecopetrol

Por el efecto combinado de los menores costos de funcionamiento y el aumento de la productividad (% de utilización horas/hombre), el Instituto proyectó una reducción en sus tarifas de hora/hombre cercanas al 15% para el año 2004.

El presupuesto total ejecutado en 2003 disminuyó en 26,68% con respecto a 2002, lo cual representó un ahorro de \$12.175 millones, sin afectar los niveles programados de producción y de calidad requeridos por los clientes internos y externos del Instituto.

Evolución Ventas a Ecopetrol



### Hechos Destacables

Con respecto a 2002 se obtuvo un incremento de 88% en las ventas de servicio a los negocios de la empresa.

Se identificaron y validaron los temas clave de investigación para el reto de sostenibilidad de la empresa en el mediano y largo plazo, que hoy se traducen en proyectos estructurados en ejecución con metas y recursos disponibles.

Dentro de la actividad relacionada con los proyectos tecnológicos se destacan, entre otros:

Tema de Investigación	Proyectos de investigación
Modelamiento de áreas complejas para reducir el riesgo de exploración y los costos de desarrollo	Mejoramiento de la imagen sísmica
	Cronología de secuencias bioestratigráficas
	Flujo regional de fluidos
	Caracterización de sellos del Caribe colombiano
	Impacto geomecánico en el Piedemonte
	Caracterización de yacimientos naturalmente fracturados
	Modelamiento dinámico de zonas complejas
	Petosísmica
	Identificación y diagnóstico de los mecanismos de daños a la formación
	Modelamiento y simulación de las unidades de ruptura catalítica FCC
Modelamiento de procesos de refinación	Modelamiento y simulación de las unidades de crudo
	Modelamiento y simulación de la planta de extracción líquido - líquido



Se adelantaron investigaciones para mejorar el factor de éxito exploratorio y reducir los costos de desarrollo en el piedemonte llanero y el caribe colombiano

## Exploración

### Apoyo Durante la Perforación del Sidetrack del Pozo Gibraltar

Para definir el intervalo o posición estratigráfica, a medida que se perforaba se fueron aplicando fortalezas para precisar el tipo de fluido de la formación probada, lo cual brindó información valiosa para la toma de decisiones. Los resultados arrojaron análisis bioestratigráficos de ripios en tiempo real y la integración de información del subsuelo obtenida durante la perforación y en pruebas de laboratorio.

### Interpretación Sísmica Offshore del Bloque Oca

Se identificaron varias estructuras prospectivas que están siendo analizadas en detalle con el fin de definir el riesgo en la presencia de las rocas sello, reservorio y generadora de hidrocarburos.

### Diagénesis de las Formaciones Caballos y Monserrate, Subcuenca de Girardot, VSM

Con la información obtenida se logra una reducción del riesgo exploratorio con el conocimiento de las

tendencias de porosidad y se entienden mejor los reservorios para trazar estrategias o planes de producción incremental.

### Análisis y Caracterización Geoquímica de Roca y Crudo en el Piedemonte Norte

Se identificaron los intervalos de roca fuente en las formaciones Mirador y Cuervos, y se diferenciaron tres familias de crudos: Cusiana, Caño Limón y Trinidad.

## Producción

### Diagnóstico y Estrategias de Recobro para Ocho Áreas de la Gerencia Centro Oriente

Se determinaron los modelos geológicos y petrofísicos, las electrofacies y las facies, las curvas de declinación basadas en el comportamiento de la producción y los eventos a partir del inicio de la producción de los campos.

### Estudio de Optimización de Producción en los Yacimientos de los Campos de la Gerencia Alto Magdalena Mediante la Metodología PASS (Performance Assessment Surveillance System)

Se realizó una evaluación de ingeniería de producción para los campos de Palogrande, Cebú, Brisas, Pijao y Santa Clara, entre cuyos resultados se cuentan la selección y recopilación de información de los campos, el control de calidad de los datos de producción-inyección y la disposición de una base de datos de OFM depurada, actualizada y estructurada con el modelo geológico actual, todo ello sumado a la transferencia tecnológica que les permitirá emplear en adelante mecanismos de análisis de nuevas oportunidades de producción incremental.

### Soporte Tecnológico a la Gerencia Sur en el Desarrollo del Área

Se brindó soporte tecnológico a la evaluación de daño de formación y a la aplicación de tratamientos remediales en los pozos Acae 12D, Acae-5, Loro 12D,



Loro 11, Loro 5D, Loro 8, Acae-6, Orito 2 y Orito 109, que permitió el mantenimiento de la producción y una reducción en los costos de producción.

## Refinación, Petroquímica y Transporte

### Soporte y Producción Incremental para el Crudo de Castilla

Se adelantó el proyecto de emulsiones inversas como alternativa para el transporte de crudos pesados. Para tal efecto, se realizó una prueba extensa de transporte de 70 mil barriles de Castilla, con lo cual se logró incrementar en 52% la capacidad del oleoducto y se demostró su viabilidad desde el punto de vista de la estabilidad de la emulsión.

### Automatización, Simulación y Control de Procesos

Se desarrollaron herramientas en optimización y sintonía de estrategias de control regulatorio, con las cuales se obtuvieron beneficios del orden de 0,2 dólares/bbl en las refinerías de Ecopetrol, S.A. –por la mayor productividad–, y se aumentó el índice de controladores en automático de 10-80% a 90-95%, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

### Simulación Dinámica en Plantas de la Refinería de Barrancabermeja y Desarrollo del Simulador de Entrenamiento con Operadores OTS

Se desarrolló un modelo de simulación dinámica utilizando un software comercial para manejo de emergencias y un módulo de gestión de entrenamiento para operadores e ingenieros de planta, el cual permite hacer planeación y un seguimiento personalizado de las actividades de entrenamiento. El beneficio económico para Ecopetrol, S.A., es del orden de US\$800 mil.

### Limpieza Interior de Líneas y Tanques

Se adelantó y probó a escala industrial el paquete tecnológico desarrollado por el ICP para la limpieza

interior de líneas de transporte de hidrocarburos y tanques de almacenamiento, con el uso de metodologías y productos no convencionales, integrándolo a los procesos de limpieza mecánica convencional. El precio del crudo que se logró recuperar se estima en \$50 millones. Adicionalmente, se ahorró el proceso de biodegradación de estas borras, que tienen un costo de \$200 millones. ::



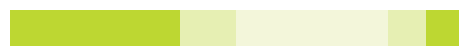
A partir de 2004 el Instituto contará con un equipo empresarial que adelantará las investigaciones



R e s p o n s a b i l i d a d I n t e g r a l

---

**Responsabilidad**  
**:: Integral**



2003

---

Ecopetrol S.A. opera en un marco de respeto por el medio ambiente y promueve de este modo el desarrollo económico, social y cultural de cerca de 400 municipios en diferentes regiones del país.

Mediante alianzas entre diferentes sectores de la sociedad, se ha consolidado un esquema tripartito en el que participan las compañías, la comunidad y el gobierno, básicamente para encaminar esfuerzos y recursos hacia el logro de objetivos comunes y beneficios conjuntos.

Los beneficios sociales que genera la actividad en las diferentes regiones se ven reflejados en programas



Ecopetrol promueve el respeto por el medio ambiente y el desarrollo social y cultural

de inversión social en las comunidades de influencia, en regalías para el desarrollo territorial, impuestos, compras y contratación nacional para las operaciones y los proyectos, así como en el empleo directo e indirecto que generan Ecopetrol y sus empresas asociadas.

### Programas de Inversión Social

La gestión social se desarrolla tanto en las áreas de operaciones (campos de producción, refinerías y líneas de transporte), como en aquellas zonas donde se ejecutan proyectos exploratorios de sísmica y perforación.

La función es contribuir al normal desarrollo de dichas actividades mediante la ejecución de estrategias y procedimientos encaminados a diagnosticar, concertar y decidir conjuntamente las acciones necesarias para lograr la viabilidad social, cultural y política de la operación en aquellas regiones del país donde se presenta actividad petrolera. Adicionalmente, se prestan servicios de gestión social a algunas compañías asociadas que adelantan inversiones de exploración en Colombia.

Así mismo, se ejecutaron diversos proyectos de formación de la comunidad y de mejoramiento de la infraestructura básica social en educación, salud, servicios comunitarios de agua, energía, gas y vías, así como de desarrollo económico.

Durante 2003 Ecopetrol aportó \$30.391,77 millones en forma directa y asociada para proyectos de inversión social, mientras que otras compañías asociadas, entidades, organizaciones no gubernamentales, fondos de cooperación, gobiernos locales y regionales y comunidades hicieron aportes por \$37.601,58 millones que representan el 55,3% del valor total de los proyectos sociales realizados.

### Programas de Desarrollo Comunitario

Estos programas buscan el fortalecimiento de la capacidad de organización, participación, gestión y liderazgo de las comunidades en su desarrollo local, alrededor de procesos de planeación, participación, gestión de



## Inversión Social (Millones de Pesos)

Áreas	Directo Ecopetrol	Ecopetrol en Asociación	Total Ecopetrol	Directo Compañías Asociadas	Total Sector Petrolero	Total Otras Instituciones	Total
Educación	1.373,10	2126,78	3.499,88	2126,78	5.626,66	2471,15	8.097,81
Salud	647,40	838	1.485,40	838	2.323,40	1841,91	4.165,31
Servicios	5.399,52	4814,91	10.214,43	4814,91	15.029,34	7223,33	22.252,67
Desarrollo Económico	5.573,16	3198,72	8.771,88	3198,72	11.970,60	7822,85	19.793,45
Fortalecimiento Institucional	3.272,8	1526,23	4.799,06	1526,23	6.325,29	2879,75	9.205,04
Recreación y Cultura	608,09	1013,03	1.621,12	1013,03	2.634,15	1844,92	4.479,07
<b>Total</b>	<b>16.874,10</b>	<b>13.517,67</b>	<b>30.391,77</b>	<b>13.517,67</b>	<b>43.909,44</b>	<b>24.083,91</b>	<b>67.993,35</b>

proyectos de infraestructura básica social y control social de las inversiones en su comunidad.

### Escuelas de Gestión Local en Cartagena y de Formación de Líderes en el Huila, Tolima y Puerto Boyacá

Las escuelas trabajan en la formación de 150 líderes de la comunidad. Con la participación conjunta de las alcaldías municipales y Ecopetrol, se desarrolla un proceso de organización, participación y capacitación de los líderes en la planeación, formulación, seguimiento y evaluación de proyectos de desarrollo social como infraestructura básica, de seguridad alimentaria, productivos y de desarrollo agropecuario.

### Veedurías Comunitarias en Cartagena y Barrancabermeja

Con el fin de preparar a la comunidad para asumir el control del manejo de los recursos públicos, se desarrolló un programa de capacitación y organización de 60 líderes comunitarios de Barrancabermeja como expertos en control social; igualmente, se conformó una red local de 10 veedurías comunitarias, una por cada comuna y corregimiento. En este programa participaron la contraloría de Barrancabermeja y las universidades de La Paz y Cooperativa de Colombia, UCC.

Por su parte, los líderes comunitarios e institucionales de Cartagena recibieron la cartilla "Control social a las regalías petroleras directas – Experiencia de la

comuna 11 de Cartagena" realizada por la Corporación Convergencia con el apoyo de la Corporación Transparencia por Colombia y Ecopetrol.

### Programa de Soluciones de Aguas del Huila

Se ejecutó un plan de Inversiones por \$1.080 millones en programas de infraestructura para soluciones de agua, que permita suministrar en forma adecuada dicho servicio a los habitantes de Dina, Dina sector Bache, Dindal y el Cruce a Guacirco en el municipio de Aipe; Guacirco, San Jorge, La Mata y Fortalecillas en el municipio de Neiva; el Porvenir, Cusidinde, Granjas de Santa Bárbara y Santa Clara en el sector oriental del municipio de Palermo.

Luego de una concertación con las alcaldías de Neiva y Aipe, las comunidades en mención, Ecopetrol y aguas del Huila suscribieron cuatro convenios con el fin de mejorar el suministro de agua potable a 1.350 personas.



### Bachilleres por Colombia

El programa Bachilleres por Colombia “Mario Galán Gómez”, en su décima séptima edición, realizada en el año 2003, adjudicó becas a 35 bachilleres, uno por departamento, a un representante de las comunidades indígenas y a uno de las comunidades negras para adelantar estudios universitarios en cualquier universidad y en la carrera de su preferencia. El costo total del programa para el año 2003 fue de \$1.243,9 millones.

### Programa de Cesiones sin Costo

A través de este programa, la empresa les entrega a las entidades públicas, a título de donación, los materiales y equipos que ya no utiliza, con el propósito de apoyar proyectos de desarrollo institucional y comunitario. Durante el año 2003 se entregaron materiales, equipos y vehículos por un valor de \$333,9 millones y fueron beneficiadas 17 entidades como alcaldías municipales, escuelas y otras instituciones oficiales.

### Puente Barrancabermeja – Yondó Sobre el Río Magdalena

La construcción del puente se inició el 10 de diciembre de 2003 y se financió mediante el convenio entre los departamentos de Antioquia y Santander, los municipios de Barrancabermeja y Yondó, Inviás y Ecopetrol, por un valor de \$31.125 millones.

Este proyecto permitirá la integración internacional con el vecino país de Venezuela, incrementará la actividad económica y social en el Magdalena Medio, generará nuevas oportunidades de trabajo y dará paso al mejoramiento de vías secundarias y de penetración en la región. El aporte de Ecopetrol en este proyecto fue de \$6.000 millones.

### Infraestructura Vial con las Entidades Territoriales

Por medio de convenios interadministrativos suscritos con entidades territoriales y públicas, la empresa aportó cerca de \$950 millones, representados en asfalto sólido para pavimentación de 26,6 kilómetros de vías, lo cual facilita el acceso a las poblaciones, el mercadeo de sus productos y una mejor calidad de vida de sus habitantes.

### Programas de Desarrollo Económico

Los aportes de Ecopetrol en esta área buscan la creación y el fortalecimiento de las potencialidades productivas de la comunidad, el mejoramiento de la calidad y la competitividad de las micro, pequeña y mediana empresa, la reafirmación de la calidad y la calificación y certificación de los oferentes de servicios de las comunidad vecinas.

### Fabricación de Bienes de Capital, Partes y Servicios

El programa de fabricación de bienes de capital y partes que opera en 11 ciudades del país fue creado para reactivar la pequeña y mediana empresa de los sectores metalmeccánico y eléctrico en las zonas donde Ecopetrol realiza operaciones de mantenimiento de su infraestructura operativa.

Durante el año 2003 se capacitaron 625 operarios de 303 Pymes y se apoyó el proceso de certificación en la norma ISO 9001 - 2000 para 41 Pymes en Barrancabermeja. La inversión total ascendió a \$833 millones, de los cuales la empresa invirtió \$680 millones.

Para apoyar este programa, la refinera de Ecopetrol realizó compras por un valor de \$11.500 millones, lo que no sólo le representó un ahorro de \$5.475 millones, sino que permitió la ocupación de 19 Pymes metalmeccánicas, las cuales a su vez emplearon a 223 operarios.

Siete talleres de Barrancabermeja, asociados en Asomet, lograron alianzas con las multinacionales Pumps Works, Puffer & Emerson, Novatec y Joy Industries para conformar equipos de trabajo. Ahora reciben transferencia de tecnología y apoyo para desarrollar procesos de contratación.





### Certificación de Soldadores de la Comunidad de Mamonal

También se contrató el programa de capacitación, calificación y certificación de 120 soldadores, habitantes de las comunidades aledañas al sector industrial de Mamonal, quienes recibieron una capacitación humana, técnica y administrativa para mejorar sus competencias de acuerdo con las crecientes necesidades de la industria.

### Centro de Información y Formación para el Empleo de Mamonal –CIFEM SENA

La Alcaldía Mayor de Cartagena y Ecopetrol se unieron para apoyar al SENA en la creación del Centro de Información y Formación para el Empleo en Mamonal-CIFEM, con el fin de ofrecer a los habitantes de las comunidades y a la industria de la zona de Mamonal, mecanismos ágiles que permitan canalizar la oferta y demanda de empleo.

### Fabricación de Juguetes de Madera y Tela

Durante tres meses un grupo de 200 mujeres pertenecientes a las comunas 5, 6 y 7 de Barrancabermeja fabricaron ocho mil juguetes que fueron entregados en navidad a los niños de escasos recursos. Ecopetrol y Unipaz les brindaron la capacitación y suministraron los materiales, al tiempo que promovieron la venta del bono Navidar (126 M\$), mediante el cual efectuó la rifa de dos viajes, uno a Santa Marta y otro a San Andrés. Con los dineros que se recaudaron por la venta de este bono, se pagó la mano de obra a las madres cabeza de hogar. Igualmente se les apoyo en la gestión de comercialización de los juguetes.



En 2003 se llevaron a cabo programas de inversión social en las regiones Occidente, Llanos, Nororient, Magdalena Medio, Caribe, Centro y Sur, con los cuales se beneficiaron cerca de 250 municipios

### Plan de Cooperación con los Gremios de Barrancabermeja

En procura de incrementar la productividad, la competitividad y la generación de empleo, se desarrollaron acciones de cooperación dirigidas al fortalecimiento del sector empresarial de Barrancabermeja. Entre otros se adelantaron los siguientes programas:

- Proyecto de molido y mezclado de productos alimenticios de animales.

- Censo empresarial y diagnóstico rural de Barrancabermeja.
- Fortalecimiento de microempresas del sector eléctrico y de confecciones.
- Semi-industrialización de la producción del bollo limpio, esponjado y de mazorca.
- Certificación ISO 9000 versión 2000 de contratistas de Barrancabermeja.
- Programa de Fondo de proveedores de Fundesmag.

### Programa de Apoyo a la Cadena Productiva Turística

La alianza de Ecopetrol S.A., con el ministerio de Comercio, Industria y Turismo, Confecámaras, el Sena y Dansocial está orientada a dar respuesta a la comunidad y a los gremios económicos por la demanda de ocupación productiva, cuyo objetivo principal es la

creación y el fortalecimiento de MIPYMES de la cadena del sector turístico en ocho regiones de interés para Ecopetrol. Durante el año 2003 se inició el proceso de formación en “desarrollo socioempresarial participativo” en los departamentos de Antioquia, Bolívar, Caldas, Casanare, Nariño, Sucre y Valle que permitió la generación de 128 empresas y la viabilización de 160 perfiles de proyectos productivos que serán financiados por el Gobierno Nacional a través de Bancoldex e implementados durante el año 2004.

### Fundaciones del Sector Petrolero y Fondos Rotatorios

El objetivo de estas instituciones es generar alternativas de ocupación diferentes a la industria petrolera para el mejoramiento de los ingresos familiares.

Las fundaciones han administrado 28 fondos rotatorios en diferentes regiones del país y han otorgado aproximadamente 2.876 créditos para actividades económicas diversas como pesca, la producción y oferta de servicios y la agropecuaria, entre otras.

La alianza de Ecopetrol S.A., con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República y las Cámaras de Comercio de Cúcuta y Barrancabermeja se consolidó con el fin de atender la problemática social asociada al transporte, distribución y venta ilegal de gasolina en la zona fronteriza del Catatumbo y a la problemática social asociada al hurto de combustible en Barrancabermeja.

La estrategia se basa en la caracterización de la población dedicada al ilícito y en la investigación de mercado sobre actividades propias de la región para determinar cuáles se desarrollarían con la población. Se proponen mecanismos de reinserción laboral a corto, mediano y largo plazo que permitan un cambio gradual de medios de subsistencia y aumenten sus niveles de empleabilidad y formas de trabajo asociado, todo esto articulado con la gestión municipal.



Durante el año 2003 se generaron \$2,18 billones provenientes de la explotación de crudo y gas. Estos recursos fueron pagados por Ecopetrol a 110 municipios, 20 departamentos y a la Nación



En el Magdalena Medio se adelantó una alianza entre Ecopetrol, el Programa de Paz y Desarrollo, la Alcaldía de Barrancabermeja y los campesinos para la producción de semilla de palma de aceite que será distribuida en 1.000 hectáreas de la zona.

### Programas de Fortalecimiento Institucional

- Capacitación en gestión pública a 110 funcionarios de las administraciones municipales y constituyentes del departamento del Tolima.
- Fortalecimiento de los CREPAD, y los CLOPAD, entidades, instituciones y comunidad, para la atención a emergencias mayores y manejo de crisis en sistemas de transporte de hidrocarburos de las zonas de influencia ubicadas en el Cesar, Magdalena, sur de Bolívar y Sucre.

### Programas con Comunidades Étnicas

Ecopetrol invirtió en el año 2003 cerca de \$250 millones en proyectos de inversión social para mejorar la calidad de vida de las comunidades indígenas.

- Formulación de planes de vida indígenas en Arauca y Putumayo.
- Proyectos productivos de ganadería en Castilla Angostura – Coyaima y con los U'wa en Toledo.
- Saneamiento básico social, puestos de salud, comedores, escuelas y pozos de agua en comunidades U'wa, Kofanes y Pijaos.
- Capacitación y diálogos tripartitos a líderes indígenas de la Amazonía y Orinoquia.

### Programa de Voluntariado de los Trabajadores

#### Voluntarios por la Educación

Diez voluntarios entre funcionarios y jubilados de la Refinería de Cartagena aportan dos horas semanales

de su tiempo para asesorar y acompañar al equipo del centro educativo del Buen Aire en las áreas de comunicación, manejo y solución de conflictos, planeación estratégica, liderazgo, presupuesto, tesorería, contabilidad, compras, contratación, archivo y mecanismos de control.

#### Fondo Unido de Trabajadores de la Zona Industrial de Mamonal

Los trabajadores de la refinería de Cartagena constituyeron un fondo unido con recursos propios, el cual es promovido y administrado por la Fundación Mamonal junto con aportes de otros trabajadores de las empresas de la zona industrial. Dichos fondos financiaron proyectos comunitarios como el programa de bicicletas para ir a la escuela (5 km) que benefició a 84 niños de Ararca y Pasacaballos.

Se adelantó igualmente el programa de apadrinamiento de 50 niños del colegio José María Córdoba de Pasacaballos con las jornadas de formación para padres de familia y docentes en hábitos de higiene, alimentación y relaciones con los niños, refuerzo académico, atención en salud, recreación y atención psicológica.

#### Gestión Social en la Operación y Desarrollo de Proyectos Exploratorios

Se desarrolló un programa con autoridades municipales y asociaciones de pescadores de los municipios de Cicuco, Talaigua Nuevo y Mompox, que identificó dentro del área de influencia del campo Cicuco-Boquete, las áreas potenciales para el desarrollo de programas piscícolas que fortalecen el desarrollo socioeconómico y ambiental de estas regiones.

En desarrollo del programa sísmico de Quebradalonga 2D-2003, ejecutado en los municipios de Cimitarra, Landáuzuri y Bolívar (Santander), se beneficiaron 51 comunidades rurales con obras de inversión social en infraestructura educativa y mejoramiento de vías y capacitación de la comunidad de la región por más de \$290 millones. Adicionalmente, en las actividades exploratorias realizadas en el Pozo Gibraltar-2, se invirtieron \$460 millones en capacitación y fortalecimiento de las comunidades indígenas y en obras de infraestructura básica, tales como acueductos rurales y comedores escolares en la región del Sarare.

## Regalías

Uno de los principales beneficios generados por la actividad de Ecopetrol y las compañías petroleras son las regalías que se pagan por la explotación de hidrocarburos. Durante el año 2003 se generaron \$2,18 billones provenientes de la explotación de crudo y gas. Estos recursos fueron pagados por Ecopetrol a 110 municipios, 20 departamentos y a la Nación.

### Anticipo de Regalías

Durante el año 2003 se beneficiaron con este programa los municipios de San Antero (Córdoba), Purificación y Piedras (Tolima), Orito (Putumayo), San Onofre (Sucre), San Antonio de Palmito (Sucre) y Puerto Wilches (Santander). Las inversiones ascendieron a \$5.387.9 millones, con los cuales se realizaron obras como 26.271 m<sup>2</sup> de calles pavimentadas, 18,7 kilómetros de vías mejoradas, 640 viviendas beneficiadas con alcantarillado sanitario y 3 centros educativos mejorados.

### Regalías Pagadas 2003

Departamento	Millones de Pesos
Antioquia	44,923
Arauca	106,083
Atlántico	43,912
Bolívar	37,298
Boyacá	29,706
Casanare	525,379
Cauca	2,647
Cesar	5,338
Córdoba	39,64
Cundinamarca	15,495
Guajira	77,444
Huila	159,829
Meta	200,189
Nariño	835
N. Santander	13,028
Putumayo	29,016
San Andrés	227
Santander	39,234
Tolima	44,229
Valle	148
CORPES	279
F.N.R.:	737,082
<b>Total</b>	<b>2.187.809</b>

## Gestión Ambiental, Seguridad Industrial y Salud Ocupacional

Ecopetrol continuó en 2003 con su compromiso de desarrollar programas de preservación del medio ambiente en todas sus operaciones, para lo cual invirtió \$212.051 millones.

Los recursos se destinaron a inversión operativa, gastos ambientales, mejoramiento de la gestión de los recursos naturales, agua, aire, suelo y en procesos de reforestación.



Los gastos ambientales referidos a la ejecución de estudios ambientales, diagnósticos, trámites legales y otros gastos asociados a la gestión ambiental representaron \$3.887 millones de pesos, correspondientes al 2% del valor total de la inversión.

Dentro de la inversión operativa de cada una de las áreas representada por \$13.477 millones, el 6,4% del total de la inversión, se destaca la formulación y la ejecución de planes ambientales para proyectos de inversión y operaciones directas de Ecopetrol.

La inversión ambiental se concentró en programas de recuperación y protección de recursos naturales renovables representadas en equipos de control y seguimiento de calidad hídrica, en la construcción y operación de sistemas de tratamiento de aguas residuales, en equipos de reducción de emisiones y proyectos de optimización de almacenamiento de productos que puedan generar emisiones y accidentes con implicaciones ambientales. Estas inversiones alcanzan la cifra de \$192.670 millones (91%).

La inversión ambiental en reforestación y su mantenimiento en las áreas operativas de la empresa representó \$2.017 millones.

Los proyectos y ejecuciones destacados durante 2003 fueron los siguientes:

de riesgos por accidentes con implicaciones ambientales Ecopetrol realizó inversiones por \$173.504 millones en la optimización del almacenamiento de GLP en la Refinería de Barrancabermeja para reducción de emisiones atmosféricas. Este proyecto que se desarrolló en varios años se capitalizó durante el año 2003.

### Reforestación

En esta temática Ecopetrol aplicó la normatividad vigente y realizó inversiones por \$1.637 millones en programas de reforestación y mantenimiento de áreas reforestadas, lo que se tradujo en un mejoramiento paisajístico y protección de cuencas hidrográficas en sus áreas de influencia.

### Optimización de Manejo de Vertimientos

Teniendo en cuenta sus compromisos en la preservación de los cuerpos de agua, la empresa invirtió durante el año 2003 \$10.274 millones en la optimización de plantas de tratamiento de aguas residuales industriales en sus áreas operativas, en el montaje de equipos de control de calidad de aguas y en innovación tecnológica en el manejo de vertimientos con el fin de minimizar los impactos asociados.

Elemento de la Gestión Ambiental	Recursos Invertidos 2003 (Millones de Pesos)
Gastos Ambientales	3.887
Inversión Ambiental Operativa	13.477
Inversión Recurso Agua	15.527
Inversión Recurso Aire	174.420
Inversión Recurso Suelo	2.723
Inversión Reforestación	2.017
<b>Total Inversión Ambiental Año 2003</b>	<b>212.051</b>

## Producción más Limpia

### Control Contaminación Atmosférica

#### Almacenamiento, GLP

Con base en el compromiso de mejoramiento continuo en la gestión ambiental, y buscando la minimización

### Abandono Ambiental de Pozos

En este tema se realizó el abandono de 175 pozos en los Campos de La Cira-Infantas, Casabe, Cicuco, Cantagallo y Tibú, que representan un mejoramiento en el valor agregado de la vicepresidencia a cargo de estos campos, cuya ejecución implicó un ahorro en costos de US\$7 millones con respecto a lo presupuestado.

### Cumplimiento Ambiental y Sanitario

#### Implementación de los Planes de Manejo Ambiental Integral

En esta iniciativa de mantenimiento de la gestión ambiental y sanitaria, Ecopetrol invirtió durante el año \$6.620 millones. Se destaca la implementación de los planes de manejo ambiental de todas las áreas de producción de la empresa, de las refinerías, de las plantas y de los sistemas de transporte.

#### Planificación de Contingencias Ambientales

#### Prevención y Atención de Emergencias por Derrames

Ecopetrol en su operación directa realizó inversiones por \$2.700 millones en programas preventivos y de atención de emergencias por derrames de hidrocarburos en la operación directa para la minimización de impactos ambientales generados y enfocados al trabajo conjunto con comunidades y autoridades ambientales.

Las inversiones que la empresa realizó en su gestión con los asociados, durante el año 2003, particularmente con la asociación Cravo Norte, (operación del Oleoducto Caño Limón Coveñas), fueron del orden de \$2.872 millones en las activaciones del plan de contingencia del oleoducto y en la infraestructura de control de derrames en el área de influencia del oleoducto.



Ecopetrol invirtió en el año 2003 cerca de \$250 millones en proyectos de inversión social para el desarrollo de las comunidades indígenas

### Gerenciamiento Ambiental

#### Implementación de Sistemas de Gestión Ambiental ISO 14001

Durante el año 2003, dos superintendencias de operaciones de producción de Ecopetrol (Operaciones Apiay y Operaciones Huila-Tolima) implementaron el Sistema de Gestión Ambiental ISO 14001 con el fin de obtener las certificaciones correspondientes.

En diciembre del 2003, luego de más de seis años de trabajo, la Superintendencia de Operaciones del campo Apiay (ubicado en el departamento del Meta) fue reconocida con la certificación a su Sistema de Gestión Ambiental, de acuerdo con los requerimientos de las normas ambientales NTC - ISO 14001 de 1996. Esto posiciona a la Superintendencia en los niveles más altos dentro de la industria petrolera con énfasis en una producción limpia.



## Seguridad Industrial y Salud Ocupacional

La protección de las personas y de los activos de Ecopetrol, que contribuyen a la viabilidad operacional, son el eje de la gestión en estos aspectos, frente a lo cual se está trabajando en el proceso de interiorización de una cultura corporativa en el tema, instrumentada a través de la implementación de sistemas de gestión basados en modelos como el control de pérdidas, en campos de producción, y de gestión de peligros y efectos de Shell en refinación, que permitan lograr certificaciones en normas reconocidas internacionalmente como la OHSAS 18000.

Derivado de este trabajo, se cuenta con planes de mejoramiento cuyo resultado se refleja en una tendencia de disminución de los índices de accidentalidad, los cuales se espera llevar a estándares de industria en tres años.

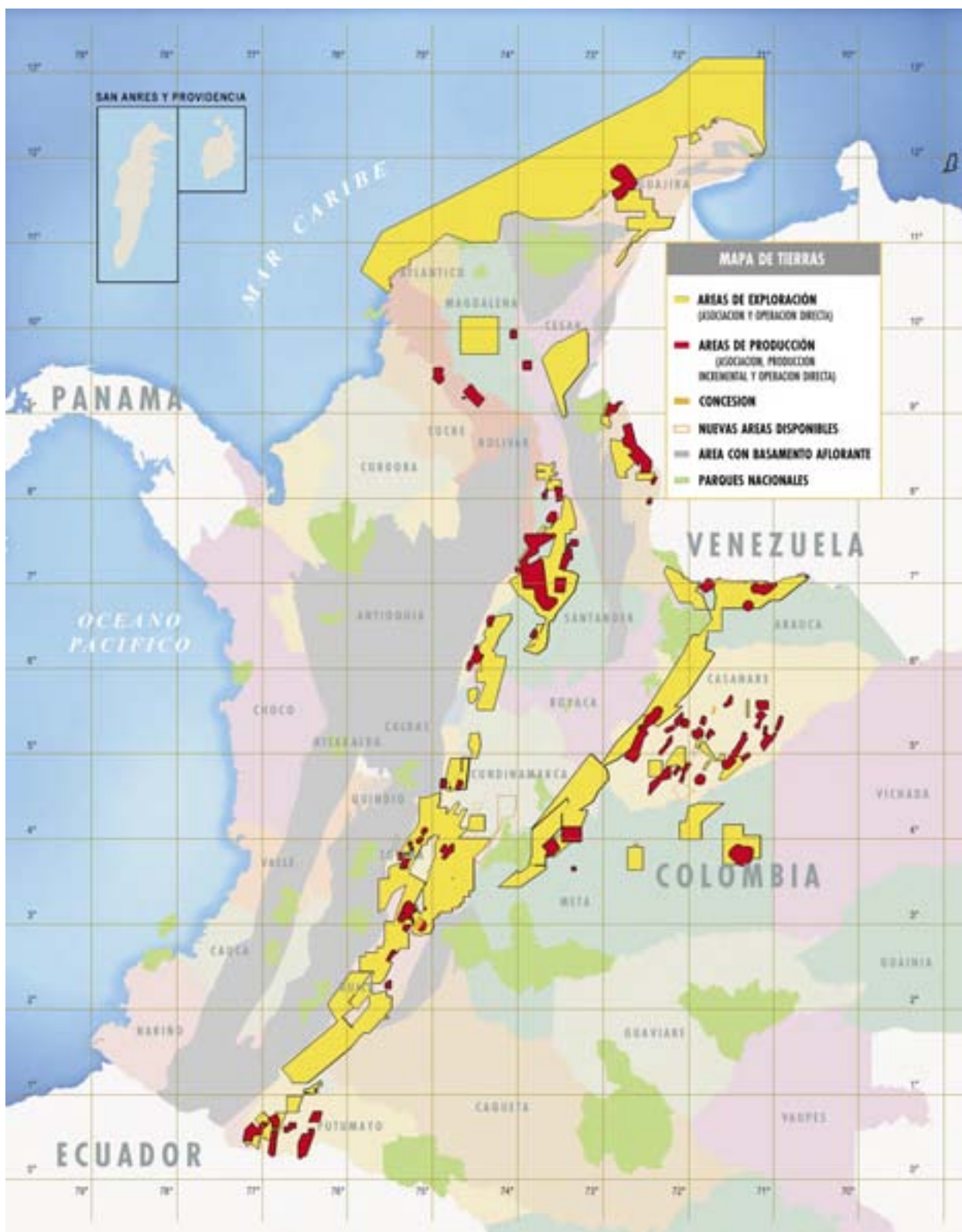
En forma adicional se han realizado inversiones del orden de \$15.000 millones en planes maestros de seguridad en los campos de producción y refinerías que han mejorado la confiabilidad de los sistemas contraincendio, los cuales responden a estándares de industria aceptados por las compañías aseguradoras de riesgos.

Otro logro que vale la pena resaltar es contar con mapas de riesgo para los aspectos de seguridad y la salud en áreas de procesos críticas, que son la base para la estandarización de buenas prácticas y de los procesos de seguimiento que aseguren estos resultados. ❖



Ecopetrol, como primera empresa del país, impulsa el fortalecimiento de las comunidades y el mejoramiento de su calidad de vida







[www.ecopetrol.com.co](http://www.ecopetrol.com.co)