

# Ecopetrol



PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO, 1978-1986

INFORME ANUAL 1986



359

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Divulgación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

ISSM  
1986

# Informe Anual 1986

---

Empresa Colombiana de Petroleos, ECOPETROL

---

Empresa industrial y comercial del Estado vinculada al Ministerio de Minas y Energía

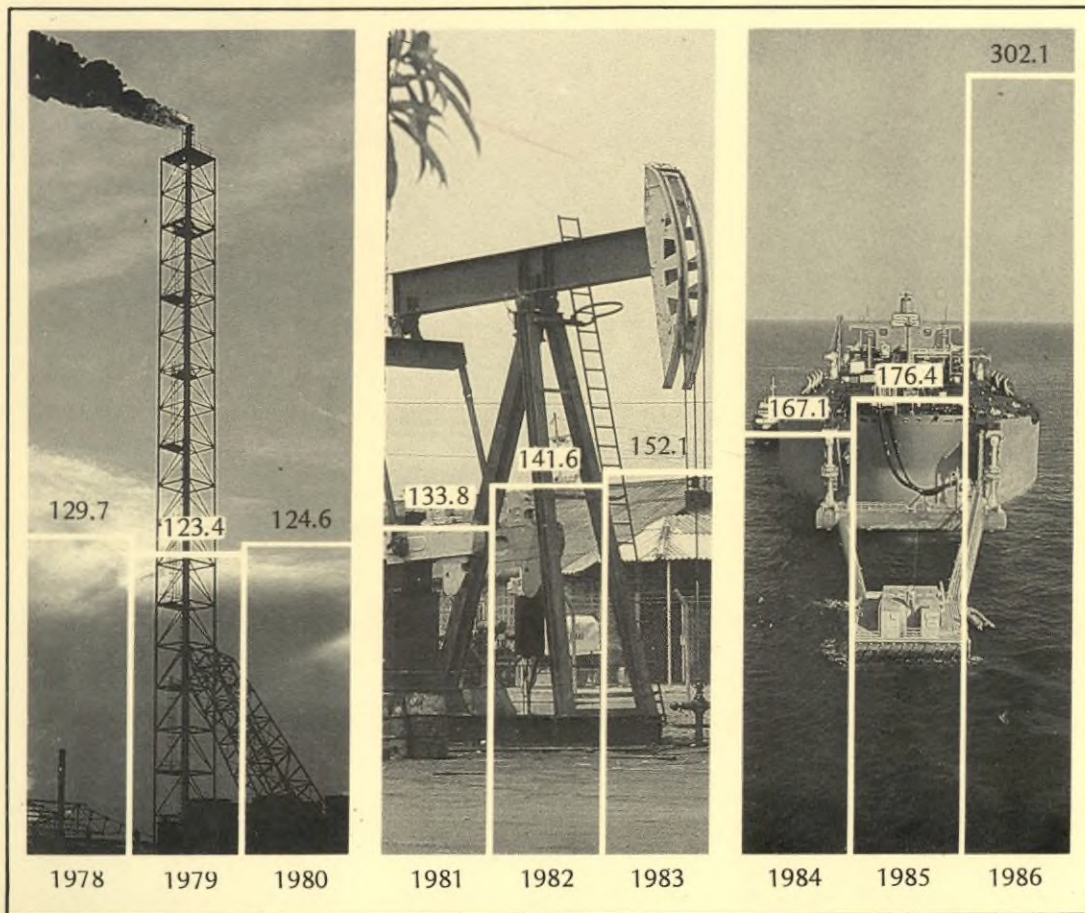
---



# Contenido

El año 1986 en cifras	3	1986 Figures	88
Dirección de Ecopetrol	5	Presentation	90
Presentación	7	1. Exploration and Production	92
1. Exploración y producción	11	2. Refining	96
2. Refinación	29	3. Transport	99
3. Transporte	33	4. Marketing	101
4. Comercialización	41	5. Domestic Consumption and Prices	104
5. Consumos y precios	49	6. Financial Management	105
6. Gestión financiera	53	7. Personnel Administration	110
7. Administración de personal	67	8. Projects	112
8. Proyectos	73	9. Instituto Colombiano del Petróleo	117
9. Instituto Colombiano del Petróleo	81	10. Corporate Planning	117
10. Planeación Corporativa	85		

Nuestra carátula: PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO, 1978-1986.



Coordinación Editorial:  
Departamento Medios de Comunicación Externa, Ecopetrol.

Diseño de Carátula: Gustavo A. Segura León  
Diagramación e Impresión: Editorial Presencia Ltda., Bogotá, Colombia.



# El año 1986 en cifras

## EXPLORACION Y PRODUCCION

Pozos exploratorios perforados	:	49
Perforación exploratoria (miles de pies)	:	350.5
Inversiones en Exploración de Ecopetrol y Asociación (millones de dólares)	:	120.8
Pozos de desarrollo perforados	:	258
Perforación de desarrollo (miles de pies)	:	1.443.0
Inversiones en perforación de desarrollo de Ecopetrol y Asociación (millones de dólares)	:	77.3
Reservas recuperables a 31 de diciembre de 1986		
– Petróleo Crudo (millones de barriles)	:	1.941.8
– Gas Natural (miles de millones de pies cúbicos)	:	4.015.0
– Gas Natural - Petróleo equivalente (millones de barriles)	:	669.2
Producción de crudo (miles de barriles diarios)	:	302.1
Producción de crudos de Ecopetrol (miles de barriles diarios)	:	168.9
Suministro de Gas Natural (miles de millones de BTU diarios)	:	382.0
Suministro de Gas Natural - petróleo equivalente (miles de barriles diarios)	:	63.7

## CONTRATOS DE ASOCIACION

Contratos vigentes a 31 de diciembre de 1986	:	75
Area de los contratos vigentes (miles de hectáreas)	:	7.028.0
Inversiones de los Asociados en 1986 (millones de dólares)	:	115.6
Incremento de las reservas en Asociación durante 1986 (millones de barriles)	:	387.0
Producción total en Asociación durante 1986		
– Petróleo crudo (miles de barriles diarios)	:	162.4
Ecopetrol	:	95.6
Compañías Asociadas	:	66.8
– Gas Natural (miles de millones de BTU diarios)	:	293.4
– Gas Natural - petróleo equivalente (miles de barriles diarios)	:	48.9

## REFINACION

(Miles de barriles diarios)

Cargas a las refinerías	:	201.3
Barrancabermeja	:	140.7
Cartagena	:	56.4
Orito, Tibú y Plato	:	4.2
Producción de las refinerías	:	198.4
Productos blancos	:	139.4
Productos negros	:	59.0

## COMERCIO EXTERIOR

Importaciones de hidrocarburos		
Volúmenes (miles de barriles diarios)	:	21.2
Valores (millones de dólares)	:	126.3
Exportación de hidrocarburos		
Volúmenes (miles de barriles diarios)	:	104.2
Valores (millones de dólares)	:	461.8



**TRANSPORTE**  
(millones de barriles)

Crudo transportado por oleoductos	:	46.6
Productos transportados por poliductos	:	55.0
Transporte terrestre de crudo	:	5.7
Transporte fluvial de hidrocarburos	:	7.7
Cabotajes de hidrocarburos	:	12.1
— Petróleo crudo	:	7.1
— Productos derivados	:	5.0

**CONSUMO NACIONAL DE DERIVADOS**  
(Barriles diarios)

Productos blancos	::	148.499
Productos negros	:	12.504
Gas Natural (barriles equivalentes a combustóleo)	:	63.674
Total consumo nacional	:	224.677
Tasa de crecimiento 86/85 (%)	:	1.0

**BALANCE NACIONAL DE PETROLEO**  
(Miles de barriles diarios)

Cargas de petróleo a las refinerías	:	201.3
Equivalente a petróleo de la gasolina motor importada (70% conversión)	:	30.0
Demanda total de petróleo*	:	231.3
Producción nacional de petróleo	:	302.1
Superávit nacional de petróleo	:	70.8

**INFORMACION FINANCIERA**  
(Millones de pesos)

Total del Activo	:	476.643
Total del Pasivo	:	426.052
Patrimonio	:	50.591
Utilidad durante 1986	:	2.639
Inversiones durante 1986	:	107.269
Subsidios otorgados	:	20.811
Impuestos recaudados sobre los productos elaborados por Ecopetrol	:	59.712
Impuestos pagados sobre las importaciones	:	3.948
Planta de personal (número de colaboradores)	:	10.614

\* No incluye gasolina, butano y propano naturales extraídos de los campos de producción.



## JUNTA DIRECTIVA

Enero—Agosto, 1986

### Principales      Suplentes

Iván Duque Escobar Ministro de Minas y Energía Juan José Turbay Ignacio Betancur Campuzano (q.e.p.d.) Alfonso Palacio Rudas Gilberto Arango Londoño	Gloria Duque de Robayo Viceministra de Minas y Energía Ernesto Carrizosa de Brigard Arturo García Salazar Ignacio Solano Manrique Aurelio Martínez Canabal
--	---

Septiembre—Diciembre, 1986

Guillermo Perry Rubio Ministro de Minas y Energía Juan José Turbay Alfonso Palacio Rudas Arturo García Salazar José Fernando Isaza	Gabriel Turbay Marulanda Viceministro de Minas y Energía Juan Gonzalo Restrepo Aurelio Martínez Canabal Leonel Pérez Bareño Alfonso Castro L.
---	--

## DIRECTIVOS

Presidente	Alfredo Carvajal Sinisterra (Enero-Agosto)
Vicepresidente de Refinación y Transporte	Francisco J. Chona Contreras (desde Septiembre)
Vicepresidente de Operaciones Asociadas	Enrique Amorocho Cortés
	Francisco J. Chona C. (Enero-Agosto)
	Manuel Upegui (E.) (Agosto-October)
	Fernando Delgado (E.) (Noviembre-Diciembre)
Vicepresidente de Ingeniería y Proyectos	Orlando Pastrana Polanco
Vicepresidente de Exploración y Producción	Santiago González A. (Enero-Junio)
	Jesús O'Meara (E.) (Julio-Septiembre)
	Jorge Bendeck O. (desde Septiembre)
Vicepresidente Financiero	Orlando Guzmán V. (Febrero-Diciembre)
	Carlos Lecompte B. (desde Diciembre)
Vicepresidente Comercial	Enrique Amorocho C. (Enero-Diciembre)
Vicepresidente Administrativo	Alberto Merlano Alcocer
Secretaria General	Margarita Mena de Quevedo
Auditor Especial	Hernán Copete Copete
Gerente Distrito de Producción El Centro	Hernán Gutiérrez
Gerente Complejo Industrial Barrancabermeja	Marco T. Restrepo
Gerente Distrito Oleoductos	Ramiro Villa Z. (Enero-Abril)
	José María Herrera (desde Mayo)
Gerente Distrito Refinería de Cartagena	Juan Jerez M.
Gerente Distrito Norte Tibu-Cicuco	Alberto Aguirre
Gerente Distrito Sur-Orito	Fulgencio Guardela
Jefe División Legal	Alvaro Meneses Mena
Asistentes Presidencia	Luis Augusto Yepes G. (desde Septiembre)
	Antonio Parada (desde Septiembre)
	Miguel A. Santiago (desde Septiembre)



El año de 1986 marcó para Ecopetrol un hito en su gestión tanto operativa como financiera, cuyos resultados nos complace presentar a la opinión pública.

De gran importancia se constituye la recuperación por parte de Colombia de su condición como país exportador de petróleo crudo, lo cual es a su vez el resultado de aplicar en forma continuada y sostenida durante varios lustros, el sistema de asociación petrolera y de mantener reglas de juego claras y estables al capital extranjero que se ha vinculado a nuestro país en asocio con la Empresa Colombiana de Petróleos, para buscar nuevos yacimientos de hidrocarburos. En consecuencia, el año de 1986 culminó con cifras importantes en la gestión comercial de Ecopetrol, al registrarse un saldo neto en la balanza volumétrica de 30.269 BPD y un superávit de la misma balanza por un total de US\$335.5 millones.

Este importante logro, le permitió a Ecopetrol sanear en forma apreciable la situación financiera negativa que se venía registrando durante los años anteriores y culminar con un estado de pérdidas y ganancias también en positivo, con un saldo favorable de \$2.639.5 millones después de impuestos.

Sin embargo, podemos afirmar que el reto para Ecopetrol apenas comienza ya que es necesario tomar las medidas indispensables para garantizarle a Colombia y sus gentes que la Empresa Colombiana de Petróleos, como primera entidad del país, está preparada no sólo para afrontar el reto de la autosuficiencia sino para preservar esta condición hasta finales de siglo.

Por estas razones, se han tomado una serie de acciones importantes que están orientadas a intensificar la actividad exploratoria directa de Ecopetrol y conjunta de sus asociados y efectuar la reestructuración necesaria de nuestra Empresa, con el fin de adecuarla a los desafíos que implica el objetivo de la autosuficiencia hacia el año 2000.

Para tal efecto, dentro de un criterio económico sano se constituyó el Fondo Nacional de Exploración al cual se le está destinando el 10% de los ingresos provenientes de las exportaciones de petróleo crudo y derivados, lo que permitirá financiar aproximadamente el 90% del Plan Quinquenal de Exploración de Ecopetrol 1987-1991, con un programa de perforación de veintitrés pozos promedio anuales en dicho período. La cifra anterior alcanza su verdadera magnitud cuando observamos cómo Ecopetrol en los años de la década de los ochenta ha venido perforando un promedio de aproximadamente cinco pozos exploratorios anuales en forma directa.

Los objetivos que ha trazado el Plan Quinquenal implican de hecho quintuplicar nuestra actividad, para lo cual se han adoptado las disposiciones necesarias para reforzar el área de exploración y producción en forma conveniente y acorde con el plan propuesto. Pero simultáneamente, vale la pena registrar el éxito que se ha venido teniendo con nuestra política de asociación, aún en un año como el de 1986, que se caracterizó por un mercado en desarreglo debido a la diversidad de intereses que agrupan a los productores de crudo particularmente los del grupo OPEP. Es de todos conocido, cómo los precios internacionales descendieron en los primeros meses del año anterior a niveles cercanos a los



---

US\$10 con lo cual se afectó en forma considerable la actividad exploratoria en todo el mundo que se redujo en niveles cercanos al 40% con respecto al año inmediatamente anterior, debido a la menor liquidez de las compañías petroleras.

A pesar de esta coyuntura petrolera mundial, nuestro país, gracias al conjunto de condiciones indicadas anteriormente, salió relativamente bien librado y es así como el número de pozos exploratorios perforados bajo el sistema de asociación descendió a treinta, comparado con treinta y nueve en 1985, lo cual presenta una reducción de tan sólo 23%.

En conjunto, la actividad exploratoria directa de Ecopetrol y sus asociados, conllevó aumentos en las reservas convencionales de petróleo y gas, hasta llegar a 1.941.8 millones de barriles y 4.015 GPC, habiéndose alcanzado una producción promedio de crudo en 1986 de 302.139 barriles por día y un consumo de gas natural de 382.043 millones de BTU por día.

Esta destacada situación de Ecopetrol, al entrar de lleno en la autosuficiencia petrolera y asumir el papel de exportador de crudo, y la necesidad de adecuar la estructura administrativa a estas realidades, nos obligó a introducir cambios importantes en nuestro esquema. Son de particular importancia los refuerzos ya anotados en la Vicepresidencia Exploración y Producción, y la reorganización de la Vicepresidencia Comercial, con el fin de atender no solamente el mercado externo sino también la distribución interna de combustibles y el desarrollo de los nuevos proyectos de gas, a los cuales me referiré un poco más adelante, los replanteamientos presentados en la Vicepresidencia de Refinación y Trans-

porte, en especial con la creación del Distrito Caño Limón-Coveñas con el propósito de atender un área de singular importancia para las operaciones de la Empresa, el fortalecimiento de la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas en procura de una estructura que permita atender los contratos de asociación, los cuales al término de 1986 ascendían a un total de setenta y cinco contratos activos, la reorganización de la Vicepresidencia Administrativa, fundamentalmente en el área de la promoción y desarrollo de personal y de acuerdo con planes de trabajo que pretenden brindar mayor participación al elemento humano que es el mayor patrimonio de la Empresa, los estudios que se adelantan en la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos, con el fin de adecuar nuestra estructura de contratación de obras, de manera que se maximice la eficiencia en la ejecución de los nuevos proyectos, cumpliendo en forma rigurosa con las leyes que el Estado ha diseñado para las entidades industriales y comerciales, y por supuesto, el fortalecimiento de la Vicepresidencia Financiera en lo que respecta a nuestro manejo de Tesorería y la Coordinación de Inversiones Externas en aquellas empresas en las cuales tenemos participación.

No quisiera terminar este breve recuento de nuestra actividad de carácter administrativo sin destacar la importancia de la nueva oficina de Planeación Corporativa, la cual tiene por objeto la formulación y el diseño de las estrategias de desarrollo de Ecopetrol a corto, mediano y largo plazo que le permita cumplir los objetivos fijados por la Empresa. Asimismo, la reciente creación de la Dirección de Relaciones con la Comunidad, con la cual Ecopetrol se vincula a aquellas zonas donde tenemos actividad



directa y asociada, con el fin de que en esas regiones se sienta la presencia del Estado a través de su primera Empresa y se comprenda que Ecopetrol está no solamente para extraer un recurso de vital importancia para la economía nacional, sino también para retribuir a las regiones en obras de infraestructura que hagan posible el cumplimiento de los objetivos del Gobierno de llevar el desarrollo a las poblaciones que han estado marginadas de tiempo atrás de las oportunidades de progreso.

Finalmente, Ecopetrol logró cristalizar una vieja idea cual es la de iniciar las actividades del Instituto Colombiano del Petróleo, como entidad adscrita a la Empresa y con lo cual esperamos iniciar un proceso de investigación y desarrollo tecnológico en conjunto con la industria nacional, que permita en el largo plazo aumentar su participación en el suministro de materiales y servicios que requiere la industria petrolera para su desarrollo, con los consiguientes beneficios para la economía del país en general.

En resumen, podemos mostrar un balance positivo de realizaciones durante 1986, el cual en términos macroeconómicos nos ha permitido contribuir al desarrollo nacional, mediante la transferencia de regalías en cuantía de \$14.022.6 millones y la celebración de contratos de anticipo de regalías para obras específicas y programas de desarrollo en beneficio de las regiones.

Las perspectivas para 1987 son halagadoras. En efecto, gracias a los recursos generados por nuestras exportaciones de crudo y por los aumentos en los precios internos de los combustibles decretados por

el Gobierno Nacional a finales de 1986, Ecopetrol podrá contribuir en forma sustancial en los siguientes frentes:

1. Plan Nacional de Rehabilitación, al cual se le destinarán aproximadamente \$31.000.0 millones que serán destinados en forma prioritaria a la construcción de carreteras de importancia nacional tales como: Marginal de la Selva, Chinácota-Saravena, Neiva-San Vicente del Caquán, Pitalito-Mocoa y San Alberto-Lisama-Puerto Araújo.
2. En programas de anticipo de regalías estamos comprometiendo sumas por un valor de \$11.043 millones a marzo de 1987 y proyectamos entregar a las regiones, departamentos y municipios, regalías de aproximadamente \$ 37.433.6 millones en el curso de 1987.
3. Además de las transferencias al Fisco Nacional en impuestos directos e indirectos, Ecopetrol destinará una suma que hemos evaluado inicialmente en \$21.279.1 millones por concepto de subsidios, tales como: importaciones de gasolina motor, gas de la Guajira, combustibles para las electrificadoras, transporte de combustibles y cocinol.

Pero adicionalmente para 1987 y años siguientes, Ecopetrol afronta retos importantes en la adecuación de su estructura física, particularmente en lo que se refiere al transporte y refi-



nación de hidrocarburos. De particular importancia será la definición sobre la nueva refinería, en procura de un adecuado balance de nuestras necesidades de refinación que le aseguran al país el suministro de combustibles.

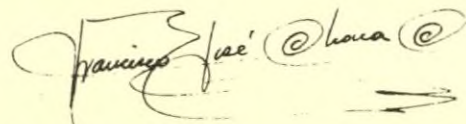
De otro lado, Ecopetrol en cumplimiento de los planes y orientaciones del Ministerio de Minas y Energía, está iniciando los estudios preliminares necesarios para el gasoducto central que hará posible la utilización de un recurso energético fundamental como es el gas, a fin de llevar a los colombianos energía de menor costo que las fuentes sustitutivas, contribuyendo en esa forma a la ejecución de los programas de Gobierno.

No quiero dejar pasar la oportunidad sin resaltar la necesidad que tendrá la Empresa de acometer nuevas obras en su red de oleoductos, la cual a todas luces está quedando insuficiente para transportar los crudos de los nuevos yacimientos localizados principalmente en los Llanos Orientales y en el sur del país. La terminación del Oleoducto Central de los Llanos prevista para mediados de 1988, hará posible descongestionar en forma importante el área oriental de Colombia que se ha convertido en una promisoría provincia petrolera. Sin embargo, la empresa deberá acometer la construcción de nuevos sistemas de transporte que permitan eliminar cuellos de botella que ya hemos venido detectando,

con el fin de llevar en forma oportuna el crudo no solamente a nuestras refinerías sino también a los centros de exportación. Esto, además, de asegurar nuestro abastecimiento, le dará garantías a los asociados de que las inversiones cuantiosas que se adelantan en exploración y producción de hidrocarburos, serán compensadas con unos mecanismos de transporte que hagan posible la recuperación de esas inversiones.

Pero, casi tan importante como el objetivo anterior, está el énfasis que le estamos dando al factor humano de la Empresa. Hemos logrado mantener unas relaciones armónicas con nuestro Sindicato y estamos empeñados en el diseño de programas de promoción, capacitación y desarrollo de personal que hagan posible el continuo mejoramiento en la calidad de la fuerza laboral. Con estas acciones estamos cumpliendo los planes y programas necesarios atender las expectativas que el país tiene sobre nosotros, coadyuvando así al progreso y bienestar de la comunidad colombiana.

Atentamente,



FRANCISCO J. CHONA CONTRERAS  
Presidente



# 1. Exploración y producción





## 1. GENERALIDADES

Durante el año de 1986 el país alcanzó las mayores cifras de producción de petróleo crudo de toda su historia, 302.139 barriles por día, lo cual le permitió recuperar su nivel de autoabastecimiento en materia de hidrocarburos perdido desde 1977 y reiniciar las exportaciones de crudo suspendidas en 1973.

Debido a la reducción del precio internacional del crudo durante la presente década, la perforación exploratoria en 1986, que llegó a un total de 49 pozos, disminuyó en 28% con relación al año inmediatamente anterior, no obstante que Ecopetrol se mantuvo en su nivel.

La perforación de desarrollo, que alcanzó la cifra de 267 pozos, se mantuvo en niveles similares a los registrados en los dos últimos años, debido principalmente al incremento de la actividad por parte de Ecopetrol, lo cual permitió compensar la menor actividad de las compañías asociadas y concesionarias.

Como resultado del éxito de las actividades exploratorias adelantadas durante el año, Ecopetrol descubrió 18.3 millones de barriles de crudo y 8.7 miles de millones de pies cúbicos de gas de nuevas reservas. Bajo la modalidad de Asociación se des-

cribieron 16.7 millones de barriles de crudo y en Concesión 1 millón de barriles de crudo.

Las reservas probadas de hidrocarburos en el país, a diciembre 31 de 1986, ascendieron a 1.941.8 millones de barriles de crudo y a 4.015 miles de millones de pies cúbicos de gas.

## 2. EXPLORACION SUPERFICIAL

La exploración sísmica en el país disminuyó con relación al año de 1985 en 30.1% debido a la reducción de las actividades de los asociados (23.7%) y de Ecopetrol (64.6%) (Tabla No. 1 y Gráfico No. 1).

### Ecopetrol

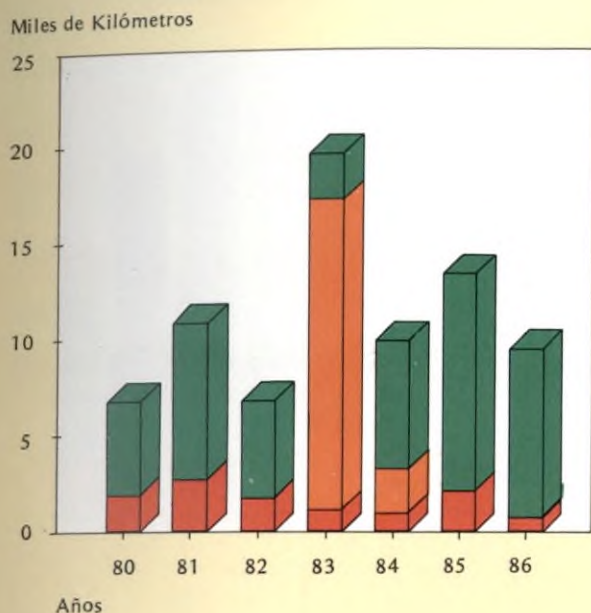
Las evaluaciones geoquímicas de geología de superficie y fotogeológicas realizadas por Ecopetrol durante 1985, le permitieron enfocar sus trabajos exploratorios para 1986 especialmente en las promisorias cuencas de los Llanos Orientales y los Valles Medio y Superior del Magdalena. En 1986 se registró un total de 740.1 Kmts de perfil sísmico, de los cuales 321.1 Kmts correspondieron a la cuenca del Valle Medio del Magdalena, 42.7 Kmts a la del Valle Superior del Magdalena y 376.3 Kmts a la de los Llanos Orientales. Las inversiones efectuadas por este concepto ascendieron a 3.2 millones de

Tabla No. 1  
EXPLORACION SISMICA  
Kilómetros Perfil

Año	Ecopetrol Terrestre	Marina	Asociación Terrestre	Total
1980	1.861	—	4.924	6.785
1981	2.710	—	8.063	10.773
1982	1.689	—	5.007	6.696
1983	1.093	16.075	2.439	19.607
1984	949	2.352	6.640	9.941
1985	2.092	—	11.373	13.465
1986	740	—	8.676	9.416



Gráfico No. 1  
EXPLORACION SISMICA



dólares. Dentro de la acción exploratoria sobresale la efectuada en el área de De Mares donde los resultados de la evaluación geoquímica adelantada en 1985 (Sistema Sniffer) detectaron una serie de anomalías, algunas de las cuales coincidieron con campos petrolíferos en el subsuelo. La presencia de estos halos geoquímicos, en conjunción con otros estudios de subsuelo, permitió un diseño más detallado de las evaluaciones sísmicas realizadas en el área.

Adicionalmente, la empresa consciente de la necesidad de mantener en reserva aquellas áreas en las cuencas sedimentarias que ofrezcan un menor riesgo en las labores de exploración, ha elaborado el "Mapa de Tierras", donde se presentan los siguientes tipos de áreas:

1. Areas de reserva de Ecopetrol, que explorará de manera directa o mediante "Negocios de Riesgo Compartido" con otras compañías.
2. Areas en evaluación por Ecopetrol correspondientes a las áreas devueltas por obligaciones contractuales de asociación, donde la empresa se reserva el derecho de reevaluar a fin de conceptuar sobre su disponibilidad para nuevos contratos.
3. Areas en contratos de asociación.
4. Areas en contratos de evaluación técnica.

Tabla No. 2  
PERFORACION EXPLORATORIA

Año	Ecopetrol		Asociación		Concesión		Estratigráficos		Total	
	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles
1980	4	50.0	31	242.3	1	6.5	23	51.7	59	350.5
1981	13	116.4	44	296.5	4	36.7	39	113.1	100	562.7
1982	12	104.8	61	368.3	—	—	2	3.0	75	476.1
1983	2	37.2	30	169.1	3	32.1	—	—	35	238.4
1984	6	61.2	33	227.3	4	34.6	—	—	43	323.1
1985	7	73.5	52	412.1	9	65.5	—	—	68	551.1
1986	7	79.4	36	217.8	6	53.3	—	—	49	350.5



5. Areas disponibles para nuevos contratos de asociación.

**Contratos de asociación**

Las compañías asociadas reportaron durante el año la realización de 8.676 kilómetros de registro sísmico dimensional y 200 kmts<sup>2</sup> de sísmica tri-dimensional a un costo total de 54.1 millones de dólares.

La sísmica reportada se registró en las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior y Medio del Magdalena y Catatumbo.

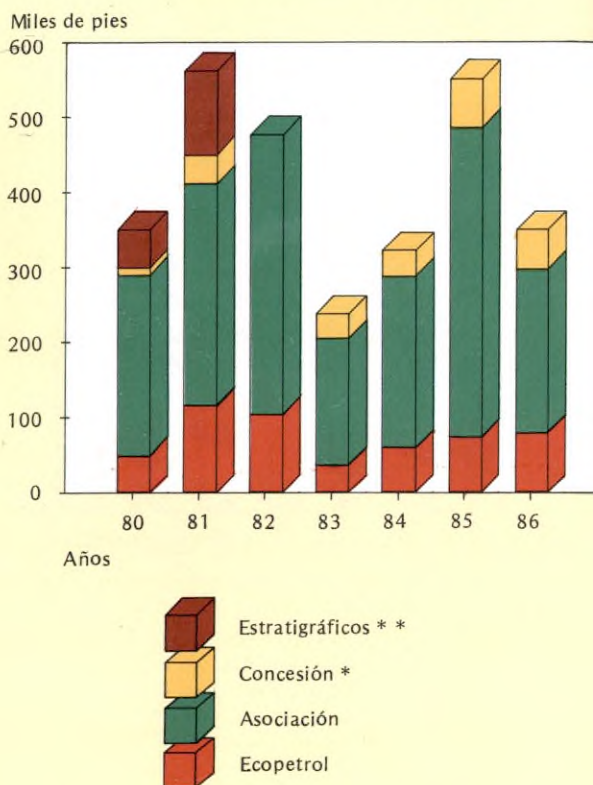
**3. PERFORACION EXPLORATORIA**

Durante 1986 esta actividad disminuyó considerablemente con relación a 1985, principalmente como consecuencia de la caída del precio internacional del crudo, con el consiguiente desestímulo para el inversionista (Tablas Nos. 2 y 3 y Gráficos Nos. 2 y 3).

**Ecopetrol**

La perforación exploratoria adelantada por Ecopetrol durante el año, estuvo representada en 79.419 pies perforados correspondientes a siete pozos ter-

**Gráfico No. 2  
PERFORACION EXPLORATORIA**



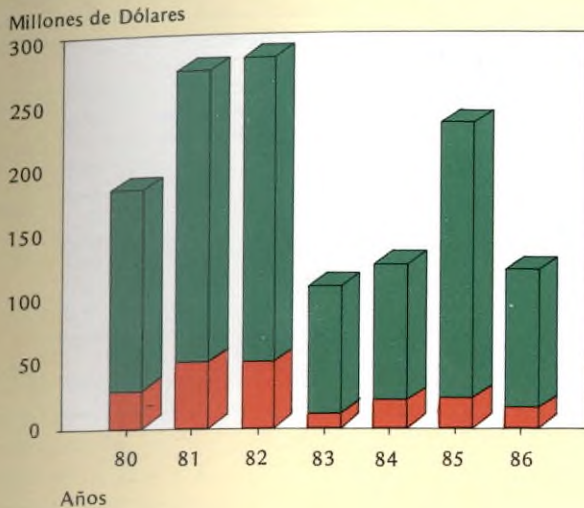
\* Incluye Propiedad Privada - \*\* Contratos de Asociación

**Tabla No. 3  
INVERSIONES EN EXPLORACION  
Millones de dólares**

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
<b>Exploración superficial</b>							
- Ecopetrol	6.9	9.9	9.1	6.7	8.4	7.5	3.2
- Asociados	17.8	51.2	37.6	10.4	34.0	60.2	54.1
Subtotal	24.7	61.1	46.7	17.1	42.4	67.7	57.3
<b>Perforación Exploratoria</b>							
- Ecopetrol	21.9	40.1	41.5	4.6	13.6	16.2	13.2
- Asociados	135.6	171.5	193.4	85.9	68.0	148.2	50.3
Subtotal	157.5	211.6	234.9	90.5	81.6	164.4	63.5
<b>Inversiones en Exploración</b>							
- Ecopetrol	28.8	50.0	50.6	11.3	22.0	23.7	16.4
- Asociados	153.4	222.7	231.0	96.3	102.0	208.4	104.4
<b>TOTAL</b>	<b>182.2</b>	<b>272.7</b>	<b>281.6</b>	<b>107.6</b>	<b>124.0</b>	<b>232.1</b>	<b>120.8</b>



Gráfico No. 3  
INVERSIONES EN EXPLORACION



minados y a dos más que se encontraban en perforación a finales de año.

Ecopetrol centró sus actividades en la cuenca de los Llanos Orientales donde perforó seis pozos, de los cuales cuatro fueron productores, obteniéndose así un éxito de 66.7%. El pozo restante se perforó en el área del Distrito Norte, resultando productor.

Los pozos descubridores de nuevas reservas son:

Pozo	Clasificación	Area	Producción diaria inicial Barriles de crudo
Suria Sur-1	A3	Apiay	3,025 de 32.3° API (K2) 2,337 de 32.1° API (K1)
Tanané-1	A3	Apiay	825 de 29° API
La Punta-1	A3	Casanare	984 de 23.5° API
Rancho Hermoso-2P	A2B	Casanare	1,228 de 37.2° API

La perforación exploratoria efectuada por Ecopetrol, que considerando los pies perforados represen-

ta el 22.7% de la actividad nacional, requirió una inversión de 13.2 millones de dólares. Con estas actividades Ecopetrol se mantuvo en el nivel de los últimos tres años.

#### Contratos de asociación

Bajo la modalidad de Asociación, durante el año se perforó un total de 217.770 pies, correspondientes a treinta y seis pozos terminados y a uno más que se encontraba en perforación al finalizar el año. De estos pozos, nueve se perforaron en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, siete en el Valle Superior del Magdalena, uno en la cuenca del Catatumbo y los diecinueve restantes en la cuenca de los Llanos Orientales, donde se ha intensificado la actividad exploratoria en los últimos años. Del total de pozos perforados solo siete resultaron productores de hidrocarburos indicando un éxito del 19.4%.

Los pozos descubridores de nuevas reservas son:

Pozo	Clasificación	Contrato	Produc. diaria inicial Barriles de crudo
Guanapalo -1	A3	Elf Aquitaine—Río Pauto	1,775 de 37.9° API
Jordán Norte -1	A3	Elf Aquitaine—Cusiana	1,100 de 27° API
Paravaré-1	A3	Elf Aquitaine—Cusiana	1,070 de 29.3° API
Caño Gandul -1	A3	Occidental—Corocora	730 de 39° API
Toquitoqui -1A	A3	Hughes—Pulí	270 de 23° API

La actividad exploratoria efectuada, bajo contratos de asociación, representó el 62.1% de los pies perforados en el país y requirió una inversión de 50.3 millones de dólares. Considerando el número de pozos perforados, esta actividad descendió en un 30.8% con relación a 1985.

#### Contratos de concesión

La única compañía que adelantó actividades de perforación exploratoria en áreas de contratos de concesión fue Houston Oil, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la cual se perforó un total de 49.236 pies representados en cinco pozos terminados y uno más que se encontraba en perforación al finalizar el año. Como



resultado de estas actividades, se descubrieron nuevas reservas con el pozo La Jagua-1, terminado en mayo 12 de 1986 a 6.010 pies de profundidad, con una producción de 725 barriles diarios de crudo de 20.3° API.

Adicionalmente, en áreas de la propiedad privada Tubará en la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, se perforó el pozo Apolo-1 a una profundidad de 4.025 pies, que se encuentra en evaluación.

#### 4. PERFORACION DE DESARROLLO

La perforación de pozos de desarrollo que había experimentado incrementos permanentes debido a la explotación de los campos nuevos descubiertos por Ecopetrol, la asociación y las compañías privadas y al desarrollo secundario de Casabe, se redujo ligeramente debido a la drástica disminución de las actividades de los asociados y los concesionarios, no obstante el incremento de la labor desarrollada por Ecopetrol (Tablas Nos. 4 y 5 y Gráficos Nos. 4 y 5).

##### Ecopetrol

La perforación de pozos de desarrollo que permite la explotación eficiente de los campos petroleros, continúa siendo una labor prioritaria de la empresa. Es así como durante 1986 se perforó un total de 1.090.245 pies correspondientes a 216 pozos terminados y a cuatro pozos que se encontraban en perforación al finalizar el año.

Tabla No. 5  
INVERSIONES EN PERFORACION  
DE DESARROLLO  
Millones de dólares

Año	Ecopetrol	Asociados	Total
1980	32.6	14.6	47.2
1981	34.4	15.0	49.4
1982	65.0	36.1	101.1
1983	110.6	59.0	169.6
1984	110.0	54.7	164.7
1985	163.8	104.5	268.3
1986	66.1	11.2	77.3

De los pozos terminados, 172 corresponden al desarrollo secundario del campo Casabe, veintiséis al Distrito de Producción El Centro, siete al Distrito Sur, cinco al Distrito Norte y seis a los campos dependientes de la Dirección de Producción.

Las actividades adelantadas por Ecopetrol durante 1986, representaron el 80.9% de la actividad nacional y requirieron una inversión de 54.9 millones de dólares.

Con las actividades de perforación de desarrollo, realizadas durante 1986, Ecopetrol alcanzó la mayor cifra lograda en su historia.

##### Contratos de asociación

Las compañías asociadas perforaron veintidós pozos de desarrollo, para un total de 100.417 pies. De

Tabla No. 4  
PERFORACION DE DESARROLLO

Año	Ecopetrol		Asociación		Concesión		Total	
	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles	No. pozos	Pies Perf. miles
1980	44	300.1	12	42.8	26	195.8	82	538.7
1981	40	267.6	18	60.5	53	266.6	111	594.7
1982	51	318.4	59	212.5	41	272.2	151	803.1
1983	115	604.3	58	211.3	40	248.6	213	1064.2
1984	150	702.1	38	145.5	42	292.6	230	1140.2
1985	169	840.6	70	303.4	53	356.3	292	1500.3
1986	216	1090.2	22	100.4	30	252.4	268	1443.0



Gráfico No. 4  
PERFORACION DE DESARROLLO

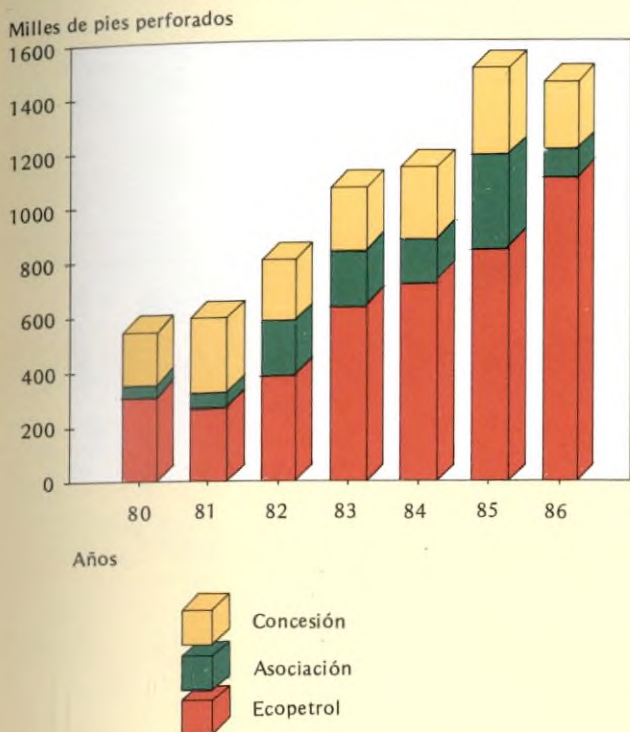
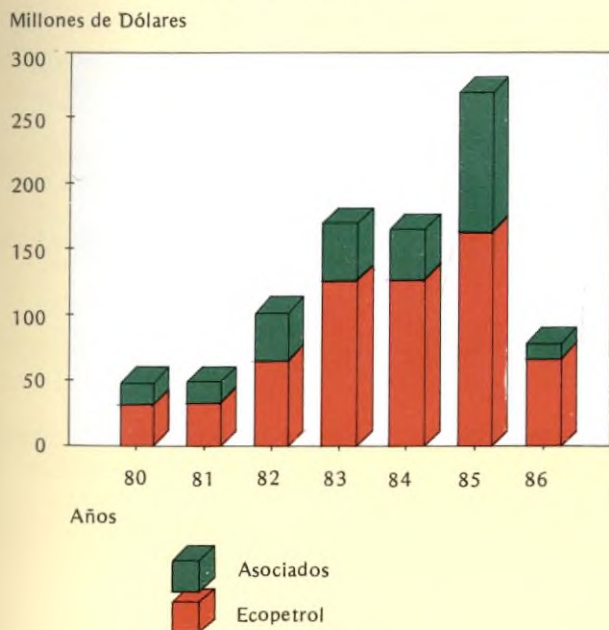


Gráfico No. 5  
INVERSIONES EN PERFORACION DE DESARROLLO



estos pozos, nueve fueron perforados en el contrato de asociación Cravo Norte, para el desarrollo de los campos Caño Limón, La Yuca y Matanegra, doce en el contrato de asociación Cocorná, para desarrollo del campo Cocorná y uno en el contrato de asociación Casanare, para desarrollo del campo Caño Garza. La perforación de estos pozos requirió una inversión de 22.4 millones de dólares, de los cuales Ecopetrol participó con 11.2 millones de dólares.

#### Contratos de concesión

Dentro de las áreas operadas bajo contratos de concesión, se perforaron durante el año treinta pozos de desarrollo, con un total de 252.414 pies. De estos pozos, dieciocho fueron perforados por Hocol en la cuenca del Valle Superior del Magdalena y los doce restantes por Intercol en el Valle Medio del Magdalena. Esta actividad descendió en 43.4% con relación a 1985.

## 5. PRODUCCION

### Petróleo crudo

La producción nacional de crudo se ha venido incrementando desde 1980, debido principalmente al esfuerzo permanente de Ecopetrol por mantener los niveles de producción de los campos viejos y desarrollar aceleradamente los campos nuevos, a la política de asociación que ha estimulado al inversionista a explorar y explotar los campos descubiertos, y a la revaluación del precio de los crudos viejos.

Durante 1986, la producción promedio diaria de crudo en el país, ascendió a 302.139 barriles, superior en 71.2% a la producción de 1985. La causa principal del incremento fue la entrada en producción de los campos pertenecientes al contrato de asociación Cravo Norte con Occidental y Shell (Caño Limón, la Yuca y Matanegra), con una tasa promedio anual de 110.655 barriles diarios (Tablas Nos. 6 y 7 y Gráficos Nos. 6 y 7).

### Ecopetrol

La producción promedio diaria de crudo proveniente de los campos de Ecopetrol durante 1986,



Tabla No. 6  
**PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS**  
Miles de barriles por día

EMPRESA ECOPETROL	DISTRITO	Participación Ecopetrol %								Variación 86/85 (%)	
			1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986		
	Bogotá	100	—	—	.8	4.2	5.3	6.9	7.3	4.7	
	Cóndor	100	15.4	16.1	15.7	15.3	14.0	12.9	16.8	31.0	
	El Centro	100	25.8	25.8	27.0	26.7	26.2	25.4	26.5	4.3	
	Norte	100	9.0	8.0	7.3	6.9	6.9	6.5	6.4	(2.8)	
	Sur	100	20.1	18.6	17.3	16.2	17.2	16.7	16.3	(2.2)	
<b>TOTAL ECOPETROL</b>			<b>70.3</b>	<b>68.5</b>	<b>68.1</b>	<b>69.3</b>	<b>69.6</b>	<b>68.4</b>	<b>73.3</b>	<b>7.1</b>	
<b>ASOCIACION</b>	<b>CONTRATO</b>										
Argosy	Putumayo	20	1.2	.9	1.0	.7	.7	.6	1.2	96.2	
Chevron	Cubarral	60	2.7	3.6	3.3	4.6	8.5	9.4	10.7	13.9	
Elf Aquitaine	Casanare	60	—	—	—	1.0	3.4	4.5	5.3	19.1	
Hocol	Palermo	60	—	—	—	—	—	3.2	10.5	32.8	
Intercol	Arauca	20	—	—	.3	2.3	3.5	2.8	1.1	(60.4)	
Lasmo	Santiago	60	—	—	—	—	—	—	.7		
Occidental	Cravo Norte	60	—	—	—	—	—	1.4	110.7	7983.8	
Occidental	Las Monas	40	5.8	6.1	6.6	6.6	6.4	5.2	4.7	(10.3)	
Petrocol	Huila	60	—	1.7	2.2	1.7	1.5	1.2	1.9	59.6	
Shell y otras	La Rompida y otras	60	—	—	—	.1	.1	.1	.1	44.0	
Texpet	Cocorná-Nare	60	—	—	1.5	3.4	7.8	12.7	15.5	22.0	
<b>TOTAL ASOCIACION</b>			<b>9.7</b>	<b>12.3</b>	<b>14.9</b>	<b>20.2</b>	<b>31.9</b>	<b>41.1</b>	<b>162.4</b>	<b>395.5</b>	
<b>CONCESION</b>											
Chevron	Zulia	—	4.6	4.6	3.4	3.1	2.6	2.4	1.4	(40.8)	
Elf Aquitaine	Trinidad	—	—	—	—	.6	1.5	1.5	1.8	20.8	
Hocol	Neiva	—	17.1	25.1	31.6	35.1	36.4	35.1	34.7	(1.1)	
Intercol	Provincia	—	9.9	9.4	9.3	10.0	12.0	14.5	16.0	10.3	
Texas	Valle Medio	—	13.0	13.9	14.6	13.8	13.1	13.5	12.5	7.4	
<b>TOTAL CONCESION</b>			<b>—</b>	<b>44.6</b>	<b>53.0</b>	<b>58.9</b>	<b>62.6</b>	<b>65.6</b>	<b>66.9</b>	<b>66.4</b>	<b>(.8)</b>
<b>TOTAL PAIS</b>			<b>1.0</b>	<b>7.4</b>	<b>5.8</b>	<b>7.3</b>	<b>9.9</b>	<b>5.6</b>	<b>71.2</b>		
Variación (%)			124.6	133.8	141.9	152.1	167.1	176.4	302.1	71.2	

Tabla No. 7  
**DISTRIBUCION PRODUCCION NACIONAL**  
Miles de barriles por día

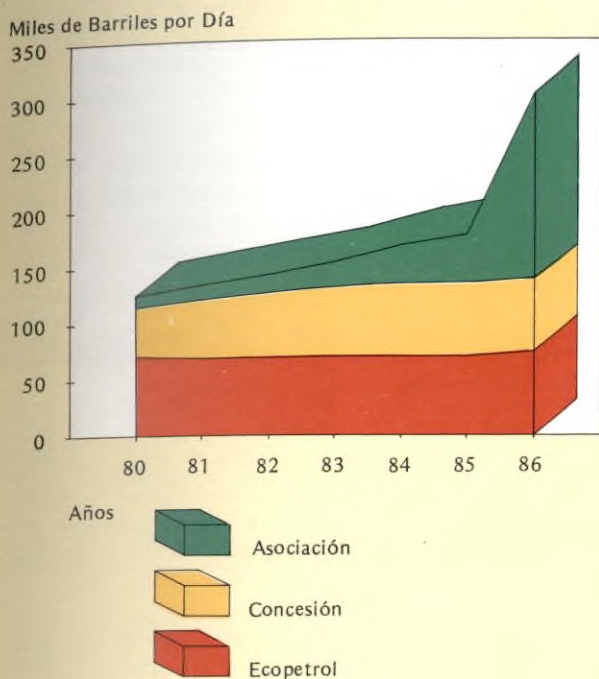
	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986
<b>ECOPETROL</b>							
Directa	70.3	68.5	68.1	69.3	69.6	68.4	73.3
Participación de Asociación	4.2	5.8	7.1	9.6	16.1	22.3	95.6
<b>TOTAL ECOPETROL</b>	<b>74.5</b>	<b>74.3</b>	<b>75.2</b>	<b>78.9</b>	<b>85.7</b>	<b>90.7</b>	<b>168.9</b>
Variación (%)	.8	(.3)	1.1	5.1	8.6	5.8	86.2
<b>COMPAÑIAS PRIVADAS</b>							
Concesión	44.6	53.0	58.9	62.6	65.6	66.9	66.4
Participación de Asociación	5.5	6.5	7.8	10.6	15.8	18.8	66.8
<b>TOTAL COMPAÑIAS PRIVADAS</b>	<b>50.1</b>	<b>59.5</b>	<b>66.7</b>	<b>73.2</b>	<b>81.4</b>	<b>85.7</b>	<b>133.2</b>

fue de 73.294 barriles diarios, superior en 7.2% a la de 1985 y representa el 24.3% de la producción nacional. Como participación en la producción de los contratos de asociación, le correspondió a Ecopetrol durante el año un promedio de 95.616 barriles por día, equivalentes al 58.9% de la producción en asociación.

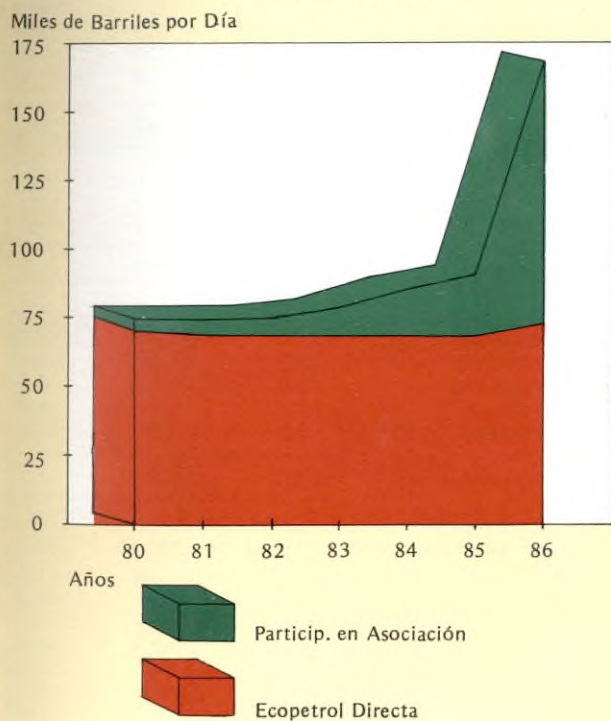
La producción total perteneciente a Ecopetrol directa más la participación en asociación, fue de 168.910 barriles diarios que representa el 55.9% de la producción nacional.



**Gráfico No. 6**  
**PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS**



**Gráfico No. 7**  
**PRODUCCION DE CRUDOS DE ECOPETROL**



### Contratos de asociación

La producción de crudo obtenida bajo contratos de asociación durante el año de 1986, fue de 162.421 barriles diarios, equivalentes al 53.8% de la producción nacional. Con relación al año 1985, la producción de 1986 presenta un incremento de 395.50% debido principalmente a la producción de los campos del Contrato de Asociación Cravo Norte con Occidental y Shell en Arauca.

### Contratos de concesión

Bajo la modalidad de los contratos de concesión se produjo durante el año de 1986, un promedio diario de 66.424 barriles, que representa el 22% de la producción nacional. Esta cifra muestra una disminución del 8% con relación al año 1985. De la producción bajo asociación les corresponde como participación a las compañías privadas un total de 66.805 barriles diarios, con lo cual la producción privada de crudo durante el año 1986, ascendió a 133.229 barriles diarios, equivalentes al 44% de la producción nacional.

### Gas Natural

El suministro de gas natural durante 1986 se incrementó en 0.1% con respecto a 1985, promediando 382.043 MBTU por día, que equivalen en poder calorífico a 63.674 barriles diarios de petróleo crudo.

La zona de la Costa Norte suministró el 69.3% del total nacional, teniendo como principal fuente el campo de la Guajira con una producción de 231.264 MBTU por día, equivalente al 87.4% del total de la Costa Norte; la zona de Barrancabermeja aportó el 29.5% y el 1.2% restante corresponde a los departamentos de Huila y Norte de Santander (Tabla No. 8 y Gráfico No. 8).

En cuanto al consumo por sectores usuarios se destaca el termoeléctrico, el cual consumió en 1986 un promedio de 168.659 MBTU por día lo que representa un 44.1% del total. Es también significativo el consumo propio de Ecopetrol que ascendió a 108.105 MBTU por día, equivalente al 28.3%. El sector petroquímico y el industrial participan en el consumo con 2.7% y 23.5% respectivamente. El consumo doméstico reafirma su continuo creci-

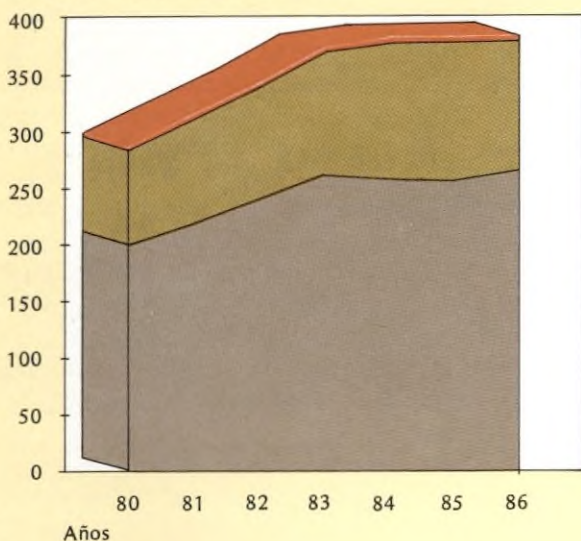


**Tabla No. 8**  
**SUMINISTROS DE GAS NATURAL POR CAMPOS**  
Millones de BTU por día

Campos	1985	1986	Variación (%)
<b>Zona de la Costa Norte</b>			
- Guajira	218.094	231.264	6.0
- Difícil	21.923	21.595	(1.5)
- Cúcuco (Gas Asociado)	349	-	-
- Jobo-Tablón	9.908	7.681	(22.5)
- Sucre	5.541	4.192	(24.3)
<b>Total Costa Norte</b>	<b>255.815</b>	<b>264.732</b>	<b>3.5</b>
<b>Zona de Barrancabermeja</b>			
- Payoa	46.573	45.844	(1.6)
- Provincia	70.162	55.417	(21.0)
- Lisama	5.532	11.631	110.2
<b>Total Barrancabermeja</b>	<b>122.267</b>	<b>112.892</b>	<b>(7.7)</b>
<b>Otras Zonas</b>			
- Río de Oro	2.324	2.630	13.2
- Tello (Gas Asociado)	1.366	1.789	31.0
<b>Total Otras Zonas</b>	<b>3.690</b>	<b>4.419</b>	<b>19.8</b>
<b>Total Suministro Nacional</b>	<b>381.772</b>	<b>382.043</b>	<b>0.1</b>

**Gráfico No. 8**  
**CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL**

Miles de millones de BTU por día



miento ya que en 1986 alcanzó un promedio de 5.476 MBTU por día que equivale a un incremento de 48.8% con relación a 1985 y al 1.4% del consumo total nacional. (Tabla No. 9).

**Tabla No. 9**  
**CONSUMO DE GAS NATURAL**  
POR AREAS Y SECTORES  
Millones de BTU por día

Area/Sector	1985	1986	Variación (%)
<b>AREA CARTAGENA</b>			
- Termoeléctrico	44.374	52.138	17.5
- Ecopetrol	6.273	9.340	48.9
- Petroquímico	8.188	7.623	(6.9)
- Industrial	31.616	32.263	2.0
- Doméstico	856	1.072	25.2
<b>Total Cartagena</b>	<b>91.307</b>	<b>102.436</b>	<b>12.2</b>
<b>AREA CHINU</b>			
- Termoeléctrico	9.649	9.041	(6.3)
- Industrial	6.718	9.771	45.4
- Doméstico	67	132	97.0
<b>Total Chinú</b>	<b>16.434</b>	<b>18.944</b>	<b>15.3</b>
<b>AREA BARRANQUILLA</b>			
- Termoeléctrico	78.820	70.431	(10.6)
- Ecopetrol	121	104	(14.0)
- Petroquímico	501	510	1.8
- Industrial	40.195	43.483	8.2
- Doméstico	1.155	1.880	62.8
<b>Total Barranquilla</b>	<b>120.792</b>	<b>116.408</b>	<b>(3.8)</b>
<b>AREA GUAJIRA</b>			
- Termoeléctrico	27.253	26.915	(1.2)
- Doméstico	29	29	0.0
<b>Total Guajira</b>	<b>27.282</b>	<b>26.944</b>	<b>(1.2)</b>
<b>AREA BARRANCABERMEJA</b>			
- Termoeléctrico	14.179	7.504	(47.1)
- Ecopetrol	102.158	98.661	(3.4)
- Petroquímico	2.023	2.024	0.0
- Industrial	3.079	3.369	9.4
- Doméstico	828	1.334	61.1
<b>Total Barrancabermeja</b>	<b>122.267</b>	<b>112.892</b>	<b>(7.7)</b>
<b>OTRAS AREAS</b>			
- Termoeléctrico	2.324	2.630	13.2
- Industrial	622	760	22.2
- Doméstico	744	1.029	38.3
<b>Total Otras Areas</b>	<b>3.690</b>	<b>4.419</b>	<b>19.8</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>381.772</b>	<b>382.043</b>	<b>0.1</b>



## 6. RESERVAS DE HIDROCARBUROS

Las reservas recuperables de hidrocarburos en el país a diciembre 31 de 1986, incluyendo las reservas descubiertas durante el año y la reevaluación de los campos descubiertos anteriormente, de acuerdo con la perforación de pozos adicionales y el comportamiento de la producción, asciende a

1.941.8 millones de barriles de crudo y a 4.015 miles de millones de pies cúbicos de gas (Tabla No. 10 y Gráficos Nos. 9 y 10).

### Ecopetrol

Como resultado de las actividades de perforación exploratoria, Ecopetrol descubrió un total de 18.3

Tabla No. 10  
RESERVAS RECUPERABLES DE HIDROCARBUROS  
Diciembre 31 de 1986

Empresa		Millones barriles	Petróleo Participación Ecopetrol%	Giga Pies Cúbicos	Gas Participación Ecopetrol%
Ecopetrol	<b>Distrito</b>				
	Bogotá	115.2	100	64.0	100
	Cóndor	124.2	100	40.7	100
	El Centro	137.1	100	288.2	100
	Norte	74.7	100	78.3	100
	Sur	31.9	100	85.9	100
<b>Total Ecopetrol</b>		<b>483.1</b>	<b>100</b>	<b>557.1</b>	<b>100</b>
Asociación	<b>Contrato</b>				
	Argosy	5.0	20		
	Chevron	73.3	60		
	Elf Aquitaine	64.5	60	23.6	60
	Elf Aquitaine	6.5	60		
	Elf Aquitaine	.9	60		
	Hocol	184.0	60		
	Intercol	.5	20		
	Intercol	—	—	1.6	60
	Occidental	898.0	60		
	Occidental	16.0	40	124.8	38.5
	Petrocol	6.4	60		
	Texas	69.0	60		
Texas	—	—	3.058.4	60.0	
<b>Total Asociación</b>		<b>1.340.1</b>	<b>59.6</b>	<b>3.280.4</b>	<b>59.2</b>
Concesión	<b>Contrato</b>				
	Antex Oil	—	—	15.8	22
	Chevron	1.9	—	.2	—
	Elf Aquitaine	8.3	—	—	—
	Hocol	67.2	—	21.5	—
	Intercol	25.4	—	202.7	—
	Intercol	—	—	5.2	—
	Texas	15.8	—	4.1	—
<b>Total Concesión</b>		<b>118.6</b>	<b>—</b>	<b>249.5</b>	<b>1.4</b>
<b>Total País</b>		<b>1.941.8</b>	<b>65.6</b>	<b>4.015.0</b>	<b>61.3</b>



Gráfico No. 9  
RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO CRUDO  
A 31 de diciembre de 1986

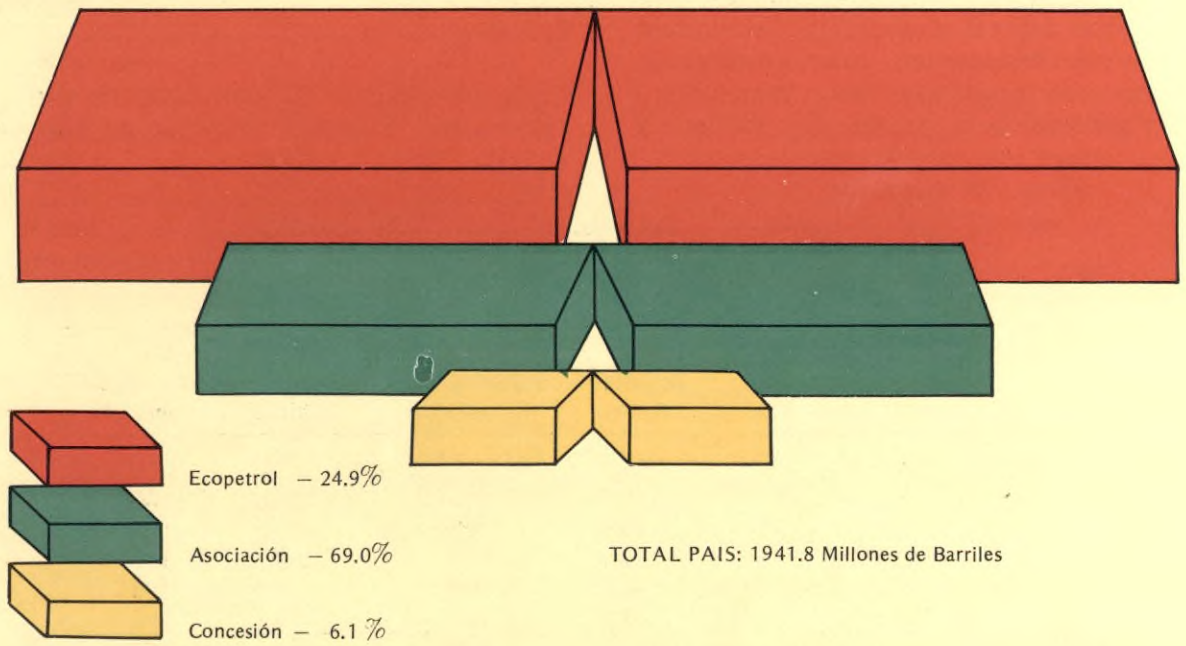
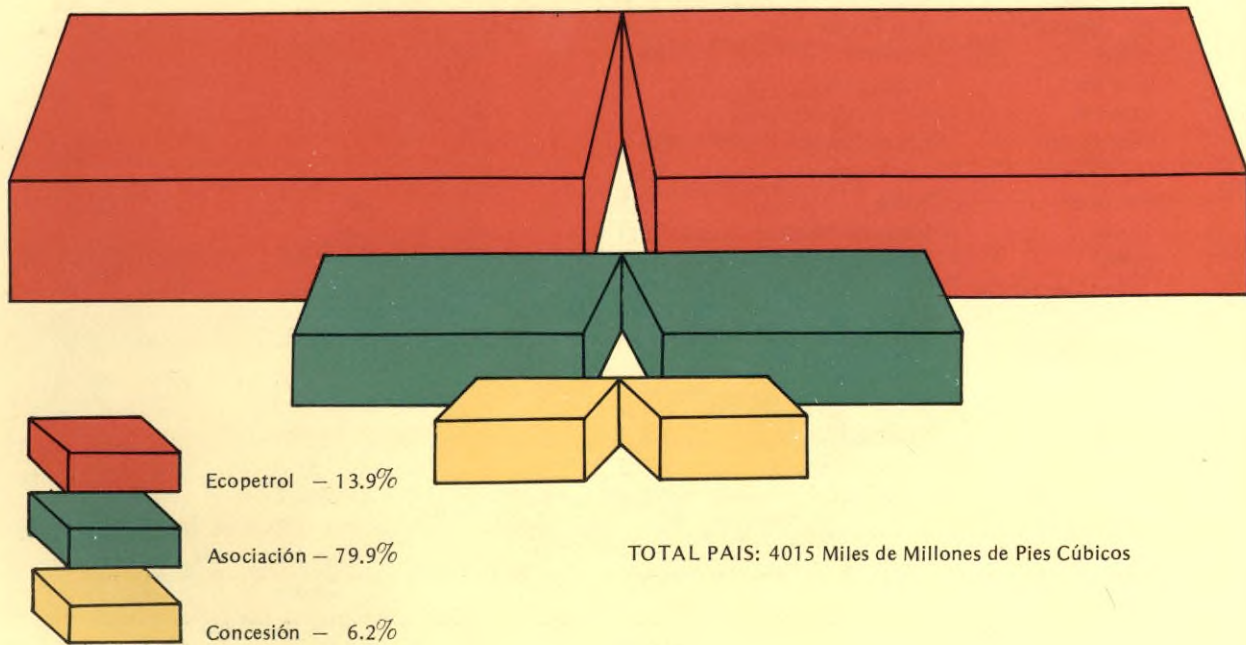


Gráfico No. 10  
RESERVAS RECUPERABLES DE GAS NATURAL  
A 31 de diciembre de 1986





millones de barriles de crudo y 8.7 miles de millones de pies cúbicos de gas en la cuenca de los Llanos Orientales. Estas reservas se discriminan así:

Campo	Reservas Descubiertas		Yacimiento
	Crudo Mbls.	Gas-Gpc.	
Suria Sur	11.2	5.8	Cretáceo (K1 y K2)
Tanané	0.9	2.6	Cretáceo (K1)
La Punta Rancho	1.9	0.08	Terciario
Hermoso-2P	4.3	0.2	Terciario

Las reservas remanentes de Ecopetrol al finalizar 1986, ascendieron a 483.1 millones de barriles de crudo y a 557.1 miles de millones de pies cúbicos de gas. Las cifras anteriores comprenden las reservas descubiertas durante el año y las adicionales, producto de la utilización de métodos de recuperación secundaria y mejorada que se adelantan actualmente y en menor proporción a las reservas pertenecientes a los contratos de concesión ya revertidos.

Las reservas remanentes de los campos de Ecopetrol, representaron al finalizar el año el 24.9% de las reservas remanentes de crudo del país y el 13.9% de las de gas.

De las reservas pertenecientes a los contratos de asociación, le corresponden a Ecopetrol 798.7 millones de barriles de crudo y 1.899.4 miles de millones de pies cúbicos de gas, con lo cual la empresa alcanzó un total de 1.281.8 millones de barriles de crudo y 2.456.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan respectivamente, el 66.0% y el 61.2% de las reservas remanentes del país.

#### Contratos de asociación

Durante el año se adelantaron siete estudios técnico-económicos para evaluar la comercialidad de nuevos campos, de acuerdo con las solicitudes que al respecto formularon las compañías asociadas. Las reservas aceptadas por Ecopetrol ascendieron en este caso a un total de 16.7 millones de barriles de crudo. La gravedad de los crudos de estos campos se encuentra comprendida entre 27° y 30° API.

#### Comercialidad de campos

Campo	Compañía	Contrato	Reservas MB	Gravedad ° API
Redondo	Occidental	Cravo Norte	6.1	30.0
Caño Verde	Occidental	Cravo Norte	0.7	30.0
Sardinas	Elf Aquitaine	Cusiana	4.52	27.0
Guanapalo	Elf Aquitaine	Río Pauto	0.9	29.3
Jordán	Elf Aquitaine	Cusiana	0.8	28.3
Jordán Norte	Elf Aquitaine	Cusiana	1.2	28.3
La Flora	Elf Aquitaine	Casanare	2.5	34.8
TOTAL			16.7	



Las reservas de crudo del sistema de asociación se incrementaron en 387.0 millones de barriles durante 1986, como resultado del descubrimiento de petróleo en nuevos campos y la reevaluación de reservas de campos existentes (Contratos Cravo Norte y Palermo).

Al finalizar 1986, las reservas de crudo bajo el sistema de asociación ascendían a 1.340.1 millones de barriles y las de gas a 3.208.4 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa una participación de la asociación del 69.0% y del 79.9% en las reservas recuperables de crudo y gas del país respectivamente.

#### Contratos de concesión

La actividad exploratoria adelantada por Houston Oil en áreas bajo contratos de concesión en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, le permitió descubrir, mediante el pozo La Jagua-1, reservas adicionales del orden de 1.0 millón de barriles de crudo.

Al terminar el año, las reservas remanentes de hidrocarburos en áreas bajo contratos de concesión ascendieron a 118.6 millones de barriles de crudo y 249.5 millones de pies cúbicos de gas, lo cual representa el 6.1% y el 6.2% de las reservas de crudo y gas del país respectivamente.

Como participación de las reservas bajo contratos de asociación les corresponde a las compañías privadas 541.4 millones de barriles de crudo y 1.309.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, con lo cual el total de reservas remanentes privadas ascienden a 660.0 millones de barriles de crudo y 1.558.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan el 34.0% y el 38.8% de las reservas de crudo y gas remanentes del país.

## 7. PROYECTOS DE ECOPETROL

### Exploración - Plan quinquenal de Ecopetrol

Consciente de su compromiso para con la Nación referente al suministro oportuno y económico de energía derivada del petróleo y la extracción y transformación racional de las reservas nacionales de hidrocarburos y considerando los niveles actua-

les de producción, consumo y reservas remanentes Ecopetrol ha diseñado un plan de acción exploratoria directa, en busca de hidrocarburos adicionales que le permitan al país conservar su posición de autosuficiencia y producir excedentes exportables más allá del año 1993. En caso de no encontrarse un volumen representativo de reservas para mantener los actuales niveles de producción, el país se verá abocado a importar hidrocarburos a partir de ese año para satisfacer el creciente consumo interno.

Asimismo, este plan busca compensar, en parte, la disminución de la actividad exploratoria asociada que se está presentando como consecuencia en la baja de la cotización internacional de los hidrocarburos.

Dentro del Plan Quinquenal de Exploración, 1987-1991, se contemplan entre otras las siguientes acciones:

#### – Técnicas modernas de exploración

Para conseguir la mayor eficiencia posible, se emplearán las técnicas más modernas de exploración tales como la aerogravimetría, el procesamiento especializado de la sismografía, la geoquímica y las estaciones de interpretación interactiva de geología y geofísica.

#### – Exploración en búsqueda de gas

Siguiendo los lineamientos del plan, se intensificarán los estudios de prospección de gas natural en las cuencas cercanas a ciudades importantes y de alto consumo, tales como las de la Sabana de Bogotá y del Valle del Cauca.

#### – Exploración en búsqueda de petróleo y gas

Ecopetrol concentrará todo su esfuerzo en áreas consideradas de menor riesgo, donde se ha probado la existencia comercial de hidrocarburos y que además poseen la infraestructura para su transporte tales como las cuencas de los Llanos Orientales, Valle Superior, Medio e Inferior del Magdalena, la Guajira, Catatumbo y el Putumayo.



La actividad que se llevará a cabo de acuerdo con el plan comprende: 80.000 kilómetros de levantamiento aeromagnetogravimétrico, 15.000 kilómetros de sismografía, 60.000 muestras de geoquímica y perforación de 114 pozos exploratorios y veintidós estratigráficos, los cual requiere una inversión total de 418 millones de dólares.

Con la implementación de este plan se espera el descubrimiento de reservas recuperables del orden de 340 millones de barriles de crudo y 1.000 miles de millones de pies cúbicos de gas.

### Explotación

Con el objeto de incrementar la producción directa de hidrocarburos y mejorar el recobro de las reservas de los campos viejos, Ecopetrol adelanta programas de recobro secundario y mejorado y acelera el desarrollo de los campos nuevos. Entre los muchos proyectos, se mencionan los siguientes:

#### — Proyecto de Recuperación Secundaria de Casabe

La Vicepresidencia de Exploración y Producción continúa adelantando la ejecución del proyecto de Recuperación Secundaria, por inyección de agua, en el campo Casabe, con el fin de extraer un volumen de 70.7 millones de barriles de petróleo secundario y 13 millones de barriles primarios, en dieciséis años, con un potencial de producción de 26.000 barriles diarios a finales de 1988.

Durante el año se perforaron 172 pozos (incluye un pozo abandonado) y se terminó la construcción de las facilidades de recolección, almacenamiento y tratamiento de crudo en el sector sur.

Adicionalmente se adelantaron las siguientes actividades:

Montaje electromecánico de las estaciones de recolección 1, 2 y 3 cada una con capacidad de manejo de 35.000 barriles por día. Se inició, asimismo, la conexión de las líneas de producción de los pozos a las estaciones y se están tendiendo las líneas de descarga de agua al Río Magdalena. También se inició el diseño de la nueva Estación Cóndor para el manejo y tratamiento del crudo adicional.

En cuanto al sistema Scada, se efectuó la construcción, montaje y pruebas de la red de ductos y el tendido y pruebas del cable multipar del sector norte.

Se tendió la línea de interconexión eléctrica Casabe-Galán de 34.5 Kv para lo cual fue necesario hacer el cruce del Río Magdalena y se está adelantando la interconexión con Termobarranca y la Refinería.

Se construyeron las explanaciones para la perforación, que ha de realizarse, durante el primer semestre de 1987, de dos pozos productores de agua de 50.000 barriles diarios cada uno, para completar nueve pozos y así suplir las necesidades de 300.000 barriles diarios requeridos en la operación.

Las inversiones efectuadas durante el año de 1986 en el desarrollo de Casabe, ascendieron a la suma de 15.070.1 millones de pesos, para un total acumulado de 33.834.8 millones de pesos, en lo que va corrido del proyecto desde enero de 1981.

A diciembre 31 de 1986, de los 583 pozos del proyecto se habían perforado un total de 577 pozos.

La inyección de agua se inició en el sector norte del campo en junio de 1985 y hasta diciembre 31 de 1986 se habían inyectado 53 millones de barriles de agua, alcanzando una tasa actual de 75.000 barriles diarios, con lo cual se han recuperado 2.5 millones de barriles de petróleo adicional a una tasa actual de 5.000 barriles diarios.

#### — Proyecto de inyección de vapor en Tibú

Con el fin de incrementar la producción y mejorar el recobro de crudo en el Distrito Norte, se encuentra en período de implementación el proyecto de recuperación mejorada por inyección de vapor en las arenas Green de la Formación Carbonera del campo Tibú. Con tal proyecto se espera recuperar un volumen de 11.8 millones de barriles adicionales de petróleo de 17° API, en diez años. Para su ejecución se perforarán durante 1987 un total de setenta y ocho pozos entre productores e inyectoras a una profundidad promedia de 1.000 pies y se rediseñarán las facilidades de superficie existentes



Las reservas de crudo del sistema de asociación se incrementaron en 387.0 millones de barriles durante 1986, como resultado del descubrimiento de petróleo en nuevos campos y la reevaluación de reservas de campos existentes (Contratos Cravo Norte y Palermo).

Al finalizar 1986, las reservas de crudo bajo el sistema de asociación ascendían a 1.340.1 millones de barriles y las de gas a 3.208.4 miles de millones de pies cúbicos, lo que representa una participación de la asociación del 69.0% y del 79.9% en las reservas recuperables de crudo y gas del país respectivamente.

### Contratos de concesión

La actividad exploratoria adelantada por Houston Oil en áreas bajo contratos de concesión en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, le permitió descubrir, mediante el pozo La Jagua-1, reservas adicionales del orden de 1.0 millón de barriles de crudo.

Al terminar el año, las reservas remanentes de hidrocarburos en áreas bajo contratos de concesión ascendieron a 118.6 millones de barriles de crudo y 249.5 millones de pies cúbicos de gas, lo cual representa el 6.1% y el 6.2% de las reservas de crudo y gas del país respectivamente.

Como participación de las reservas bajo contratos de asociación les corresponde a las compañías privadas 541.4 millones de barriles de crudo y 1.309.0 miles de millones de pies cúbicos de gas, con lo cual el total de reservas remanentes privadas ascienden a 660.0 millones de barriles de crudo y 1.558.5 miles de millones de pies cúbicos de gas, que representan el 34.0% y el 38.8% de las reservas de crudo y gas remanentes del país.

## 7. PROYECTOS DE ECOPETROL

### Exploración - Plan quinquenal de Ecopetrol

Consciente de su compromiso para con la Nación referente al suministro oportuno y económico de energía derivada del petróleo y la extracción y transformación racional de las reservas nacionales de hidrocarburos y considerando los niveles actua-

les de producción, consumo y reservas remanentes, Ecopetrol ha diseñado un plan de acción exploratoria directa, en busca de hidrocarburos adicionales que le permitan al país conservar su posición de autosuficiencia y producir excedentes exportables más allá del año 1993. En caso de no encontrarse un volumen representativo de reservas y mantener los actuales niveles de producción, el país se verá abocado a importar hidrocarburos a partir de ese año para satisfacer el creciente consumo interno.

Asimismo, este plan busca compensar, en parte, la disminución de la actividad exploratoria asociada que se está presentando como consecuencia en la baja de la cotización internacional de los hidrocarburos.

Dentro del Plan Quinquenal de Exploración, 1987-1991, se contemplan entre otras las siguientes acciones:

#### – Técnicas modernas de exploración

Para conseguir la mayor eficiencia posible, se emplearán las técnicas más modernas de exploración, tales como la aerogravimetría, el procesamiento especializado de la sismografía, la geoquímica y las estaciones de interpretación interactiva de geología y geofísica.

#### – Exploración en búsqueda de gas

Siguiendo los lineamientos del plan, se intensificarán los estudios de prospección de gas natural en las cuencas cercanas a ciudades importantes y de alto consumo, tales como las de la Sabana de Bogotá y del Valle del Cauca.

#### – Exploración en búsqueda de petróleo y gas

Ecopetrol concentrará todo su esfuerzo en áreas consideradas de menor riesgo, donde se ha probado la existencia comercial de hidrocarburos y que además poseen la infraestructura para su transporte, tales como las cuencas de los Llanos Orientales, Valles Superior, Medio e Inferior del Magdalena, la Guajira, Catatumbo y el Putumayo.



La actividad que se llevará a cabo de acuerdo con el plan comprende: 80.000 kilómetros de levantamiento aeromagnetogravimétrico, 15.000 kilómetros de sismografía, 60.000 muestras de geoquímica y perforación de 114 pozos exploratorios y veintidós estratigráficos, los cual requiere una inversión total de 418 millones de dólares.

Con la implementación de este plan se espera el descubrimiento de reservas recuperables del orden de 340 millones de barriles de crudo y 1.000 miles de millones de pies cúbicos de gas.

### Explotación

Con el objeto de incrementar la producción directa de hidrocarburos y mejorar el recobro de las reservas de los campos viejos, Ecopetrol adelanta programas de recobro secundario y mejorado y acelera el desarrollo de los campos nuevos. Entre los muchos proyectos, se mencionan los siguientes:

#### — Proyecto de Recuperación Secundaria de Casabe

La Vicepresidencia de Exploración y Producción continúa adelantando la ejecución del proyecto de Recuperación Secundaria, por inyección de agua, en el campo Casabe, con el fin de extraer un volumen de 70.7 millones de barriles de petróleo secundario y 13 millones de barriles primarios, en dieciséis años, con un potencial de producción de 26.000 barriles diarios a finales de 1988.

Durante el año se perforaron 172 pozos (incluye un pozo abandonado) y se terminó la construcción de las facilidades de recolección, almacenamiento y tratamiento de crudo en el sector sur.

Adicionalmente se adelantaron las siguientes actividades:

Montaje electromecánico de las estaciones de recolección 1, 2 y 3 cada una con capacidad de manejo de 35.000 barriles por día. Se inició, asimismo, la conexión de las líneas de producción de los pozos a las estaciones y se están tendiendo las líneas de descarga de agua al Río Magdalena. También se inició el diseño de la nueva Estación Cóndor para el manejo y tratamiento del crudo adicional.

En cuanto al sistema Scada, se efectuó la construcción, montaje y pruebas de la red de ductos y el tendido y pruebas del cable multipar del sector norte.

Se tendió la línea de interconexión eléctrica Casabe-Galán de 34.5 Kv para lo cual fue necesario hacer el cruce del Río Magdalena y se está adelantando la interconexión con Termobarranca y la Refinería.

Se construyeron las explanaciones para la perforación, que ha de realizarse, durante el primer semestre de 1987, de dos pozos productores de agua de 50.000 barriles diarios cada uno, para completar nueve pozos y así suplir las necesidades de 300.000 barriles diarios requeridos en la operación.

Las inversiones efectuadas durante el año de 1986 en el desarrollo de Casabe, ascendieron a la suma de 15.070.1 millones de pesos, para un total acumulado de 33.834.8 millones de pesos, en lo que va corrido del proyecto desde enero de 1981.

A diciembre 31 de 1986, de los 583 pozos del proyecto se habían perforado un total de 577 pozos.

La inyección de agua se inició en el sector norte del campo en junio de 1985 y hasta diciembre 31 de 1986 se habían inyectado 53 millones de barriles de agua, alcanzando una tasa actual de 75.000 barriles diarios, con lo cual se han recuperado 2.5 millones de barriles de petróleo adicional a una tasa actual de 5.000 barriles diarios.

#### — Proyecto de inyección de vapor en Tibú

Con el fin de incrementar la producción y mejorar el recobro de crudo en el Distrito Norte, se encuentra en período de implementación el proyecto de recuperación mejorada por inyección de vapor en las arenas Green de la Formación Carbonera del campo Tibú. Con tal proyecto se espera recuperar un volumen de 11.8 millones de barriles adicionales de petróleo de 17° API, en diez años. Para su ejecución se perforarán durante 1987 un total de setenta y ocho pozos entre productores e inyectores a una profundidad promedia de 1.000 pies y se rediseñarán las facilidades de superficie existentes



para lo cual se invertirán aproximadamente 4.000 millones de pesos.

Se tienen contemplados dos períodos de inyección, uno cíclico con duración de dos años y uno continuo con duración de ocho años adicionales.

El área afectada por la inyección será de 320 acres y se espera una producción pico del orden de los 6.000 barriles por día a partir del cuarto año de la vida del proyecto.

#### – Desarrollo área Apiay-Ariari

Durante 1986 se continuó exitosamente con la exploración y el desarrollo del área Apiay-Ariari en el Departamento del Meta, lográndose incrementar las reservas recuperables de petróleo en cerca de 35 millones de barriles.

La producción actual del área es del orden de los 7.000 barriles diarios (procedente del campo Apiay) y corresponde a un 30% del potencial del área. Esta restricción se debe principalmente a la insuficiencia en el transporte de crudo, la cual quedará subsanada con la construcción del oleoducto central de los Llanos (1989).

Actualmente, se labora en la implementación de las facilidades requeridas en cada uno de los campos descubiertos, con el objeto de aprovechar oportunamente el potencial de producción del área, la cual se estima en 26.000 barriles diarios de petróleo y 18 millones de pies cúbicos diarios de gas.

Con el fin de aprovechar el gas producido en el área, se encuentra en proceso de licitación el diseño, la construcción, montaje y puesta en operación de una planta para el proceso de 15 millones de pies cúbicos diarios de gas, con el fin de abastecer las necesidades de la zona y suministrar gas a la ciudad de Bogotá.

## 8. OPERACIONES ASOCIADAS

El crecimiento experimentado durante los últimos años en el número de nuevos contratos y la diversidad y complejidad de las tareas de control, indis-

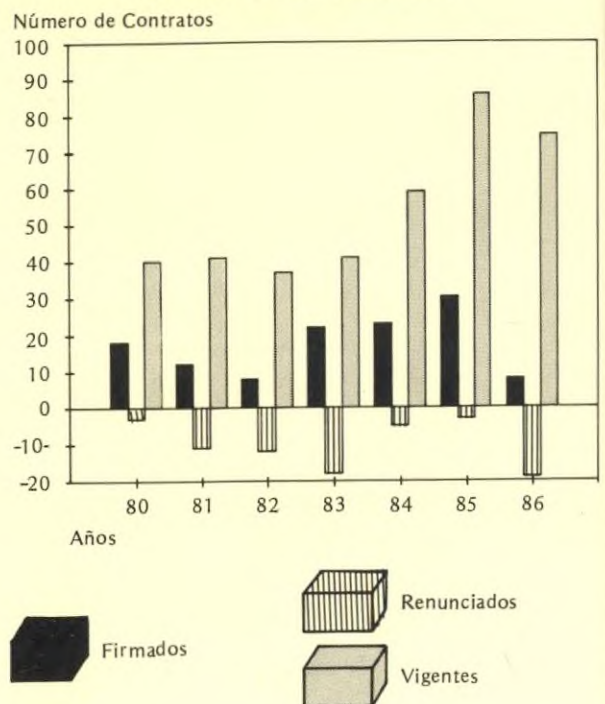
pensables para garantizar un desarrollo eficiente de todas las etapas de los contratos de asociación, llevaron a Ecopetrol a crear la Vicepresidencia de Operaciones Asociadas a final del año anterior habiendo iniciado actividades en enero del presente año.

Compete a esta Vicepresidencia las funciones de promoción de los contratos de asociación, el control de la ejecución de las obligaciones en la fase exploratoria, la supervisión de las operaciones en la etapa de producción, la interventoría de las obras de infraestructura de los campos y el control y el análisis financiero de las inversiones de Ecopetrol en los contratos de asociación.

### Contratos de asociación

El año se inició con un total de ochenta y seis contratos vigentes. Durante el período se suscribieron ocho nuevos contratos y diecinueve fueron renunciados. A 31 de diciembre se encontraban vigentes setenta y cinco contratos (Gráfico No. 11).

Gráfico No. 11.  
CONTRATOS DE ASOCIACION





Se presentó una disminución en el número de nuevos contratos suscritos, con relación a los dos años anteriores. En 1984, se suscribieron veintitrés nuevos contratos y treinta durante 1985. El total de contratos renunciados aumentó con respecto a 1985, año en el cual se cancelaron solamente tres contratos.

Los setenta y cinco contratos que se encontraban vigentes a 31 de diciembre de 1986, cubren una superficie de 7.028 miles de hectáreas.

### Exploración en asociación

En desarrollo de catorce contratos de asociación, de los cuales doce se hallaban en explotación, incluyendo el contrato especial Las Monas, se realizaron inversiones en perforación de desarrollo y construcción de facilidades de producción por un valor de 300.6 millones de dólares, siendo la participación de Ecopetrol de 149.9 millones de dólares.

Estas inversiones tuvieron su principal aplicación en los siguientes contratos:

#### *Cravo Norte*

Con la Compañía Occidental de Colombia se perforaron nueve pozos de desarrollo, se terminó la construcción de facilidades de producción PF-1 y en un 95% la construcción de PF-2, completándose una capacidad de manejo de 270.000 barriles de crudo.

También quedaron concluidas las obras de infraestructura del terminal marítimo de Coveñas, incluyendo la operación de la unidad de almacenamiento flotante a partir del mes de julio de 1986.

En este contrato de asociación, Ecopetrol invirtió 53.4 millones de dólares equivalentes y se manejó una producción promedio de 110.6 miles de barriles diarios durante el año 1986.

#### *Cocorná*

La Texas Petroleum Company perforó doce pozos de desarrollo con los cuales se logró mantener la

producción en 15.5 miles de barriles diarios durante el año 1986. La participación de Ecopetrol dentro de este contrato de asociación fue de 7.5 millones de dólares equivalentes.

#### *Palermo*

La compañía Hocol no realizó perforación de pozos de desarrollo, pero a cambio, continuó el desarrollo del montaje y construcción de las facilidades de producción con capacidad para manejar 40.000 barriles diarios de crudo. El promedio del volumen de crudo alcanzó los 10.5 miles de barriles por día.

La participación de inversiones de Ecopetrol dentro de este contrato de asociación fue de 4.3 millones de dólares equivalentes. ▽

#### *Cubarral*

Con la compañía Chevron, Ecopetrol participó con una inversión de 0.13 millones de dólares equivalentes, con el fin de mejorar las actividades de producción, cuyo promedio durante el año ascendió a 10.7 miles de barriles por día.

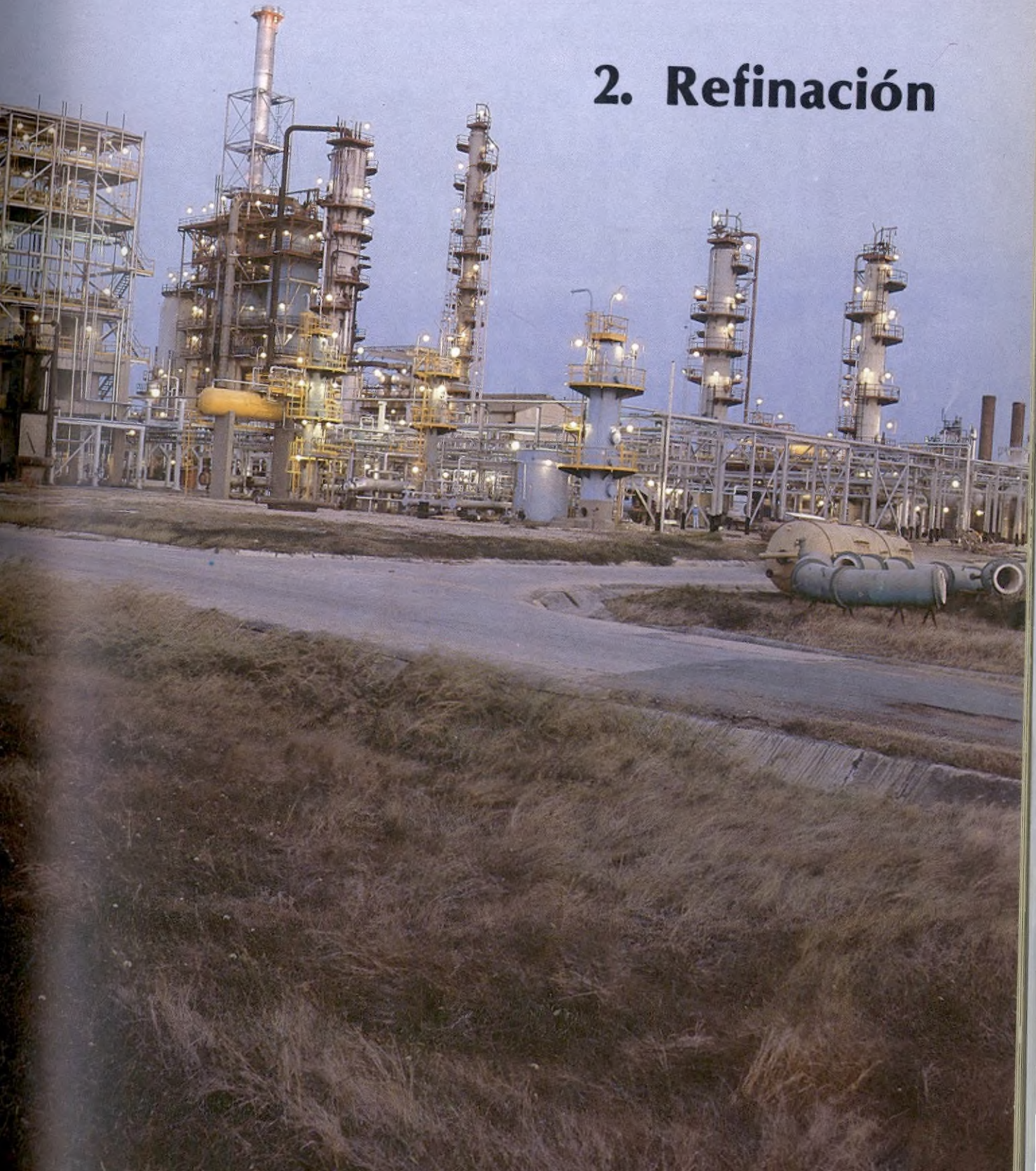
Adicionalmente en los contratos de asociación Nare y Guajira con Texas Petroleum Co., Casanare con Elf Aquitaine y Huila con Petrocol, Ecopetrol participó con 1.3 millones de dólares equivalentes, en inversiones para su desarrollo.

Dentro del contrato especial Las Monas con las compañías Occidental, Amoco y Arco, Ecopetrol participó en inversiones de desarrollo con la suma de 0.56 millones de dólares.

En el contrato de asociación San Jorge con Intercol no se realizaron inversiones durante 1986. Asimismo, Ecopetrol no tuvo ningún desembolso en los contratos de asociación Putumayo con la Compañía Argosy y Arauca con Intercol, por tratarse de contratos de asociación que se desarrollan de acuerdo con la cláusula de "Solo Riesgo". Con respecto al contrato de asociación Upía B con Lasmo Oil no se realizaron inversiones dado que el campo se encuentra en pruebas largas de producción y aún no se ha declarado comercialidad.



## 2. Refinación





Es altamente satisfactorio para Ecopetrol destacar dentro de las realizaciones de 1986, el haber procesado la mayor cantidad de petróleo de su historia (201.292 barriles por día), como resultado de la autosuficiencia de crudos, lo cual eliminó las importaciones que por este concepto se venían registrando desde 1976, y del incremento obtenido en la capacidad de refinación interna debido a la entrada en servicio de la nueva unidad de destilación atmosférica U-150 en el Complejo Industrial de Barrancabermeja (marzo 28, 1986).

## 1. CARGAS A LAS REFINERIAS

Durante 1986 se procesaron en las refinerías del país 201.292 barriles diarios de petróleo que comparados con 185.200 barriles por día en 1985, representan un incremento del 8.6%. El Complejo Industrial de Barrancabermeja procesó 140.703 barriles diarios lo cual equivale al 69.9% del total nacional. En la Refinería de Cartagena se cargaron 56.400 barriles diarios, equivalentes al 28.0% y las refinerías de Tibú, Orito y Plato procesaron 4.189 barriles diarios de crudo, constituyendo el 2.1% restante (Tablas Nos. 11 y 12 Gráficos Nos. 12 y 13).

En septiembre se logró en el Complejo Industrial, el récord de máxima carga en un día (160.000 barriles) y en octubre el promedio mensual fue de 152.900 barriles por día, también el más alto en la historia de Ecopetrol. De igual manera, Car-

Tabla No. 11  
CARGAS A LAS REFINERIAS<sup>1</sup>  
Miles de barriles por día

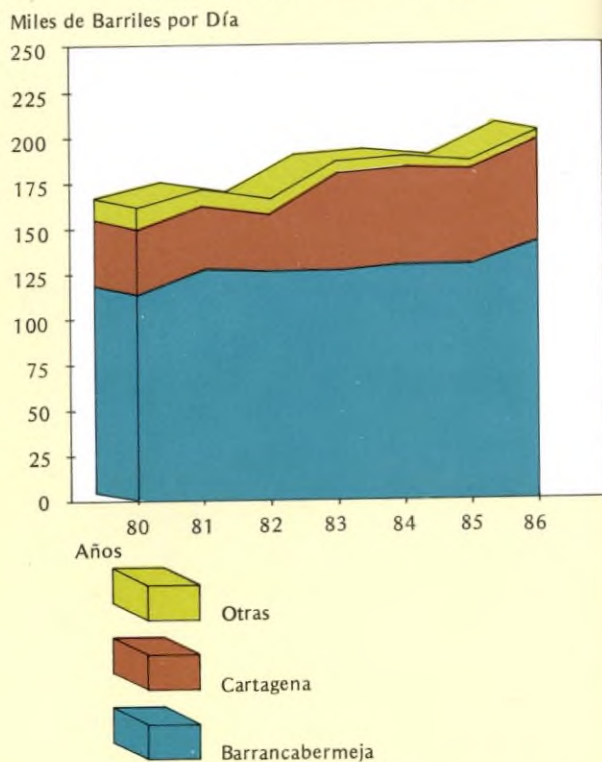
Año	Barrancabermeja	Cartagena	Otras	Total
1980	112.7	36.6	12.0	161.3
1981	126.7	35.4	8.9	171.0
1982	125.6	31.8	7.7	165.1
1983	125.9	53.8	5.9	185.6
1984	128.7	53.7	5.9	188.3
1985	128.4	52.6	4.2	185.2
1986	140.7	56.4	4.2	201.3

<sup>1</sup> Incluye crudos nacionales, importados y derivados importados (gasóleos atmosféricos y cera aceitosa 1979-1983).

Tabla No. 12  
MATERIA PRIMA PROCESADA EN LAS REFINERIAS  
Miles de barriles por día

Año	Crudo Nacional	Crudo Importado	Derivados Importados	Total
1980	126.1	19.7	15.5	161.3
1981	133.0	20.9	17.1	171.0
1982	142.2	20.0	2.9	165.1
1983	145.9	36.4	3.3	185.6
1984	145.3	43.0	—	188.3
1985	166.7	18.5	—	185.2
1986	201.3	—	—	201.3

Gráfico No. 12  
CARGAS A LAS REFINERIAS



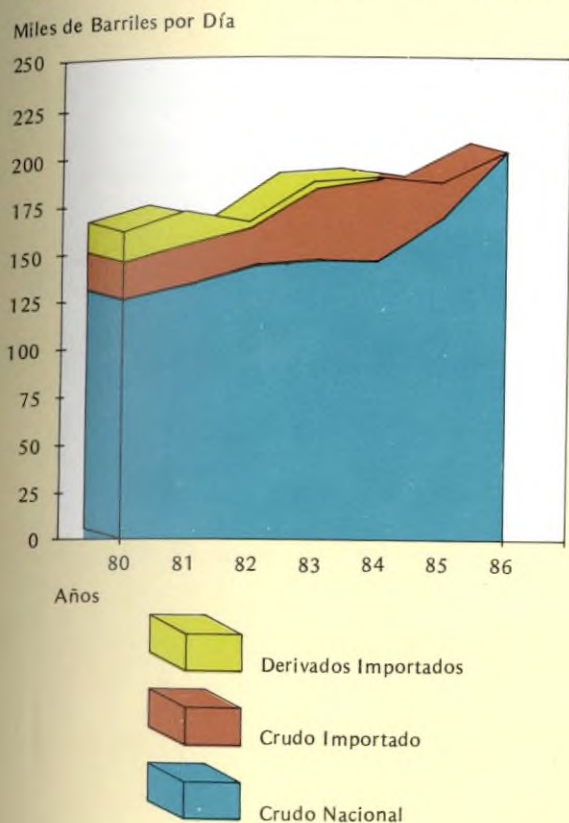
tagena alcanzó los máximos valores de carga, al tener disponibilidad de crudos, después de su inspección general, llegando a 70.900 barriles por día en el mes de diciembre.

## 2. PRODUCCION

Las refinerías produjeron 139.402 barriles diarios de productos blancos que representan un rendi-



Gráfico No. 13  
MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERIAS



miento del 69.3% del crudo cargado, de los cuales 133.953 barriles por día corresponden a combustibles (gas propano, cocinol, bencina industrial, gasolina motor corriente y extra, gasolina de aviación, turbocombustible, queroseno, ACPM), y los restantes 5.449 barriles diarios, a productos petroquímicos y especiales. De la producción diaria de residuos o productos negros, 55.714 barriles correspondieron a combustóleo, 2.654 barriles a asfaltos y 631 barriles a alquitrán aromático (Tabla No. 13). Tanto los asfaltos como el alquitrán aromático se destinaron en su totalidad al consumo interno del país. Asimismo, la demanda nacional de combustóleo fue de 2.988 barriles diarios y el excedente se destinó a la exportación.

Como consecuencia del incremento en la refinación de crudo, el país logró abastecer la demanda de combustibles a nivel nacional, con excepción de la gasolina motor regular, logrando un ahorro considerable de divisas, así:

Tabla No. 13  
PRODUCCION DE DERIVADOS EN REFINERIAS  
Miles de barriles por día

Productos Blancos	1984	1985	1986	Variación 85/86 (%)
Gasolina Motor (Regular y Extra)	65.3	62.1	70.6	13.7
Bencina Industrial y Cocinol	5.0	4.5	4.5	—
Destilados Medios (Turbo-comb., Queroseno y ACPM)	41.7	46.4	48.5	4.5
Gasolina de Aviación	0.9	0.9	0.9	—
Gas propano	8.0	8.5	9.5	11.8
Alquilbenceno	0.4	0.4	0.4	—
Aromáticos	0.8	0.8	1.0	25.0
Ciclohexano	0.4	0.5	0.5	—
Disolventes Alifáticos	0.9	1.0	1.1	10.0
Parafinas	0.6	0.4	0.4	—
Bases lubricantes	1.8	2.0	2.0	—
<b>Total Productos Blancos</b>	<b>125.8</b>	<b>127.5</b>	<b>139.4</b>	<b>9.3</b>
<b>Productos Negros</b>				
Combustóleo	53.2	54.1	55.7	3.0
Alquitrán Aromático	0.7	0.7	0.6	(14.3)
Asfaltos	2.7	2.5	2.7	8.0
<b>Total Productos Negros</b>	<b>56.6</b>	<b>57.3</b>	<b>59.0</b>	<b>3.0</b>
<b>TOTAL DERIVADOS</b>	<b>182.4</b>	<b>184.8</b>	<b>198.4</b>	<b>7.4</b>

- Reducción de 4.798 barriles/día en las importaciones de gasolina motor, no obstante el crecimiento normal de la demanda. En 1986 se importaron 20.993 barriles diarios, mientras que en 1985 esta cifra alcanzó los 25.791 barriles por día.
- Exportación de 2.052 barriles/día de excedentes de ACPM, cuyas ventas al exterior habían sido suspendidas en 1974 (3.134 barriles/día) tanto por falta de capacidad refinadora como de disponibilidad de crudos.
- Exportación de 1.299 barriles/día de gasóleos, los cuales no pudieron ser convertidos en gasolina por problemas mecánicos en una de las unidades de ruptura catalítica.
- Incremento en 902 barriles/día en las exportaciones de combustóleo (52.575 barriles por día en 1986 comparados con 51.673 barriles diarios en 1985).

Adicionalmente, el Complejo Industrial de Barran-  
cabermeja produjo y suministró al país productos  
petroquímicos y especiales como el polietileno de



baja densidad, ciclohexano, aromáticos, disolventes, azufre y ácido nafténico.

Durante 1986 Ecopetrol suministró a la industria nacional, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S. A., 64.802 toneladas métricas de polietileno de baja densidad. Hubo necesidad de importar 17.188 toneladas para abastecer la demanda nacional, mientras que en 1985 sólo se importaron 4.500 toneladas métricas.

### 3. PROYECTOS DE INVERSION

El presupuesto de inversiones aprobado para 1986 tuvo en el Complejo Industrial de Barrancabermeja y Refinería de Cartagena una ejecución promedio del 74%, y un desembolso de \$1.430.6 millones. Se terminaron 36 proyectos (22 en el CIB y 14 en CAR) y se continúa en 1987 con los 41 restantes.

Dentro de las actividades encaminadas a la optimización de las operaciones y al aumento del factor de servicio y eficiencia de las unidades se destacan:

3.1 La terminación de la ingeniería básica de proceso relacionada con la Ampliación de la Capacidad de Procesamiento de Crudos. Este proyecto permitirá incrementar la carga de Crudo Liviano de 150.000 a 170.000 barriles diarios y de Crudo Pesado de 140.000 a 163.000 barriles diarios.

3.2 La modificación de la operación de la Viscosorrectora I (sistema de flujo ascendente en el reactor), lográndose menor temperatura de reacción, menor consumo de gas combustible, mayor vida útil de los tubos del horno y mayor recuperación de líquidos.

3.3 La construcción y puesta en marcha de un nuevo horno que permite aumentar en 100/Bd la carga y la flexibilidad operacional de la Planta Demex.

3.4 El inicio de la producción del Hexano Comercial y el Disolvente No. 1, a partir de refinado de Aromáticos, en la Unidad de Especialidades. Esta nueva materia prima permite asegurar la producción de estos disolventes, con la calidad requerida por la industria alimentaria y en cantidad suficiente, a pesar de la disminución en los recibos de gasolina natural.

### 4. CONTROL DEL MEDIO AMBIENTE

Dentro de las actividades más importantes sobresalen la preparación de las bases técnicas para la construcción de una planta de aguas residuales en Cartagena y la iniciación de las actividades básicas para la recuperación de la Ciénaga Miramar en Barrancabermeja, entre las cuales se cuentan la instalación de 14 sistemas de aireación forzada y el impulso al plan maestro de alcantarillado de la ciudad, única solución definitiva.



### 3. Transporte





La red de transporte de Ecopetrol está constituida por oleoductos que movilizan las materias primas (crudos y productos blancos) desde los campos petroleros a las refinerías, poliductos que llevan los combustibles desde las refinerías hasta los centros de consumo, el combustoleoducto que transporta desde Barrancabermeja hasta Cartagena el combustible excedente con destino a la exportación y los gasoductos que distribuyen el gas natural proveniente de los diferentes campos de producción a los centros de consumo.

La red de oleoductos se complementa con el transporte por vía marítima, fluvial y terrestre. El Mapa No. 1 presenta la red nacional de transporte de hidrocarburos en sus diferentes modalidades. En 1986 la red de oleoductos y poliductos totalizó 8.371 Kms., de los cuales 5.352 Kms. (63.9%) pertenecen a Ecopetrol y 770 Kms. corresponden al oleoducto Caño Limón-Coveñas, construido en asociación entre Occidental (25%), Shell (25%) y Ecopetrol (50%).

## 1. OLEODUCTOS

La movilización de crudos durante 1986 a través de los oleoductos de Ecopetrol, alcanzó un promedio de 127.600 barriles diarios, volumen que es superior en un 24.2% al transportado en 1985 (Tabla No. 14). Esta variación fue determinada por el incremento en los volúmenes despachados desde el Huila con destino al Complejo Industrial y por la disponibilidad de crudo Caño Limón, gracias a las reformas y expansión realizadas en el antiguo oleoducto de Ecopetrol de 12" de diámetro entre Ayacucho y el puerto de Coveñas y a la entrada en operación del oleoducto Caño Limón-Coveñas, lo que permitió transportar mayores volúmenes a Cartagena.

## 2. POLIDUCTOS

En 1986 el transporte de combustibles en las diferentes zonas del país, contabilizando únicamente los bombeos desde las refinerías (Tabla No. 15), fue de 127.400 barriles diarios equivalentes a 313.0 barriles diarios por kilómetro (B/km. -d), cifra que comparada con los 126.500 barriles diarios trans-

Tabla No. 14  
TRANSPORTE DE CRUDOS  
POR OLEODUCTO DE ECOPETROL  
Miles de barriles por día

Sectores	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
Ayacucho-Barrancabermeja	7.3	31.8	29.5*	(7.2)
Dina-Barrancabermeja	25.9	35.0	44.0	25.7
Diana-Velásquez	18.9	18.0	18.5**	2.8
Galán-Ayacucho-Coveñas	7.1	19.5	27.0	38.5
Coveñas-Cartagena	3.8	17.9	35.6	98.9

\* Disminuye debido a mayor producción en los campos del Huila (Diana), con lo cual se envía crudo a Yariguí excedente a CAR por el combustoleoducto.

\*\* Corresponde a diluyente entregado a la Texas para movilizar sus crudos del área de Cocorná, y que están parcialmente contabilizados en el oleoducto Diana-Barrancabermeja (11.804 KB/D).

portados en 1985 (310.8 B/km. -d) sólo representa un crecimiento del 0.7%, dada la disminución de 2.800 barriles por día en el bombeo por poliducto Cartagena-Baranoa. La red total de poliductos transportó 187.9 (B/km. -d), cifra que es superior en un 3% a la registrada en 1985.

## 3. COMBUSTOLEODUCTO

El transporte de combustible por tubería, desde Barrancabermeja hasta Cartagena con destino a la exportación, fue de 25.300 barriles por día, con un incremento del 22.2% respecto a los 20.700 barriles por día del año anterior.

## 4. GASODUCTOS

Durante 1986, se transportó por los diferentes gasoductos del país un promedio de 382.0 millones de pies cúbicos por día (MPCD) de los cuales 264.7 MPCD correspondieron a la Costa Atlántica y 117.3 MPCD a la zona Central del país. El consumo total de gas natural en 1986 fue equivalente a 61.613 barriles diarios de combustible (1 barril de combustible equivale a 6.2 millones de BTU).

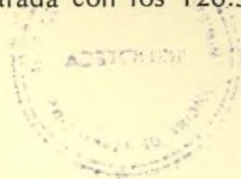




Tabla No. 15  
TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS  
Miles de barriles por día

Sectores Primarios	Kms.	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
Barrancabermeja-Bucaramanga	95	7.3	8.0	8.4	5.0
Barrancabermeja-Sebastopol	111	95.2	98.1	102.4	4.4
Buenaventura-Yumbo	98	6.8	9.0	8.0 *	(12.5)
Cartagena-Barranquilla	103	11.2	11.4	8.6 **	(32.6)
Total Sectores Primarios	407	120.5	126.5	127.4	0.7
B/km.-día		296.1	310.8	313.0	0.7
<b>Otros Sectores</b>					
Sebastopol-Medellín	168	16.2	16.9	17.6	4.1
Sebastopol-Puerto Salgar	135	78.5	80.6	84.3	4.6
Puerto Salgar-Bogotá	138	51.3	54.8	56.4	2.9
Puerto Salgar-Mariquita	55	24.4	23.5	25.8	9.8
Mariquita-Manizales	70	17.9	16.5	18.2	10.3
Mariquita-Gualanday	123	3.9	5.3	6.4	20.8
Gualanday-Neiva	157	1.8	3.0	3.6	20.0
Manizales-Yumbo	233	9.7	8.2	9.8	19.5
Pozos Colorados-Barrancabermeja	499	20.7	26.7	23.4	12.4
Total	1985	344.9	362.0	372.9	3.0
B/Km-día		173.8	182.4	187.9	3.0

\* Menor que en 1985 por mayor producción nacional de gasolina motor.

\*\* Disminuyó en 1986 debido a que los distribuidores diferentes de Terpel Norte S.A. efectuaron transporte fluvial, no obstante existir el poliducto destinado exclusivamente para tal fin.

## 5. TRANSPORTE TERRESTRE DE CRUDOS

El transporte terrestre por carrotanque alcanzó un promedio de 15.284 barriles diarios, lo cual representa un incremento del 31.8% respecto al año anterior, debido al mayor volumen transportado entre Casanare y Barrancabermeja y a la necesidad de transportar los nuevos crudos de los Llanos: Gloria Norte, Santiago y Chichimene (Tabla No. 16).

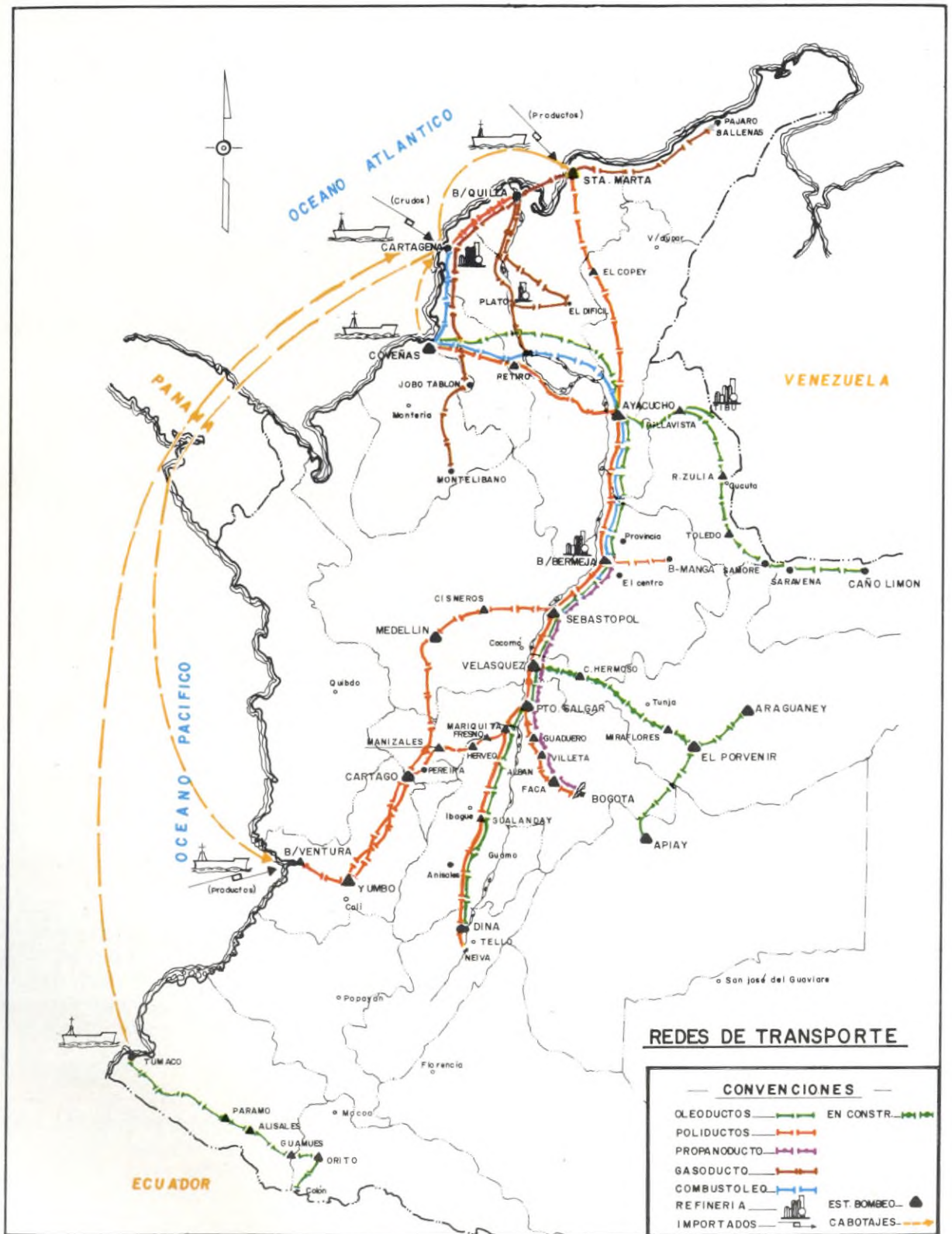
Por vía férrea se movilizaron 229 barriles, actividad que fue suspendida en mayo de 1986 por incapacidad de los FF. NN.

## 6. TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS

La movilización de hidrocarburos por esta vía durante 1985, fue de 21.205 barriles por día, con un incremento global del 7.0% respecto al año anterior. Este transporte se realiza exclusivamente por el Río Magdalena, siendo el combustible para exportación su más importante renglón (Tabla No. 17).







Dibujo: Augusto G.



Tabla No. 16  
TRANSPORTE TERRESTRE DE CRUDO  
Miles de barriles por día

Trayecto	1983	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
<b>A- Carrotanque</b>					
Dina-Velásquez	6.900	—	—	—	—
Dina-Barrancabermeja	3.900	1.800	—	—	—
Dina-La Dorada	1.400	400	—	1	—
Dina-Guamo	900	—	—	—	—
Ortega-La Dorada	300	400	—	2	—
La Cañada-Dina	200	200	200	—	(100.0)
La Cañada-Guamo	1.300	—	—	—	—
Apiay-Ayacucho	—	1.700	—	—	—
Texas-Ayacucho	—	—	—	892 <sup>3</sup>	100.0
Apiay-Barrancabermeja	3.300	—	—	—	—
Apiay-La Dorada	5.300	4.100	6.500	6.205	(4.5)
Casanare-Barrancabermeja	3.500	4.400	4.900	7.051	43.9
Santiago Lasmo-Ayacucho	—	—	—	645	100.0
Chichimene-La Dorada	—	—	—	491	100.0
<b>Sub-total Carrotanque</b>	<b>27.000</b>	<b>13.000</b>	<b>11.600</b>	<b>15.284</b>	<b>31.8</b>
<b>B- Ferrocarril</b>					
Dina-Barrancabermeja	4.00	800	—	—	—
Bonza-Barrancabermeja	—	—	1.300	86	(93.4)
Gloria Norte-Barrancabermeja	—	—	—	143 <sup>4</sup>	100.0
<b>Sub-total Ferrocarril</b>	<b>4.000</b>	<b>800</b>	<b>1.300</b>	<b>229</b>	<b>82.4</b>
<b>C- Total Transporte Terrestre</b>	<b>31.000</b>	<b>13.800</b>	<b>12.900</b>	<b>15.513</b>	<b>20.2</b>

1 Dina-La Dorada 2.119 BIs en 1986 (recuperado por trabajos en Lérica).

2 Ortega-La Dorada 1.234 BIs en 1986.

3 Texas-Ayacucho. Incluye Tisquirama, Lebrija, Pavas, Totumal y recolección de derrames de caño Limón.

4 Gloria Norte-Barrancabermeja estuvo llegando hasta mayo de 1986.

## 7. TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS

Ecopetrol realizó cabotajes en las siguientes rutas: Tumaco-Cartagena, Cartagena-Buenaventura, Cartagena-Pozos Colorados (Santa Marta) y Coveñas-Cartagena, movilizandó en 1986 un promedio de 33.247 barriles diarios, cifra superior en 8.0% a la registrada en 1985. De los cabotajes realizados, el 48.9% está representado por el crudo Caño Limón, transportado entre Coveñas y la Refinería de Cartagena, por no disponer de suficiente capacidad en el oleoducto que une estos dos puntos

geográficos; el 9.9% corresponde a Crudo Orito, transportado para su procesamiento desde Tumaco hasta la Refinería de Cartagena durante los tres primeros meses del año, cuando se liberó el petróleo de Orito para exportación al disponer de suficiente crudo Caño Limón; el 20.8% lo constituyen los combustibles cargados en Cartagena y transportados vía Canal de Panamá hasta Buenaventura, con



Tabla No. 17  
TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS  
Miles de barriles por año

Trayecto	1983	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
Barrancabermeja-Cartagena	6.656	6.855	6.035	6.599 (1)	9.3
Cartagena-Barrancabermeja	558	762	800	944 (2)	18.0
Barrancabermeja-Barranquilla	191	200	233	171 (3)	(26.6)
Cicuco-Barrancabermeja	417	—	—	—	—
Cicuco-Cartagena	—	—	95	—	(100.0)
Barranquilla-Barrancabermeja	—	38	—	—	—
Yariri-Barrancabermeja	—	108	42	—	(100.0)
La Rompida-Barrancabermeja	—	—	29	20	(31.0)
Plato-Barrancabermeja	—	—	—	6 (4)	100.0
Total	7.963	7.822	7.234	7.740	7.0

- 1 Combustóleo de exportación (6488.2 KB), Benceno de exportación (111.3 KB).
- 2 Diluyente de combustóleo (944.3 KB)
- 3 Cicloexano para Monómeros Colombo-Venezolanos (170.6 KB).
- 4 Fondos Refinería de Plato para Refinería de Barrancabermeja (5.8 KB).

el fin de atender parcialmente la demanda del occidente del país y el 20.4% restante, lo representó el transporte de los excedentes de nafta virgen y gasolina motor de la Refinería de Cartagena hacia Pozos Colorados con destino a la Refinería de Barrancabermeja (Tabla No. 18).

## 8. DISTRITO CAÑO LIMON-COVEÑAS

Para operar este oleoducto y el Terminal Marítimo de Coveñas, fue creado por la Junta Directiva de Ecopetrol, el Distrito Caño Limón-Coveñas el día 24 de febrero de 1986, como una dependen-

Tabla No. 18  
TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS  
Miles de barriles por año

Puertos - Partida - Destino		1983	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
Tumaco-Cartagena	(1)	5.307	6.206	6.081	1.205	(80.2)
Tumaco-Coveñas-Pozos Colorados	(2)	247	—	—	—	—
Cartagena-Buenaventura	(3)	2.570	2.542	2.928	2.520	(13.9)
Cartagena-Coveñas-P. Colorados	(4)	3.964	3.075	2.231	2.478	11.1
Coveñas-Cartagena	(5)	493	1.228	—	5.932	100.0
Total Cabotajes		12.581	13.051	11.240	12.135	8.0

- 1 Crudo Orito para la Refinería de Cartagena.
- 2 Crudo Orito para la Refinería de Barrancabermeja.
- 3 Derivados para consumo de la zona occidental del país.
- 4 Excedentes de nafta y gasolina motor con destino Barrancabermeja.
- 5 Crudo para la Refinería de Cartagena.



cia de la Vicepresidencia de Refinería y Transporte en cumplimiento de lo establecido por el Gobierno mediante Decreto No. 0128 del 11 de enero de 1986, que a la letra dice: "La operación y mantenimiento de los Oleoductos definidos como de uso privado por el Código de Petróleos, destinados al transporte de crudos y terminales, cuyo funcionamiento se inicie con posterioridad a la vigencia de este Decreto, se efectuará a través de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol".

El Oleoducto Caño Limón-Coveñas fue construido por la Asociación Cravo Norte integrada por Ecopetrol, Occidental y Shell, para hacer posible el transporte del crudo descubierto en el área de Caño Limón. Entre este sector y Río Zulia no existía ninguna tubería, y entre Río Zulia y Coveñas, los sistemas existentes no tenían la capacidad suficiente de transporte. El oleoducto tiene una capacidad de bombeo de 200.000 barriles por día; consta de 770 Kms. de tubería de 18, 20 y 24" de diámetro, cuatro estaciones de bombeo, dos estaciones de entrega, un terminal marítimo para buques con capacidad máxima de 100.000 toneladas de peso muerto y una unidad de almacenamiento flotante de 2.600.000 barriles.

Durante 1986 transportó un promedio de 110.200 barriles por día, de los cuales 30.400 barriles se refinaron internamente, habiéndose sustituido con ello la totalidad de las importaciones de crudo, y 74.800 barriles (44.6% propiedad de Ecopetrol) se destinaron a la exportación. La diferencia se debió al llenado de la tubería, pérdidas en roturas y atenuados, y consumo en operación de bombeo.

## 9. PROYECTOS DE INVERSION

El presupuesto aprobado para inversiones, en el Distrito de Oleoductos durante la vigencia de 1986, fue de 15.767.6 millones de pesos, de los cuales se ejecutaron 13.331.9 millones de pesos, equivalentes al 84.6%. De los treinta y siete proyectos se culminaron doce en 1986 y veinticinco hicieron tránsito a 1987.

### a. Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo

Este proyecto, con una inversión total de M\$ 10.089.8 establece una vía alterna para abastecer

la creciente demanda de combustibles del occidente del país.

En 1986 se ejecutaron M\$1.381.2, así:

— Se finalizó la construcción del poliducto Medellín-Cartago con una extensión de 231.7 Kms. en tubería de 10", quedando pendiente el cruce sobre el Río Cauca.

— Se terminó el sector Cartago-Yumbo en 10" con una longitud de 158.1 Kms., el cual entró en operación a partir de agosto de 1986.

### b. Centrales de abastecimiento en los Territorios Nacionales

Este proyecto se desarrolla como parte del programa de Gobierno de incrementar la presencia en los Territorios Nacionales. La inversión total será de M\$638.1, de los cuales en 1986 se gastaron M\$166.4 así:

— Puesta en marcha de la Planta de Arauca, a partir del mes de marzo de 1986.

— Construcción de las plantas de Leticia y Puerto Carreño, concertándose la administración y operación de ellos con DAINCO.

— Iniciación de las obras de construcción de las plantas de San José del Guaviare, Puerto Asís, Puerto Inírida y del tramo de 2.4 Kms. de tubería para descargue de botes en Leticia.

### c. Obras complementarias oleoducto Centro-Costa Norte

En febrero entró en operación la ampliación del combustoleoducto de 66 Kms. de longitud y 16" de diámetro, entre Sincé y Coveñas (Dpto. de Sucre), mejorando su capacidad de transporte de 50.0 KB/dc entre Ayacucho y Coveñas. Este proyecto tiene un valor total de M\$3.725.4 y al finalizar 1986 los gastos acumulados ascendían a M\$3.347.8 (90%).

### d. Oleoducto Central de los Llanos

Este oleoducto con una capacidad de 30 KB/D entre Apiay y El Porvenir, 50 KB/D entre Araguaey



(Yopal) y El Porvenir, y 70 KB/D entre El Porvenir y Velásquez, transportará los crudos del Meta y Casanare. El costo total de la inversión será de M\$35.173.2, de los cuales a diciembre 31 de 1986 se ejecutaron M\$12.663.2, quedando pendiente la cifra restante para otras vigencias. Las obras deben terminarse en el primer semestre de 1988.

*Sector Apiay-Araguaney:* Se finalizó la construcción de los 22 Kms. de línea en 10" y 20", y se espera concluir la obra en febrero de 1987, con excepción del cruce fluvial del Río Upía.

*Sector El Porvenir-Velásquez:* Se adjudicó la construcción de 260 Kms. en tubería de 12" y 14"

*Construcción tanques de almacenamiento Estaciones en los Llanos:* Se firmó el Acta de iniciación de obras el día 10 de diciembre de 1986 para la construcción de ochenta y siete tanques (830 KB de almacenamiento).

#### **e. Oleoducto Sebastopol-Complejo Industrial de Barrancabermeja**

Para poder cumplir con el transporte de los crudos procedentes del Huila y los Llanos (Meta y Casanare), se requiere ampliar la capacidad del oleoducto

Dina-Barrancabermeja, en el sector Sebastopol-Barrancabermeja, construyendo 80 Kms. en tubería de 20" de diámetro. En 1986, se preparó el diseño básico y la elaboración de planos y pliegos de condiciones para la licitación. El presupuesto aprobado para esta inversión es de 4.279.1 millones de pesos.

#### **f. Instalación Red de Facsímiles**

Para agilizar la información entre la Administración Central en Bogotá y las estaciones del Oleoducto, se encuentran en trámite de nacionalización equipos de transmisión de facsímiles para Manizales, Pozos Colorados, Ayacucho, Bucaramanga, Salgar, Galán, Puente Aranda y Mansilla.

**g. Se iniciaron obras de reacondicionamiento de los poliductos que sufrieron daños por la avalancha del Volcán Arenas.**



## 4. Comercialización





A finales de 1986 se llevó a cabo la reorganización de la Vicepresidencia Comercial, con el objeto principal de adecuarla para cumplir con su función básica de suministrar al país los productos petroquímicos y derivados del petróleo no combustibles, a fin de satisfacer la demanda nacional. Asimismo, comercializar en el mercado internacional crudos y productos derivados del petróleo excedentes o faltantes, promocionar el consumo de gas natural y combustibles líquidos y asesorar a los Terpel.

A esta importante dependencia de la Empresa le han sido señaladas como áreas claves: 1) la exportación de crudos y derivados, 2) la importación de crudos y derivados del petróleo, 3) la venta a bunkers, 4) la distribución de gas natural y otros combustibles domésticos, 5) los productos refinados y petroquímicos, 6) la coordinación de los Terpel y 7) los precios de crudos, gas y combustibles.

Con la reestructuración de la Vicepresidencia Comercial, se podrá atender la dirección de las relaciones con las compañías filiales o subsidiarias y demás sociedades en las cuales Ecopetrol tenga participación, procurando que dichas sociedades cumplan su cometido y tengan agresivas políticas de comercialización en orden a lograr una sana y exitosa competencia en el mercado. En cuanto a Terpel y compañías de gas se refiere, es de suma importancia que la Vicepresidencia Comercial coordine las operaciones mercantiles de dichas sociedades, para lo cual esta dependencia debe tener un representante o delegado en las Juntas Directivas de aquellas en que Ecopetrol sea socio o accionista.

En lo referente a la fijación de precios de productos al consumidor, con la nueva organización de la Vicepresidencia, ésta deberá colaborar con la Vicepresidencia Financiera en determinar los criterios que servirán de base para definirlos, teniendo en cuenta que la recomendación final debe reflejar los diversos elementos de juicio, tanto financieros como comerciales. La Vicepresidencia Comercial se ocupará, en forma especial, de los diferentes márgenes de distribución de los distintos intermediarios.

De igual manera, la Vicepresidencia se encargará de la coordinación y manejo de los contratos relacionados con los precios de crudo y gas de asociación

y concesiones, y le corresponderá investigar, hasta donde ello sea posible, el destino final de los crudos y otros productos que se exporten, y reorientar el programa de briquetas hacia el sector rural.

## 1. COMERCIO NACIONAL

Durante 1986, Ecopetrol suministró a la industria nacional 22.585 BPDC de productos industriales líquidos, disolventes alifáticos, productos petroquímicos, asfaltos, azufre y otros.

Las ventas nacionales disminuyeron un 2.1% respecto a 1985 (Tabla No. 19) principalmente por:

1. Disminución del 2.9% respecto al año anterior del consumo conjunto de crudo castilla y combustible. La sustitución de éste último producto por crudo utilizado como combustible por parte de la industria nacional, permitió incrementar su exportación.
2. Reducción en la demanda de Bencina Industrial, (16.9%), lo cual redundó en una menor importación de gasolina motor.

Se hace conveniente destacar las mayores ventas, con relación a 1985, de azufre (43.4%), ácidos nafténicos (33.4%), tolueno (17.6%), benceno (13.7%), parafinas (12.6%) Disolventes alifáticos (11.0%) y Crudo Castilla (9.3%).

Las ventas de residuos o productos negros fueron de 2.315 BPDC de combustóleo, 2.281 BPDC de asfaltos líquidos y sólidos y 680 BPDC de alquitrán aromático consumidos en su totalidad por la industria nacional.

Lo anterior le representó a Ecopetrol ingresos por valor de \$29.975.35 millones, lo cual equivale a un 38.95% de incremento en comparación con lo realizado en 1985

Adicionalmente, en el año 1986 Ecopetrol atendió la demanda nacional de Polietileno de baja densidad, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S.A., suministrando 64.800 toneladas métricas (8.85% incremental con referencia a 1985), de las cuales 47.612 toneladas fueron producidas en el país y 17.188 toneladas fueron importadas.



Tabla No. 19  
VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES  
Miles de barriles anuales

	1984	1985	1986	Variación 86/85 (%)
<b>Prod. Industriales Líquidos:</b>				
Crudo Castilla	3.106.70	3.403.58	3.718.91	9.3
Combustóleo	1.670.41	1.297.87	845.09	(34.9)
Bencina Industrial	636.93	667.22	554.63	(16.9)
<b>SUBTOTAL</b>	<b>5.414.03</b>	<b>5.368.67</b>	<b>5.118.64</b>	<b>( 4.7)</b>
<b>Disolventes Alifáticos</b>	<b>352.94</b>	<b>361.37</b>	<b>401.00</b>	<b>11.0</b>
<b>Disolventes Aromáticos:</b>				
Benceno	1.98	1.62	1.84	13.7
Tolueno	74.27	94.76	111.46	17.6
Ortoxileno	71.59	61.68	66.43	7.7
Ciclohexano	190.93	176.02	177.79	1.0
Xilenos	79.13	83.30	64.16	(23.0)
Alquilbenceno	130.04	133.51	145.32	8.8
	547.93	550.89	567.00	2.9
<b>Bases, Destilados y Extractos</b>	<b>648.99</b>	<b>749.57</b>	<b>766.10</b>	<b>2.2</b>
<b>Parafinas</b>	<b>220.96</b>	<b>195.11</b>	<b>219.60</b>	<b>12.6</b>
<b>Asfaltos Líquidos</b>	<b>111.18</b>	<b>144.90</b>	<b>69.96</b>	<b>(51.7)</b>
<b>Asfaltos Sólidos</b>	<b>877.85</b>	<b>745.53</b>	<b>762.43</b>	<b>2.3</b>
<b>Otros:</b>				
Azufre	66.95	61.65	88.38	43.4
Acido Nafténico	1.01	1.54	2.05	33.4
Arotar	231.73	241.48	248.29	2.8
	299.70	304.67	338.72	11.2
<b>Total:</b>	<b>8.473.56</b>	<b>8.420.72</b>	<b>8.243.44</b>	<b>( 2.1)</b>
<b>Polietileno (K Ton/Años)</b>	<b>60.22</b>	<b>59.53</b>	<b>64.80</b>	<b>8.9</b>

La entrega de las cantidades anteriores equivale a \$11.223.59 millones que corresponden a un 52.52% adicional a lo vendido en 1985.

## 2. COMERCIO EXTERIOR

En 1986 se reiniciaron las exportaciones de crudo, en virtud de los recientes descubrimientos en el área de Cravo Norte en los Llanos Orientales. No obstante, se continúa con la importación de parafina y los volúmenes de gasolina motor faltantes para abastecer la demanda nacional.

Asimismo, en este mismo año se hizo evidente la disminución de los precios internacionales del crudo, debido principalmente a los excedentes del producto en el Mercado Mundial.

El precio ponderado de las importaciones realizadas por Ecopetrol en 1986 fue de 16.29 dólares por barril, nivel inferior en 42.3% al de 1985. El precio internacional del combustóleo o Fuel Oil —que en dólares constituye el 44.68% de las exportaciones de Ecopetrol— disminuyó en 50.1% con relación a 1985, colocándose durante 1986 en un



promedio de 10.75 dólares por barril. A pesar de que el volumen total exportado aumentó en 89.35%, el valor de las exportaciones tan solo aumentó en 1.81%.

El efecto del mayor valor de las exportaciones y disminución de las importaciones, condujo a que la balanza comercial de Ecopetrol alcanzara un superávit de 335.5 millones de dólares contra un déficit de 2.7 millones de dólares en 1985.

Los impuestos a la importación de gasolina, equivalen aproximadamente al 16.1% del valor CIF.

En las Tablas Nos. 20-21 y 22 y en los gráficos Nos. 14-15 y 16, se consigna la información relativa al comercio exterior de Ecopetrol correspondiente al año 1986 y su comparación con los años anteriores.

Tabla No. 20  
VOLUMENES IMPORTADOS Y EXPORTADOS  
Miles de barriles

	1985	1986	Variación (%)
<b>A. Importaciones</b>			
Crudo	6.747.8	—	—
Gasolina motor	9.413.7	7.662.4	(18.6)
Parafina media	—	90.1	—
<b>TOTAL IMPORTACIONES</b>	<b>16.161.5</b>	<b>7.752.5</b>	<b>(52.0)</b>
<b>B. Exportaciones</b>			
Crudo	—	16.514.4	—
Combustóleo	18.860.7	19.189.7	1.7
Diesel	—	749.0	—
Gasóleo	—	474.2	—
Benceno	50.2	97.0	93.2
Parafina	5.6	—	—
Acido nafténico	2.3	1.4	(39.1)
Emulsiones aceitosas	38.2	—	—
Sodas gastadas	17.6	—	—
Bunkers	1.105.9	995.8	(10.0)
<b>TOTAL EXPORTACIONES</b>	<b>20.080.5</b>	<b>38.021.5</b>	<b>89.3</b>
<b>C. Balance (B-A)</b>	<b>3.919.0</b>	<b>30.269.0</b>	

Tabla No. 21  
VALORES DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES  
Miles de dólares

	1985	1986	Variación (%)
<b>A. Importaciones CIF</b>			
Crudo	180.189.3	—	—
Gasolina motor	276.133.3	120.280.9	(56.4)
Parafina media	—	6.027.5	—
<b>TOTAL IMPORTACIONES</b>	<b>456.322.6</b>	<b>126.308.4</b>	<b>(72.3)</b>
<b>B. Exportaciones</b>			
Crudo	—	196.697.9	—
Combustóleo	406.463.6	206.313.9	(49.2)
Diesel	—	11.532.1	—
Gasóleo	—	6.117.9	—
Benceno	2.741.5	3.003.5	9.6
Parafina	377.8	—	—
Acido nafténico	278.5	224.2	(19.5)
Emulsiones aceitosas	25.7	—	—
Sodas gastadas	8.4	—	—
Bunkers	43.679.0	37.915.5	(13.2)
<b>TOTAL EXPORTACIONES</b>	<b>453.574.5</b>	<b>461.805.0</b>	<b>1.8</b>
<b>C. Superávit (déficit)</b>	<b>(2.748.1)</b>	<b>335.496.6</b>	

Tabla No. 22  
PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION  
Y EXPORTACION  
Dólares/barril

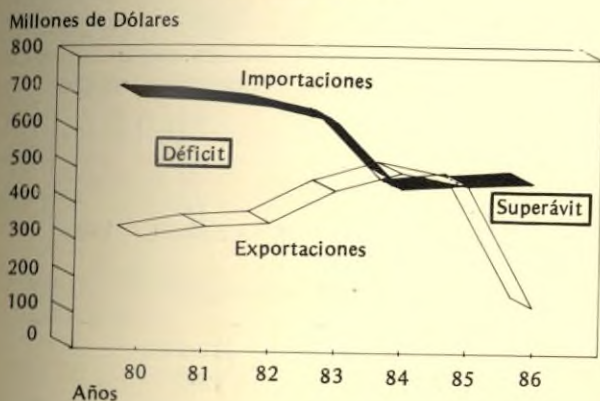
Año	Gasolina importada	Crudo importado	Crudo exportado	Combustóleo exportado
1980	38.46	29.61	—	25.19
1981	40.27	34.25	—	25.64
1982	37.94	34.00	—	23.85
1983	32.70	27.56	—	24.17
1984	29.31	27.77	—	26.38
1985	29.33	26.70	—	21.55
1986	15.70	—	11.91	10.75



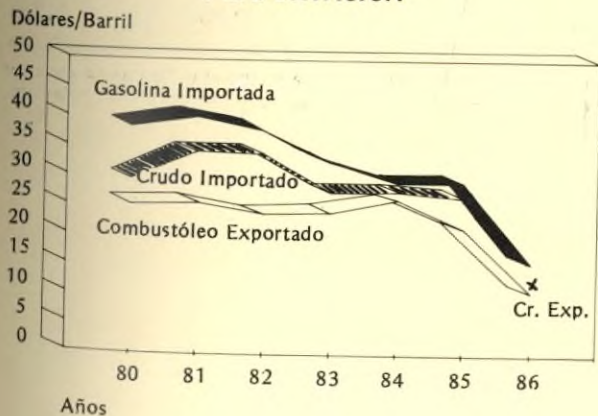
**Gráfico No. 14**  
**VOLUMENES IMPORTADOS Y EXPORTADOS**  
Miles de barriles por día



**Gráfico No. 15**  
**VALORES DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES**  
Millones de dólares



**Gráfico No. 16**  
**PRECIOS PROMEDIOS DE IMPORTACION Y EXPORTACION**



### Importaciones

Las importaciones de hidrocarburos realizadas por Ecopetrol en 1986 totalizaron 7.752.536 barriles, equivalentes a 21.240 BPDC, cuyo costo ascendió a 126.308.485 dólares con un precio CIF promedio de 16.29 dólares por barril.

Del volumen importado, el 98.8% representa la gasolina motor procedente principalmente de México, Puerto Rico y Curazao. La parafina media comprada en el exterior significó el 1.2% de las importaciones.

### Exportaciones

El precio promedio del Fuel Oil durante 1986, fue de US\$10.75 por barril FOB Cartagena, que al compararlo con el precio promedio en 1985 de US\$21.55 representa una disminución del 50.1%. No obstante, los precios de la gasolina importada alcanzaron un promedio de US\$15.70 en 1986, contra un precio de US\$29.33 durante 1985. Esta disminución fue equivalente al 46.5%.

En el curso del año, Ecopetrol exportó 38.021.531 barriles de productos derivados del petróleo, equivalentes a 104.169 BPDC, por valor de 461.805.094 dólares para un precio FOB promedio de 12.15 dólares por barril.

Volumétricamente, el combustóleo constituye el 50.5% de las exportaciones de Ecopetrol, el crudo, 43.4%, los denominados "bunkers", el 2.6% y el restante 3.5% corresponde a productos petroquímicos y otros derivados.

Bajo la denominación de "bunkers" se incluyen las ventas de combustibles realizadas a las aeronaves y embarcaciones marítimas extranjeras o de compañías nacionales en tráfico internacional.

### 3. PROGRAMAS DE GAS

La política económica dictada por el Gobierno Nacional se enmarca en una concepción de economía social que implica, para el sector energético en general y el de hidrocarburos en particular, considerar en forma decidida la satisfacción de las necesidades energéticas básicas de los usuarios de menores



ingresos en forma compatible con su capacidad de pago.

Con base en lo anterior, el Ministerio de Minas y Energía y Ecopetrol han adoptado el uso del gas como una estrategia fundamental para ofrecer especialmente a las familias de bajos ingresos, una opción energética más económica que la electricidad, más segura que el cocinol y a menor costo para el país.

Por lo tanto, a partir de 1986, Ecopetrol ha orientado sus acciones en lo referente a este campo, así:

1. Acelerar el cubrimiento de las redes de gas natural en las ciudades de la Costa Atlántica situadas en el área de influencia de los gasoductos, atendiendo en forma prioritaria a los barrios populares. De esta forma se beneficiarán 37.000 familias como nuevos usuarios.
2. Iniciar los estudios para la construcción de gasoductos y redes domiciliarias que permitan la utilización de reservas disponibles de gas en el pie de monte llanero y en el departamento del Huila, para una mayor utilización tanto en sus áreas de influencia, como en otras ciudades, hasta donde resulte económico su transporte.  
  
Como parte de este programa ya se inició el proceso para construir en forma directa un gasoducto desde los yacimientos de Apiay, en el Meta, hasta Villavicencio y luego su prolongación a Bogotá. Esta obra estará destinada prioritariamente a abastecer el consumo doméstico de los sectores de bajos ingresos, beneficiando aproximadamente a 10.000 familias de bajos ingresos en Villavicencio y 250.000 en Bogotá.
3. Iniciar la construcción de redes de gas natural en Barrancabermeja. Esta legítima aspiración de la ciudad sede de la principal actividad petrolera del país se ha visto innecesariamente postergada por temor a la insuficiencia de reservas de gas en el área de Payoa y Provincia. Sin embargo, el bajo volumen de consumo futuro en esa red y las mejoras en la prospección de reservas, otorgan un margen razonable de seguridad para acometer este proyecto. Se ha previsto que se podrán beneficiar 9.100 familias adicionales.
4. Realizar un estudio de factibilidad para la construcción de un gasoducto entre la Guajira y Bogotá. Con esta perspectiva se creó una compañía promotora del gasoducto que transportará el gas de la Costa Atlántica al interior del país para consumo tanto doméstico como industrial y termoeléctrico.
5. Aumentar la oferta de gas propano. Ecopetrol realizó en 1986 los preparativos requeridos para incrementar en 1987 la producción de gas propano en aproximadamente 600 mil galones mensuales, con los cuales atenderá adicionalmente 60 mil familias de diferentes barrios populares.
6. Finalmente, se dará un impulso decidido al desarrollo de los proyectos en curso para el uso de gas natural comprimido en sistemas de transporte de servicio público.

En el cuadro siguiente se presenta el programa de Gas Natural para 1987, que acometerán las principales empresas en las que Ecopetrol participa:

#### PROGRAMA DE GAS NATURAL – 1987

Ciudad	Instalaciones de gas		Total
	A Dic. 86 Surtigás S.A.	Proyectado 1987 (Sede C/gena)	
Cartagena	11.000	16.000	27.00
Sincelejo	2.000	4.000	6.00
Sahagún		2.000	2.00

Se tiene aprobado por la Empresa iniciar el programa de gas natural comprimido para buses en Cartagena y Sincelejo (200 buses previstos para 1987).



#### GASES DEL CARIBE S.A. (Sede Barranquilla)

Barranquilla	24.000	15.000	39.000
Soledad	50	1.400	1.450
Santa Marta	4.096	5.500	9.596
Rodadero	1.278	500	1.778
Sabanalarga	988	580	1.568

Las 15.000 instalaciones a realizar en Barranquilla en 1987, se han programado para los barrios del sur, tales como Tayrona, Universal, El Limón, Las Palmas, la Magdalena, La Victoria, Cevillar y otros.

#### ALCANOS DEL HUILA LTDA. (Sede Neiva)

Neiva	19.000	5.000	24.000
Municipios vecinos		5.000	5.000

#### GASES DE LA GUAJIRA LTDA. (Sede Riohacha)

Riohacha	1.270	950	2.220
----------	-------	-----	-------

Se está elaborando un estudio de factibilidad para la instalación de una estación de gas natural comprimido en Riohacha, para transportarlo a las poblaciones de: Villanueva, San Juan, Fonseca, Maicao y Barrancas.

#### GASORIENTE LTDA. (Sede Bucaramanga)

CIUDAD	31-XII-86	USUARIOS ESTIMADOS PARA 1987	TOTAL
Bucaramanga	30.480	6.430	36.910
Barrancabermeja		2.500	2.500
Piedecuesta		600	600

#### 4. COORDINACION Y VENTAS DE LOS TERPEL

Con la reorganización de la Vicepresidencia Comercial se creó la División de Combustibles Líquidos que tendrá a su cargo la coordinación del Grupo Terpel compuesto por sociedades de economía mixta, en

las cuales Ecopetrol es accionista mayoritario, y cuyo propósito es hacer presencia en el mercado nacional de la distribución de combustibles y lubricantes.

El grupo lo integran en la actualidad seis sociedades, cuyas sedes principales se encuentran en Bogotá, Medellín, Manizales, Bucaramanga, Neiva y Barranquilla, que alcanzaron unas ventas totales de 25.797 BPDC de combustibles blancos durante 1986, lo cual representó un incremento del 20.2% con relación a las ventas de 1985. La participación de los Terpel en la totalidad del mercado nacional de combustibles blancos pasó del 16% en 1985 al 18.9% en 1986.

Las ventas de los combustibles industriales del grupo en 1986 alcanzaron los 488.13 miles de barriles anuales, que representa un 5.92% del total nacional (Tabla No. 23).

El Grupo Terpel posee en Bucaramanga una planta para producción y envase de lubricantes automotores e industriales, en donde se procesan la totalidad de los lubricantes que requiere Ecopetrol para sus operaciones industriales.

Durante 1986 se vendieron 2.920.000 Gls. de aceites lubricantes, lo que representó un aumento del 26.4% en relación con el año inmediatamente anterior (2.310.000 Gls.).

Dentro de las realizaciones del Grupo durante el año de 1986 cabe destacar la iniciación de operaciones del Poliducto Medellín-Rionegro y de la Planta de Abasto de Rionegro, con inversiones de \$750 millones, las cuales se adelantaron con el objeto de suministrar combustibles de aviación al Aeropuerto José María Córdova.

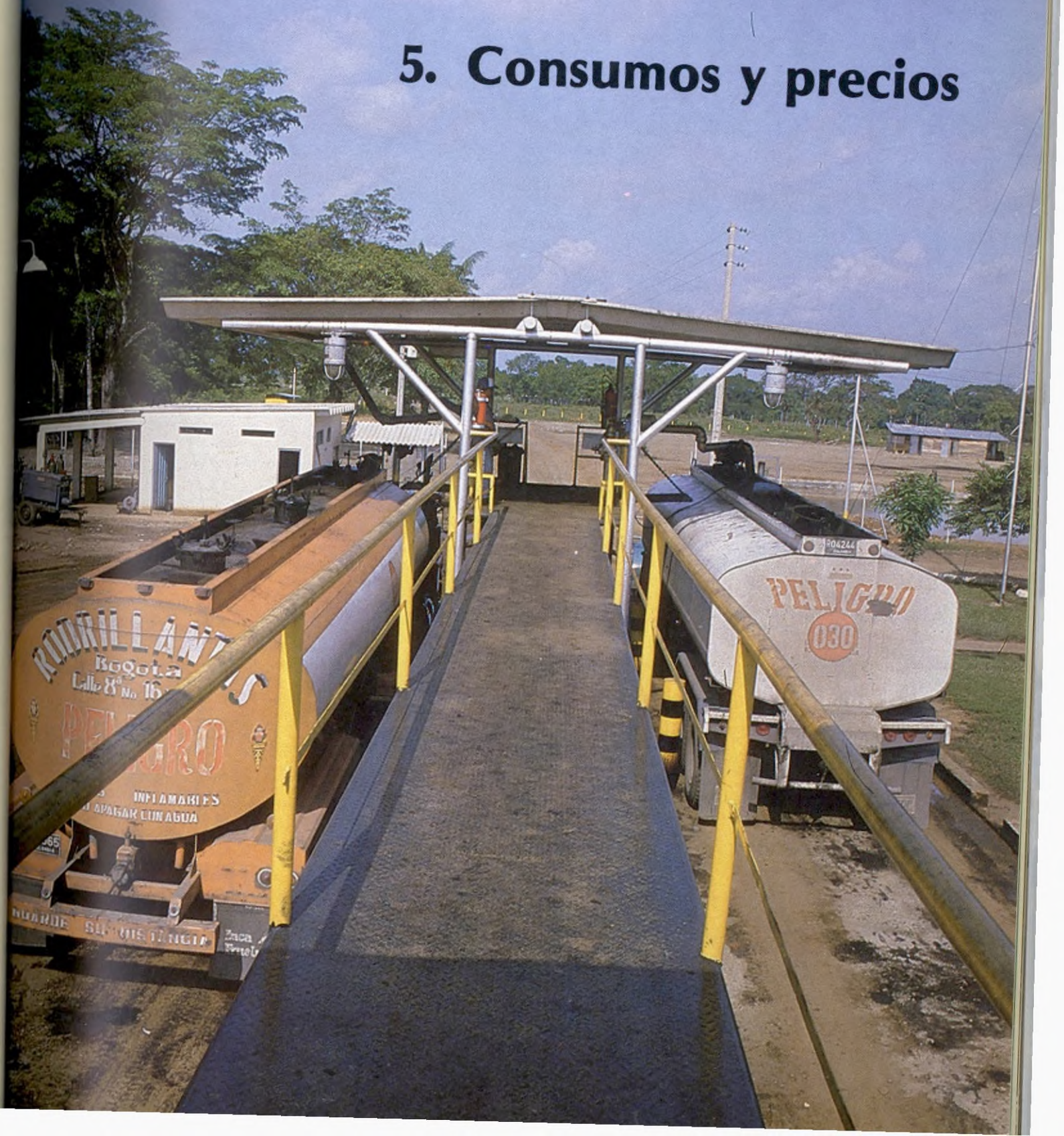


Tabla No. 23  
**VENTAS TERPEL. PRODUCTOS INDUSTRIALES**  
Miles de barriles anuales

Productos Industriales Líquidos	Terpel Antioquia	Terpel Bucaramanga	Terpel Del Centro	Terpel Del Sur	Terpel Del Norte	Terpel Nacional	Total Terpeles
Crudo Castilla	168.39	—	4.54	—	—	25.73	198.66
Combustóleo	—	—	—	—	—	—	—
Bencina industrial	—	3.12	71.22	13.10	—	11.32	98.75
Subtotal	168.39	3.12	75.76	13.10	—	37.05	297.41
Disolventes alifáticos	—	0.02	—	—	—	—	0.02
Disolventes aromáticos	—	—	—	—	—	—	—
Bases, destilados y extractos	1.73	65.23	—	—	0.93	—	67.89
Parafinas	29.46	25.23	59.80	8.26	—	—	122.75
Asfaltos líquidos	—	0.06	—	—	—	—	0.06
Asfaltos sólidos	—	—	—	—	—	—	—
Otros (azufre, ácido na- fénico, arotar)	—	—	—	—	—	—	—
<b>TOTAL</b>	<b>199.58</b>	<b>93.66</b>	<b>135.56</b>	<b>21.36</b>	<b>0.93</b>	<b>37.05</b>	<b>488.13</b>



## 5. Consumos y precios





En 1986, la demanda nacional de combustibles alcanzó la cifra de 224.677 barriles diarios, discriminados así: 66.1% de productos blancos, 5.6% de productos negros y 28.3% de gas natural, equivalente a 63.674 barriles de crudo.

El incremento en el consumo total de hidrocarburos en 1986 fue del 1.0%, nivel inferior a los presentados en 1984 y 1985 que fueron del 2.1% y 1.4% respectivamente y que se explica fundamentalmente por la disminución de 1.4% durante este año del consumo de los destilados medios y el bajo crecimiento del gas natural, 0,1%.

La Tabla No. 24 y el Gráfico No. 17 resumen el comportamiento histórico del consumo de combustibles a nivel nacional durante el periodo 1980-1986.

### PRODUCTOS BLANCOS

La denominación de "Productos Blancos" corresponde a los combustibles utilizados para los trans-

Gráfico No. 17  
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLE

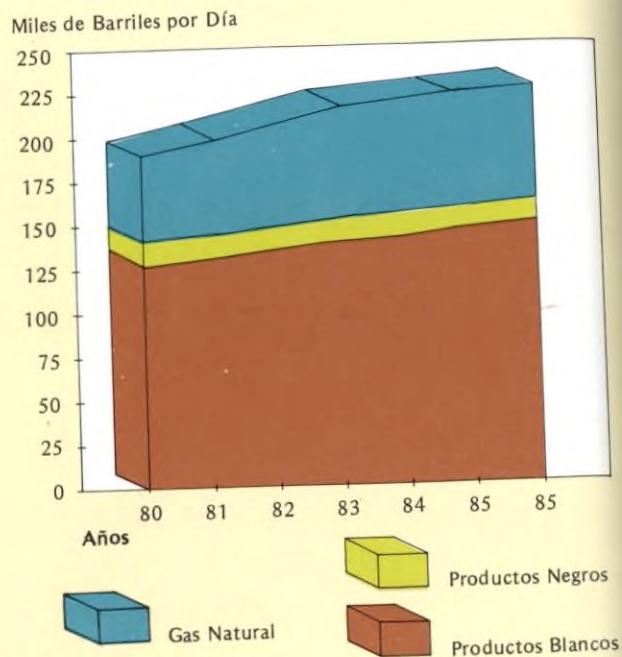


Tabla No. 24  
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES  
Barriles por día

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Variación 86/86(%)
<b>Productos Blancos</b>								3.3
- Gasolina Motor	72.816	74.027	76.833	80.125	82.663	88.140	91.035	
- Bencina Industrial y Cocinol	4.490	4.966	5.214	5.175	5.016	4.877	4.933	1.1
- Queroseno	6.684	6.387	5.605	5.176	4.839	4.777	4.574	(4.2)
- ACPM	24.927	25.551	26.719	27.727	28.512	28.064	27.721	(1.2)
- Turbocombustible	9.144	10.460	11.516	10.630	9.228	9.103	9.043	(0.7)
- Gasolina de Aviación	996	1.050	1.041	940	775	725	713	(1.7)
- Gas Propano	7.575	7.812	8.114	9.283	10.029	10.140	10.480	3.4
<b>Total Productos Blancos</b>	<b>126.632</b>	<b>130.253</b>	<b>135.041</b>	<b>139.056</b>	<b>141.062</b>	<b>145.826</b>	<b>148.499</b>	<b>1.8</b>
<b>Productos Negros</b>								(36.7)
- Combustóleo	12.436	10.239	10.608	9.137	6.421	3.660	2.315	
- Crudo como Combustóleo	2.700	3.587	3.337	4.764	8.414	9.409	10.189	8.3
<b>Total Productos Negros</b>	<b>15.136</b>	<b>13.826</b>	<b>13.945</b>	<b>13.901</b>	<b>14.385</b>	<b>13.069</b>	<b>12.504</b>	<b>(4.3)</b>
<b>Gas Natural</b>								
- Barriles Equivalentes de Crudo	47.644	52.509	56.873	62.035	63.512	63.629	63.674	0.1
<b>TOTAL CONSUMO NACIONAL</b>	<b>189.412</b>	<b>196.588</b>	<b>205.859</b>	<b>214.992</b>	<b>219.409</b>	<b>222.524</b>	<b>224.677</b>	<b>1.0</b>
<b>Tasa de Crecimiento (%)</b>								
- Productos Blancos	3.1	2.9	3.7	3.0	1.4	3.4	1.8	
- Productos Negros más Gas Natural	2.6	5.7	6.8	7.2	3.2	(1.5)	(0.7)	
<b>Total Combustibles</b>	<b>2.9</b>	<b>3.8</b>	<b>4.7</b>	<b>4.4</b>	<b>2.1</b>	<b>1.4</b>	<b>1.0</b>	



portes terrestre, aéreo, férreo y fluvial, a los combustibles líquidos para el consumo doméstico y a los hidrocarburos líquidos livianos industriales.

Durante 1986 el consumo nacional de productos blancos se incrementó con respecto a 1985, en 1.8%, alcanzando un promedio de 148.499 barriles diarios.

La gasolina motor (regular y extra) presentó un incremento del 3.3% en la demanda nacional, al llegar durante 1986 a un nivel de 91.035 barriles diarios, que equivalen al 61.3% del consumo de productos blancos.

El grupo de los "Destilados Medios" compuesto por el ACPM, queroseno y turbocombustible representó el 27.8% de los productos blancos, al alcanzar en 1986 una demanda de 41.338 barriles diarios, inferior en un 1.4% al consumo de 1985.

## PRODUCTOS NEGROS Y GAS NATURAL

La utilización de estos hidrocarburos se dirige casi exclusivamente a la generación termoeléctrica y a usos industriales. En 1986 su consumo disminuyó en 0.7%, presentando un nivel de 76.178 barriles diarios equivalentes al 33.9% de la demanda nacional de hidrocarburos.

Durante 1986 el gas natural registró un consumo de 63.674 barriles diarios equivalentes de crudo, superando en 0.1% al de 1985. El consumo de combustóleo disminuyó en un 36.7%, llegando a 2.315 barriles diarios, en tanto que el crudo utilizado como combustible presentó un incremento de 8.3% alcanzando un nivel de 10.189 barriles diarios.

En conjunto, el consumo de combustibles negros se redujo durante 1986 en 4.3%.

Tabla No. 25  
EVOLUCION PRECIOS AL PUBLICO DE GASOLINA REGULAR\*

	Tipo de Cambio e inflación.		Precio al público por galón.		
	Tasa de Cambio Oficial Pesos por US Dólar	Indice Total de Precios Al Consumidor (Dic. 1978= 100)	En Pesos Corrientes	En Pesos Constantes De Octubre 1980	En US Dólares Corrientes
Octubre 1980	49.22	156.54	44.00	44.00	0.89
Diciembre 1981					
Antes	58.66	204.99	44.00	33.60	0.75
Después	58.66	204.99	55.00	42.00	0.94
Diciembre 1982					
Antes	69.63	254.25	55.00	33.86	0.79
Después	69.63	254.25	67.00	41.25	0.96
Diciembre 1983					
Antes	87.87	296.55	67.00	35.37	0.76
Después	87.87	296.55	77.50	40.91	0.88
Diciembre 1984					
Antes	112.93	350.77	77.50	34.58	0.69
Después	112.93	350.77	89.10	39.76	0.79
Diciembre 1985					
Antes	169.65	429.52	89.10	32.46	0.53
Después	169.65	429.52	107.00	38.99	0.63
Diciembre 1986					
Antes	217.17	519.45	107.00	32.24	0.49
Después	217.17	519.45	131.00	39.48	0.60

\*El precio al público de la gasolina regular es igual al del ACPM y queroseno desde mayo de 1980.



## PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES

En 1986 el Gobierno Nacional mantuvo la misma estructura de los últimos años en los precios internos de los combustibles, tratando de desestimular los consumos superfluos y por consiguiente, las altas tasas de crecimiento.

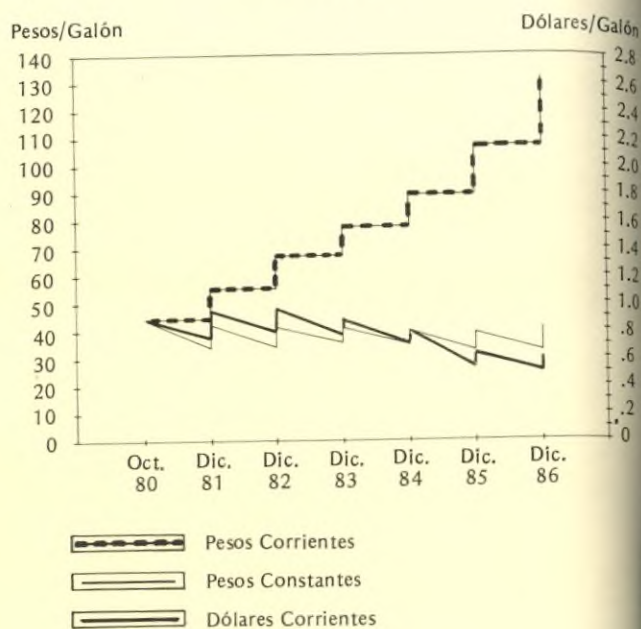
La Tabla No. 25 y el Gráfico No. 18 presentan la evolución, desde 1980, de los precios al público de la gasolina motor regular, los cuales son iguales a los del ACPM y el queroseno.

En el periodo 1980-1986 el incremento en el precio de estos combustibles fue inferior al aumento registrado en el índice de inflación, implicando como resultado, en términos reales, el deterioro de los precios en una tasa equivalente al 0.7% anual.

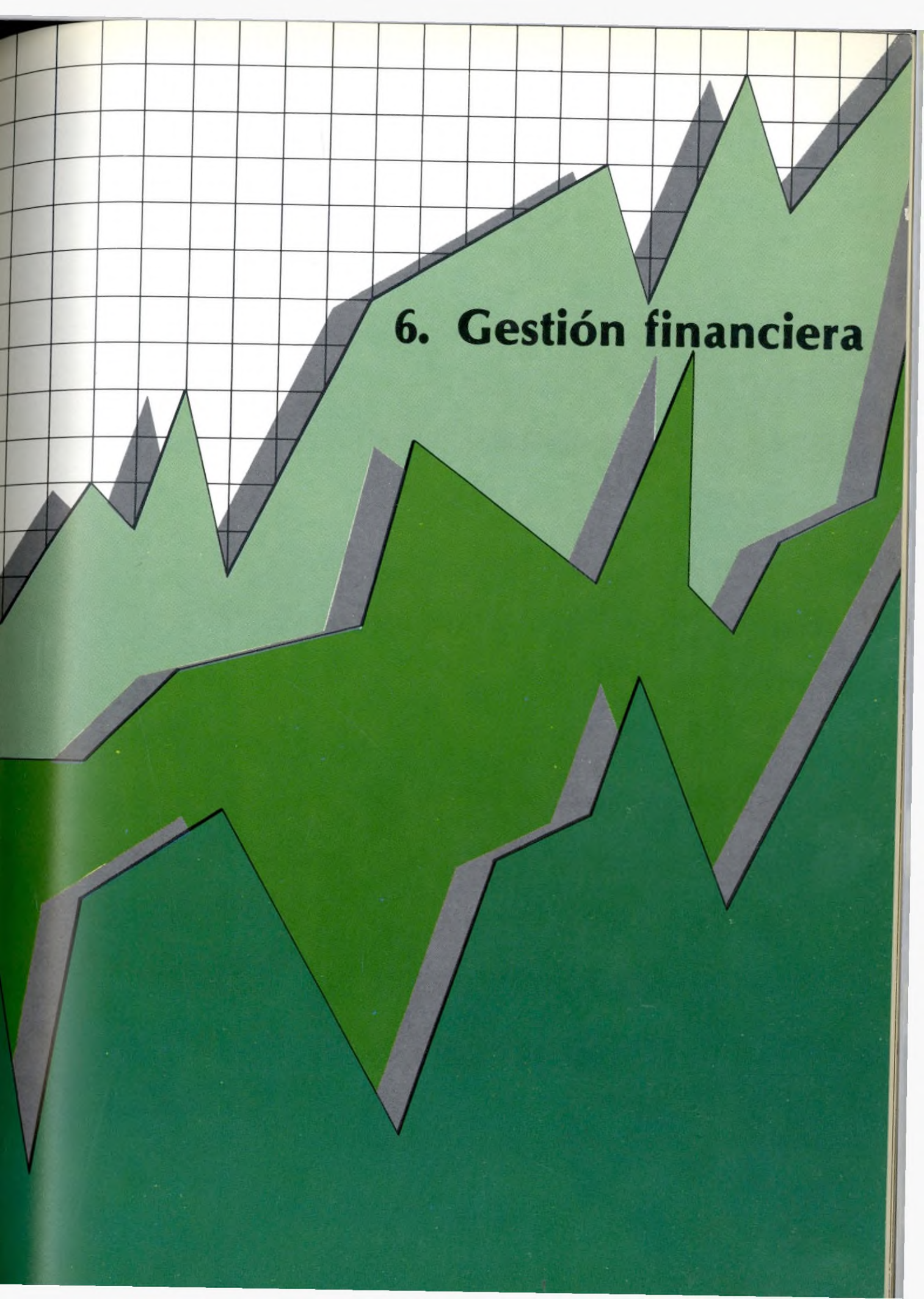
En dólares corrientes ocurre algo similar, al pasar de 0.75 dólares por galón en 1981 a 0.49 dólares por galón en 1986, disminuyendo anualmente a un promedio de 6.8%. Lo anterior implica que el precio al público de los combustibles ha descendido paulatinamente tanto en dólares corrientes como en pesos constantes.

Gráfico No. 18  
EVOLUCION DE LOS PRECIOS AL PUBLICO

Gasolina Regular







## 6. Gestión financiera



Las actividades desarrolladas durante 1986 arrojan financieramente, un crecimiento del 52.4% al aumentarse los Activos de la Empresa en \$163.847.0 millones, como consecuencia del incremento en las actividades operacionales, principalmente en las áreas de exploración y perforación de pozos, inversiones en los contratos de asociación, construcción de oleoductos y demás facilidades industriales, para lo cual fue necesario recurrir a un mayor endeudamiento a largo plazo. Asimismo, se logró un resultado positivo de la gestión operativa con una utilidad comercial de \$2.639.5 millones, frente a una pérdida de \$25.425.3 millones registrada en 1985. Las principales causas de este resultado son: reducción en la tasa de devaluación y disminución en los costos de materia prima, aumento de precios en los combustibles y el incremento en las exportaciones principalmente de crudos.

Con respecto a la tasa de devaluación, se presenta una notable reducción al pasar del 51.2% en 1985 al 27.2% en 1986, situación favorable, dada la magnitud de las obligaciones en moneda extranjera.

De otra parte, a partir de enero 2 de 1986 el Gobierno decretó aumento de precios en los combustibles, dando origen a mayores ingresos.

La balanza comercial positiva de US\$301.8 millones registrada en 1986 tiene gran incidencia en la utilidad obtenida, destacándose el hecho de que Ecopetrol pasó de importador de crudo en 1985 a exportador en 1986, con el efecto positivo de una marcada reducción en la importación de gasolina motor.

## ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS

Los Ingresos Operacionales percibidos en 1986 fueron superiores a los del año anterior en \$68.714.5 millones, alcanzando un incremento del 30.9%, el cual obedece principalmente al notable crecimiento de las ventas de exportación y de los ingresos por transporte, servicios y ventas nacionales. Las exportaciones alcanzaron una variación positiva del 43.8%, como consecuencia de los nuevos ingresos obtenidos en la colocación de crudo, ACPM y gasóleo en el mercado internacional. El aumento en los ingresos por transporte, servicios y ventas nacio-

nales está dado por el incremento de tarifas y precios decretado por el Gobierno a partir del 2 de enero de 1986.

Los costos de materia prima y productos comprados se redujeron con respecto a 1985 en \$44.976.7 millones, pues en 1986 no se importó crudo, hubo menores importaciones de gasolina motor a menores precios unitarios, así como un descenso en el precio promedio del crudo nacional.

Los gastos de ventas, con un incremento del 37.9%, superaron a los registrados en 1985 en \$3.074.5 millones, como consecuencia del aumento en las tarifas de transporte fluvial y de distribución del gas natural en la Costa Atlántica, junto con mayores volúmenes exportados.

Los Gastos Generales y de Operación, superaron a los de 1985 en \$91.983.9 millones, al registrarse mayores gastos por concepto de prestaciones sociales, costos varios, gastos de jubilados, servicios varios de terceros, gastos generales, etc., como obvia consecuencia del desarrollo operacional de la Empresa en 1986.

Las prestaciones sociales y gastos de jubilados presentaron en conjunto, un mayor valor de \$43.381.9 millones, respecto al año anterior, debido básicamente al fortalecimiento de los pasivos por pensiones futuras de jubilación.

La mayor actividad operacional de la Empresa, especialmente en el área de Operaciones Asociadas, dió origen a mayores gastos por concepto de depreciación, amortización de intangibles en perforación, regalías, contratos de operación y agotamiento entre otros.

Como resultado final de la consolidación de los ingresos, costos y gastos causados en 1986, se obtuvo un resultado favorable de \$2.639.5 millones, deducida la provisión para impuestos de renta.

## BALANCE GENERAL

Los activos de la Empresa totalizaron en 1986 \$476.643.0 millones superando las cifras del año anterior en \$163.847.9 millones, que equivalen a un crecimiento del 52.4% determinado por:



# Estado de Ganancias y Pérdidas

ENERO 1o. A DICIEMBRE 31 DE 1986

PESOS

	1986	1985**	Variación
<b>I. INGRESOS OPERACIONALES</b>			
Ventas Nacionales	77.175.041.961	67.615.975.403	+ 9.559.066.558
Subsidios a Electrificadoras	(7.227.849.838)	(6.234.729.513)	- 993.120.325
Ventas de exportación	92.338.456.268	64.205.561.682	+ 28.132.894.586
Transporte por oleoductos	91.695.804.130	71.764.466.863	+ 19.931.337.267
Ingresos por servicios	37.085.090.853	25.000.745.351	+ 12.084.345.502
<b>TOTAL</b>	<b>291.006.543.374</b>	<b>222.352.019.786</b>	<b>+ 68.714.523.588</b>
<b>II. COSTO MATERIA PRIMA Y PRODUCTOS CONSUMIDOS COMPARADOS</b>			
Materia prima y productos nacionales	76.145.877.054	77.471.570.558	- 1.325.693.504
Materia prima importada	483.550.935	29.436.675.946	- 28.953.125.011
Gasolina y otros productos importados	30.987.940.696	45.685.788.298	- 14.697.847.602
<b>TOTAL</b>	<b>107.617.368.685</b>	<b>152.594.034.802</b>	<b>- 44.976.666.117</b>
<b>III. GASTOS DE VENTAS</b>			
Entrega de productos	11.120.656.181	8.035.232.529	+ 3.085.423.652
Envases y Empaques	68.791.691	79.693.659	- 10.901.968
<b>TOTAL</b>	<b>11.189.447.872</b>	<b>8.114.926.188</b>	<b>+ 3.074.521.684</b>
<b>IV. GASTOS GENERALES Y DE OPERACION</b>			
Salarios	10.208.268.038	7.712.369.428	+ 2.495.898.610
Prestaciones sociales	43.085.103.715	16.958.450.521	+ 26.126.653.194
Gastos de jubilados	24.931.391.758	7.676.129.180	+ 17.255.262.578
Materiales	10.133.430.622	6.621.535.127	+ 3.511.895.495
Servicios varios de terceros	19.551.856.775	7.940.671.193	+ 11.611.185.582
Costos varios*	34.415.201.046	13.400.223.976	+ 21.014.977.070
Gastos generales	16.589.463.774	5.656.604.319	+ 10.932.859.455
<b>SUB-TOTAL</b>	<b>158.914.715.728</b>	<b>65.965.983.744</b>	<b>+ 92.948.731.984</b>
Recobros	(6.752.795.500)	(5.787.919.802)	- 964.875.698
<b>TOTAL</b>	<b>152.161.920.228</b>	<b>60.178.063.942</b>	<b>+ 91.983.856.286</b>
<b>V. TRANSFERENCIAS Y CONSUMOS ECP</b>			
Transferencias	(93.695.880.092)	(60.844.105.066)	- 32.851.775.026
Productos y transportes utilizados	87.500.876.462	58.033.881.845	+ 29.466.994.617
<b>TOTAL</b>	<b>(6.195.003.630)</b>	<b>(2.810.223.221)</b>	<b>- 3.384.780.409</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) OPERACIONAL</b>	<b>26.292.810.219</b>	<b>4.275.218.075</b>	<b>+ 22.017.592.144</b>
<b>VI. OTROS INGRESOS</b>			
Dividendos	795.976.078	373.850.926	+ 422.125.152
Otros ingresos financieros	19.847.698.789	14.001.179.648	+ 5.846.519.141
Aprovechamientos y otros	3.949.496.264	803.528.382	+ 3.145.967.882
<b>TOTAL</b>	<b>24.593.171.131</b>	<b>15.178.558.956</b>	<b>+ 9.414.612.175</b>
<b>VII. OTROS EGRESOS</b>			
Intereses	10.026.463.233	7.520.921.791	+ 2.505.541.442
Fluctuación de cambio	28.029.686.704	35.482.603.151	- 7.452.916.447
Comisiones	148.390.158	76.085.541	+ 72.304.617
Otros	9.223.701.595	1.799.448.427	+ 7.424.253.168
<b>TOTAL</b>	<b>47.428.241.690</b>	<b>44.879,058.910</b>	<b>+ 2.549.182.780</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) NO OPERACIONAL</b>	<b>(22.835.070.559)</b>	<b>(29.700.499.954)</b>	<b>+ 6.865.429.395</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>3.457.739.660</b>	<b>(25.425.281.879)</b>	<b>+ 28.883.021.539</b>
<b>PREVISION PARA IMPORRENTA</b>	<b>(818.246.139)</b>	<b>-</b>	<b>- 818.246.139</b>
<b>UTILIDAD (PERDIDA) NETA</b>	<b>2.639.493.521</b>	<b>(25.425.281.879)</b>	<b>+ 28.064.775.400</b>

\* INCLUYE: Depreciación, Agotamiento y Amortización Diferidas.

\*\* Reclasificado para efectos de comparación.



# Balance General

ACTIVO	A Diciembre 31/86	A Diciembre 31/85 *	Variación
<b>CORRIENTE DISPONIBLE</b>			
Caja y Bancos			
a) En pesos	2.949.927.037	2.374.940.496	+ 574.986.541
b) En dólares (convertidos a pesos)	508.204.455	266.210.162	+ 241.994.293
c) Bco. República — Compra divisas y Tft. Can.	21.936.787.057	3.381.217.041	+ 18.555.570.016
Depósitos a término (dólares convertidos a pesos)	109.500.000	—	+ 109.500.000
Cuentas y documentos por cobrar:			
Clientes	24.620.685.369	11.107.373.642	+ 13.513.311.727
Vinculados económicos	6.954.696.516	3.116.105.098	+ 3.838.591.418
Empleados	196.842.744	153.772.223	+ 43.070.521
Provisión para protección de cartera	(57.038.978)	(192.556.444)	+ 135.517.466
<b>TOTAL DISPONIBLE</b>	<b>57.219.604.200</b>	<b>20.207.062.218</b>	<b>+ 37.012.541.982</b>
<b>REALIZABLE</b>			
Inventario de productos	19.095.866.724	16.368.498.085	+ 2.727.368.639
Inventario de productos en tránsito	108.186.000	992.030.376	- 883.844.376
Inventario de materiales	17.199.422.936	12.834.518.672	+ 4.364.904.264
Materiales en tránsito	10.588.857.532	8.683.876.156	+ 1.904.981.376
Materiales y equipos para proyectos	22.081.945.989	12.761.035.133	+ 9.320.910.856
Inventario de provisiones	61.461.579	50.955.909	+ 10.505.670
Inventario de semovientes	9.079.716	7.012.524	+ 2.067.192
Provisión para protección de inventarios	(499.875.063)	—	- 499.875.063
<b>TOTAL REALIZABLE</b>	<b>68.644.945.413</b>	<b>51.697.926.855</b>	<b>+ 16.947.018.558</b>
<b>TOTAL ACTIVO CORRIENTE</b>	<b>125.864.549.613</b>	<b>71.904.989.073</b>	<b>+ 53.959.560.540</b>
<b>A LARGO PLAZO</b>			
Inversiones:			
En vinculados económicos	29.155.315.800	23.419.662.718	+ 5.735.653.082
Otras	132.357.731	98.818.083	+ 33.539.648
Provisión para protección de inversiones	—	(817.556.000)	+ 817.556.000
Préstamos sobre regalías	1.067.837.995	1.048.066.619	+ 19.771.376
Otros préstamos:			
A Particulares	5.518.804.151	5.662.861.071	- 144.056.920
A Vinculados económicos	407.380.426	3.382.918.068	- 2.975.537.642
Deudores varios	216.860.091	176.155.374	+ 40.704.717
Provisión para protección de cartera	(26.369.440)	(51.427.039)	+ 25.057.599
<b>TOTAL ACTIVO A LARGO PLAZO</b>	<b>36.472.186.754</b>	<b>32.919.498.894</b>	<b>+ 3.552.687.860</b>
<b>FIJO</b>			
Propiedades, plantas y equipos	191.854.761.257	72.646.308.165	+ 119.208.453.092
Depreciación acumulada	(40.599.633.290)	(25.445.146.276)	- 15.154.487.014
Neto	151.255.127.967	47.201.161.889	+ 104.053.966.078
Obras en proceso	64.096.319.577	85.049.177.642	- 20.952.858.065
<b>TOTAL ACTIVO FIJO</b>	<b>215.351.447.544</b>	<b>132.250.339.531</b>	<b>+ 83.101.108.013</b>
<b>AREAS PETROLIFERAS</b>			
Yacimientos — Aforo	54.042.341.839	46.120.062.805	+ 7.922.279.034
Agotamiento	(7.863.867.938)	(4.547.592.957)	- 3.316.274.981
Perforación de pozos en zonas de explotación	6.735.021.788	4.904.935.012	+ 1.830.086.776
Exploraciones en curso	2.161.816.279	3.598.704.424	- 1.436.888.145
Inversiones amortizables	69.700.244.911	37.846.255.729	+ 31.853.989.182
Amortización	(29.808.464.624)	(17.278.327.839)	- 12.530.136.785
<b>TOTAL AREAS PETROLIFERAS</b>	<b>94.967.092.255</b>	<b>70.644.037.174</b>	<b>+ 24.323.055.081</b>
<b>DIFERIDO</b>			
Ordenes de Trabajo	91.584.757	106.347.880	- 14.763.123
Avances a contratistas	655.799.655	2.126.005.832	- 1.470.206.177
Anticipos:			
a) Al Gobierno Nacional	882.041.542	737.132.582	+ 144.908.960
Provisión para subsidios de gasolina	(567.238.112)	(567.238.112)	—
b) A otras entidades	745.495.448	1.148.733.856	- (403.238.408)
Otros cargos diferidos	2.180.086.036	1.526.180.806	+ 653.905.230
<b>TOTAL ACTIVO DIFERIDO</b>	<b>3.987.769.326</b>	<b>5.077.162.844</b>	<b>- 1.089.393.518</b>
<b>TOTAL ACTIVO</b>	<b>476.643.045.492</b>	<b>312.796.027.516</b>	<b>+ 163.847.017.976</b>
Valorizaciones (Desvalorizaciones)	39.491.353.363	37.926.865.867	+ 1.564.487.496
<b>CUENTAS DE ORDEN</b>	<b>40.533.669.326</b>	<b>54.783.571.629</b>	<b>- 14.249.902.303</b>

\*Reclasificado para efectos de comparación

FRANCISCO J. CHONA C.  
Presidente

CARLOS F. LECOMPTE B.  
Vicepresidente Financiero



# a Diciembre 31 de 1986

PASIVO	A Diciembre 31/86	A Diciembre 31/85 *	Variación
<b>CORRIENTE</b>			
Cuentas y Documentos por pagar:			
A Proveedores	16.553.476.904	34.031.816.873	- 17.478.339.969
A Compañías Asociadas	16.882.782.680	7.801.174.255	+ 9.081.608.425
Al Gobierno	13.352.157.540	8.926.768.384	+ 4.425.389.156
Obligaciones a corto plazo	61.786.071.247	53.719.584.915	+ 8.066.486.332
Otras cuentas por pagar	9.812.064.236	7.002.507.900	+ 2.809.556.336
Vinculados Económicos	3.794.432.784	2.568.545.720	+ 1.225.887.064
Depósitos y garantías-particulares	327.189.418	190.595.198	+ 136.594.220
Prestaciones sociales causadas	3.242.812.638	1.675.720.328	+ 1.567.092.310
Impuestos de renta	818.246.139	-	+ 818.246.139
<b>TOTAL PASIVO CORRIENTE</b>	<b>126.569.233.586</b>	<b>115.916.713.573</b>	<b>+ 10.652.520.013</b>
<b>A LARGO PLAZO</b>			
Cesantías causadas	1.497.486.582	1.347.063.283	+ 150.423.299
Obligaciones	186.315.561.617	97.341.049.969	+ 88.974.511.648
<b>TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO</b>	<b>187.813.048.199</b>	<b>98.688.113.252</b>	<b>+ 89.124.934.947</b>
<b>OTROS PASIVOS</b>			
Pensiones de jubilación menos jubilación - por amortizar	93.985.574.024	45.432.769.843	+ 48.552.804.181
Provisión Importación de materiales	4.055.088.072	1.840.138.258	+ 2.214.949.814
Provisiones para contingencias	12.814.551.682	12.181.610.003	+ 632.941.679
<b>TOTAL OTROS PASIVOS</b>	<b>110.855.213.778</b>	<b>59.454.518.104</b>	<b>+ 51.400.695.674</b>
<b>PASIVO DIFERIDO</b>	<b>814.071.772</b>	<b>143.443.090</b>	<b>+ 670.628.682</b>
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>426.051.567.335</b>	<b>274.202.788.019</b>	<b>+151.848.779.316</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
<b>CAPITAL</b>			
Capital autorizado	80.000.000.000	80.000.000.000	-
Capital por pagar	(7.687.325.026)	(17.046.070.165)	+ 9.538.745.139
Capital Pagado	72.312.674.974	62.953.929.835	+ 9.358.745.139
<b>SUPERAVIT</b>			
Reserva Legal	1.064.591.541	1.064.591.541	-
Utilidad (Pérdida) 1985	(25.425.281.879)	(25.425.281.879)	-
Utilidad (Pérdida) 1986	2.639.493.521	-	+ 2.639.493.521
<b>TOTAL SUPERAVIT (DEFICIT)</b>	<b>(21.721.196.817)</b>	<b>(24.360.690.338)</b>	<b>+ 2.639.493.521</b>
<b>TOTAL PATRIMONIO</b>	<b>50.591.478.157</b>	<b>38.593.239.497</b>	<b>+ 11.998.238.660</b>
<b>TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO</b>	<b>476.643.045.492</b>	<b>312.796.027.516</b>	<b>+163.847.017.976</b>
Valorizaciones (Desvalorizaciones)	39.491.353.363	37.926.865.867	+ 1.564.487.496
<b>CUENTAS DE ORDEN POR CONTRA</b>	<b>40.533.669.326</b>	<b>54.783.571.629</b>	<b>- (14.249.902.303)</b>

\* Reclasificado para efectos de comparación.  
Las notas adjuntas son parte integral de este Estado.

J. OCTAVIO BURGOS M.  
Jefe División de Contaduría  
CP-339-T

CARLOS J. OSPINA R.  
Contador General  
CP-2036-T

HERNAN COPETE C.  
Auditor Especial ante  
Ecopetrol





- Incremento de \$37.012.5 millones por mayores depósitos en el Banco de la República para la obtención de títulos canjeables y a mayores saldos en cuentas por cobrar a cargo de clientes nacionales y del exterior, por ventas de productos y suministro de servicios.
- Aumento de \$16.947.0 millones, en razón de mayores inventarios de materiales y equipos para proyectos, materiales de operación y productos, como consecuencia de la expansión de la Empresa.
- El Activo a largo plazo reflejó un crecimiento del 10.8% por los nuevos aportes de capital en Carbocol.
- El mayor índice de crecimiento se presentó en el Activo Fijo, 62.8%, superando las cifras del año anterior en \$83.101.1 millones, destacándose el incremento del 164.1% en el renglón de propiedades, plantas y equipos, como consecuencia de la capitalización de proyectos tales como el Oleoducto Caño Limón-Coveñas (parcialmente), la nueva Planta CDU y el nuevo hospital en Barrancabermeja, entre otros.
- El incremento de \$24.323.1 millones en áreas petrolíferas, en virtud de mayores inversiones en las áreas Cravo Norte, Casabe, Lisama y Villavencio entre otras, y a la capitalización de la Concesión Palagua cuya reversión se efectuó el 7 de noviembre de 1986.
- Reducción de \$1.089.4 millones en el diferido, principalmente por la legalización de avances a Agentes de Aduana, para gastos en importación de materiales e hidrocarburos.

Los Pasivos Totales arrojaron un incremento de \$151.848.8 millones con respecto a 1985, suma que equivale al 55.4% como consecuencia de:

- Mayores saldos en el Pasivo Corriente por \$10.652.5 millones que corresponde básicamente a los vencimientos corrientes de las obligaciones en moneda extranjera.
- Incremento del 90.3% en las Obligaciones a Largo Plazo, por \$89.124.9 millones, al adqui-

rirse nuevas obligaciones en moneda extranjera, tales como: la utilización del préstamo Jumbo por US\$200.0 millones, utilización del préstamo BIRF y nuevos préstamos concedidos por AKA de Alemania, Exim Bank del Japón e Industrial Bank del Japón, para financiar los proyectos desarrollados en el área de Cravo Norte, Casabe y Operaciones Asociadas.

- Aumento de \$51.400.7 millones, en el rubro de Otros Pasivos que equivale al 86.4%, originado principalmente en el aumento de la provisión para pensiones futuras de jubilación, provisiones para importación de materiales y equipos y liquidación de impuestos de renta e industria y comercio.

El patrimonio de la Empresa se incrementó en \$11.998.2 millones, un 31.1%, determinado por la capitalización de los activos de la Concesión Palagua por \$9.358.7 millones y a la utilidad neta obtenida en el ejercicio.

Los principales índices financieros derivados del ejercicio 1986, se relacionan en la Tabla No. 26.

Tabla 26

Índice Financiero	1986	1985
— Solvencia <sup>1</sup>	0.99:1	0.62:1
— Liquidez <sup>2</sup>	0.60:1	0.32:1
— Estabilidad <sup>3</sup>	1.15:1	1.34:1
— Financiación del Activo:		
Por Acreedores <sup>4</sup>	89.4%	87.7%
Con recursos propios <sup>5</sup>	10.6%	12.3%

1 Activo Corriente sobre Pasivo Corriente.

2 Activo Corriente de fácil realización sobre Pasivo Corriente.

3 Activo Fijo sobre Obligaciones a Largo Plazo.

4 Total Pasivo sobre Total Activo.

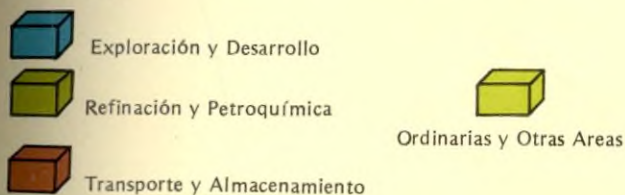
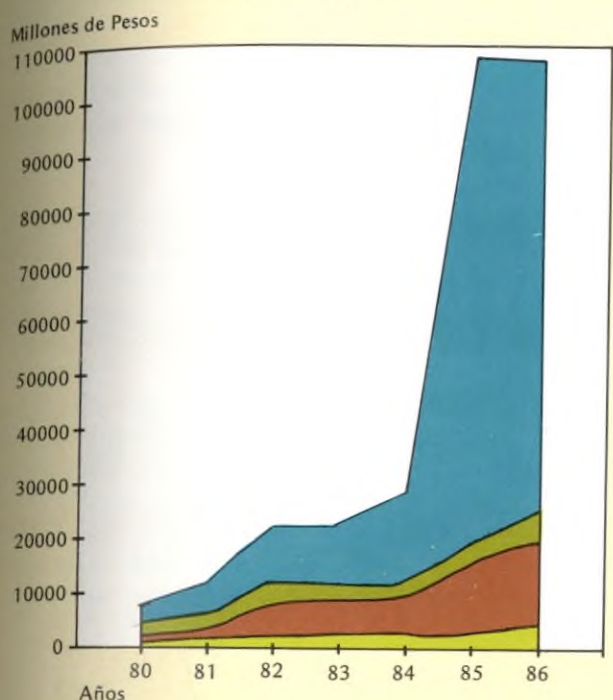
5 Total Patrimonio sobre Total Activo.

## INVERSIONES

La ejecución del Presupuesto de Inversiones de Ecopetrol en 1986 ascendió a la suma de 107.268.8 millones de pesos, inferior en M\$424.9 al año anterior (-0.4%), (Tabla No. 27 y Gráfico No. 19).



Gráfico No. 19  
INVERSIONES DE ECOPETROL  
Millones de pesos



El 76.8% de las inversiones correspondió a las actividades de exploración y desarrollo de campos petrolíferos propios y a la participación en los contratos de asociación, siendo el de mayor importancia el de Cravo Norte, con Occidental.

En la asociación Oxy-Cravo Norte, durante el año 1986, se localizaron diez pozos y se perforaron nueve de desarrollo; se terminó la construcción de las facilidades de producción con una capacidad de tratamiento de 70.000 barriles de crudo por día. En la estación de recolección el desarrollo de las obras fue del 95%, cuya capacidad de tratamiento final se espera sea de 200.000 barriles por día; se terminó la construcción del oleoducto Río Zulia-Coveñas, completándose de esta forma el siste-

ma de transporte para el crudo desde el campo Caño Limón hasta el terminal marítimo de Coveñas.

El proyecto de Centrales de Abasto en los Territorios Nacionales alcanzó un avance notable al terminarse las plantas de Arauca, Leticia y Puerto Carreño, quedando para 1987 la construcción de las plantas restantes en San José del Guaviare, Puerto Asis y Puerto Inírida.

En el oleoducto central de los Llanos ya se construyeron 227 Km de los tramos Araguañey-El Porvenir y Apiay-El Porvenir. En 1987 se construirá el tramo final de 260 Km entre el Porvenir y Velásquez y las estaciones de bombeo.

Tabla No. 27  
INVERSIONES DE ECOPETROL  
Millones de pesos

	1985	1986	Variac. (%)
Exploración y desarrollo	88.543.3	82.430.0	(6.9)
Refinación y petroquímica	2.825.9	4.615.9	63.3
Transporte y Almacenamiento	13.405.2	16.120.2	20.3
Inversiones en otras áreas	464.7	565.1	21.6
Inversiones ordinarias	2.454.6	3.537.6	44.1
<b>TOTAL INVERSIONES</b>	<b>107.693.7</b>	<b>107.268.8</b>	<b>(0.4)</b>

## DIVIDENDO SOCIAL

Durante 1986 el monto de los subsidios otorgados por Ecopetrol a los consumidores colombianos fue de 20.811.2 millones de pesos, de acuerdo con la siguiente relación:

- Ecopetrol importó gasolina a un precio promedio equivalente a 84.21 pesos por galón, incluidos los impuestos por importación, y al venderla al consumidor, sólo recibió 65.46 pesos por galón, lo cual equivale a asumir una pérdida de 18.75 pesos. Al aplicar ésta al volumen de gasolina importada, se obtiene un subsidio de 6.034.2 millones de pesos.
- El cocinol es un combustible cuya materia prima es un componente de la gasolina regular, por lo cual su precio debería ser similar al de ésta. Al venderlo al público, los ingresos para Ecopetrol son apenas de 7.91 pesos por galón, que al compararlos con los 84.21 pesos por galón de gasoli-



na importada significan una pérdida de 76.30 pesos. En el ejercicio de 1986 esto representó un subsidio de 3.562.8 millones de pesos.

- Con el fin de mantener precios razonables de venta al público para los combustibles distribuidos en el departamento de Nariño y en las plantas del Llano, existen subsidios para el transporte por carro tanque a dichas regiones, el cual es asumido totalmente por Ecopetrol. Durante 1986 se movilizaron aproximadamente 926.000 barriles de combustibles que significaron 344.6 millones de pesos por este concepto.
- Hasta el 20 de marzo de 1986, los combustibles entregados a los aviones y barcos de compañías nacionales en viajes internacionales, se facturaron a un precio inferior a los combustibles utilizados por los aviones y barcos de las compañías extranjeras. La diferencia entre estos precios constituyó un subsidio a cargo de Ecopetrol por 128.1 millones de pesos.
- En 1986, el precio que Ecopetrol pagó por cada mil pies cúbicos al productor de gas natural de la Guajira fue superior en 49.83 pesos al precio de venta establecido para los consumos nacionales. Esta pérdida en la actividad de distribución configuró un subsidio al consumidor de gas natural por 3.786.0 millones de pesos.
- Las electrificadoras de servicio público, especialmente las termoeléctricas de la Costa Atlántica, adquirieron ACPM y gas natural a precios subsidiados, inferiores a los establecidos para el público en general, asumiendo Ecopetrol la diferencia que durante 1986 alcanzó la suma de 6.955.5 millones de pesos.

## IMPUESTOS

Ecopetrol recauda la mayor parte de los impuestos involucrados en la estructura de precios al público de todos los productos vendidos por la Empresa.

Durante 1986 los impuestos causados sobre los productos elaborados por Ecopetrol ascendieron a 59.712.4 millones de pesos, discriminados así:

- El impuesto destinado al Fondo Vial Nacional, incluido en el precio de la gasolina regular, gasolina extra y ACPM totalizó la suma de 47.437.5 millones de pesos.
- El impuesto a las ventas recaudado sobre los productos distribuidos por Ecopetrol ascendió a 11.753.7 millones de pesos.
- El impuesto y el subsidio sobre el consumo de gasolina regular y extra destinados a los departamentos, intendencias y comisarías y al Distrito Especial de Bogotá sumaron la cantidad de 521.1 millones de pesos.

Por otra parte mediante las leyes 50/84 y 55/85 se crearon nuevos impuestos a las importaciones los cuales para el año 1986 totalizaron 3.948.1 millones de pesos.

En resumen Ecopetrol aportó en 1986 una suma total de impuestos de 63.660.5 millones de pesos.

## INVERSIONES EN OTRAS EMPRESAS

En 1986 las Inversiones Netas en otras empresas registraron un aumento de \$8.535.7 millones sobre el año anterior.

Se destacan las realizadas en el sector de Explotación de Recursos Energéticos, donde los aportes efectuados a Carbones de Colombia S. A. en el año ascendieron a \$6.035.6 millones que representan el 70.7 % del crecimiento global del año. Sin embargo, hay que anotar que la operación de Carbocol en 1986 produjo una pérdida de \$914.3 millones, que afectó el valor total del patrimonio y por lo tanto el valor de la Inversión Neta de Ecopetrol en esa empresa en \$447.6 millones para un incremento neto en la misma de \$5.588.0 millones.

En el sector transporte y distribución, se destacan los aportes de \$311.3 millones para la constitución de Terpel Nacional más \$22.9 millones efectuados a Terpel Sur.



Asimismo, se observan incrementos importantes en el valor intrínseco de las acciones de la mayoría de las Empresas como consecuencia de los rendimien-

tos que obtuvieron en la vigencia de 1986, con los cuales incrementaron sus niveles patrimoniales. (Tabla No. 28).

Tabla No. 28  
INVERSIONES DE ECOPETROL EN OTRAS EMPRESAS

Explotación de recursos energéticos	Valor nominal de la acción \$	31 de Diciembre de 1985		31 de Diciembre de 1986		Diferencia	
		Inversión neta Millones de pesos (1)	Valor intrínseco de la acción \$	Inversión neta Millones de pesos (1)	Valor intrínseco de la acción \$	Inversión neta Mill. pesos	Valor intrínseco de la acción \$
Carbones de Colombia S.A.	1.000	21.728.2	1.026.16	27.316.2	1.003.91	5.588.0	(22.25)
Carboriente S.A.	1.000	48.1	920.38	40.2	769.43	(7.9)	(150.95)
Colombian Petroleum Co.	US\$ 100	3.8	37.73	4.0	40.58	0.2	2.85
Explotaciones Cóndor S.A.	1.000	800.8	59.328.46	1.000.3(2)	74.110.26	199.5	14.781.8
Petrolera del Río (en liquid.)	US\$ 11.000	(817.6)	—	—	—	817.6	—
Sub-Total	—	21.763.3	—	28.360.7	—	6.597.4	—
<b>Transporte y Distribución</b>							
Promigás S.A.	1.000	998.3	6.318.04	1.370.3	8.672.16	372.0	2.354.12
Surtigás S.A.	10	33.1	14.45	37.9	16.59	4.8	2.14
Cía. Colombiana de Gas S.A.	10	19.6	48.76	26.9	61.70	7.3	12.94
Petroquímica del Atlántico S.A.	US\$ 10	179.7	78.14	316.5	137.64	136.8	59.50
South American Gulf Oil Co. S.A.	25	14.3	14.342.44	13.4	13.376.15	(0.9)	(966.29)
Gasoducto de Santander S.A.	10	23.2	38.53	28.2	17.81	0.0	(20.72)
Terpel Bucaramanga S.A.	100	428.9	306.39	813.5	484.82	384.6	177.87
Terpel del Centro S.A.	10	288.1	32.21	429.3	48.00	141.2	15.79
Terpel Antioquia S.A.	100	228.5	178.38	354.1	276.48	125.6	98.10
Terpel del Norte S.A.	100	85.4	118.63	87.1	120.99	1.7	2.36
Terpel Sur S.A.	1.000	161.5	1.871.18	221.5	2.157.30	60.0	286.12
Terpel Nacional S.A.	1.000	—	—	317.0	1.018.25	317.0	—
Sub-Total	—	2.465.6	—	4.015.7	—	1.550.1	—
<b>Petroquímica</b>							
Monómeros Colombo-Venezolanos	1.000	363.8	3.241.96	618.2	5.508.72	254.4	2.266.76
Poliolefinas Colombianas S.A.	1.000	687.0	7.719.99	808.8	9.088.55	121.8	1.368.51
Fertilizantes Colombianos S.A.	10	112.4	23.25	109.4	22.74	(3.0)	(0.61)
Sub-Total	—	1.163.2	—	1.536.4	—	373.2	—
<b>Otras actividades</b>							
Electricidad de Santander S.A.	10	193.5	28.02	215.9	30.75	22.4	2.73
Electricidad de Tolima S.A.	10	9.1	(9.55)	(8.7)	(9.55)	(17.8)	0.00
Corporación Financ. de Caldas	100	35.1	301.16	41.2	353.47	6.1	55.31
Corporación Financ. del Norte	10	9.2	28.98	14.2	44.80	5.0	15.82
Corporación Financ. de Santander	100	5.8	248.93	7.6	327.00	1.8	78.07
Serviport	10	3.9	8.04	1.6	3.25	(2.3)	(4.79)
Artesanías de Colombia	10	0.4	7.81	0.4	8.62	0.0	0.81
Banco Ganadero	10	1.0	57.91	0.8	46.20	(0.2)	(11.71)
Sub-Total	—	258.0	—	273.0	—	15.0	—
<b>Inversión neta total</b>	—	25.650.1	—	34.185.8	—	8.535.7	—

(1) Valor intrínseco de las acciones multiplicado por el número de acciones de Ecopetrol.

(2) Incluye la valorización de acciones en sociedades. El valor intrínseco excluyendo las valorizaciones llega a \$34.127.53 por acción.

(3) A 31 de diciembre de 1986 se habían pagado 311.344 acciones.



## Carbocol

A 31 de diciembre de 1986, los activos totales de Carbocol ascendían a \$352.070 millones, de los cuales la inversión en el Cerrejón Zona Norte representaba el 86.7%.

El Pasivo a Largo Plazo al finalizar 1986 era de \$268.453 millones (90.6% del total) representado en su mayoría por la deuda externa (84%), contraída con bancos internacionales y agencias de exportación.

En 1986 Carbocol incrementó su capital autorizado de \$44.000 millones a \$64.000 millones y los socios suscribieron acciones por \$12.335 millones con lo cual el capital suscrito a 31 de diciembre alcanzó \$55.609 millones.

El índice de endeudamiento pasó de 79% en 1985 a 84% en 1986.

El hecho más sobresaliente en el aspecto financiero lo constituyó el ingreso de US\$380 millones de fondos provenientes del Crédito "Jumbo" de US\$1.000 millones obtenido por la Nación y del cual Carbocol fue el principal beneficiario. Con estos recursos canceló créditos transitorios tanto nacionales como extranjeros y terminó el montaje del Proyecto Zona Norte.

El Proyecto Zona Norte que se inició en 1981, fue terminado por el contratista principal, Morrison Knutsen y entregado en junio de 1986 con un costo total de US\$2.517 millones.

El periodo de explotación de carbón que se inició en 1983 con 50.000 toneladas anuales, comenzó formalmente en febrero de 1986 fecha en la que se hizo el primer embarque por la infraestructura básica del proyecto. La producción en este año 86 llegó a 5.084.000 toneladas.

En cuanto a las Actividades Comerciales en 1986, firmaron contratos para la venta de 970.000 toneladas que sumadas a las cantidades contratadas a largo plazo en años anteriores, significaron exportaciones totales superiores a los 4.7 millones de toneladas con destino a Europa, Estados Unidos, Lejano Oriente y el Caribe.

Las ventas que en 1985 llegaron a \$9.844 millones se incrementaron en 1986 a \$16.909 millones, no obstante lo anterior, la empresa presentó una pérdida neta de \$914 millones en comparación con los \$660 millones de utilidades en 1985.

## Promigas

Los activos totales de Promigas crecieron en un 19% con respecto a diciembre de 1985 para llegar a \$13.752 millones con un aumento de \$2.206 millones. Este aumento se debió fundamentalmente a la diferencia de cambio de los créditos en moneda extranjera que ha utilizado la Empresa para la financiación de los proyectos de Gas Natural Comprimido, la Planta de Deshidratación del Gas y operadores automáticos instalados en el gasoducto. Los Pasivos se incrementaron en un 9,7% sobre los de 1985 para colocarse en \$8.072 millones con un aumento de \$715 millones. El índice de endeudamiento disminuyó de 63.72% a 58.70%.

En 1986 inició el desarrollo de un proyecto cuyo objetivo es el de promover el uso de gas natural en vehículos automotores. Con ese fin pusieron en operación dos estaciones de servicio en Barranquilla y adaptaron cuarenta y cinco buses de transporte urbano para funcionar con gas natural. En cuanto al suministro de gas para uso doméstico y para la industria, Promigas amplió sus redes, vinculó a catorce nuevas empresas y conectó 11.705 nuevos usuarios. En el año, el aprovechamiento de los yacimientos gasíferos de la Guajira le generaron a ese Departamento regalías por \$405 millones y al Municipio de Manaure \$106.6 millones.

Los ingresos por transporte, distribución de gas y servicios prestados a clientes, sumaron \$5.971.4 millones, con un aumento sobre 1985 de \$1.288.5 millones. La utilidad neta del ejercicio pasó de \$1.441 millones en 1985 a \$2.656 millones en 1986.

## Monómeros Colombo-Venezolanos

El año 1986 marcó otro punto ascendente en los resultados de Monómeros Colombo-Venezolanos. Los activos totales se incrementaron en un 30% al pasar de \$11.192.5 millones en 1985 a \$14.549 millones en 1986, mientras los pasivos totales cre-



cieron en solo el 17.6% con un incremento de \$1.512 millones, para situarse en \$10.066 millones. El índice de endeudamiento disminuyó de 76% en 1985 a 69% en 1986. El índice de solvencia ascendió de 1.18% a 1.23%.

Las utilidades después de impuestos llegaron a \$2.843.9 millones, lo cual con respecto a las registradas en 1985 de \$1.280.0 millones, representa un incremento del 122.2%. Las ventas netas llegaron a \$27.393 millones con un incremento del 35% sobre 1985.

### Petroquímica del Atlántico

El balance de Petroquímica del Atlántico a 31 de diciembre de 1986, muestra un total de activos de \$2.354.3 millones, superior en \$1.013.2 millones (75%) sobre los de 1985. El incremento se debe principalmente a la compra a Antex Oil & Gas Company, Inc., del gasoducto El Difícil-Barranquilla y a la valorización de las inversiones en acciones por variación entre el costo de adquisición y su valor patrimonial o su valor en bolsa. Como contrapartida del aumento en los Activos, el Pasivo registró un incremento en las obligaciones por pagar a largo plazo de \$409.6 millones. El Patrimonio por la valorización de inversiones y el incremento en la utilidad y reservas experimentó un crecimiento de \$187.6 millones.

El índice de liquidez pasó de 1.0% en 1985 a 0.8% en 1986 y el de endeudamiento se mantuvo en el orden del 66%.

La utilidad neta del ejercicio fue superior en el 57% a la de 1985 para totalizar \$285.0 millones en 1986. El incremento anotado se debió al beneficio tributario por la disminución de las tarifas a las Sociedades Anónimas y a la eliminación de la doble tributación, por concepto de dividendos recibidos. Los ingresos operacionales por transporte y venta de gas natural sumaron \$658.4 millones y los otros ingresos por dividendos de acciones en sociedades, rendimiento de Depósitos a Término y Bonos ascendieron a \$252.4 millones.

### TERMINALES DE DISTRIBUCION DE DERIVADOS DEL PETROLEO TERPEL

Las operaciones de distribución y venta de productos derivados del Petróleo realizadas por los seis Terpeles en 1986, puede considerarse como satisfactoria.

Las ventas totales incluyendo las de Terpel Nacional (hoy Terpel de la Sabana) empresa constituida en marzo de 1986, sumaron \$45.730.7 millones con un incremento de 32.3% sobre los \$34.563.8 millones de 1985. La utilidad operacional llegó a \$1.296.7 millones y la utilidad neta se vio afectada por la entrada en vigencia de la Ley 75 de diciembre de 1986 (Reforma Tributaria), razón por la cual el incremento sobre 1985 fue de solo 14.7% al pasar de \$939.9 millones de pesos a \$1.078.2 millones en 1986.

Los Activos Totales de los seis Terminales al final del año sumaron \$10.405.1 millones superior en \$2.526.5 millones (32%), en relación con los \$7.878.6 millones de 1985.

### Terpel Antioquia

El crecimiento de los Activos en el año 1986 fue del 31.6% al pasar de \$1.253.9 millones en 1985 a \$1.650.1 millones en 1986, mientras los pasivos se aumentaron en el 21.2% para un total de \$1.052.9 millones. El índice de endeudamiento de la compañía disminuyó de 69.3% en 1985 a 63.8% en 1986.

El valor de las ventas que en 1985 llegó a \$4.812.2 millones subió en 1986 a \$7.834.2 debido principalmente a que el Poliducto Medellín-Rionegro operó durante todo el año suministrando combustibles para aviación. Las utilidades después de impuestos se aumentaron de \$108.9 millones en 1985 a \$141.5 millones en 1986 (30%).

Se destaca que la operación del Poliducto Medellín-Rionegro le permitió a Terpel Antioquia aumentar sus volúmenes de venta en un 25% aproximadamente.



### Terpel Bucaramanga

Los Activos Totales de Terpel Bucaramanga pasaron de \$3.102.0 millones en 1985 a \$3.329.2 millones en 1986. Este incremento de \$227.2 millones equivale al 7.32% y está representado en su mayoría por \$200 millones invertidos en acciones de Terpel Nacional, sociedad que se constituyó en marzo de 1986. El Pasivo Total, que fue en diciembre de 1985 de \$1.792.7 millones, disminuyó en \$499.8 millones (27.8%), para llegar en diciembre de 1986 a \$1.292.9 millones. El índice de endeudamiento bajó de 57.79% a 38.84% en 1986.

Las ventas de la Empresa para el año 1986 fueron de \$15.972.7 millones que superan en un 25% el resultado del ejercicio de 1985. El incremento se debe a un mayor volumen de ventas de combustibles, logrado especialmente en Bucaramanga y al aumento realmente importante en ventas de lubricantes, que en 1986 llegó a 2.900.000 galones, un 26.4% más de lo vendido en 1985. Los otros ingresos que corresponden a "Rendimientos Financieros" sumaron \$226.5 millones con un aumento del 99% sobre los de 1985. La Utilidad Operacional sumó \$553.9 millones en 1986 y la Utilidad Neta que en 1985 fue de \$592 millones de pesos se redujo en 1986 a \$515 millones debido a los efectos de la Reforma Tributaria del 29 de diciembre de 1986.

### Terpel del Centro

Los Estados Financieros de Terpel del Centro muestran que los Activos se incrementaron en 23% al pasar de \$1.467.4 millones en 1985 a \$1.806.7 millones en 1986, mientras que el Pasivo Total aumentó de \$887.6 millones en 1985 a \$942.8 millones en 1986 con el 6.2% de incremento. El endeudamiento se redujo del 60% en 1985 al 52% en 1986.

Durante el año incrementó sus ventas de combustibles en 16% en volumen, aumento que se debió al mercado captado por la Planta de Buga y a la afiliación de nuevas estaciones de servicio. El valor total de las ventas durante 1986, fue de \$10.250 millones contra \$7.073 millones en 1985 con un crecimiento del 45%. La Utilidad Operacional se situó en los \$347.9 millones con un incremento del 78%. La Utilidad Neta del ejercicio pasó de \$269.9 millones en 1985 a \$284.9 millones en 1986. El incremento

fue de solo 5.5% por efectos de la Reforma Tributaria.

### Terpel del Norte

Terpel del Norte que inició operaciones a mediados de octubre de 1985, a fines de 1986 presenta un crecimiento del 2.96% en sus activos totales para llegar a \$1.100 millones comparados con \$1.068.6 millones en 1985. La Empresa redujo su Pasivo Total en \$10.2 millones para totalizar \$616.2 millones. El Índice de Endeudamiento pasó de 58.6% en 1985 a 56% en 1986. Las ventas le produjeron ingresos por \$2.670.6 millones. La Utilidad antes de impuestos fue de \$7.3 millones y la Utilidad Neta después de impuestos sumó \$3.6 millones.

Terpel del Norte conjuntamente con Promigas está adelantando la construcción de las Estaciones de Servicios Mixtas con suministro de Gas Natural Comprimido y combustibles Líquidos para uso de automotores en las ciudades de Barranquilla y Cartagena. Asimismo, está ampliando sus servicios para el suministro de combustibles y lubricantes a localidades como Sincelejo, Valledupar, Fonseca y Riohacha.

### Terpel Nacional

La Empresa inició operaciones en el mes de abril de 1986 con la razón social de Terpel Nacional S. A. como fue constituida en marzo del mismo año. Posteriormente en noviembre de 1986 en la Asamblea Extraordinaria de Accionistas su razón social fue modificada a Terpel de la Sabana S. A., cuyo objetivo social es el de atender los mercados de combustibles y lubricantes en la Sabana de Bogotá y su área de influencia. Su centro de operaciones, almacenamiento y distribución está localizado en su Planta de Abastos de Mansilla en el Municipio de Facatativá a cuarenta kilómetros de Bogotá.

El Activo Total a diciembre de 1986 sumaba \$1.331.5 millones. El Pasivo Total en la misma fecha contabilizó \$606.8 millones. Las ventas alcanzaron los \$2.019.5 millones en sus primeros 9 meses de operación. Durante el periodo produjo pérdidas operacionales de \$31.9 millones, que fueron absorbidas por los rendimientos financieros de



---

sus inversiones en Certificados de Depósito a Término para dar un resultado en las utilidades después de impuestos de \$12.9 millones.

#### Terpel Sur

Terpel Sur en 1986 aumentó sus activos de \$986.5 millones en 1985 a \$1.187.4 millones con un incremento porcentual del 20%. El total del Pasivo solo se aumentó en el 4.9% al pasar de \$514.8 millones a \$540.2 millones en 1986. El patrimonio de los

Accionistas que en 1985 fue de \$471.7, ascendió a \$647.1. El índice de endeudamiento se redujo del 52.2% al 45.5% de 1985 a 31 de diciembre de 1986. Las ventas en 1986 se situaron en los \$6.983.5 millones para una Utilidad Operacional de \$146.2 millones. Aunque la Utilidad antes de impuestos se incrementó de 1985 a 1986 en el 13.6% para un total de \$178.8 millones, la Utilidad Neta de \$120.8 millones en 1986 disminuyó en \$36.2 millones con respecto a 1985 por la provisión para el Impuesto de Renta que llegó a \$58.000.000.



## 7. Administración de personal





La actividad de la Vicepresidencia Administrativa estuvo dirigida, durante el transcurso de 1986, a establecer mecanismos que condujeran a lograr una relación de entendimiento y armonía con la organización sindical y a fortalecer la puesta en marcha de los programas de mejoramiento del Clima Laboral tendientes a generar en la Empresa un ambiente de trabajo de mayor confianza, colaboración y participación.

#### MEJORAMIENTO DEL CLIMA LABORAL EN LA EMPRESA

Con el fin de dar soluciones a los diversos problemas administrativos que afectaban las relaciones con el personal, se estableció un plan de "Mejoramiento del Clima Laboral", con el cual se pretende:

- a.) Lograr que la cultura de Ecopetrol evolucione hacia un estado de mayor equilibrio entre los aspectos técnicos y humanos de la producción.
- b) Generar un clima de confianza mutua que facilite el proceso de comunicación entre las personas que forman parte de la organización.
- c) Mejorar los mecanismos institucionales de comunicación con la base.
- d) Buscar formas de satisfacer las expectativas laborales del personal dentro de las restricciones legales que afectan a las empresas del Estado.

Para alcanzar estos propósitos se establecieron programas de cambio que se detallan en el Cuadro No. 1.

**Cuadro No. 1**  
**PROGRAMA DE CAMBIO PARA MEJORAMIENTO DEL CLIMA LABORAL**

Programa	Objetivo	Acción	Resultados
<b>1. CAPACITACION EN ADMINISTRACION DE PERSONAL.</b>			
Hombre-Empresa (Para todo el personal).	Buscar la integración entre las necesidades organizacionales y las de las personas.	Realización de charlas o conferencias de duración máxima de un día dirigidas a todo el personal desde la Presidencia hasta el nivel de Supervisores y/u operarios.	Se efectuó un cubrimiento de casi el 100% en todos los Distritos de la Empresa.
- Empresa somos todos (para operarios).	Lograr entendimiento y respeto entre quienes pertenecen a la Empresa y una mayor participación en el desarrollo tecnológico, social y humano.	Charlas o conferencias.	Se efectuó un cubrimiento del 100% en todos los Distritos de la Empresa.
- Especialización en Administración.	Formar en administración al personal de la Empresa que actualmente ocupa posiciones de dirección y/o aquellas que por su potencial llegarían a ejercer dichas posiciones.	Llevar a cabo un Programa de Especialización en Administración, propia para ECOPETROL, durante diez meses, a veinticinco funcionarios por año, hasta completar cien.	Se inicia en 1987.



Programa	Objetivo	Acción	Resultados
- Integración familia-empresa.	Contribuir al logro del mejoramiento del Clima Laboral mediante el acercamiento de la familia del trabajador a la Empresa.	Realización de programas de visitas a los sitios de trabajo para cónyuges, en todos los distritos.	Participación de 2.973 esposas de trabajadores, lo cual constituye la realización en un 75% del objetivo del programa.
2. ADMINISTRACION POR OBJETIVOS.	Programa mediante el cual la dirección de la Empresa conjuntamente con sus colaboradores establecen objetivos que deben ser alcanzados en un período específico y determinado.	Seminario de Introducción. Formación de Facilitadores. Taller de Clarificación de Cargos. Negociación Jefe-Subalterno. Fijación de Objetivos y Planes de Acción. Evaluación del Desempeño.	Se desarrolló exitosamente el programa habiéndose cubierto hasta la fijación de Objetivos y Planes de Acción.
3. DESCENTRALIZACION ADMINISTRATIVA.	Implementar el proceso de Delegación para dar mayor autonomía administrativa a los distritos de la Empresa.	Recolección de los puntos de vista de los distritos. Identificación del pensamiento de los niveles centrales. Elaboración y aprobación de los proyectos de actos administrativos por medio de los cuales se implanta la descentralización.  Difusión a nivel Empresa.	Se llevó a cabo hasta la fase de identificación del pensamiento del Nivel Directivo Central. Se espera concluir el programa en el primer trimestre de 1987.
4. DESARROLLO DE JEFES	Enriquecimiento del trabajo de Supervisores.	Mejoramiento Proceso de Selección y Desarrollo de Jefes.	Previstos para ser iniciados en el presente año de 1987.
5. MEDICION CLIMA LABORAL	Construir un instrumento y diseñar una metodología que permita la medición y diagnóstico anual del Clima Laboral.	Revisión bibliográfica. Estudio de instrumentos. Diseño metodológico de la investigación. Selección y definición de factores a evaluar. Elaboración y diseño del instrumento.	Medición del Clima Laboral en una muestra del Distrito de Oleoductos.
6. COMUNICACIONES INTERNAS	Suministrar a los trabajadores y a sus familias información oportuna sobre las políticas y actividades de la Empresa e inducir en ellos una actitud favorable hacia la misma.	Visitas a las diferentes dependencias de ECOPE-TROL y a otras empresas.  Creación de dos oficinas de Comunicaciones. Una encargada de las comunicaciones internas y otra de las comunicaciones externas. Realización de campañas racionales y motivacionales.	Se efectuó el replanteamiento de la estructura de las comunicaciones en la Empresa y se espera llegar con mayor efectividad a las bases y a la opinión pública durante 1987.



Programa	Objetivo	Acción	Resultados
<b>7. INTEGRACION DE EQUIPOS</b>	Favorecer una evolución de valores, y conductas en tono a la dimensión grupal del trabajo para impulsar el comportamiento hacia una labor más colegiada, más pendientes del factor humano.	Cubrir unos 500 funcionarios que en la Empresa desempeñan funciones de dirección y supervisión desde el Presidente hasta Jefes de Sección, mediante la realización de Talleres de Integración de Equipos.	Se cumplió en el 100% en todos los Distritos.  Para 1987 se proyecta ampliar la cobertura hasta Supervisores y Profesionales con aptitudes administrativas.
<b>8. ANALISIS ESTADUTIVO DIRECTIVO.</b>	Contribuir al mejoramiento del Clima Laboral de la Empresa mediante una justa y equitativa retribución al personal directivo por sus servicios.	Estudio y recomendaciones.	Se efectuaron dos revisiones a los establecidos en el Acuerdo No. 01.

#### RELACIONES CON EL SINDICATO

La Dirección de la Empresa ha venido desarrollando una política en materia de relaciones laborales y sindicales encaminada a satisfacer de manera prioritaria las necesidades e inquietudes del personal.

Así mismo, se ha buscado el concurso de la organización sindical en el estudio de los diversos problemas que afectan las relaciones con el personal. Se puede resumir que la política laboral de Ecopetrol se basa en el principio de respetar la libertad de las personas, su integridad moral y física, dejando a un lado la utilización de acciones violentas de lucha como mecanismos de presión y planteando como alternativa el diálogo con base en ideas y razones claras y objetivas.

Finalmente, conviene precisar que para la Empresa es importante convivir en armonía con el Sindicato buscando cada vez más que la organización sindical se sienta comprometida con los objetivos de la Empresa.

#### CAMBIOS EN LA ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Durante el año de 1986 se autorizó la creación de las siguientes unidades organizacionales:

#### Vicepresidencia de Operaciones Asociadas

Se constituyó en el propósito de lograr un mayor cubrimiento de las actividades asociadas especialmente en lo referente a planeación y definición de políticas para asignación de nuevos contratos, control e interventoría de los diferentes proyectos, mejoramiento del control operacional y financiero de las actividades que se llevan a cabo con las compañías asociadas.

#### Distrito Caño Limón-Coveñas (Abril de 1986)

Está encargado de la operación y mantenimiento del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, cuyo fin es el transporte de los crudos de asociación producidos en los campos de Arauca, hasta la estación de Ayacucho y el Puerto de Coveñas y su cargue en cualquiera de los dos terminales de este puerto (FSU y TLU).

#### Dirección de Exploración

La función básica de esta unidad es procurar el hallazgo de nuevas fuentes de abastecimiento de hidrocarburos, la extensión de las ya conocidas y fomentar la política de asociación en áreas abiertas.



### Dirección de Producción

Es responsable de optimizar las reservas y producción de hidrocarburos, a través de la perforación exploratoria y de desarrollo, así como la explotación directa de los campos a su cargo.

De igual manera se encarga de operar los nuevos campos descubiertos por Ecopetrol y los antiguos que reviertan y que estén fuera de los límites de los actuales distritos de producción.

### Vicepresidencia Comercial (Noviembre de 1986)

Busca el suministro de los productos petroquímicos y derivados no combustibles, para satisfacer la demanda nacional; la comercialización en el mercado internacional del crudo y productos derivados del petróleo excedentes o faltantes; la promoción del consumo de gas natural y el uso racional de combustibles líquidos y la asesoría y coordinación de los Terpel.

A la Vicepresidencia Comercial le corresponde, además, la dirección de las relaciones con las compañías filiales o subsidiarias y demás sociedades en las cuales Ecopetrol tenga participación, procurando que dichas sociedades cumplan con su cometido y desarrollen adecuadas políticas de comercialización.

### Vicepresidencia Administrativa (Julio de 1986)

Con el propósito de brindar soporte a los nuevos programas de administración y desarrollo de personal emprendidos por la Empresa, se reorganizó la estructura de esta Vicepresidencia en las siguientes divisiones administrativas:

División	Departamento
<i>Relaciones Industriales</i>	— Relaciones Laborales
	— Pensiones y Bienestar
	— Personal
	— Salarios y Vivienda
<i>Desarrollo de Personal</i>	— Selección
	— Capacitación

*Organización y Servicios* — Análisis Organizacional  
— Servicios Administrativos

*Salud* — Servicios de Salud  
— Admón y Control Médico

## 4. PERSONAL

La planta de personal vinculada a Ecopetrol, a 31 de diciembre de 1986, contaba con 10.614 funcionarios, incluyendo el personal contratado a término indefinido, temporal, estudiantes en práctica industrial y de vacaciones y aprendices del SENA. La cifra anterior representa un aumento de 7.2% con relación a los 9.900 trabajadores con contrato vigente a 31 de diciembre de 1985.

### BENEFICIOS DEL PLAN EDUCACIONAL

Indudablemente, una de las mejores garantías presenciales que disfruta el personal de Ecopetrol, lo constituye el Plan Educativo que beneficia tanto al trabajador como a sus familiares y que cubre desde el pre-escolar hasta la culminación de la carrera universitaria, como se indica en las siguientes cifras:

Nivel de Estudios	No. de Beneficiarios	Valor Total Pesos	Promedio \$/Benef.
Primaria y Preescolar	4.915	311.005.495	63.276
Bachillerato	5.552	435.542.722	78.447
Universidad	3.131	532.515.767	170.078
<b>TOTAL</b>	<b>13.598</b>	<b>1.279.063.984</b>	<b>94.062</b>

### CAPACITACION Y ENTRENAMIENTO

El período 1985 - 1986 se caracterizó por un fuerte apoyo a las labores de entrenamiento y capacitación del personal, presentándose un incremento del 28.5% con relación al año inmediatamente anterior.

La magnitud del porcentaje mencionado se aprecia comparando los montos del presupuesto de capaci-



tación aprobado para 1985 de 111.607.200 y para 1986 de \$156.098.900.

Las anteriores cifras se respaldan por un incremento considerable de las horas-hombre de capacitación desarrolladas, en los diferentes programas, al pasar de 284.146 en 1985 a 365.936 en 1986.

#### SEGURIDAD INDUSTRIAL

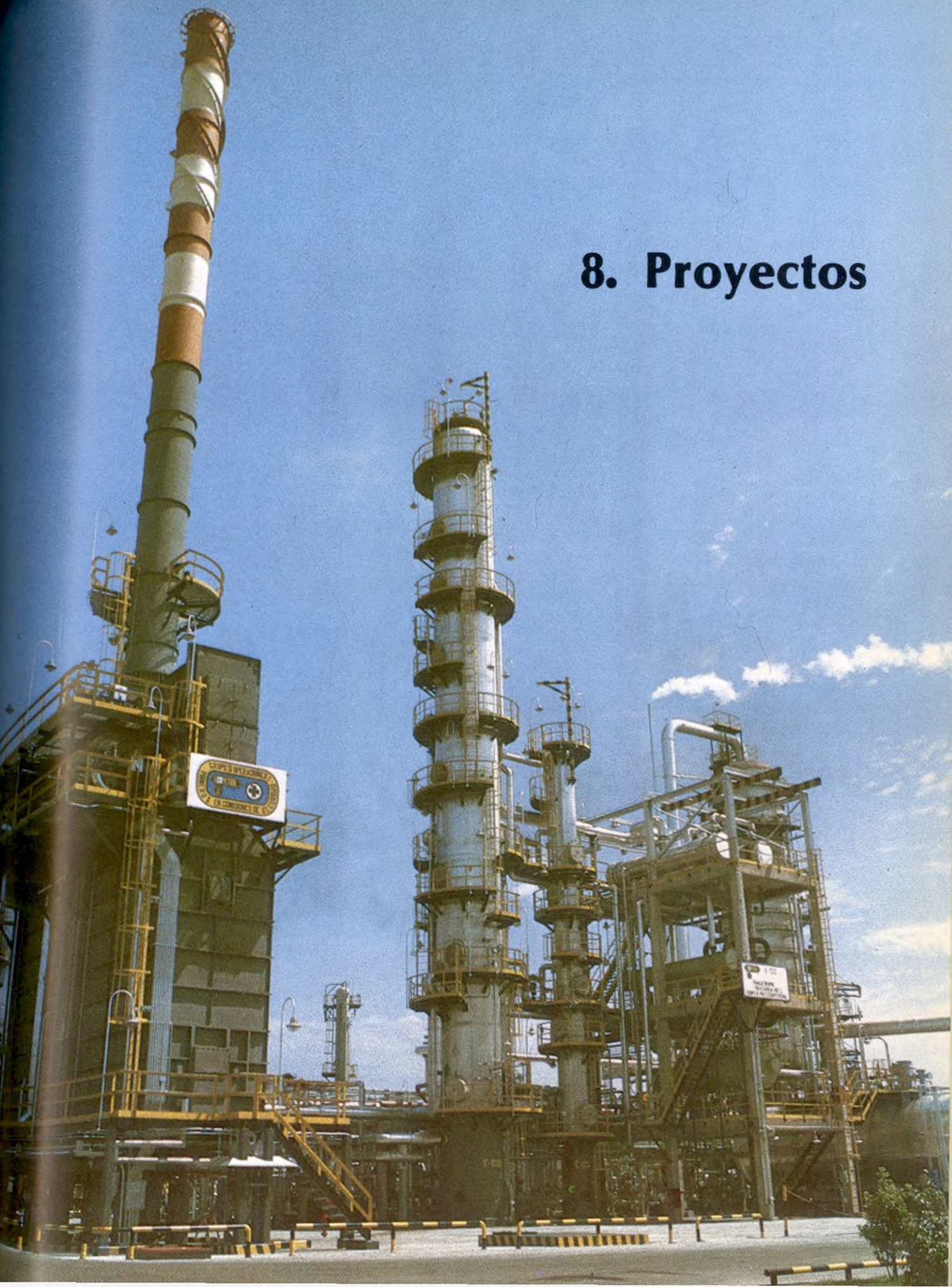
Durante el año de 1986, se presentó una reducción del 16% en el índice de frecuencia de accidentes (total de accidentes por millón de horas-hombre trabajadas), de 26.5 a 22.3, en comparación con el año anterior. Así mismo, durante el mismo período se presentó un incremento del 17.9% en la relación severidad sobre frecuencia (121.9 - 143.7).

#### Resultados de Seguridad

Distrito	Frecuencia	Severidad	S/F	F1	IAT
ELC	7.0	125.1	17.9	15.9	211.435
CIB	10.1	625.5	64.6	22.7	42.772
DOL	9.0	6.329.0	703.2	14.9	175.045
CAR	3.0	113.6	37.9	101.2	54.750
DCC	5.8	29.0	5.0	5.8	
DIN	2.4	56.8	23.7	13.8	580.350
DIS	4.5	5.611.2	1.246.9	12.7	117.262
BOG	0.4	25.7	64.3	0.4	132.295
<b>TOTAL:</b>	<b>7.3</b>	<b>1.049.2</b>	<b>143.7</b>	<b>22.3</b>	<b>159.821</b>



## 8. Proyectos





La Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos ha sido la entidad ejecutora de todos los programas de refinación y petroquímica, y de algunos de producción y oleoductos del "Plan Quinquenal de Desarrollo" de los años sesenta, el "Plan Decenal" de la década de los setenta y del "Plan Quinquenal de Inversiones de Ecopetrol treinta y cinco años" que se cumple en la actualidad.

La actividad de esta Vicepresidencia en el año 1986, se resume a continuación:

## 1. OPERACIONES Y PROCESOS DE REFINACION Y PETROQUIMICA

### Modernización Planta CDU

La planta de destilación combinada se modernizó mediante un cambio total de la sección atmosférica, que implicó el diseño y montaje de nuevos equipos tales como hornos, torres, intercambiadores, bombas, instrumentación, etc., lo que culminó con la entrega en marzo de 1986 de una moderna unidad de destilación de crudo con capacidad de 24.000 BPDO (barriles por día de operación).

El costo total del proyecto fue de \$1.696 millones, cifra superior en un 2% al presupuesto originalmente establecido. Toda la ingeniería, compras y construcción estuvo a cargo de Ecopetrol.

### Ampliación Capacidad de Procesamiento de Crudo en el Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica - Barrancabermeja

Este proyecto consiste en eliminar las limitaciones de las unidades atmosféricas y *de vacío de refinación del crudo*, mediante una serie de cambios y adaptaciones que permitirán procesar hasta 170 KBPDC (miles de barriles por día calendario) de mezcla semiliviana (32° API), o 153 KBPDC de mezcla pesada (21.5° API).

Hasta el momento se ha adelantado la *ingeniería básica* por parte de Ecopetrol, iniciándose la de detalle y compras de equipo, con una inversión de \$384 millones en 1986 que equivale a una ejecución del 22% del presupuesto (\$1.758 millones). La obra deberá estar terminada a fines de 1988.

### Optimización Planta de Balance

Mediante la utilización de modernas tecnologías de diseño y metalurgia, se aumentará la capacidad de *procesamiento de fondos de vacío* a cuarenta y cinco KBPDO (miles de barriles por día de operación).

El proyecto se terminará a mediados de 1990, habiéndose gastado hasta el 31 de diciembre de 1986 la suma de \$612 millones, o sea el 24% del presupuesto (\$2.540 millones) de los cuales \$508 millones fueron invertidos en 1986.

### Modernización Unidad Orthoflow de "Cracking Catalítico"

Una vez terminado este trabajo en mayo de 1988, se habrán incrementado los rendimientos de la producción de gasolina y de *aceite de ciclo*, disminuyendo al mismo tiempo la producción de coque y de gas. También aumentará el factor de servicio de la planta perdiendo menos catalizador y disminuyendo las emisiones de monóxido de carbono. El balance energético de la planta mejorará significativamente. En 1986 se invirtieron \$191 millones de un total de \$275 millones utilizados hasta el 31 de diciembre de 1986, suma que representa un 7% del presupuesto de la obra (\$3.908 millones).

### Modernización FCC Modelo IV

Otra de las Unidades de "Cracking" catalítico fluidizado del Complejo Industrial de Barrancabermeja, la Modelo IV, también está sufriendo modificaciones para aumentar la producción de gasolina, mejorar el balance energético y aumentar el factor de operación. Se empleará un nuevo sistema de regeneración del catalizador a alta temperatura.

La fecha estimada de finalización es diciembre de 1987. Hasta el 31 de diciembre de 1986 se invirtieron \$1.350 millones, equivalentes al 40% del presupuesto (\$3.400 millones), de los cuales \$910 millones fueron gastados en 1986.

### Modernización de las Unidades de Recuperación de Vapores

Los cambios anteriormente expuestos, especialmente la modernización de las plantas de "Cracking"



catalítico Orthoflow y Modelo IV, conducen a este proyecto para aprovechar la mayor producción de vapores de hidrocarburos. El trabajo debe estar terminado en octubre de 1989, recuperando excedentes de gases licuados del petróleo, LPG, en cantidad de 2.200 BPDC. En 1986 se invirtieron \$64 millones que representan un 3% del presupuesto (\$1.864 millones).

### **Modernización y Ampliación Planta Fenol**

Mediante estos trabajos se aumentará la capacidad de tratamiento y con ella la producción de bases lubricantes. Se proyecta terminar la obra en octubre de 1987. Hasta el 31 de diciembre de 1986 se invirtieron \$936 millones (\$211 millones en 1986), lo cual representa una ejecución presupuestal del 8%.

### **Parafinas**

El objetivo es aumentar la capacidad de procesamiento de las unidades de tratamiento con metil-etil-cetona en la planta de Parafinas y mejorar la calidad de la cera microcristalina.

En 1986 se invirtieron \$91 millones para un total acumulado de \$103 millones a 31 de diciembre, suma que representa un 14% de la ejecución presupuestal.

### **Aromáticos**

Se completó la ingeniería básica con una inversión de \$109 millones (\$91 millones en 1986). En el momento se estudia la fecha en la cual se procederá con las otras fases del proyecto.

### **Planta de Asfalto 60/80 en Castilla**

Por medio de esta Planta, que se localizará en Apiay, se atenderá la demanda de asfaltos sólidos 60/80 en la zona central del país. En 1986 se inició el proyecto con la ingeniería básica y de detalle ejecutadas por Ecopetrol. Se invirtieron diez millones de pesos, o sea, un 12% del presupuesto (823 millones). La fecha de terminación se prevé para mediados de 1989.

### **Torre de Enfriamiento de Agua en Tibú**

En 1986 se inició la construcción de la Torre de Enfriamiento con capacidad de diez KGPM (miles de galones por minuto), para reemplazar la existente, de madera, a partir de enero de 1988. Se invirtieron \$7 millones, equivalentes al 2% del presupuesto (\$357 millones).

## **2. ACTIVIDADES DE PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO Y DE GAS**

### **Recolección de Crudo de Casabe**

Comprende la construcción de la red de tubería necesaria para recolectar el crudo de los pozos de producción por recuperación secundaria y transportarlo al sistema de tratamiento y bombeo. Este importante proyecto, requirió la inversión de \$426 millones en 1986, un 60% de ejecución presupuestal, esperando su terminación para abril de 1987.

### **Estaciones de Recolección y Tratamiento. Sector Sur de Casabe**

En diciembre de 1986 se terminó la construcción y el montaje de las estaciones de recolección y tratamiento de crudo números uno, dos y tres, con una inversión final de \$186 millones ejecutada íntegramente en 1986, equivalente al 63% de la suma originalmente presupuestada. Todo el trabajo fue realizado por una firma de ingeniería colombiana.

### **Tubería de Inyección. Sector Sur Casabe**

Este proyecto, que será terminado en agosto de 1987, comprende la construcción de las facilidades requeridas para inyectar agua tratada a alta presión en los pozos del sector sur del proyecto de recuperación secundaria de Casabe. La ingeniería fue ejecutada por Ecopetrol y el costo de los materiales se cargó al proyecto Casabe.

### **Construcción Sistema SCADA, Sector Sur Casabe**

Este es un sistema de control computarizado de la inyección de agua y del transporte de crudo en el proyecto de recuperación de Casabe. Se espera ter-



minarlo en junio de 1987. Los costos de ingeniería y materiales se han cargado al proyecto complementario SCADA Sector Norte-Casabe.

#### **Estación Gala**

Con un presupuesto original de \$262 millones, se busca completar, a finales de 1987, la construcción de una estación recolectora de crudo en el nuevo campo de producción Gala. En 1986 se invirtió la suma de \$4.9 millones, o sea, un 2% del presupuesto.

#### **Estación Recolectora área sur-occidental. Lisama**

A finales de 1987 se pondrá en operación una estación de recolección de crudo en el campo Lisama (Sector Sur-occidental). En 1986 se invirtió la suma de \$4.8 millones que equivalen a un 3% del presupuesto (\$206 millones).

#### **Modernización, Planta de Gas. El Centro**

Esta planta, diseñada hace treinta años, fue sometida a un proceso de modernización para mejorar el factor de servicio y los aspectos operacionales energéticos.

La obra se terminó en junio de 1986, con una inversión total de \$32 millones.

#### **Planta de Gas Apiay-Ariari**

Esta instalación tendrá una capacidad de procesamiento quince MPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día), para producir gasolina natural y gas combustible para consumo en el área. El presupuesto aprobado es de \$3.050 millones, con una fecha de terminación esperada en diciembre de 1988. En 1986 se inició la planificación del proyecto.

#### **Estación Cóndor**

El proyecto contempla una completa remodelación de la vieja Estación Cóndor en el campo de Casabe, construyendo instalaciones nuevas y reparando los tanques de almacenamiento de crudo. En 1986 se invirtieron siete millones de pesos, con una ejecución presupuestal de 2% sobre el total de \$388 millones. Se espera terminar la obra en diciembre de 1987.

#### **Puentes Ríos Guamués y Putumayo**

Como colaboración con la región, la Empresa Colombiana de Petróleos está rehabilitando los puentes sobre los ríos Guamués y Putumayo, los que son muy importantes en las actividades de transporte de indígenas, colonos y propietarios. En 1986 se gastaron diez millones de pesos, de un presupuesto total aprobado de \$220 millones. Las obras quedarán concluidas a finales de 1987.

#### **Espolones Casabe y Cantagallo**

Con este proyecto, cuya planificación se inició en 1986, se espera tener, a mediados de 1987, once espolones nuevos y cuatro reconstruidos para defensa de las márgenes de los Campos Casabe y Cantagallo. El presupuesto es de \$181 millones.

### **3. PROTECCION AMBIENTAL EN EL AREA DE OPERACIONES DE BARRANCABERMEJA**

#### **Evaluación, Corrección y Prevención del Deterioro Ambiental**

En este proyecto se evalúa y corrige el daño que con el transcurso del tiempo ha sido causado por las actividades de la Empresa, en el ecosistema de Barrancabermeja (CIB), ELC, Casabe y áreas de influencia.

Asimismo, se toman las acciones correctivas necesarias y se realizan las obras requeridas para prevenir daños en el futuro. El presupuesto total es de \$1.600 millones de los cuales se han invertido \$777 millones a 31 de diciembre del año 1986 (49%). En 1986 se ejecutaron obras por valor de \$511 millones. El proyecto se completará en diciembre de 1987.

#### **Tratamiento Aguas Contaminadas, Planta de Balance**

El objetivo es recolectar las aguas contaminadas provenientes de la Planta de Balance, tratarlas para recuperar los hidrocarburos y eliminar los elementos en suspensión y finalmente descargarlas en estado de pureza aceptable al caño del Rosario. Se espera terminar las obras a finales de 1987. En 1986 se invirtieron noventa millones de pesos para un



total de \$330 millones a 31 de diciembre del mismo año, lo que representa un 67% del presupuesto (\$490 millones).

#### **Drenajes área de Galán**

Se están mejorando los diferentes sistemas de recolección de aguas lluvias y aceitosas en el área de Galán para evitar la contaminación de los caños que desembocan en el río Magdalena y en las ciénagas. De un presupuesto de \$250 millones se invirtió en 1986 la suma de cinco millones de pesos (2%). La terminación de los trabajos se prevé para mediados de 1987.

#### **Reposición Tuberías de Recolección de Crudos La Cira-Infantas**

Comprende el cambio de las líneas de recolección y transporte a las estaciones de los crudos de los diferentes pozos en el área de La Cira-Infantas, a fin de evitar la contaminación causada por pérdidas de petróleo cuando ocurren roturas en la tubería. Con este proyecto se busca mejorar la operación o mantenimiento de los sistemas de retención y separación de crudo en las estaciones. La terminación de las obras está fijada para marzo de 1987. Se gastaron en 1986 \$206 millones que corresponden a una ejecución presupuestal del 74%.

#### **Drenajes área Unidad U-05**

Se está optimizando el sistema de drenajes de aguas lluvias y aceitosas y de separación y recolección de aceite para evitar la contaminación de los ecosistemas acuáticos aledaños. En 1986 se gastaron \$41.4 millones, los cuales representan un 28% del presupuesto de (\$151 millones). Se espera terminar el proyecto en agosto de 1987.

### **4. OLEODUCTOS, POLIDUCTOS Y GASODUCTOS**

#### **Poliducto Andalucía-Yumbo**

Este tramo forma parte del poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo, que tiene por objeto aumentar la capacidad de transporte de combustibles para satisfacer la demanda del sur-occidente del país en los próximos años. El tramo consiste en ochenta y siete

km. de tubería enterrada de diez pulgadas, y fue entregado en junio de 1986. El costo de la obra (solo Ingeniería y Construcción) fue de \$830 millones, sobre un presupuesto original de \$833 millones.

#### **Poliducto Santa Rosa de Cabal-Pereira**

Se desplazó la línea de seis pulgadas del poliducto que pasaba por el área urbana de Santa Rosa, Dosquebradas y Pereira, llevándola a una zona donde no se prevén construcciones futuras. La fecha de terminación es mayo de 1987. El presupuesto asciende a 467 millones para Ingeniería y Construcción solamente. En 1986 se gastaron dos millones de pesos (1% de ejecución presupuestal).

#### **Variante Lérida**

Para permitir la construcción de la nueva ciudad de Armero en Lérida, se invirtieron ochenta y cinco millones de pesos con el fin de instalar dos líneas de seis y diez pulgadas, las cuales quedaron listas en diciembre de 1986.

#### **Oleoducto Planta Deshidratadora al Tanque Once**

En agosto de 1986 se terminó el reemplazo de la tubería vieja por otra de seis pulgadas entre la planta deshidratadora de la estación Galán y el tanque once. El proyecto tuvo un costo de \$11.2 millones.

#### **Línea de transferencia de Crudo Casabe-CIB**

Para julio de 1987 se espera concluir la instalación de la línea de dieciséis pulgadas entre la estación Cóndor en Casabe hasta la unidad de trasiego de crudo al Complejo Industrial de Barrancabermeja. En 1986 se invirtieron \$500 millones que equivale al 90% del presupuesto total.

#### **Aprovechamiento del gas de Cantagallo**

En diciembre de 1987 se espera concluir la construcción de un gasoducto y una planta compresora para aprovechar, en el Complejo Industrial, la cantidad de 4.8 MPCSD de gas natural proveniente del Campo Cantagallo-Yarirí. Este gas se quema actualmente en el campo de producción. En 1986 se gastaron \$1.229 millones para elevar la inversión a



31 de diciembre de 1986 a \$1.307 millones, que corresponde a una ejecución presupuestal del 88%.

#### **Gasoducto Lisama-Peroles**

En febrero de 1986 se terminó la construcción de un gasoducto en ocho y catorce pulgadas entre Lisama y Peroles, para recoger el gas de los campos Tesoro, Peroles, Margarita, Nutria y Lisama, y llevarlo al Distrito de Producción El Centro para su aprovechamiento energético. El costo del proyecto fue de \$112 millones.

#### **Gasoducto Apiay-Bogotá**

Durante 1986, se inició la planeación de un gasoducto en seis pulgadas de diámetro y 125 km. de longitud para transportar el gas del campo Apiay al sur de Bogotá, donde estará situada la estación de distribución. Con este proyecto para el cual se apropió una suma \$2.567 millones se espera utilizar este gas como combustible doméstico para la capital de la República. El gasoducto estará listo a fines de 1988.

#### **Oleoducto Guamo-Ortega**

En marzo de 1986 se terminó la obra, consistente en la rectificación del trazado de la línea para disminuir la longitud y en el reemplazo de todas las secciones de tubería que se encontraban en mal estado. Su costo ascendió a \$46 millones.

### **5. OPTIMIZACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS EN BARRANCABERMEJA**

#### **Integración Eléctrica**

Para mediados de 1989 se espera tener lista la integración, en un solo sistema, de las cuatro centrales de generación eléctrica del Complejo Industrial. Este sistema contará con un centro de control por computador para la supervisión en tiempo real de todo el conjunto. En 1986 se invirtieron \$582 millones para un total acumulado de \$1.229 millones en 31 de diciembre de 1986, equivalentes al 31% de la suma presupuestada (\$3.931 millones).

#### **Ampliación Red Eléctrica de Casabe**

Su propósito es mejorar todo el sistema actual de distribución eléctrica y llevar energía a los nuevos pozos del proyecto de recuperación secundaria. De un presupuesto de \$848 millones, se invirtieron cincuenta millones de pesos (6%) en 1986. Se espera terminar la obra en julio de 1987.

#### **Caldera Planta de Balance**

En octubre de 1986 se terminó la instalación de una caldera completa con una capacidad de 325.000 libras de vapor hora, con el fin de utilizar toda la capacidad de generación de energía eléctrica instalada en esta planta. La inversión total fue de \$600 millones.

#### **Cruce Río Magdalena Línea Transmisión Galán-Casabe**

En septiembre de 1986 se terminó el montaje de una nueva línea de transmisión para el proyecto de recuperación secundaria de Casabe. Esta línea tiene una capacidad de diecinueve MW (millones de vatios) a 115 KV (miles de voltios). El costo fue de cuarenta y tres millones de pesos.

### **PARTICIPACION NACIONAL EN LOS PROYECTOS**

Ecopetrol siempre ha propiciado la creación y fortalecimiento de empresas de Ingeniería, producción y servicios colombianos, además de lograr una participación cada vez mayor de su propio personal técnico en la concepción y realización de los proyectos.

Las cifras que se presentan a continuación, sobre la participación nacional (directa por Ecopetrol y por contrato con firmas colombianas), indican la existencia en el país de una capacidad creciente para la ejecución de proyectos completos, o de parte de los mismos, en obras industriales de gran magnitud debidamente "desagregadas".



Proyectos en:	Invertido a diciembre 31 de 1986 M \$*	Participación nacional en la inversión M \$*
1. Operaciones y procesos de refinación y petroquímica	5.545	3.470
2. Actividades de producción de petróleo crudo y gas	655	550
3. Protección ambiental Barrancabermeja	1.359	1.320
4. Oleoductos, poliductos y gaseoductos	2.878	2.420
5. Optimización sistemas eléctricos Barrancabermeja	1.922	1.320
<b>Total a 31 de diciembre de 1986</b>	<b>12.359</b>	<b>9.080</b>

\* M \$: Millones de pesos.

## PROYECTOS FUTUROS

Además de las actividades anteriormente señaladas, la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos ha venido estudiando dos importantes proyectos que entrarían en operación en el curso de la próxima década. Estos proyectos son:

### Nuevas unidades de refinación de petróleo

El proyecto consiste en estudiar el mejor esquema de refinación para abastecer la demanda nacional

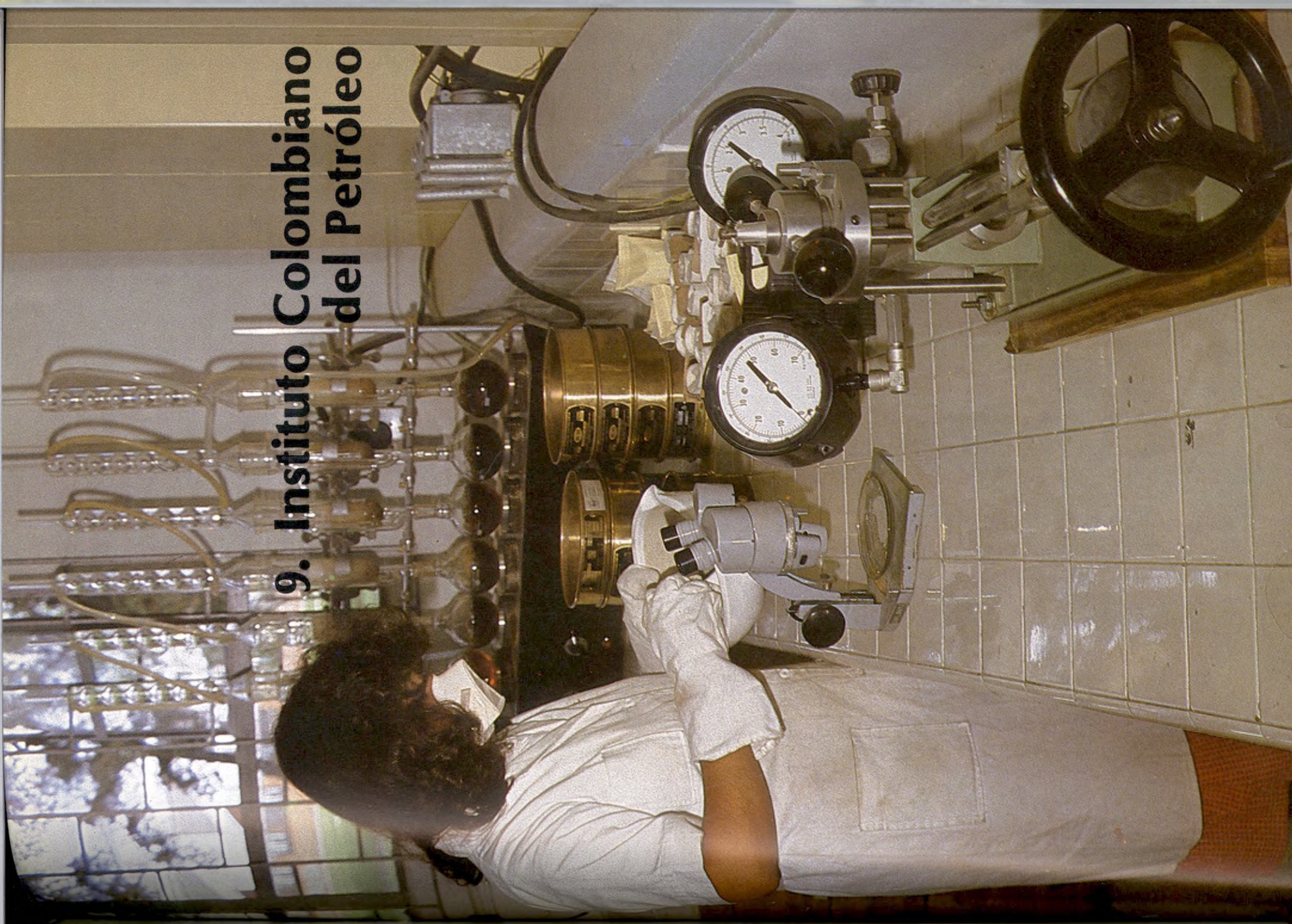
de productos blancos a partir de 1993, con una capacidad de refinación comprendida entre 60.000 y 100.000 barriles/día y un presupuesto de US\$550 a 850 millones. Dentro de este proyecto, Ecopetrol adelantó un estudio sobre las opciones de abastecimiento de la demanda hasta fines de siglo y su proyección a los primeros años de la próxima década. La firma Bechtel International, con una financiación de US\$165.000, del Trade and Development Program de los Estados Unidos, completó un estudio sobre el esquema de configuración que más se ajusta a la demanda de productos blancos, localización y rentabilidad económica.

### Nuevas plantas de polietileno y propileno

Con estas nuevas instalaciones se atendería la demanda nacional de estos polímeros, que actualmente se importan al país. Se construirían unidades de 60.000 ton/año de polietileno, para sumar esta producción a la ya instalada en Colombia y 60.000 ton/año de polipropileno. La firma SRI International realizó un estudio en el cual establece las mejores tecnologías de producción, localización y rentabilidad económica. El presupuesto para estas plantas es del orden de los US\$170 millones.



## 9. Instituto Colombiano del Petróleo





La labor básica del Instituto, en cuanto a investigación se refiere, está soportada por tres de sus divisiones: Exploración y Explotación, Refinación y Petroquímica y Desarrollo Energético y Ambiental, cuyos objetivos se orientan al planteamiento y desarrollo de una tecnología nacional. En cuanto a Promoción y Desarrollo Tecnológico, la responsabilidad recae en la División de Promoción Industrial y Control de Calidad.

Las principales actividades adelantadas en cada una de estas áreas fueron las siguientes:

#### **División de Exploración y Explotación**

Concentró sus esfuerzos en la satisfacción de las necesidades prioritarias de Ecopetrol y la industria petrolera nacional. En lo referente a investigación, desarrolló algunos proyectos sobre temas específicos de producción.

Los ingresos brutos por venta de servicios ascendieron a la suma de noventa y un millones de pesos.

#### **División de Refinación y Petroquímica**

De acuerdo con las directrices de Ecopetrol, esta División tiene a su cargo la realización de la Ingeniería Básica de los proyectos mientras que a la Vicepresidencia de Ingeniería y Proyectos le corresponde la Ingeniería de Detalle.

#### **División de Promoción Industrial y Control de Calidad**

Dentro de las actividades realizadas con los Núcleos de Articulación con la Industria (NAI) se llevó a cabo el Segundo Encuentro para intercambio de experiencias, se elaboró el Manual de Procedimientos de Coordinación de los NAI-ECOPETROL, el cual constituye la primera etapa en la estandarización de la metodología de trabajo del Proyecto de Sustitución de Importaciones y finalmente se efectuó el Foro Nacional de los NAI, durante el cual se hizo entrega a los gremios industriales del Catálogo NAI-ECO, de piezas seleccionadas, cuyo valor ascendió a la suma de \$1.200 millones.

#### **División de Desarrollo Energético Ambiental**

Ejecutó trabajos y asesorías en el campo de tratamiento de aguas residuales para los distritos de Producción, Complejo Industrial, Cartagena y Distrito de Oleoductos; elaboró marcos conceptuales para el estudio de impacto ambiental tanto para compañías asociadas como para Oleoductos; dió asesoría en planes de contingencias para derrames de crudo y elaboró estudios para residuos de sólidos, contaminación atmosférica y biodegradación de lodos de perforación.

Los ingresos de la División en el año, por concepto de consultoría y capacitación, ascendieron a 12.124.826.00 de pesos.

#### **División Administrativa**

Se trabajó en Información Técnica especializada para dar apoyo a las demás divisiones del ICP, a Ecopetrol y a la industria en general.

#### **Sistemas**

Se llevaron a cabo consultas a nivel internacional para determinar la configuración del equipo central de cómputo que será instalado en el ICP. También se adelantaron consultas a nivel internacional con instituciones similares al ICP para determinar las características de equipos de computación especializados, cursos de capacitación y equipos para servicios documentales y, con empresas distribuidoras de Hardware y Software especializado en industria petrolera, para coordinar visitas de especialistas de dichas entidades al ICP.

La creación del Instituto Colombiano del Petróleo ha satisfecho además, una necesidad nacional cual es la de hacer acopio de la experiencia, producto de 40 años de incansable y positiva labor de Ecopetrol en el campo tecnológico.

A nivel nacional, el plan de Sustitución de Importaciones fue recibido con beneplácito por los gremios de la producción, por su gran significado a mediano y largo plazo en cuanto a la generación de nuevos empleos, la utilización de la capacidad ociosa y la liberación de divisas.



---

El Plan Estratégico de Desarrollo para los próximos cinco años, que comprende inversiones en recursos humanos, equipamiento y planta física, constituye un esfuerzo inicial para determinar el apoyo

financiero que Ecopetrol debe dar para desarrollar un instituto similar a los de otros países, organismos que se han constituido en sólidos soportes tecnológicos y científicos.



## 10. Planeación Corporativa





Con el fin de programar el desarrollo integrado de la Empresa en el corto y largo plazo y con base en el análisis sobre la necesidad de contar en la estructura administrativa con una dependencia que coordinara la función de planeación en forma coherente y total, la Junta Directiva, en su sesión del 10 de septiembre/86, autorizó la creación del Comité de Planeación Corporativa y la Dirección de Planeación Corporativa.

El Comité, como órgano asesor de la Presidencia de la Empresa, tiene como función básica la formulación de políticas y el estudio de planes y programas coordinados y presentados por la Dirección de Planeación para la aprobación de Junta Directiva.

Este Comité está integrado por dos miembros de la Junta Directiva, el Presidente y demás integrantes del Comité Ejecutivo y el Director de Planeación Corporativa.

La Dirección de Planeación Corporativa fue creada como dependencia de la Presidencia, con los siguientes objetivos:

- Estudiar y proponer al Comité de Planeación Corporativa las políticas y estrategias básicas para el plan de desarrollo.
- Coordinar los programas operativos y elaborar con base en éstos el plan de desarrollo de la Empresa a mediano y largo plazo.
- Evaluar periódicamente la ejecución del plan y actualizar los programas y proyectos para un período igual al inicial.
- Promover e impulsar proyectos que por su magnitud o importancia afecten en forma apreciable el desarrollo de la Empresa y del sector petrolero.

#### PROYECTO DEL GASODUCTO CENTRAL

Para el aprovechamiento de los recursos de gas natural de los campos de la Guajira, descubiertos a principios de la década del 70 y de los cuales sólo se ha utilizado hasta el momento un 15% para con-

sumo en la mayor parte de la Costa Atlántica, se ha planteado el proyecto del Gasoducto Central. Para tal efecto, se constituyó una Sociedad Promotora entre Ecopetrol y varias empresas privadas, que se encargará de realizar los estudios necesarios y la construcción y operación del gasoducto.

El proyecto contempla tender una línea para gas a partir de la estación de Ballena en la Guajira, con rumbo sur, por el costado oriental de la Sierra Nevada de Santa Marta, a fin de atender la región sur de la Guajira, los departamentos del Cesar, Magdalena y sur de Bolívar que durante tantos años han quedado aislados de la utilización de este importante combustible.

Al extender la línea del gasoducto hacia el sur, vía Barrancabermeja, para alcanzar en un futuro la ciudad de Bogotá, se podrán atender las necesidades de toda el área de influencia, destacándose las zonas de consumo de Barrancabermeja y Cocomá.

El suministro de gas natural permitirá disminuir hacia el futuro la presión sobre la demanda de energía eléctrica ante los graves problemas de orden financiero que afronta el sector eléctrico. El gas natural constituirá una fuente de energía directa para el uso residencial de mucho mayor eficiencia y menor costo para el país. El gas también permitirá liberar combustibles líquidos en la zona central, en volúmenes que representarán para Ecopetrol la disminución de faltantes que se importan y la exportación de excedentes.

A este respecto, conviene destacar el desarrollo actual de los estudios para utilizar gas natural comprimido directamente en vehículos, disminuyendo así apreciables costos de importación de gasolina que realiza Ecopetrol.

Para el suministro adecuado de los nuevos usos de gas por este proyecto, se requerirá el desarrollo oportuno de las reservas costa-afuera del campo Chuchupa, con lo cual se podrá garantizar adicionalmente el suministro para el crecimiento de la demanda de la zona que actualmente utiliza gas en la Costa Norte.



# Annual Report 1986

---

Empresa Colombiana de Petroleos, ECOPETROL

---

A government industrial-commercial enterprise attached to the Ministry of Mines and Energy

---





## 1986 Figures

### EXPLORATION AND PRODUCTION

Test wells drilled	:	49
Test drilling (thousands of feet)	:	350.5
Investment in Ecopetrol and associate exploration (millions of dollars)	:	120.8
Development wells drilled	:	258
Development drilling (thousands of feet)	:	1,443.0
Investment in Ecopetrol and associate development drilling (millions of dollars)	:	77.3
Recoverable reserves at December 31, 1986		
— Crude oil (millions of barrels)	:	1,941.8
— Natural gas (Billion cubic feet)	:	4,015.0
— Natural gas — Petroleum equivalent (millions of barrels)	:	669.2
Crude oil production (thousands of barrels/day)	:	302.1
Ecopetrol crude oil production (thousands of barrels/day)	:	168.9
Supply of natural gas (billion BTU/day)	:	382.0
Supply of natural gas — Petroleum equivalent (thousands of barrels/day)	:	63.7

### ASSOCIATION CONTRACTS

Contracts valid at December 31, 1986	:	75.0
Area covered by these agreements (thousands of hectares)	:	7,028.0
Investment by associate companies — 1986 (millions of dollars)	:	115.6
Association reserve increase 1986 (millions of barrels)	:	387.0
Total associate production — 1986		
— Crude oil (thousands of barrels/day)	:	162.4
Ecopetrol	:	95.6
Associate companies	:	66.8
— Natural gas (billions BTU/day)	:	293.4
— Natural gas — Petroleum equivalent (thousands of barrels/day)	:	48.9

### REFINING

(Thousands of barrels/day)

Raw materials to refineries	:	201.3
— Barrancabermeja	:	140.7
— Cartagena	:	56.4
— Orito, Tibú and Plato	:	4.2
Refinery production	:	198.4
— Light products	:	139.4
— Heavy residues	:	59.0

### FOREIGN TRADE

Hydrocarbon imports		
— Volume (thousands of barrels/day)	:	21.2
— Value (millions of dollars)	:	126.3
Hydrocarbon exports		
— Volume (thousands of barrels/day)	:	104.2
— Value (millions of dollars)	:	461.8



**TRANSPORT**  
(Millions of barrels)

Crude transported via pipeline	:	46.6
Petroleum products transported via pipeline	:	55.0
Crude transported via land	:	5.7
River hydrocarbon transport	:	7.7
Coastal shipping of hydrocarbons	:	12.1
— Crude oil	:	7.1
— Derivatives	:	5.0

**DOMESTIC CONSUMPTION OF DERIVATIVES**  
(Barrels/day)

Light products	:	148,499
Heavy residues	:	12,504
Natural gas (fuel oil equivalent in barrels)	:	63,674
Total domestic consumption	:	224,677
Rate of growth 86/85 (%)	:	1.0

**NATIONAL PETROLEUM BALANCE**  
(Thousands of barrels/day)

Petroleum to refineries	:	201.3
Petroleum equivalent of imported motor gasoline (70% conversion)	:	30.0
Total demand for petroleum*	:	231.3
National petroleum production	:	302.1
National petroleum surplus	:	70.8

**FINANCIAL INFORMATION**  
(millions of pesos)

Total assets	:	476,643
Total liabilities	:	426,052
Networth	:	50,591
1986 loss	:	2,639
1986 investments	:	107,269
Subsidies	:	20,811
Tax revenue collected on products manufactured by Ecopetrol	:	59,712
Tax on imports	:	3,948
Employees	:	10,614

\* Does not include gasoline, butane and propane extracted from production fields.



## Presentation

The past year marks a milestone in Ecopetrol operational and financial activity, the results of which we are pleased to present to the public.

Colombia was fortunate in being able to resume its position as an oil exporting country. This important achievement was due to continuous and sustained application of the association contract system over a period of years, and to the establishment of clear, stable guidelines pertaining to foreign investment in joint ventures with Ecopetrol for the discovery of new hydrocarbon reserves. As a result of these efforts, the company concluded its 1986 activity in a favorable commercial position, reporting a net volumetric balance of 30,269 BPD and a corresponding surplus of U.S. 335.5 million. This enabled Ecopetrol to reverse its negative financial situation of previous years and present a favorable income statement showing a net profit of \$2,639,5 million pesos after taxes.

Yet, the challenge has just begun. The company must now take those steps necessary to ensure the country that Ecopetrol, Colombia's leading enterprise, is not only prepared to meet the challenge posed by oil self-sufficiency, but also to maintain this condition up to the end of the century.

For this reason, the Empresa Colombiana de Petróleos has adopted a line of action designed to intensify its own exploratory activity, as well as that developed under the association contract system; and to reorganize the firm in such a way so as to enable it to meet the challenge implied by oil self sufficiency up to the year 2000.

The National Exploration Fund was established with this purpose in mind. Created on the basis of sound economic criteria, the fund receives 10% of all income from the export of crude oil and petroleum derivatives. This will allow for financing approximately 90% of the Ecopetrol Five Year Plan: 1987-1991 which features a drilling program with an average 23 wells per year throughout the entire period. The magnitude of this figure is evident when one considers that exploration conducted by the company during the Eighties has resulted in an average of about five test wells per year.

To accomplish the goals of the Five Year Plan: 1987-1991, Ecopetrol must increase its activity by 500%. Accordingly, it has taken those steps necessary to reinforce operations in the area of exploration and production in a manner appropriate to the proposed plan. Yet, it is also important to highlight the success of our association policy, even in a year like 1986 which was characterized by market chaos

brought on by the varied interests of oil producers, especially those of the OPEC group. It is a well-known fact that the drop in international oil prices to levels near U.S. \$10 a barrel during early 1986 led to an approximate 40% cutback in exploratory activity throughout the world due to the reduction in liquidity experienced by oil companies. However, in spite of this situation, Colombia fared relatively well thanks to the combination of factors mentioned earlier. For example, 30 test wells were drilled under the association contract system during 1986 as opposed to 39 a year earlier. This represents a reduction of just 23%.

Ecopetrol's exploratory activity and that of its associates led to an increase in conventional oil and gas reserves which totaled 1,941,8 million barrels and 4,015 BCF. Production during 1986 averaged 302,139 barrels/day and 382,043 millions BCF/day of natural gas.

This extraordinary situation, characterized by the fact that Colombia was again able to satisfy its petroleum needs and resume its position as an oil-exporting country, coupled with the need to adapt the company's administrative framework in accordance with these new realities, forced Ecopetrol to make important organizational changes. One of these concerns the additional emphasis placed on exploration and production, as mentioned earlier. Others involved a wide range of company operations. The Commercial Vice Presidency was reorganized to allow for handling international marketing as well as domestic fuel distribution and new developments regarding natural gas, which I will refer to later. The Vicepresidency of Refining and Transport also underwent modification. A highlight in this respect was the creation of the Caño Limón-Coveñas District. This division was established to serve an area of singular importance to Ecopetrol. The company also strengthened its Vicepresidency of Associated Operations, thereby providing the structural basis for resolving to association contract matters. There were 75 such contracts in effect at the end of 1986. Reorganization of the Administrative Vice Presidency, fundamentally in the area of promotion and personal development, constitutes another important change made in accordance with plans designed to offer increased participation for the human element, our most valuable equity. The Vice Presidency of Engineering and Projects is conducting studies aimed at modifying our contract system so as to maximize efficiency in the execution of new projects. Changes in this respect will be based on strict compliance with Colombian law governing industrial and commercial enterprises. Finally, the Financial Vicepresidency has undergone alterations intended to reinforce treasury management and the coordination of outside investments involving those companies in which Ecopetrol has an interest.

Before concluding this brief summary of company administrative activity, I wish to highlight the importance of the



new Corporate Planning Office which is responsible for the formulation and design of immediate, medium and long-range development strategy for the fulfillment of Ecopetrol objectives. The recently established Office of Community Relations is yet another important organizational element created to link the company with those regions where Ecopetrol is involved in direct and/or associate operations. The objective is to strengthen the government's presence in these zones through the efforts of its major industrial-commercial enterprise, Ecopetrol, and to make the public aware of the fact that our purpose is not just to extract resources vital to the nation's economy, but also to provide compensation in the form of infrastructure that will help comply with the government's policy of encouraging development in those communities that have long been excluded from opportunities for progress.

In summary, the results of Ecopetrol's activities for 1986 were positive and, in macroeconomic terms, have allowed us to make a substantial contribution to national development through the transfer of \$14,022,6 million pesos in royalties and the signing of a contract for advance royalties concerning specific projects and development programs of benefit to the various regions.

Prospects for 1987 are encouraging. Thanks to resources generated by the export of crude oil and increases in domestic fuel prices, as decreed by the government at the end of 1986, Ecopetrol will be able to make important contributions in the following areas:

1. During 1987, the company will destine approximately \$31,000 million pesos for the National Rehabilitation Plan, with priority being given to the construction of major highways (Marginal de la Selva, Chinacota-Saravena, Neiva-San Vicente del Caguán, Pitalito-Mocoa, and San Alberto-Lisama-Puerto Araújo). Ecopetrol has already formalized the agreements required to transfer these funds.
2. Regarding programs for advance royalties, the company had committed sums amounting to \$11,043 million pesos by March, 1987 and expects to deliver approximately \$37,433,6 million pesos in royalties to regions, departments and communities during during 1987.
3. Besides the transfer of direct and indirect taxes to the national treasury, Ecopetrol will grant subsidies initially calculated at \$21,279.1 million. These pertain to motor gasoline imports, gas from the Guajira region, for fuel, thermoelectric activity, fuel transport and stove naphtha.

Ecopetrol faces an important challenge during 1987 and in the years to come. It must adapt its physical structure,

especially in terms of hydrocarbon transport and refining. Of major significance is the decision regarding the new refinery, since a proper balance between refining needs and installed capacity is essential in order to guarantee the nation a reliable supply of fuel.

In accordance with plans and guidelines established by the Ministry of Mines and Energy, the company has initiated preliminary studies for a central gas pipeline that will facilitate the utilization of this basic energy resource. This will not only provide Colombians with a more economical source of fuel, but will also contribute to fulfillment of the government's programs.

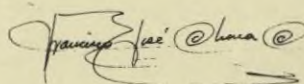
I wish to take this opportunity to emphasize the need for Ecopetrol to undertake the construction of new oil pipelines. Our present network is becoming insufficient to handle the transport of crude oil from new fields located primarily in the Llanos Orientales and the southern part of the country. The Llanos Central Oil Pipeline, scheduled for completion in mid-1988, will decongest Colombia's western region which has become a promising oil zone. However, the company must initiate the construction of a new transport system if it is to eliminate the bottlenecks already being detected and to provide for the opportune mobilization of crude oil to refineries and export centers. Besides guaranteeing a supply of oil for domestic use, additional transport facilities would also offer associate companies a mechanism vital to the recovery of their tremendous investment in hydrocarbon exploration and production.

Emphasis on the human factor of company activity is virtually as important as the foregoing objective. Ecopetrol has succeeded in maintaining harmonious relations with the labor union and is determined to design programs for promotion, training, and personal development that will allow for continued improvement of the labor force.

It is through the foregoing action that Ecopetrol has been able to comply with the plans and programs required to fulfill its commitment to the nation, thus contributing to the progress and welfare of all Colombians.

Sincerely,

Francisco J. Chona Contreras



President



# 1. Exploration and Production

## 1. GENERAL DATA

Colombia produced more crude oil in 1986 than ever before: 302,139 barrels/day. This enabled the country to regain the level of hydrocarbon self-sufficiency lost in 1977, and to resume the export of crude oil which had been suspended since 1973.

The decline in the international price of oil during the Eighties led to a 28% reduction in test drilling as compared to 1985, even though Ecopetrol maintained its level of activity. Forty-nine test wells were drilled during 1986.

The pace of development drilling remained similar to that of 1984 and 1985, with 267 wells drilled during the year. This was due primarily to an increase in Ecopetrol activity which helped compensate for the reduction in development drilling on the part of associate companies and concessionaires.

The success of Ecopetrol exploratory activities in 1986 led to the discovery of new reserves totaling 18.3 million barrels of crude oil and 8.7 billion cubic feet of gas. Exploration conducted under the association contract system brought about the discovery of 16.7 million barrels of crude. Reserves equal to another 1 million barrels were discovered in concession areas.

Proven domestic hydrocarbon reserves at December 31, 1986 came to 1,941.8 million barrels of crude oil and 4,015 billion cubic feet of gas.

## 2. SURFACE EXPLORATION

Seismic exploration in Colombia declined 30.1% in relation to 1985. This was due to a reduction in the exploratory activities of Ecopetrol (64.6%) and associate companies (23.7%). (Table 1 and Graphs 1-1A).

### Ecopetrol

Exploratory activities in 1986 focused on promising basins located in the Llanos Orientales region and the upper and middle valleys of the Magdalena River. These zones were selected on the basis of geochemical studies, surface geological work and photogeological evaluations done by Ecopetrol in 1985. A total of 740.1 km. in seismic survey patterns were developed in 1986: 321.1 km. corresponding to the Middle Magdalena Basin, 42.7 km. to the Upper Magdalena Basin and 376.3 km. to the Llanos Orientales. The company invested 3.2 million dollars in this activity.

Important exploratory action was taken in the DeMares region where a geochemical study done in 1985 (Sniffer System) revealed a series of anomalies, some coinciding with oil-bearing fields located in the subsoil. Information on the presence of these geochemical halos, together with data from other studies of the subsoil, made it possible to develop a more detailed design of the seismic surveys done in the area.

The company is aware of the need to reserve those sedimentary basin areas offering the least risk in terms of exploration. Accordingly, it has prepared a land map that includes the following types of areas:

1. Ecopetrol reserve areas to be explored by the company or through-risk agreements with other companies.
2. Areas being evaluated by Ecopetrol. This is land returned to the company as per the association contract system, whereby Ecopetrol reserves the right to reevaluate its position regarding the granting of new contracts for a particular area.
3. Areas covered by association contracts.
4. Areas subject to technical evaluation agreements.
5. Areas available for new association contracts.

### Association Contracts:

Associate companies reported 8,676 km. of dimensional seismic survey patterns and 200 square km. of tridimensional seismic surveys, recorded during 1986 at a total cost of 54.1 million dollars. These surveys were registered at basins in the Llanos Orientales, the upper and middle valleys of the Magdalena River and the Catatumbo region.

## 3. EXPLORATORY DRILLING:

Activity of this type declined considerably in relation to 1985. This was due primarily to the low international price of crude oil and resulting negative effect on investment trends (Tables 2 and 3 - Graphs, 2, 3, 4 and 4A).

### Ecopetrol:

Test drilling done by the company in 1986 totaled 79,419 drilled feet. This figure corresponds to seven finished wells and two still in drilling at the end of the year.



Ecopetrol concentrated its activity on the Llanos Orientales Basin where it drilled six test wells. Four were productive, thereby making the effort 66.7% successful. The other well completed in 1986 was drilled in the area known as the North District. It was also productive.

#### DISCOVERY WELLS FOR NEW RESERVES

Well	Classification	Area	Initial Daily Production of Crude
Suria Sur-1	A3	Apiay	3,025 barrels - 32.3° API (K2) 2,337 barrels - 32.1° API (K1)
Tanané-1	A3	Apiay	825 barrels - 29° API
La Punta-1	A3	Casanare	984 barrels - 23.5° API
Rancho Hermoso 2P	A2B	Casanare	1,228 barrels - 37.2° API

Test drilling performed by Ecopetrol represented 22.7% of all such activity conducted throughout the country in terms of drilled feet, and required an investment of 13.2 million dollars. This level of activity is similar to that maintained by the company during the past three years.

#### Association contracts:

Test drilling conducted under association contract agreements amount to a total 217,700 drilled feet. This figure corresponds to 36 finished wells and one still in drilling at the end of 1986. Nine of these wells were drilled in the Middle Magdalena Basin, seven in the Upper Magdalena Basin, one in the Catatumbo Basin and nineteen in the Llanos Orientales Basin where the pace of exploratory activity has increased during the past few years. Only seven of these wells were productive, thereby resulting in a 19.4% rate of success.

#### DISCOVERY WELLS FOR NEW RESERVES

Well	Classification	Area	Initial Daily Production of Crude
Guanapalo-1	A3	ELF Aquitaine-Rio Pauto	1,775 barrels - 37.9° API
Jordan Norte-1	A3	ELF Aquitaine-Cusiana	1,100 barrels - 27° API
Paravare-1	A3	ELF Aquitaine-Cusiana	1,070 barrels - 29.3° API
Caño Gandul-1	A3	Occidental-Corocora	730 barrels - 39° API
Toquitoqui-1A	A3	Hughes-Puli	270 barrels - 23° API

Exploratory activity conducted under association contracts in 1986 was equal to 62.1% of all test drilling done nationwide, and represents an investment of 50.3 million dollars. Considering the number of wells drilled, this activity declined 30.8% as compared with 1985.

#### Concession contracts

The only company to conduct test drilling in areas covered by *concesión* contracts was Houston Oil. Drilling was concentrated in the Upper Magdalena Basin and amounted to a total of 49,236 feet corresponding to five finished wells and another still in drilling at the end of 1986. One of these wells, La Jagua No. 1 completed on May 12, 1986, led to the discovery of new reserves. The well is 6,010 feet in depth and produces 725 barrels of crude per day (20.3° API).

The Apollo-1 well was drilled on private property in the Tubará area of the Upper Magdalena Basin. The well is 4,025 feet in depth and is being evaluated.

#### 4. DEVELOPMENT DRILLING:

There was a steady increase in development drilling prior to 1986. This was due to the Casabe secondary recovery project and the exploitation of new fields discovered by Ecopetrol, associate companies and other private firms. However, the pace of this activity suffered a slight decline in 1986 even though Ecopetrol increased its development drilling. This setback was the result of a drastic reduction in the activities of associate companies and concessionaires (Tables 4 and 5 - Graphs 5, 6 and 7).

#### Ecopetrol

The drilling of development wells as an efficient mechanism for hydrocarbon exploitation continues to be an important feature of company activity. Development drilling done by Ecopetrol in 1986 totaled, 1,090,245 drilled feet, corresponding to 216 finished wells and four still in drilling at the end of the year.

The finished wells are located in the following areas: 172 at the Casabe secondary recovery site, 26 in El Centro Production District, 7 in the South District, 5 in the North District and 6 in fields operated by the Production Management Direction of Ecopetrol.

This activity is equal to 80.9% of all development drilling conducted throughout Colombia during 1986, and represents an investment of 54.9 million dollars. Figures pertaining to development drilling by Ecopetrol in 1986 are the highest in company history.

#### Association contracts

Associate companies drilled 22 development wells totaling 100,417 feet. Nine of these were drilled under the Cravo Norte Association Contract for development of the fields at Caño Limon, La Yuca and Matanegra. Twelve were



drilled under the Cocorna Association Contract for development of the Cocorná field. Another was drilled at the Caño Garza field being developed under the Casanare Association Contract. These wells represent a 22.4 million dollar investment. The company's share in this investment came to 11.2 million dollars.

#### Concession contracts

Thirty development wells were drilled in areas operated under concession contracts. This activity represents 252,414 drilled feet, and corresponds to 18 wells drilled by Hocol in the Upper Magdalena Basin and 12 drilled by Intercol in the Middle Magdalena Basin. Development drilling in concession areas experienced a 43.4% decline in relation to 1985.

## 5. PRODUCTION

### Crude Oil

There has been a steady increase in domestic crude oil production since 1980. This is primarily the result of continued efforts on the part of Ecopetrol to maintain production levels at traditional fields and rapidly develop new ones. The company's decision to grant association contracts is another important factor. This policy has encouraged investment in exploration and the development of new fields. A re-adjustment in the price of old crudes also contributed to increased production.

Domestic crude oil production in 1986 rose to an average 302,139 barrels/day. This is a 71.2% increase above 1985, and is essentially the result of production initiated at fields pertaining to the Cravo Norte Association Contract with Occidental and Shell (Caño Limón, La Yuca and Matanegra). Average annual production in these areas was 110,655 barrels/day (Tables 6 and 7 - Graphs 6 and 7).

#### *Ecopetrol*

Production at Ecopetrol fields averaged 73,294 barrels/day in 1986. This is a 7.2% increase in relation to 1985 and accounts for 24.3% of all domestic crude oil production. A portion of this amount corresponds to an average 95,616 barrels/day credited to the company as its share of crude oil produced at fields operated under association contracts. This equals 58.9% of all associate production.

Total Ecopetrol production came to 168,910 barrels/day, an amount equivalent to 55.9% of all domestic crude oil production. This includes production from the company's fields, plus its share in associate ventures.

### *Association Contracts*

An average 162,421 barrels of crude were produced daily in 1986 under the association contract system. This amount equaled 53.8% of all domestic production, and represents a 395.5% increase in relation to 1985. Production originating at fields in the Arauca region being operated by Occidental and Shell under the Cravo Norte Association Contract was mainly responsible for the increase.

### *Concession contracts*

Crude oil production at concession areas averaged 66,424 barrels/day in 1986. This is 22% of all domestic production and reflects an 8% decline in relation to 1985. Private companies claimed a total 66,805 barrels/day as their share of production developed under the association contract system. This served to increase private companies' share of 1986 crude oil production to 133,229 barrels/day or 44.1% of total domestic production.

## NATURAL GAS

The supply of natural gas increased 0.1% in relation to 1985, averaging 382,043 MBTU/day. In terms of heating power, this is equivalent to 63,674 barrels of crude per day.

With regard to the total volume of natural gas supplied to the nation, 69.3% came from the North Coast region, primarily from the Guajira field where production averaged 231,264 MBTU/day in 1986. This is equal to 87.4% of all natural gas produced in the region. The Barrancabermeja zona supplied 29.5% of the total volume, while the remaining 1.2% originated in the provinces of Huila and North Santander (Table 8 and Graph 8).

The thermoelectrical sector consumed an average 168,659 MBTU/day or 44.1% of the total. Ecopetrol also utilized an important volume of natural gas: 108,105 MBTU/day or 28.3% of the total. Consumption in the petrochemical and industrial sectors registered respective figures of 2.7% and 23.5%. Domestic consumption continued on an upward trend, averaging 5,476 MBTU/day in 1986. This represents a 48.8% increase in relation to 1985 and a 1.4% rise in terms of total national consumption (Table 9).

## 6. HYDROCARBON RESERVES

Recoverable domestic hydrocarbon reserves at December 31, 1986 totaled 1941.8 million barrels of crude oil and 4015 billion cubic feet of gas. These figures include reserves discovered during the year and those resulting from a reevaluation of previously discovered fields, taking into account production performance and the drilling of additional wells (Table 10 - Graphs 9 and 10).



## Ecopetrol

As a result of test drilling, Ecopetrol discovered 18.3 million barrels of crude oil and 8.7 billion cubic feet of gas in the Llanos Orientales Basin. These reserves include:

### DISCOVERED RESERVES

Field	Crude-Mbbls	Gas-Gpc	Deposit
Suria Sur	11.2	5.8	Cretaceous (K1 and K2)
Tanané	0.9	2.6	Cretaceous (K1)
La Punta	1.9	0.08	Tertiary
Rancho Hermoso 2P	4.3	0.2	Tertiary

Reserves remaining to the company at the end of 1986 totaled 483.1 million barrels of crude oil and 557.1 billion cubic feet of gas. These include reserves discovered during the year, additional reserves obtained through the current application of secondary recovery and improvement methods, and, to a lesser degree, reserves in former concession areas reverted back to the nation.

Remaining hydrocarbon reserves at Ecopetrol fields equaled 24.9% of all crude oil and 13.9% of all gas reserves in the country at the end of 1986.

The company has claimed to reserves in association contract areas equal to 798.7 million barrels of crude oil and 1899.4 billion cubic feet of gas. With these, total Ecopetrol reserves amount to 1281.8 million barrels of crude and 2456.5 billion cubic feet of gas or 66% and 61.2% of all crude oil and gas reserves in the country.

### Association contracts

As requested by associate companies, seven technical-economic studies were conducted during 1986 to evaluate the commercial prospects of new fields. In this case, reserves accepted by Ecopetrol amounted to 16.7 million barrels of crude (between 27° and 30° API).

### COMMERCIAL PROSPECTS OF FIELDS

Field	Company	Contract	Reserves MB	Gravity API°
Redondo	Occidental	Cravo Norte	6.1	30.0
Caño Verde	Occidental	Cravo Norte	0.7	30.0
Sardinas	Elf Aquitaine	Cusiana	4.52	27.0
Guanapalo	Elf Aquitaine	Rio Pauto	0.86	29.3
Jordan	Elf Aquitaine	Cusiana	0.78	28.3
Jordan Norte	Elf Aquitaine	Cusiana	1.2	28.3
La Flora	Elf Aquitaine	Casanare	2.5	34.8
<b>TOTAL</b>			<b>16.66</b>	

Crude oil reserves in areas covered by association contracts registered an increase of 387 million barrels in 1986 owing to the discovery of new oil fields and the reassessment of reserves at existing fields (Cravo Norte and Palermo Contracts).

At the end of 1986, crude oil reserves in association contract areas amounted to 1340.1 million barrels. Gas reserves totaled 3208.4 billion cubic feet. Accordingly, 69.0% and 79.9% of the nation's recoverable reserves of crude oil and gas are situated in areas covered by association contracts.

### Concession contracts

Exploratory activity conducted by Houston Oil at concession areas located in the Upper Magdalena Basin led to the discovery of additional crude oil reserves equal to approximately 1.0 million barrels. These were tapped by the Jagua 1 well.

At the end of 1986, remaining hydrocarbon reserves in concession areas totaled 118.6 million barrels of crude and 249.5 billion cubic feet of gas, or 6.1% and 6.2% of all crude oil and gas reserves in the country.

Hydrocarbon reserves corresponding to private companies in association contract areas totaled 541.4 million barrels of crude and 1309.0 billion cubic feet of gas. Accordingly, remaining private reserves totaled 660.0 million barrels of crude and 1558.5 billion cubic feet of gas, or 34.0% and 38.8% of all remaining domestic crude oil and gas reserves.

## 7. ECOPETROL PROJECTS

### Exploration – The Ecopetrol Five Year Plan

In view of its commitment to supply the nation with opportune and economic sources of energy derived from petroleum and to provide for the rational extraction and refining of domestic hydrocarbon reserves, Ecopetrol has designed a plan of direct exploratory action constituting a search for additional reserves. These are essential if the country is to remain self-sufficient and produce exportable surpluses of hydrocarbons beyond the year 1993. The plan gives consideration to actual production and consumption levels, as well as remaining domestic reserves. Should the company fail to locate sufficient additional reserves and maintain current production levels, it will be obliged to begin importing hydrocarbons in 1993 to satisfy growing internal demand.

The plan also seeks to compensate, in part, for the reduction in exploratory activity of associate companies. This decline originated with low hydrocarbon prices on the world market.



Among other action, the Ecopetrol Five Year Plan (1987-1991) contemplates:

#### *A) Modern exploratory techniques*

The very latest in modern, exploratory techniques will be employed in an effort to optimize efficiency. This includes the use of aerogravimetry, the specialized processing of seismographic results, geochemistry and stations for interactive interpretation of geology and geophysics.

#### *B) Exploration for gas*

The company will intensify natural gas prospecting studies conducted in sedimentary basins located near major cities and consumption centers, such as the Bogotá Plateau and the Cauca Valley.

#### *C) Exploration for oil and gas*

Ecopetrol intends to concentrate its entire effort on areas of minimal exploratory risk. These are zones with proven hydrocarbon reserves and an adequate transportation infrastructure, such as the basins of the Llanos Orientales, the upper, middle and lower valleys of the Magdalena River, the Guajira region, Catatumbo and Putumayo.

The plan contemplates 80,000 km. of aeromagnetic gravity surveying, 15,000 km. of seismic profiles, 60,000 geochemical samples and the drilling of 114 test wells and 22 stratigraphic wells. This activity will require a total investment of 418 million dollars.

It is hoped that implementation of this plan will lead to the discovery of recoverable reserves equal to approximately 340 million barrels of crude oil and 1,000 billion cubic feet of gas.

### **Exploitation**

Ecopetrol has programs for secondary recovery and improvement in traditional fields and projects to accelerate the development of new ones. These activities are designed to increase the volumen of hydrocarbons produced directly by the company and to improve recovery operations at traditional fields. Among the many projects of this type, the following are especially important:

#### *The Casabe secondary recovery project*

This project is being carried out by the Vicepresidency of Exploration and Production. It involves the use of a water injection system at the Casabe Field and is designed to extract 70.7 million barrels of secondary crude and 13 million barrels of primary petroleum during a 16 year

period, with a production potential of 26.000 barrels/day by the end of 1988.

During 1986, the company drilled 172 wells in this area (including one abandoned well) and completed the construction of facilities for crude collection, storage and treatment in the south sector.

The following activities were also developed:

- Electromechanical installations were completed for collection stations 1, 2 and 3. Each station can handle up to 35,000 barrels/day. Production lines are being installed from the wells to the stations, and water discharge lines are being layed to the Magdalena River. Work was begun on the design of the Condor Station. This will be a handling and treatment facility for additional crude.
- With regard to the Scada System, the network of ducts was constructed, assembled and tested; and the multi-pair cable in the north sector was strung and tested.
- The Casabe-Galán electrical interconnection line (34.5 Kv) was completed. This project involved a segment across the Magdalena River. Work is also underway on the interconnection with Termobarranca and the refinery.
- Graded sections were constructed for two water-producing wells (50.000 barrels/day) to be drilled during the first semester of 1987. When these are complete, the area will have a total of nine water-producing wells capable of supplying the 300,000 barrels/day needed for the secondary recovery operation.

The company invested Col\$15.070.1 million in the Casabe Secondary Recovery Project during the period from January to November, 1986. Investment in the project since January, 1981 totals Col. \$ 33.834.8 million.

By the end of 1986, Ecopetrol had drilled 577 of the 583 wells planned for the project. Water injection was begun in the north sector during June, 1985, and 53 million barrels had been injected by December 31, 1986 at an average rate of 75,000 barrels/day. These recovery operations yielded 2.5 million barrels of additional crude oil. The current rate of recovery is 5,000 barrels/day.

#### *The Tibú vapor injection project*

A project is being implemented at the Tibú Field to increase production and improve recovery operations in the North District. This features a system to inject vapor into the green sands of the Carbonera Formation. The project is



expected to produce 11.8 million barrels of additional crude (17° API) during a ten year period. Its implementation calls for 78 production and injection wells (average depth of 1,000 ft.) to be drilled in 1987, plus the redesign of existing surface facilities. This will require an investment of approximately 4,000 million pesos.

The project has two injection phases: a cyclical two-year phase and a continuous phase encompassing an additional eight-year period. Injection activity will affect an area of 320 acres, and peak production is calculated at 6,000 barrels/day beginning in the fourth year of the life of the project.

#### *Development of the Apiay-Ariari area*

Exploration and development of the Apiay-Ariari area in the Meta region met with continued success during 1986, and led to an increase in recoverable petroleum reserves of nearly 35 million barrels. Current production averages 7,000 barrels/day (from the Apiay Field) and represents 30% of the area's potential. Production has been restricted primarily because of insufficient means for the transport of crude oil. Construction of the Llanos Central Oil Pipeline (1989) will solve this problem.

The facilities necessary to take opportune advantage of production potential are now being installed at each discovered field. Daily potential is estimated at 26,000 barrels of crude and 18 million cubic feet of gas.

The company is now accepting bids on the design, construction, assembly and operational start of a gas processing plant with a capacity of 15 million cubic feet/day. This facility will make it possible to take advantage of gas reserves in the area, satisfy local demand, and supply gas to the City of Bogotá.

## 8. ASSOCIATE OPERATIONS

The increase in the number of new association contracts signed during recent years and the diversity and complexity of control operations required to ensure efficiency at each stage of these agreements made it necessary for Ecopetrol to establish a vicepresidency in charge of associate operations. This office was created at the end of 1986 and began operating in January of this year.

The Vicepresidency of Associate Operations is responsible for promotion related to contracts of this type, control as to the fulfillment of obligations in the exploratory phase, the supervision of operations during the production phase, inventory of infrastructure at the fields, and financial control and analysis of Ecopetrol investments in association contracts.

### **Association contracts:**

There were 86 association contracts in effect at the beginning of 1986. Eight new contracts were signed during the year, and 19 were waived. Seventy-five association contracts were in force at December 31, 1986.

Fewer new contracts were signed in relation to the two previous years. Twenty-three new contracts were signed in 1984 and thirty in 1985. There was an increase in the number of contracts waived as compared with 1985 when only three were cancelled.

The 75 association contracts in force at December 31, 1986 cover a surface area of 7,028 hectares.

### **Associate exploration**

Investments in development drilling and the construction of production facilities were made to develop 14 association contracts. Twelve of these are in the exploitation phase, including the special Las Monas agreement. The cost of these investments came to 300.6 million dollars, with 149.9 million corresponding to Ecopetrol. The following association contracts were most affected by investments of this type:

#### *Cravo Norte*

Ecopetrol and Occidental de Colombia drilled 9 development wells, completed the construction of PF-1 production facilities and finished 95% of all building pertaining to PF-2, thereby creating a crude oil handling capacity of 270,000 barrels/day.

Infrastructure works for the maritime terminal at Coveñas were completed. These include a floating storage unit that began operating in July, 1986.

Ecopetrol invested the equivalent of 53.4 million dollars in the Cravo Norte Association Contract, and handled production averaging 110.6 thousand barrels/day in 1986.

#### *Cocorna*

The Texas Petroleum Co. drilled 12 development wells and, thus, was able to maintain production at 15.5 thousand barrels/day during 1986. Ecopetrol invested the equivalent of 7.5 million dollars in this contract.

#### *Palermo*

Hocol conducted no development drilling in 1986, but did continue to construct and assemble production facilities with a capacity to handle 40,000 barrels of crude per day. The average volumen of crude came to 10.5 thousand barrels/day.



Ecopetrol investments in this contract amounted to the equivalent of 4.3 million dollars.

### *Cubarral*

The company invested the equivalent of 0.13 million dollars to improve production under the Cubarral Association Contract with Chevron. This averaged 10.7 thousand barrels/day in 1986.

Investments were made in the Nare and Guajira contracts with the Texas Petroleum Co, the Casanare contract with Elf Aquitaine and the Huila contract with Petrocol. These amounted to the equivalent of 1.3 million dollars in development works.

Ecopetrol invest 0.56 million dollars to develop the special Las Monas contract with Occidental, Amoco and Arco. During 1986, the company made no investments in the San Jorge contract with Intercol, nor were there any disbursements for the Putumayo Association Contract with Argos or the Arauca contract with Intercol owing to the fact that these contracts have a sole risk clause.

There were no investments in the Upia B contract Lasmo Oil since the field is undergoing long production tests and has not been declared commercial.

## 2. Refining

The company refined more petroleum in 1986 than ever before (201, 292 barrels/day). This was due to a sufficient supply of domestic crude, and additional refining capacity provided by the new U-150 two-stage crude unit at the Barrancabermeja Industrial Complex. The unit began operating on March 28, 1986. Given a sufficient supply of domestic crude, Ecopetrol was able to halt the import of crude oil begun in 1976.

### 1. RAW MATERIAL TO REFINERIES

Colombian refineries processed 201,292 barrels/day during 1986 as compared with 185,200 barrels/day in 1985. This represents an 8.6% increase. Most of the refining was done at the Barrancabermeja Industrial Complex. This facility processed 140,703 barrels/day or the equivalent to 69.6% of all refining done in Colombia during 1986. The Cartagena Refinery processed 56,400 barrels/day or 28% of all crude refined in the country during the same period. The refineries at Tibú, Orito and Plato processed a total of 4,189 barrels/day, thus accounting for the remaining 2.1% (Graphs 11 and 12).

The Barrancabermeja Industrial Complex processed a record volumen of 160,000 barrels/day in September. The monthly average for October (152,900 barrels/day) was also the highest in Ecopetrol history. Owing to the availability of crude oil, the Cartagena Refinery registered maximum inputs following a general inspection of facilities, and processed 70,900 barrels/day in December.

### 2. PRODUCTION

Domestic production of light products came to 139,402 barrels/day in 1986. This represents 69.3% of all crude received for refining. The foregoing amount includes 133,953 barrels of fuel per day (propane gas, stove naphtha, industrial benzene, regular and extra gasoline for automobiles, aviation fuel, turbocombustion fuel, kerosene, diesel oil) and 5,449 barrels/day of petrochemical and special products. Daily production of heavy residues came to 55,714 barrels of fuel oil, 2,654 barrels of asphalt and 631 barrels of aromatic tar (Table 13). All asphalt and aromatic tar produced by Colombian refineries is destined for local consumption. The internal demand for fuel oil totals 2,988 barrels/day, and surplus production is exported.

Owing to the increase in refinery production, Ecopetrol was able to satisfy the nation's demand for fuel, with the exception of regular motor gasoline. This meant a considerable saving in foreign currency that would otherwise have been spent on hydrocarbon imports. The following figures reflect this situations:

- a) A 4,798 barrels/day reduction in motor gasoline imports, despite the normal increase in demand. Colombia imported 20,993 barrels/day in 1986 as opposed to 25,791 barrels/day in 1985.
- b) Exports of surplus diesel oil (2,052 barrels/day). Foreign sales of this product were banned in 1974 (3,134 barrels/day) due to limited refining capacity and a shortage of domestic crude.
- c) Gas oil exports amounting to 1,299 barrels/day. Mechanical problems with one of the catalytic cracking units made it impossible to convert this oil into gasoline.
- d) An increase in fuel oil exports equal to 902 barrels/day (52,575 barrels/day in 1986 as compared with 51,673 barrels/day in 1985).

The Barrancabermeja Industrial Complex also produced a number of petrochemical and special products for the local market such as low density polyethylene, cyclohexane, aromatic tars, solvents, sulphur and naphthenic acid (Table 4).



Poliiolefinas Colombianas, S.A., an ECOPETROL affiliate, supplied Colombian industry with 64,802 metric tons of low density polyethylene in 1986. It was necessary to import an additional 17,188 tons to satisfy local demand. Imports for 1985 came to just 4,500 metric tons.

### 3. INVESTMENT PROJECTS

The company executed an average 74% of its 1986 investment budget for the Barrancabermeja Industrial Complex and the Cartagena Refinery. This figure represents an outlay of \$1430.6 million pesos. Thirty-six investment projects were completed (22 at Barrancabermeja and 14 at the refinery in Cartagena). Work on the remaining 41 will continue during 1987.

Important progress has been made toward the completion of projects designed to optimize operations and increase the efficiency and service of refining facilities. The following are highlights of this activity:

- 3.1 Basic process engineering work was completed for a project intended to expand crude oil refining capacity. This will allow for an increase in light crude load capacity from 150,000 to 170,000 barrels/day and from 140,000 to 163,000 barrels/day for heavy crudes.
- 3.2 Modifications in the operation of the Visbreaker I Unit (the upward system in the reactor) led to a lower reaction temperature, a reduction in gas fuel consumption, an extension in the useful life of oven pipes, and greater liquid recovery.
- 3.3 The installation of a new oven implied a 1,000 barrels/day increase in load capacity and operational flexibility of the Demes Plant.
- 3.4 The production of commercial hexane and solvent No. 1 from aromatic tar was initiated at the Special Products Unit. The use of aromatic tar as a raw material ensures the production of these products in accordance with the quality and quantity required by the food industry, in spite of the reduction in natural gasoline supplied to the refineries.

### 4. ENVIRONMENTAL CONSERVATION

The establishment of technical guidelines for construction of a residual water treatment plant in Cartagena and the initiation of basic cleanup and recovery operations at Ciénaga Miramar in Barrancabermeja are among the most important environmental activities developed in 1986. In addition, Ecopetrol completed the installation of 14 forced aeration systems and supported a master plan for construction of a water and sewage system in Barrancabermeja as the only definitive solution to water and waste problems.

## 3. Transport

The Ecopetrol transport network is comprised of oil pipelines used to carry raw materials (crude oil and light products) from oil fields to refineries, product lines to mobilize fuel from refineries to consumption centers, a pipeline to convey export fuel oil from Barrancabermeja to Cartagena, and gas lines to transport natural gas from production fields to consumption centers.

Maritime, fluvial and land transport are used to complement the pipeline network. Map No. 1 illustrates the various componentes of the national network for hydrocarbon transport. In 1986, the network of oil and product pipelines totaled 8,371 km., of which 5,352 km (63.9%) belong to Ecopetrol and 770 km. correspond to the Caño Limón-Coveñas oil pipeline constructed by Occidental (25%), Shell (25%) and Ecopetrol (50%).

### 1. OIL PIPELINES

An average 127,600 barrels of crude/day were transported via Ecopetrol pipelines during 1986. This represents an additional 24.2% in relation to 1985 (Table No. 14) and was due to an increase in volumens dispatched from Huila to the Barrancabermeja Industrial Complex and to the availability of Caño Limón crude at Coveñas. The latter was made possible through renovation and expansion of the Ecopetrol pipeline (12" in diameter) between Ayacucho and Coveñas, and operation of the new Caño Limón-Coveñas line. This facility has permitted an increase in the volume of oil transported to Cartagena.

### 2. PRODUCT PIPELINES

Fuel transport in the different zones of the country totaled 127,400 barrels/day or 313.0 barrels/day/km. (B/km-d). This calculation is based only on fuel pumped from the refineries. When compared with 126,500 barrels/day (310.8 B/Km.-d) transported in 1985, this represents an increase of just 0.7% owing to a 2,800 barrels/day reduction in pumping via the Cartagena-Baranoa line. As a whole, the product pipeline network was used to transport 187.9 B/km.-d; a figure 3% above that registered for 1985.

### 3. FUEL OIL PIPELINE

The mobilization of export fuel oil from Barrancabermeja to Cartagena totaled 25,300 barrels/day. This is a 22.2% increase in relation to 20,700 barrels/day in 1985.



#### 4. GAS PIPELINES

An average 382.0 million cubic ft./day (MCFD) were transported via the different gas pipelines: 264.7 MCFD on the Atlantic coast and 117.3 MCFD in the central part of the country. Total natural gas consumption in 1986 came to 61,613 barrels of fuel oil/day (1 barrel of fuel oil = 6.2 million BTU).

#### 5. LAND TRANSPORT OF CRUDE OIL

Tanker trucks were used to mobilize an average 15,285 barrels/day. This represents a 31.8% increase in relation to 1985 and is attributed to greater volumens of crude transported, by land, between Casanare and Barrancabermeja, plus the necessity of transporting new crude from fields in the Llanos Orientales region (Gloria Norte, Santiago and Chichimene — Table No. 16). The company mobilized 229 barrels of crude via rail, yet this activity was terminated in May, 1986 owing to the inadequacy of service provided by the national railroad company.

#### 6. RIVER TRANSPORT OF HIDROCARBONS

This mode of transport was used to mobilize 21,205 barrels of hydrocarbons per day in 1986. The aforementioned figure represents a global increase of 7.0% in relation to 1985. Fluvial transport was conducted exclusively along the Magdalena River and involved mainly fuel oil destined for export (Table No. 17).

#### 7. MARITIME TRANSPORT OF HYDROCARBONS

Coastal shipping of hydrocarbons during 1986 was conducted on the following routes: Tumaco-Cartagena, Cartagena-Buenaventura, Cartagena-Pozos Colorados (Santa Marta) and Coveñas-Cartagena. An average 33,247 barrels/day were transported by sea. This represents an 8.0% increase in relation to the previous year. Forty-eight percent of this figure corresponds to Caño Limón crude transported from Coveñas to the Cartagena Refinery. In this case, maritime conveyance was necessary due to limited capacity of the pipeline linking these two geographic locations. Orito crude transported from Tumaco to the Cartagena Refinery during the first quarter of 1986 accounts for 9.9% of all hydrocarbons mobilized via coastal shipping routes. Crude from this region was available for export thanks to a sufficient supply of petroleum from the Caño Limón area. Fuel loaded in Cartagena for shipment to Buenaventura, via the Panama Canal, and destined to partially satisfy demand in the western part of the country accounts for 20.8% of this total; while 20.4% corresponds to surplus virgin naphtha and motor gasoline transported from the Cartagena Refinery to the Barrancabermeja Industrial Complex, via Pozos Colorados (Table No. 18).

#### 8. CAÑO LIMÓN-COVEÑAS DISTRICT

This district was created by the Ecopetrol Board of Directors on February 24, 1986, to operate the Caño Limón-Coveñas oil pipeline and the maritime terminal at Coveñas. The district is dependent to the Vicepresidency of Refining and Transport, and was established to comply with government decree No. 0128 of January 11, 1986 which reads as follows:

"The operation and maintenance of oil pipelines destined for the transport of crude oil and defined under the Petroleum Code as being for private use, together with that of all terminals entering into operation subsequent to the issue of this decree shall be conducted through the Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol."

The Caño Limón-Coveñas oil pipeline was built by the Cravo Norte Association formed by Ecopetrol, Occidental and Shell. The line permits above-ground transport of crude oil in the Caño Limón region. Prior to its construction, there was no pipeline between Caño Limón and Río Zulia; and existing systems linking Río Zulia and Coveñas offered only limited transport capacity. The new pipeline is designed to handle 200,00 barrels/day and includes 770 km. of 18", 20" and 24" diameter pipe, four pumping stations, two delivery stations, a maritime terminal for ships up to 100,000 tons deadweight, and a 2.6 million barrel floating storage unit.

An average 110,200 barrels/day were transported via the Caño Limón-Coveñas pipeline during 1986: 30,400 b/d for domestic refining, thereby eliminating the need to import crude oil, and 74,800 b/d for export (44.6% owned by Ecopetrol). The remainder corresponds to filling the line, crude lost through damage to the pipeline or terrorist attacks, and oil consumed in the pumping operation.

#### 9. INVESTMENT PROJECTS

The 1986 budget for investment in the Oil Pipeline District came to \$15,767,6 million pesos, of which \$13,331.9 million have already been invested. This figure is equivalent to 84.6% of the approved budget. Twelve out of 37 projects were completed and 25 were carried over into 1987.

##### a. Sebastopol-Medellín-Yumbo Product Pipeline

This project, representing a total investment of \$10.089,8 million pesos, is designed to provide an alternate route for the transport of fuel destined to satisfy growing demand in the western part of the country.

Investment in the project came to \$1,381,2 million pesos during 1986. This includes the following:



– Completion of construction on the Medellín-Cartago section (231.7 km - 10" diameter pipe). The section across the Cauca River has yet to be built.

– Completion of the Cartago-Yumbo section (158.1 km. – 10" diameter pipe). This facility began operating in August, 1986.

#### b. Supply Centers in the National Territories

This project is being developed as part of a programme to increase government presence in the National Territories. A total investment of \$638,1 million pesos is planned, with \$166,4 million invested during 1986 in the following activities:

– Initiation of operations at the Arauca plant (March, 1986).

– Construction of plants at Leticia and Puerto Carreño, with DAINCO responsible for administration and operation.

– Initiation of construction on plants at San José del Guaviare, Puerto Asís, Puerto Inírida and a 2.4 km section of pipe for unloading boats at Leticia.

#### c. Complementary Works: Central-North Coast Oil Pipeline

An extension of the fuel oil pipeline (66 km – 16" diameter pipe) went into operation during february, 1986. This facility, located between Sincé and Coveñas (Sucre province), has increased transport capacity to 50.0 KB/cd between Ayacucho and Coveñas. The project is valued at \$3,725,4 million pesos, with \$3,347,8 million pesos in accumulated expenses reported at December 31, 1986 (90% of the budget).

#### d. Central Oil Pipeline in the Llanos Orientales

This pipeline will have a capacity of 30 KB/D between Apiay and El Porvenir, 50 KB/D between Araguaney (Yopal) and El Porvenir, and 70 KB/D between El Porvenir and Velásquez. When completed, it will be used to transport crude oil from the Meta and Casanare provinces. The project requires a total investment of \$35,173,2 million pesos, of which \$12,663,2 million had been invested at December 31, 1986. The remainder will be invested during other periods. The line is scheduled for completion in the first half of 1988.

*Apiay-Araguaney sector:* Construction of a 22 km section of 10" and 20" diameter pipe was completed in 1986. The

entire project, except for an underwater segment across the Upiá River, is scheduled for completion in February, 1987.

*El Porvenir-Velasquez sector:* Ecopetrol awarded a bid for construction of a 260 km. segment (12" and 14" diameter pipe).

#### *Construction of Storage Tanks at Stations in the Llanos Orientales.*

Certification regarding initiation of construction for 87 tanks (830 KB storage capacity) was signed on December 10, 1986.

#### e. Sebastopol-Barrancabermeja Industrial Complex Pipeline

In order to transport crude from Huila and the Llanos Orientales (Meta and Casanare provinces), capacity of the Dina-Barrancabermeja pipeline, in the Sebastopol-Barrancabermeja sector, must be expanded through construction of an 80 km segment comprised of 20 inch diameter pipe. Bidding conditions and a basic design were prepared in 1986. A budget of M\$4,279,1 pesos has been approved for the project.

#### f. Installation of a Facsimile Network

The company is now nationalizing facsimile transmission equipment for Manizales, Pozos Colorados, Ayacucho, Bucaramanga, Salgar, Galán, Puente Aranda and Mansilla. This will improve communication between oil pipeline stations and headquarters in Bogota.

g. Work was begun to recondition oil pipelines damaged by the avalanche caused by the Arenas Volcano.

## 4. Marketing

The Commercial vice presidency was reorganized at the end of 1986 to ensure compliance with its major task of supplying petrochemical products and non-combustible petroleum derivatives needed to satisfy national demand. This unit is also responsible for the export and import of crude oil and petroleum derivatives, promoting the use of natural gas and liquid fuels, and advisory services pertaining to Terpel operations.

The following are key areas of activity assigned to the Commercial Vice Presidency: 1) export of surplus crude oil and petroleum derivatives, 2) import of crude oil and petroleum derivatives, 3) bunker sales, 4) distribution of natural gas and other domestic fuels, 5) petrochemical and



refined products, 6) coordination of Terpel operations, and 7) pricing of crude oil, gas and fuels.

Reorganization of the Commercial vice presidency will facilitate the management of company relations with affiliates or subsidiary firms and other companies in which Ecopetrol is a partner or shareholder. The goal is one of helping these companies to fulfill their corporate objective and apply the kind of aggressive marketing policies required for healthy and successful competition. With regard to Terpel and the gas companies, it is important that this office coordinate the commercial operations of these firms. It, therefore, must have a representative or delegate on the Board of Directors of companies in which Ecopetrol is a partner or shareholder.

In the area of consumer prices, the Commercial vice presidency must cooperate with the Financial vice presidency in the establishment of pricing criteria, taking into account that all final recommendations must reflect both financial and commercial judgements. The Commercial vice presidency will give special attention to distribution margins of the various intermediaries. It also will coordinate and supervise contracts affecting the price of crude oil and gas under association and concession agreements; obtain information, to the extent possible, on the ultimate destination of crude oil and other products exported; and reorient the briquette programme to serve the rural sector of the population.

### DOMESTIC SALES

In 1986, Ecopetrol supplied national industry with 22,585 BPCD of liquid industrial products: aliphatic solvents, petrochemical products, asphalts, sulphur and others.

Domestic sales declined 2.1% in relation to 1985. This was primarily the result of:

1. A reduction in the amount of fuel oil consumed by national industry (34.89%) and a corresponding increase in exports of this product.
2. Fewer liquid asphalt sales (51.72%) owing to the sole inclusion of deliveries to third parties under this item, and not volumes supplied to other Ecopetrol districts.
3. A decline in the demand for industrial benzene (16.87%) and corresponding reduction in motor gasoline imports.

Sales for a number of other products registered an increase in relation to 1985: sulphur (43.4%), naphthenic acids (33.4%), toluene (17.6%), benzene (13.7%), paraffins (12.61%), aliphatic solvents (11.0%) and Castilla crude (9.3%).

Sales reported for heavy residues totaled 2.316 BPDC thousand barrels/yr. in fuel oil, 2.281 BPDC thousand barrels/yr. in liquid asphalts and solids, and 680 BPDC thousand barrels/yr. in aromatic part utilized entirely by national industry. The foregoing sales represent an income of \$29,975,350 pesos for the company, or 38.95% more than in 1985 (Chart No. 2).

Ecopetrol was able to satisfy local demand for low-density polyethylene through its affiliate, Poliolefinas Colombianas S.A. Colombian industry was supplied with 64,800 metric tons of this product (an 8.85% increase in relation to 1985), of which 47,612 tons were produced in the country and 17,188 tons imported. Delivery of the foregoing volumes represents an income of 11 billion 223.59 million pesos or a 52.52% increase in sales as compared with 1985.

### FOREIGN SALES

Ecopetrol resumed the export of crude oil in 1986 owing to recent discoveries in the Cravo Norte sector of the Llanos Orientales. However, the company continued to import paraffin and motor gasoline needed to satisfy local demand. Due to a surplus of crude oil on the world market, prices for this product declined in 1986.

The price of hydrocarbons imported by Ecopetrol in 1986 averaged U.S.\$16.29 a barrel or 42.3% less than in 1985. The international price of fuel oil—which constitutes 44.68% of all company exports in US dollars—declined 50.1% in relation to 1985, averaging US\$10.75 a barrel in 1986. Despite an 89.35% increase in total export volumen, the value of exports rose only 1.81%.

An increase in the value of exports and the decline in imports led to a surplus of 335.5 million dollars as opposed to a 2.7 million dollars deficit reported for 1985. Taxes on gasoline imports were equivalent to approximately 16.1% of the CIF value.

Tables 20, 21, 22 and the graphs 14-15 and 16, contain information on Ecopetrol foreign sales for 1986 as compared with previous years.

### Imports

The company imported 7,752,536 barrels of hydrocarbons during 1986, or the equivalent of 21,240 BPCD at a total cost of US\$126,308,485.

Average CIF price was US\$16.29 per barrel. Motor gasoline imported from Mexico, Puerto Rico and Curaçao accounted for 98.8% of total import volume. Medium paraffin purchased outside the country represents 1.2% of all imports for 1986.



## Exports

The average price of fuel oil in 1986 was US\$10.75 per barrel (FOB Cartagena). In relation to an average price of US\$21.55 per barrel for 1985, this represents a reduction of 50.1%. However, imported motor gasoline averaged US\$15.70 per barrel in 1986 as compared with US\$29.33 in 1985. This is equivalent to a reduction of 46.5%.

The company exported 38,021,531 barrels of petroleum derivatives in 1986. This amounts to 104,169 BPCD at a total value of US\$461,805,094. Average FOB price was US\$12.15 per barrel.

In terms of volume, 50.5% of all exports in 1986 correspond to fuel oil, 43.4% to crude oil, 2.6% to bunkers and 3.5% to petrochemical products and other derivatives. Bunkers include fuel sales to foreign or domestic aircraft and maritime vessels servicing international routes.

## Gas Programmes

Government economic policy is characterized by a social economic concept that implies decided consideration as to how the energy sector, and particularly hydrocarbons, can best meet the basic energy needs of low-income groups in a way compatible to their payment capacity. Accordingly, the Ministry of Mines and Energy has adopted the use of natural gas as a basic strategy to provide the public, especially low-income families, with an alternate source of energy that is more economical than electricity, safer than stove naphtha and less costly for the country.

As of 1986, Ecopetrol has directed activities in this area toward:

1. Expanding the coverage of natural gas distribution networks in Atlantic coastal cities located within the area of influence for gas pipelines. Priority is given to low-income neighborhoods. This activity will benefit 37,000 families as new users of natural gas.
2. Initiating studies for the construction of gas pipelines and home networks to permit utilization of gas reserves located in the foothills of the Llanos Orientales and the Huila province. This activity is intended to increase usage in areas of influence and in other cities where the economic transport of gas is possible.

As part of this programme, Ecopetrol has already taken steps to begin direct construction of a gas pipeline from the Apiay deposits (Meta province) to Villavicencio, and later to Bogotá. This facility will be used primarily to supply gas for home consumption in marginal sectors and is expected to benefit 10,000 low-income families in Villavicencio and 250,000 in Bogotá.

3. Initiating construction of natural gas networks in Barrancabermeja. This activity is intended to fulfill a legitimate aspiration for a city serving as the center of petroleum activity in the country. Construction of this facility was postponed unnecessarily on various occasions owing to the fear of insufficient gas reserves in the Provincia and Payoa region. Yet, the low level of future consumption related to the network and improvements in prospecting for reserves make it reasonably safe to undertake this initiative. The project is expected to benefit 9,100 additional families.
  4. Developing a feasibility study for construction of a gas pipeline between the Guajira region and the City of Bogota. Given this perspective, a pipeline promoter company was founded to transport gas from the Atlantic coast to the interior of the country. Gas transported via this line will be destined for home consumption as well as industrial and thermoelectrical use.
  5. Increasing the supply of propane gas available to consumers. In 1986, Ecopetrol took the necessary steps to expand propane gas production during 1987 by approximately 600 thousand gallons/month. This increase in supply will be used to service an additional 60,000 families in various low-income neighborhoods.
- During 1987, the company plans to distribute approximately 5,000 gas stoves per month, complete with 40 and 20 lb. cylinders. This equipment will be available on credit, at generous terms.
6. A decided effort to develop projects now underway for the use of compressed natural gas in public transportation systems.

The following chart illustrates the 1987 Naturale Gas Programme for the major companies in which Ecopetrol is a partner or shareholder:

NATURAL GAS PROGRAMME - 1987			
City	31-XII-86	Projected Gas Installations/ 1987	Total
SURTIGAS S.A. (HEADQUARTERS IN CARTAGENA)			
Cartagena	11,000	16,000	27,000
Sincelejo	2,000	4,000	6,000
Sahagun	-	2,000	2,000

The company has approved initiation of the compressed gas programme for buses in Cartagena and Sincelejo (200 buses studied for 1987).



**GASES DEL CARIBE S.A.**  
(HEADQUARTERS IN BARRANQUILLA)

Barranquilla	24,000	15,000	39,000
Soledad	50	1,400	1,450
Santa Marta	4,096	5,500	9,596
Rodadero	1,278	500	1,778
Sabanalarga	988	580	1,568

The 15,000 installations to be made in Barranquilla during 1987 are programmed for neighborhoods in the south sector of the city (low-income sectors) such as Tayrona, Universal, El Limón, Las Palmas, La Magdalena, La Victoria, Cevillar and others.

**ALCANOS DEL HUILA LTDA.**  
(HEADQUARTERS IN NEIVA)

Neiva	19,000	5,000	24,000
Towns near Neiva	—	5,000	5,000

**GASES DE LA GUAJIRA LTDA.**  
(HEADQUARTERS IN RIOHACHA)

Riohacha	1,270	950	2,220
----------	-------	-----	-------

A feasibility study is now being done on installation of a compressed natural gas station in Riohacha so as to transport natural gas to the towns of Villanueva, San Juan, Fonseca, Maicao and Barrancas.

**GASORIENTE LTDA.**  
(HEADQUARTERS IN BUCARAMANGA)

City	31-XII-86	Users Estimated for 1987	Total
Bucaramanga	30,480	6,430	36,910
Barrancabermeja	—	2,500	2,500
Piedecuesta	—	600	600

**Terpel Companies: Coordination and Sales**

Reorganization of the Commercial Vicepresidency allowed for creation of the Liquid Fuel Division. This unit is responsible for coordinating activities of the Terpel Group, a series of public-private companies in which Ecopetrol is the major shareholder. The corporate purpose of the companies is to participate in the national market for the distribution of fuel and lubricants.

The Terpel Group is comprised of six companies with headquarters in Bogotá, Medellín, Manizales, Bucaramanga, Neiva, and Barranquilla. As illustrated in Chart No. 3, total sales reported for light products in 1986 averaged 25,797 b/day or 20.2% more than in 1985. The Terpel companies captu-

red 16% of the national market for light products in 1985 and 18.9% in 1986. The group sold 488,13 thousand barrels of industrial fuel in 1986, or 5.92% of the national total (Table No. 23).

The Terpel Group has a production and containerizing plant in Bucaramanga for automobile and industrial lubricants. All lubricants required by Ecopetrol for its industrial operations are processed at this facility. The group sold 2,920,000 gallons of lubricating oil in 1986. This represents a 26.4% increase in relation to 1985 (2,310,000 gallons).

An important aspect of Terpel activities concerns the Medellín-Río Negro Product Pipeline and the Río Negro supply plant. These facilities began operating in 1986, and represent a \$750 million pesos investment project designed to supply aviation fuel to the José María Córdoba Airport.

## 5. Domestic Consumption and Prices

In 1986, the domestic demand for fuel amounted to 224,677 barrels/day: 66.1% corresponding to light products, 5.6% to heavy residues and 28.3% to natural gas. This last percentage is equivalent to 63,674 barrels of crude oil.

Total hydrocarbon consumption increased 1.0% during 1986, a level below those observed in 1984 and 1985 (2.1% and 1.4%). This phenomenon is attributed to a 1.4% decline in the demand for middle distillates and a mere 0.1% increase in natural gas consumption.

Table 24 and Graph 17 summarize fuel consumption patterns in Colombia for the 1980-1986 period.

### LIGHT PRODUCTS

The term "light products" corresponds to fuel used in land, air, rail and fluvial transport, to liquid fuel for home use and to lightweight, liquid industrial hydrocarbons.

During the past year, the domestic demand for light products rose 1.8% in relation to 1985, averaging 148,499 barrels/day. A 3.3% increase was reported in the domestic demand for gasoline (regular and extra) which amounted to 91,035 barrels/day. This figure represents 61.3% of all light products consumed during 1986.

Middle distillates (diesel oil, kerosene and jet fuel) accounted for 27.8% of all light products consumed during the



past year. The demand for middle distillates totaled 41,338 barrels/day, a figure 1.4% below consumption reported for 1985.

### Heavy Residues and Natural Gas

These hydrocarbons are used almost exclusively to generate thermoelectricity and as industrial fuel. In 1986, their consumption declined 0.7% to a level of 76,178 barrels/day. This is equivalent to 33.9% of the domestic demand for hydrocarbons.

Natural gas consumption during 1986 equaled 63,674 barrels of crude per day. This represents a 0.1% increase in relation to 1985. Fuel oil consumption declined 36.7% to an average of 2,315 barrels/day. In contrast, there was an 8.3% increase in the amount of crude oil used as fuel (10,189 barrels/day). Consumption of heavy residues, as a whole, declined 4.3% during 1986.

### DOMESTIC FUEL PRICES

During 1986, the Colombian government maintained the same domestic price structure as applied in previous years, attempting to discourage superfluous use and excessive increases in fuel consumption.

Fluctuations in the consumer price of regular and extra gasoline since 1980 are shown in Table 25 and Graph 18. These are the same as rates charged for diesel oil and kerosene. Between 1980 and 1986, the increase in the price of these fuels was below the rate of inflation. In real terms, this implies a yearly reduction in prices equivalent to 0.7%.

A similar situation can be observed with regard to the price in current dollars which fell from US 0.75 per gallon in 1981 to US 0.49 per gallon in 1986. This represents an annual decline of 6.8% and implies that fuel prices charged to the public have gradually been reduced, both in current dollar and constant peso value.

## 6. Financial Management

Activities developed in 1986 led to a financial growth of 52.4%. This is attributed to a \$163,847,0 million pesos rise in assets resulting from an increase in operational activities, especially in the areas of exploration and drilling, investment in association contracts, and the construction of oil pipelines and other industrial facilities, all of which necessitated greater long-term financial commitments. Results, in terms of operation, were also favorable. Ecopetrol reported

\$2,639,5 million pesos in commercial income during 1986 as opposed to a \$25,425,3 million pesos loss in 1985. This positive balance was mainly due to a reduction in the rate of devaluation, a decline in the cost of raw materials, an increase in fuel prices and a rise in exports, mostly crude oil.

The devaluation rate experienced a marked decline, falling from 51.2% in 1985 to 27.2% in 1986. This trend is favorable, given the magnitude of foreign currency liabilities. The Colombian government decreed an increase in fuel prices, effective as of January 2, 1986. This also served to generate additional income.

A positive commercial balance of US 301,8 million in 1986 exercised considerable influence on profits for the period. An important factor in this respect concerns the shift in Ecopetrol's position from an oil importer, in 1985, to that of an exporter during 1986. This, in turn, led to a drastic reduction in motor gasoline imports.

### INCOME STATEMENT

Operational income in 1986 was \$68,714,5 million pesos above that reported during the previous year. This represents a 30.9% increase attributed primarily to a notable rise in exports and revenue from transport, services and national sales. Exports rose 43.8% owing to new income from the sale of crude, diesel oil and gas oil on the international. Greater income from transport, services and national sales was due to the rate and price increase decreed by the Colombian government on January 2, 1986.

Ecopetrol spent \$44,976,7 million pesos less on raw materials and purchased products than in 1985. This was due to the halt in crude oil importing. The company also reported fewer motor gasoline imports, at lower unit prices, and a reduction in the average price of domestic crude.

Sales costs rose 37.9% to a level \$3,074,5 million pesos above that of 1985. This situation is attributed to an increase in rates for fluvial transport and natural gas distribution on the Atlantic coast, coupled with larger export volumes.

General expenses and operating costs surpassed those of 1985 by \$91,983,9 million pesos, with increases registered under the heading of employee benefits, miscellaneous costs, pension costs, various services to third parties, general expenses, etc. This was an obvious consequence of Ecopetrol operational development during 1986.

Combined employee benefits and pension costs surpassed those of 1985 by \$43,381,9 million pesos. This was prima-



rily due to an increase in liabilities corresponding to provisions for future retirement pensions.

Growth in Ecopetrol operational activity, particularly in terms of associate operations, led to greater costs for depreciation, amortization of intangibles in drilling, royalties, operating contracts and depletion, among other items.

The consolidation of income, costs and expenditures for 1986 resulted in a net profit of \$2,639,5 million pesos, minus an income tax provision.

## GENERAL BALANCE

Company assets totaled \$476,643,0 million pesos in 1986 or \$163,847,9 million pesos above those reported for the previous year. This is equal to a growth of 52.4% and is attributed to the following factors:

- A \$37,012,5 million pesos increase in assets owing to additional deposits with the Banco de la República (Central Bank) for convertible securities and to larger balances on accounts receivable from national and foreign clients for the sale of products and provision of services.
- A \$16,947,0 million pesos growth in the inventory of materials and equipment for projects, operational materials and products. This was the result of Ecopetrol expansion.
- A 10.8% increase in long-term assets due to new capital investments in Carbones de Colombia S.A. (Carbocol).
- Expansion in the rate of growth applying to fixed assets: 62.8% or \$83,101,0 million pesos above figures for 1985, including a 164.1% increase corresponding to property, plant and equipment. The latter is attributed to the capitalization of projects such as those involving the Caño Limón-Coveñas oil pipeline (partial capitalization), the new CDU plant and the new hospital in Barrancabermeja.
- A \$24,323,1 million pesos increase in oil-bearing areas. This involves greater investment in the Cravo Norte, Casabe, Lisama, and Villavicencio areas, among others, and capitalization of the Palagua Concession which reverted to the nation on November 7, 1986.
- A \$1,089,4 million pesos reduction in deferred assets due primarily to the legalization of advances made to customs agents for costs involved in the import of materials and hydrocarbons.

Total liabilities increased by \$151,848,8 million pesos in relation to 1985. This rise of 55.4% is attributed to the following factors:

- An increase of \$10,652,5 million pesos in current liabilities owing mainly to current maturity of foreign currency obligations.
- A 90.3% (\$89,124,9 million pesos) growth in long-term liabilities owing to the acquisition of new foreign currency obligations (e.g. utilization of a US\$200,0 million jumbo loan, the IBRD loan and new loans extended by AKA of Germany, Exim Bank of Japan and the Industrial Bank of Japan to finance associate operations and projects at Cravo Norte and Casabe).
- An growth of 86.4% (\$51,400,7 million pesos) in Other Liabilities. This is attributed primarily to an increase in the provision for future retirement pensions, provisions for the import of materials and equipment, and those for the payment of taxes on income and industrial and commercial activity.

The company reported a 31.1% increase (\$11,998,2 million pesos) in net worth owing to 1986 net profits and the capitalization of Palagua Concession assets for \$9,358,7 million pesos.

Principal financial indexes from the 1986 fiscal year appear in Table 26.

## INVESTMENT

Ecopetrol invested \$107,268,8 million pesos during 1986. This amount is \$424,0 million pesos (-0.48%) below that reported for the previous year (Table 27 and Graph 19). The majority of these investments (76.8%) correspond to exploration and development of company-owned oil fields and to Ecopetrol participation in association contracts. The most important of these is the Cravo Norte agreement signed with Occidental.

Activity developed in 1986 under the Oxy-Cravo Norte association contract led to the discovery of 10 wells and the drilling of 9 development wells, in addition to termination of construction on production facilities comprising a treatment capacity of 70,000 barrels/day. Development of work on the collection station was on the order of 95%. This facility is expected to have a final treatment capacity of 200,000 barrels/day. The Río Zulia-Coveñas oil pipeline was also finished during 1986, thereby completing the crude oil transport system operating between the Caño Limón field and the maritime terminal at Coveñas.

Important progress was made regarding the construction of supply stations in the National Territories. The plants at Arauca, Leticia and Puerto Carreño were completed during 1986. Those to be located at San José del Guaviare, Puerto



Asis, and Puerto Infrida are scheduled for construction in 1987.

Two segments of the Llanos Central Oil Pipeline have already been built. These include the Araguaney-El Porvenir and Apiay-El Porvenir sections comprising 227 km of pipeline. Construction of the pumping stations and a final 260 km segment between El Porvenir and Velasquez is scheduled for 1987.

### SOCIAL DIVIDEND

Ecopetrol provided Colombian consumers with \$20,811,2 million pesos in subsidies during 1986. These were distributed as follows:

- The company imported gasoline at an average price equivalent to \$84.21 pesos/gallon, including import tax. Upon selling this product to the consumer, Ecopetrol received just \$65.46 pesos/gallon, thereby assuming a loss of \$18.75 pesos. When applied to the volume of gasoline imported during 1986, this represents a yearly subsidy of \$6,034,2 million pesos.
- Stove naphtha is a fuel made from a component of regular gasoline and, therefore, should be similar in price. However, stove naphtha is sold to the public at \$7.91 pesos/gallon. When compared with the price of gasoline (\$84.21 pesos/gallon), this represents a loss of \$76.30 pesos/gallon or a yearly subsidy of \$3,562,8 million pesos for 1986.
- In an effort to maintain reasonable consumer prices on fuel distributed in the Nariño province and at plants in the Llanos Orientales, Ecopetrol subsidizes fuel transport via tanker truck to these areas. During 1986, the company transported approximately 926,000 barrels of fuel at a cost of \$344,6 million in subsidies.
- Prior to march 20, 1986 fuel delivered to Colombian aircraft and ships engaged in international traffic was priced below that sold to aircraft and ships belonging to foreign companies. This price difference constituted a subsidy of \$128.1 million pesos charged to the company.
- During 1986, each 1,000 cubic feet of natural gas from the Guajira region was priced \$49.83 pesos above the sale price to Colombian consumers. This distribution loss amounted to \$3,786,0 million pesos in subsidies for natural gas consumers.
- Electrical companies serving the public, particularly thermoelectric firms on the Atlantic coast, purchase diesel oil and natural gas at subsidized prices that are

below those charged to the general public. Ecopetrol assumes the difference which amounted to \$6,955,5 million pesos in 1986.

### TAXES

The company collects a major portion of all taxes added to the sale price of the products in sells to the public. Tax revenue from products manufactured by Ecopetrol came to \$59,712,4 million pesos in 1986. This includes the following:

- \$47,437,5 million pesos corresponding to the National Highway Fund tax added to the price of diesel oil and regular and extra gasoline.
- \$11,753,7 million pesos in sales tax on products distributed by Ecopetrol.
- \$521,1 million pesos in revenue corresponding to the tax and subsidy on regular and extra gasoline. These funds are distributed to the provinces, intendencies, lesser political divisions of the country, and the Special District of Bogotá.

New taxes on imports were established under Law 50/84 and Law 55/85. These levies amounted to \$3,948,1 million pesos in 1986. In summary, Ecopetrol contributed \$63,660,5 million pesos in taxes during 1986.

### INVESTMENT IN OTHER COMPANIES

During 1986, net investments in other companies registered an increase of \$8,535,7 million pesos as compared with the previous year. This situation was primarily the result of investments in energy resource exploration, including those in Carbones de Colombia S.A. (Carbocol) which totaled \$6,035,6 million pesos or 70.7% of the overall increase in investments for 1986. However, it should be noted that Carbocol reported losses of \$914.3 million pesos in 1986. This not only affected its net worth but also the value of Ecopetrol's net investment by \$447,6 million pesos, thereby resulting in a net increase of \$5,588,0 million pesos in the same.

Highlights pertaining to investment is the transport and distribution sector include \$311.3 million in capital for the establishment of Terpel Nacional and a \$22.9 million peso investment in Terpel Sur.

Important increases were also observed with regard to the intrinsic value of shares corresponding to most of the firms in which Ecopetrol has an interest. This was the result of 1986 profits and subsequent increases in net worth (Table 28).



## Carbocol

Carbones de Colombia S.A. reported \$352,070 million pesos in total assets at December 31, 1986. Investments in the Cerrejon North Zone account for 86.7% of this figure.

Long-term liabilities totaled \$268,453 million pesos at the close of 1986 (90.6% total liabilities). These primarily correspond to the company's foreign debt (84%) with international banks and export agencies.

During 1986, Carbocol increased its authorized capital from \$44,000 million pesos to \$64,000 million. Shareholders subscribed \$12,335 million pesos in stock, thereby increasing outstanding capital to \$55,609 million pesos at December 31, 1986. The company's debt ratio rose from 79% in 1985 to 84% in 1986.

An influx of US\$380 millions from a US\$1,000 millions jumbo loan in which Carbocol is the principal beneficiary constitutes the financial highlight of the year. These funds were used to settle national and foreign transitional loans and to terminate facilities comprising the North Zone Project. Betun in 1981, the project was completed by Morrison Knudsen, the principal contractor, and delivered in June, 1986 at a total cost of US\$2,517 millions.

The coal exploitation phase of the project, begun in 1983 with 50,000 tons/year, was formally initiated in February, 1986 upon embarkation of the first shipment using basic infrastructure developed within the project. Production totaled 5,084,000 tons in 1986.

With regard to commercial activity, Carbocol signed sales contracts during 1986 for 970,000 tons of coal. These agreements, plus long-term contracts signed in previous years, represent over 4.7 million tons of coal destined for Europe, the United States, the Far East and the Caribbean.

Although sales increased from \$9,844 million pesos in 1985 to \$16,909 millions in 1986, Carbocol reported a net loss of \$914 million pesos as opposed to \$660 million in profits for 1985.

## Promigas

The company reported \$13,752 million pesos in assets at the close of 1986. This represents a 19% increase (\$2,206 million). In relation to 1985 and was basically the result of exchange differences pertaining to foreign credit used to finance projects involving compressed natural gas, a gas dehydration plant and automatic operators installed on the gas pipeline. Liabilities totaled \$8,072 million pesos; a figure equivalent to an increase of 9.7% (\$715 million) in relation

to 1985. The company's debt ratio declined from 63.72% to 58.70%.

During 1986, Promigas began developing a project intended to promote the use of natural gas in automobiles. Two service stations were established in Barranquilla for this purpose, and 45 urban buses were adapted to operate using natural gas. With regard to natural gas for home and industrial use, Promigas has expanded its distribution network, associated 14 new companies, and connected 11,705 additional users. In 1986, natural gas production at fields in the Guajira region generated \$405 million pesos in royalties for the province and \$106,6 million for the City of Manauere.

Income from natural gas transport, distribution and service to customers totaled \$5,971,4 million pesos or \$1,288,5 million more than in 1985. Net income increased from \$1,441 million pesos in 1985 to \$2,656 million in 1986.

## Monomeros Colombo Venezolanos

The past year marked another milestone for Monomeros Colombo Venezolanos. Total assets increased 30%, climbing from \$11,192,5 million in 1985 to \$14,549,7 million in 1986. This contrasts favorably with a mere 17.6% rise in total liabilities which increased by \$1,512 million pesos to a total of \$10,066 million. The firm's debt ratio fell from 76% in 1985 to 69% in 1986, while solvency rose from 1.18% to 1.23%.

The company reported a profit of \$2,843,9 million, after taxes. This represents a 122.2% increase in relation to the figure of \$1,280,0 millions corresponding to 1985. Net sales totaled \$27,393 million pesos or 35% above those in 1985.

## Petroquímica del Atlántico

The company balance sheet at December 31, 1986 shows total assets valued at \$2,354,3 million pesos. This is equivalent to a 75% increase (\$1,013,2 million) in relation to 1985 and is attributed primarily to acquisition of the El Difícil Barranquilla gas pipeline, purchased from Antex Oil & Gas Co., Inc., and to a revaluation of stock investments caused by a variation between the purchase price of the stock and its net worth or market value. Counterbalancing this growth in assets, liabilities registered an increase of \$409,6 million corresponding to long-term accounts payable. Due to the revaluation of investments, coupled with expanded profits and reserves, the company reported an additional \$187,6 million in net worth. There was a shift in liquidity from 1.0% in 1985 to 0.8% in 1986, while the debt ratio stayed at around 66%.

Petroquímica del Atlántico registered a net profit of \$285,0 million pesos in 1986. This is equal to a 57% increase in



relation to 1985 and is attributed to tax benefits resulting from a reduction in tax rates applying to corporations and the elimination of double taxation on dividends received. Operational income from the transport and sale of natural gas totaled \$658,4 million pesos, while other income corresponding to dividends, yield on time deposits and bonds came to \$252,4 millions.

#### **TERMINALES DE DISTRIBUCION DE DERIVADOS DE PETROLEO - TERPEL**

Operations of the six Terpel firms which involve the distribution and sale of petroleum derivatives produces satisfactory results during 1986. Total sales, including those of Terpel Nacional (founded in march, 1986 and now known as Terpel de la Sabana) came to \$45,730,7 million pesos. This represents a 32.3% increase when compared with \$34,563,8 millions in total sales reported for 1985. Operating profits rose to \$1,296,7 millions. However, net profits were adversely affected by a tax reform (Law 75 of December, 1986) and, therefore, increased just 14.7%. The company reported a net profit of \$939,9 million pesos in 1985 and \$1,078,2 millions 1986.

Total assets for the six Terpel companies came to \$10,405,1 millions at the end of 1986. This figure is \$2,526,5 millions (32%) above that of \$7,878,6 millions registered for 1985.

#### **Terpel Antioquia**

The company reported a 31.6% growth in assets during the past year. These increased in value from \$1,253,9 million in 1985 to \$1,650,1 millions in 1986, while liabilities rose 21.2% to a total of \$1,052,9 million pesos. The debt ratio declined from 69.3% in 1985 to 63.8% in 1986.

Sales rose from \$4,812,2 million in 1985 to \$7,834,2 millions in 1986. This was primarily due to year-round operation of the Medellín-Río Negro products pipeline used to transport fuel for aircraft. Profits, after taxes, increased from \$108,9 millions in 1985 to \$141,5 millions in 1986 (30%). Operation of the Medellín-Río Negro products pipeline enabled Terpel Antioquia to increase the volume of its sales by approximately 25%.

#### **Terpel Bucaramanga**

Total company assets rose from \$3,102,0 million pesos in 1985 to \$3,329,2 millions in 1986. This increase of \$227,2 million pesos is equivalent to 7.32% and originated mainly with a \$200 million pesos stock purchase in Terpel Nacional, a firm established in March, 1986. Total liabilities, reported at \$1,792,7 million pesos in December of 1985, declined by \$499,8 million (27.8%) to \$1,292,9 millions in

December, 1986. The debt ratio dropped from 57.79% to 38.84% in 1986.

Terpel Bucaramanga reported \$15,972,7 million pesos in sales during 1986. This represents a 25% increase in relation to 1985 and is attributed to larger fuel sale volumes, particularly in the City of Bucaramanga. A major increase in the sale of lubricants was also an important factor in this respect. During 1986, the company sold 2,900,000 gallons of lubricants or 26.4% more than in 1985. Other income corresponds to financial yield and came to \$226,5 million pesos or 99% above that reported a year earlier. Operational profits totaled \$553,9 millions, while net profits declined from \$592 million pesos in 1985 to \$515 million in 1986. This was due to the effects of a tax reform enacted on December 29, 1986.

#### **Terpel del Centro**

The company reported a 23% increase in assets which rose from \$1,467,4 millions in 1985 to \$1,806,7 millions in 1986. Total liabilities also increased (6.2%), climbing from \$887,6 million in 1985 to \$942,8 millions in 1986. The debt ratio declined from 60% in 1985 to 52% in 1986.

Terpel del Centro managed to increase the volume of its fuel sales by 16% owing to the segment of the market captured by the Buga Plant and the affiliation of new service stations. Total sales were valued at \$10,250 million pesos as opposed to \$7,073 millions in 1985. This represents an increase of 45%. The company reported a 78% growth in operational profits which totaled \$347,9 million pesos. Net profits rose from \$269,9 millions in 1985 to \$284,9 millions in 1986. This increase (5.5%) was limited due to the tax reform.

#### **Terpel del Norte**

The firm initiated operations in October, 1985. By the end of 1986, total assets had increased to \$1,100 million pesos. When compared with assets of \$1,068,6 million reported for 1985, this represents a growth of 2.96%. Terpel del Norte reduced its total liabilities by \$10,2 million pesos in relation to 1985. These were reported at \$616,2 millions on December 31, 1986. The debt ratio declined from 58.6% in 1985 to 56% in 1986. Sales generated an income of \$2,670,6 million pesos. The company registered \$7.3 million pesos in earnings before taxes and a net profit of \$3,6 millions after taxes.

Terpel del Norte and Promigas are constructing dual purpose service stations in Barranquilla and Cartagena to supply compressed natural gas and liquid fuels for automobiles. The company is also expanding its facilities in order to



supply fuel and lubricants to other communities such as Sincelajo, Valledupar, Fonseca and Riohacha.

### **Terpel Nacional**

Founded in March, 1986, the company initiated operations in April under the name Terpel Nacional S.A. Later, during a Special Stockholders' Meeting held in November, 1986, the name of the firm was changed to Terpel de la Sabana S.A. Its corporate purpose is to supply the market for fuel and lubricants in the Bogotá savannah and area of influence. The company has its headquarters, storage facilities and distribution center at the Mansilla Supply Plant, located in the town of Facatativa just 40 km from Bogotá.

Total assets at December, 1986 came to \$1,331,5 million pesos, while total liabilities were valued at \$606.8 million. The company reported \$2,019,5 millions in sales during its first nine months of operation. An operating loss of \$31.9 million pesos corresponding to the same period was absorbed by the financial yield from investments in time deposit certificates. This resulted in profit of \$12.9 million pesos, after taxes.

### **Terpel del Sur**

The company expanded its assets from \$986,5 million in 1985 to \$1,187,4 millions in 1986. This is equivalent to a 20% increase. In contrast, total liabilities rose just 4.9%, increasing from \$514,8 millions in 1985 to \$540,2 million in 1986. Shareholders' equity rose from \$471,7 million in 1985 to \$647,1 millions in 1986, while the debt ratio declined from 52.2% to 45.5% between 1985 and December 31, 1986.

Terpel del Sur reported \$6,983,5 millions in sales during 1986. These resulted in an operating profit of \$146,2 million pesos. Although profits, before taxes, increased 13.6% between 1985 and 1986 to a total of \$178,8 millions, a net profit of \$120,8 million pesos in 1986 was \$36,2 million pesos less than that reported for 1985. This was due to an income tax provision valued at \$58 million pesos.

## **7. Personnel Administration**

During the past year, the Administrative Vice Presidency directed its activities toward the establishment of mechanisms designed to promote a harmonious and understanding relationship with the union and to encourage the initiation of programmes to improve the labor climate and generate a

work atmosphere characterized by greater confidence, cooperation and participation.

### **1. IMPROVEMENT OF THE LABOR ENVIRONMENT**

The Labor Climate Improvement Plan was created to solve a number of administrative problems that were having a negative effect on relations with company personnel. The plan is intended to:

- a) Provide for greater equilibrium between the technical and human aspects of production.
- b) Create a climate of mutual confidence conducive to communication between individuals forming part of the organization.
- c) Improve institutional mechanism form communication with headquarters.
- d) Search for ways to satisfy the job expectations of company personnel, given the legal restrictions affecting government enterprises.

The programmes described in Chart No. 1 were created to accomplish these objectives.

### **2. RELATIONS WITH THE LABOR UNION**

Company management has been developing a policy for labor and union relations that gives priority to meeting the needs and concerns of Ecopetrol personnel.

Cooperation of the union has been sought in the study of diverse problems affecting relations with company personnel. In summary, Ecopetrol labor policy is based on a principle of respect for personal liberty and the moral and physical integrity of the individual. It discourages violent action as a means of exerting pressure and proposes, as an alternative, dialogue based on clear and objective ideas and reasoning. Good relations with the union are important to Ecopetrol, and ways are being sought to increase union commitment to corporate objectives.

### **3. MODIFICATIONS IN ORGANIZATIONAL STRUCTURE**

Creation of the following organizational units was authorized during 1986:

#### **Vice Presidency of Associate Operations**

This unit was created to achieve greater coverage of associate activities, especially with regard to planning and the defini-



tion of policy for awarding new contracts, project control and inventory, and the improvement of operational and financial control over activities developed with associate companies.

#### Caño Limón-Coveñas District

This unit is responsible for operation and maintenance of the Caño Limón-Coveñas oil pipeline, a facility built to transport crude oil from associate fields in the Arauca region to the Ayacucho station and the Port of Coveñas, and to facilitate its loading at either of the two maritime terminals located at Coveñas (FSU and TLU).

#### The Exploration Office

The basic function of this office is to procure the discovery of hydrocarbon deposits and the expansion of those already known. It also must encourage implementation of the associate contract system in open areas.

#### The Production Office

This unit is in charge of optimizing hydrocarbon reserves and production through the drilling of test and development wells, in addition to direct exploration conducted in fields for which it is accountable.

The Production Office also is responsible for the operation of new fields discovered by Ecopetrol and those reverted to the company which are outside the bounds of existing production districts.

#### The Commercial Vice Presidency

This office seeks to supply petrochemical products and non-combustible derivative needed to satisfy national demand. It is in charge of marketing surplus crude and petroleum derivatives abroad or the import of such products when necessary; and promoting the use of natural gas and the rational utilization of liquid fuels. The Commercial Vice Presidency also advises the Terpel companies and coordinates their activities.

This office must supervise and direct relations with affiliate or subsidiary companies and other firms in which Ecopetrol is a partner or shareholder, endeavoring to procure fulfillment of their commitments and the development of adequate marketing policies.

#### Corporate Planning Office

The Corporate Planning Office was created to propose guidelines and recommendations to the Corporate Planning Committee for the formulation of medium and long-range plans. The Corporate Planning Committee, an advisory body

serving the Presidency of the company, was created to direct the establishment of objectives and strategy for medium and long-range planning.

#### Administrative Vice Presidency

In order to support the new administrative and personnel development programmes undertaken by the company, the Administrative Vice Presidency was reorganized into the following divisions:

Division	Departments
Industrial Relations	– Labor Relations
	– Pensions and Employee Welfare
	– Personnel
	– Wages and Housing
Personal Development	– Selection
	– Training
Organization and Services	– Organization Analysis
	– Administrative Services
Health	– Health Services
	– Medical Administration and Control.

#### 4. PERSONNEL

Ecopetrol had 10,614 employees at December 31, 1986, including personnel contracted for an indefinite period, temporary employees, students participating in industrial and vocational training and apprentices from the National Vocational Training Service (SENA). This represents a 7.2% increase in relation to a staff of 9,400 reported at December 31, 1985.

#### 5. EDUCATION PLAN

The Education Plan, serving both the employee and his family, is undoubtedly one of the most important benefits provided to Ecopetrol personnel. The plan covers preschool, primary, secondary and university education, as illustrated by the following figures:

Study Level	No. Beneficiaries	Total Value (Pesos)	Average
Preschool & Primary	4,915	311,005,495	63,276
Secondary	5,552	435,542,722	78,447
University	3,131	532,515,767	170,078
<b>TOTAL:</b>	<b>13,598</b>	<b>1,279,063,984</b>	<b>94,062</b>



## 7. TRAINING AND INSTRUCCION - 1986

The 1985-1986 period was characterized by strong support for personnel training. Activity in this field registered a 28.5% increase in relation to the previous year. The magnitude of this percentage is reflected by a comparison of the training budgets for 1985 and 1986; \$11,607,200 and \$156,098,900. These figures are backed by a large number of man-hours dedicated to training activities in the different programmes: 284,146 manhours in 1985 and 365,936 in 1986.

## 8. INDUSTRIAL SAFETY

Accidents declined 16% during 1986 (total number of accidents per million man hours worked) from 26.5 to 22.3 in comparison with 1985. The ratio of severity to frequency increased 17.9% during the same period (121.9-143.7).

### Analysis of Accidents

- 38.1% of all injuries occurred between Mondays and Tuesdays.
- The greatest number of accidents occurred during the hours from 8:00 to 10:00 a.m. (19.6%).
- 43.0% of all accidents involved upper extremities of the body.
- 54.6% of the injuries involved open wounds, contusions and bruises.
- 20.3% of all accidents were caused by failure to use personal safety equipment of improper utilization of the same.
- 70.9% of all accidents were due to human error, including lack of supervision, and 29.1% to unsafe mechanical conditions.
- There were 2.5 time-loss, non-work related accidents for every time-loss accident occurring on the job.
- 59.9% of all work related accidents occurred among personnel contracted for an indefinite period, 37.8% among temporary employees and 2.5% among SENA apprentices.
- 55.8% of the accidents occurred in the area of maintenance, 21.1% in operations, 16.5% in administration and 6.6% at production fields.
- Transit accidents delined 42.8% (467 to 267), while the index of transit accidents (IAT) increased 84.2% (16769 to 159820).

### Safety Results

District	Frequency	Severity	S/F	F1	IAT
ELC	7.0	125.1	17.9	15.9	211.435
CIB	10.1	625.5	64.6	22.7	42.772
DOL	9.0	6.329.0	703.2	14.9	175.045
CAR	3.0	113.6	37.9	101.2	54.750
DCC	5.8	29.0	5.0	5.8	
DIN	2.4	56.8	23.7	13.8	580.350
DIS	4.5	5.611.2	1.246.9	12.7	117.262
BOG	0.4	25.7	64.3	0.4	132.495
Total:	7.3	1.049.2	143.6	22.3	159.821

## 8. Projects

The Vice Presidency of Engineering and Projects has been the unit responsible for execution of all refining and petrochemical programmes and certain product and oil pipeline projects forming part of the Five Year Development Plan for the Sixties, the Then Year Plan for the Seventies and the Seventies and the Five Year Investment Plan: Ecopetrol 35 Years, which is now underway.

Summary of activity developed by the Vice Presidency of Engineering and Projects in 1986:

### 1. REFINING AND PETROCHEMICAL OPERATIONS AND PROCESSES

#### Modernization of the CDU Plant

The two-stage crude unit was modernized through a complete remodeling of the atmospheric section. This involved the design and assembly of new equipment (e.g. ovens, towers, interchangers, pumps, instrumentation etc.). Renovation was completed in March, 1986. The result is a modern crude distillation unit with a capacity of 24,000 BPDO (barrels/day of operation).

Total cost of the project came to \$1,696 million pesos, a figure 2% above the original budget. Ecopetrol took charge of all engineering work, purchases and construction.

#### Expansion of Crude Processing Capacity at the Barrancabermeja Industrial Refining and Petrochemical Complex

The project calls for correcting limitations in the atmospheric and vacuum units for crude oil refining. This will be



accomplished through a series of changes and adaptations that will increase processing capacity to 170 KBPCD (thousand barrels/calendar day) for semilight mix (32° API) or 153 KBPCD for heavy mix (21.5° API).

The company has gone ahead with basic engineering and begun detail engineering and the purchase of equipment at an investment of \$384 million pesos during 1986. This amount is equivalent to 22% of the budget (\$1,758 million pesos). The project is scheduled for completion at the end of 1988.

#### Optimization of the Balance Unit

Modern technology in design and metallurgy will be used to increase vacuum processing capacity for bottoms to 45 KBPDO (thousand barrels/day operation). The projects in scheduled for completion in mid-1990. Investments at December 31, 1986 came to \$612 million pesos or 24% of the budget (\$2,540 million pesos), with \$508 million pesos invested during 1986.

#### Modernization of the Orthoflow Catalytic Cracking Unit

Completion of this project in May, 1988 will permit an increase in the production of gasoline and cycle oil, plus a simultaneous decline in coke and gas production. Remodeling will also increase the plant service factor; reducing catalyst loss and the emission of carbon monoxide. Energy balance of the plant will improve considerably. Investment in the project during 1986 came to \$191 million pesos. Accumulated investments at December 31, 1986 totaled \$275 million pesos. This amount is equivalent to 7% of the budget for the project (\$3,908 million pesos).

#### Modernization: FCC-Model IV

The Model IV fluidized catalytic cracking unit at the Barrancabermeja Industrial Complex is being remodeled to increase gasoline production capacity, improve the energy balance and increase the operation factor. A new, high temperature catalyst regeneration system will be used.

The project is scheduled for completion in December, 1987. Total investments at December 31, 1986 came to \$1,350 million pesos or 40% of the budget (\$3,400 million pesos), of which \$910 million were invested during 1986.

#### Modernization of Vapor Recovery Units

The aforementioned changes, particularly modernization of Model IV and the Orthoflow catalytic cracking unit, lead into this project which is designed to take advantage of greater hydrocarbon vapor production. The project is scheduled for completion in October, 1989, and will permit the recovery of surplus liquid petroleum gas (LPG) in amounts

of 2,200 BPCD. Investment in this activity totaled \$64 million pesos in 1986, or 3% of the budget for the project (\$1,864 million pesos).

#### Modernization and Expansion of the Phenol Plant

The goal is one of increasing the production of lubricant bases by expanding treatment capacity. The project is scheduled for completion in October, 1987. Total investments at December 31, came to \$936 million pesos (\$211 million in 1986). This is equivalent to 87% of the budget.

#### Paraffins

This project is intended to increase the processing capacity of phenol plant treatment units that employ methyl-ethyl-cetona, and to improve the quality of microcrystalline wax.

Investment in the project at December 31, 1986 totaled \$103 million pesos (\$91 million in 1986). This represents 14% of the budget.

#### Aromatic Tar

Basic engineering work valued at \$109 million pesos (\$91 million in 1986) is now complete, and the company is in the process of deciding on an initiation date for the other phases of the project.

#### 60/80 Asphalt Plant in the Castilla Region

This plant, to be constructed in Apiay, will supply 60/80 solid asphalt to consumers in the central region of the country. Ecopetrol began basic and detail engineering work in 1986, and has invested \$10 million pesos or 12% of the budget (\$823 million). The project is scheduled for completion in mid-1989.

#### Water Cooling Tower at Tibú

Construction of a water cooling tower was begun in 1986. This facility will have a capacity of 10 KGPM (thousand gal./minute), and is intended to replace an existing wooden tower. The project is scheduled for completion in January, 1988. Accumulated investments total \$7 million pesos or 2% of the budget (\$357 million pesos).

## 2. CRUDE OIL AND GAS PRODUCTION ACTIVITIES

#### Collecting Casabe Crude

A series of gathering lines are being constructed to collect crude from secondary recovery wells, in the Casabe Project, for transport to treatment and pumping facilities. This is an important project, requiring an investment of \$426 million pesos during 1986, or 60% of the budget. It is scheduled for completion in April, 1987.



### Gathering and treatment Stations - Casabe South

Construction and assembly of crude oil gathering and treatment stations 1, 2 and 3 were completed in December, 1986. The project represents a final investment of \$186 million pesos made entirely during 1986. This amount is equivalent to 63% of the original budget. All work was done by a Colombian engineering firm.

### Injection Pipe - Casabe South

Scheduled for completion in August of 1987, this project includes construction of facilities for high pressure, treated water injection at wells in the south sector of the Casabe Secondary Recovery Project. Engineering work was done by Ecopetrol and materials were charged to the Casabe Project.

### Construction of a SCADA System - Casabe South

This is a computerized system to control water injection and the transport of crude within the Casabe Secondary Recovery Project. Construction is scheduled for completion in June, 1987. Costs pertaining to engineering and materials were charged to the North Casabe SCADA Complementary Project.

### Gala Station

Originally budgeted at \$262 million pesos, this gathering station for crude oil in the new Gala production field is scheduled for completion at the end of 1987. A total \$4.9 million pesos were invested in the project during 1986. This is equivalent to 2% of the budget.

### Southwest Area Gathering Station - Lisama

A crude gathering station at the Lisama field (southwest sector) will begin operating at the end of 1987. Investment in the project during 1986 came to \$4.8 million pesos or 3% of the budget (\$206 million pesos).

### Modernization of the Gas Plant - El Centro Production District

This plant, designed 30 years ago, was remodeled to improve the service factor and energy operational aspects. The project was completed in June, 1986 at a total cost of \$32 million pesos.

### Apiay-Ariari Gas Plant

This facility will have a processing capacity of 15 MCFSD (million cubic feet standard/day) for the production of natural gasoline and fuel gas to be used in the area. A budget of \$3,050 million pesos has been approved for the project

which is scheduled for completion in December, 1988. The planning phase was begun in 1986.

### Condor Station

The project calls for completely remodeling the old Condor station at Casabe, constructing a new facility, and repairing storage tanks for crude oil. The company invested \$7 million pesos in this project during 1986. This is equivalent to 2% of a total \$388 millions. Work is scheduled for completion in December, 1987.

### Bridges on the Guamés and Putumayo Rivers

In an effort to lend support to the region, Ecopetrol is repairing the bridges crossing the Guamés and Putumayo rivers. These installations are extremely important to the transport activities of indians, settlers and land owners. The company invested \$10 million pesos during 1986. The project has a budget of \$220 million pesos, and is scheduled for completion at the end of 1987.

### Jetties at Casabe and Cantagallo

The planning phase of the project was begun in 1986. By mid-1987, the company expects to have eleven new jetties and four reconstructed ones to protect the outer margins of the Casabe and Cantagallo fields. The project has a budget of \$181 million pesos.

## 3. ENVIRONMENTAL CONSERVATION IN THE BARRANCABERMEJA AREA OF OPERATIONS

### Evaluation, Correction and Prevention of Deterioration in the Environment

This project permits assessment and correction of damage caused by company activities to the ecosystem at Barrancabermeja (BIC), El Centro, Casabe and areas of influence. Necessary corrective action is taken and work is developed to prevent future damage. Ecopetrol has budgeted \$1,600 million pesos for this activity, of which \$777 millions (49%) had been invested at December 31, 1986. The project will terminate in December, 1987. Work valued at \$511 million pesos was executed during 1986.

### Water Treatment - Balance Plant

The objective is to gather contaminated water from the Balance Plant and subject it to treatment for the recovery of hydrocarbons and elimination of suspended matter, thereby achieving an acceptable degree of purity prior to its discharge into the Rosario Canal. Installations are expected to be complete by the end of 1987. Investment in the project during 1986 came to \$90 million pesos, with a total



\$330 million pesos or 67% of the budget (\$490 million) invested at December 31, 1986.

#### Drainage in the Galán Area

Improvements are being made on the various systems in the Galán area for gathering rain and oil-bearing waters. This will help avoid the contamination of streams that flow into the Magdalena River and nearby marshlands. Investment in the project during 1986 totaled \$5 million pesos or 2% of the budget (\$250 million). Work is scheduled for completion in mid-1987.

#### Replacement of Gathering Lines at La Cira-Infantas

Crude oil gathering and transport lines from the different wells at La Cira-Infantas to the stations will be replaced to avoid contamination from oil spills caused by breaks in the pipe.

The project is designed to improve the operation and maintenance of crude oil retention and separation systems at the stations, and is scheduled for completion in March, 1987. Investments during 1986 came to \$206 million pesos or 74% of the budget.

#### Drainage Operations in the U-05 Unit Area

Improvements are being made to the drainage system for rain and oil-bearing waters and the oil separation and gathering system. This will help prevent the contamination of nearby aquatic ecosystems. Investment in the project during 1986 totaled \$41.4 million pesos or 28% of the budget (\$151 million). Work is scheduled for completion in August, 1987.

### 4. OIL, PRODUCT AND GAS PIPELINES

#### Andalucia-Yumbo Product Pipeline

This line is part of the Sebastopol-Medellín-Yumbo product pipeline designed to increase transport capacity for fuel needed to satisfy growing consumer demand in the southwest part of the country. The Andalucia-Yumbo segment, constructed underground, is 87 km long and comprised of 10" diameter pipe. The project was completed in June, 1986 at a cost of \$830 million pesos just for engineering and construction. The original budget was \$833 million pesos.

#### Santa Rosa de Cabal-Pereira Product Pipeline

The 6" diameter product pipeline passing through the towns of Santa Rosa de Cabal, Dos Quebradas, and Pereira was relocated to an area where no future construction is planned.

The project is scheduled for completion in May, 1987. It has a budget of \$467 million pesos, just for engineering and construction. Investment in the project came to \$2 million pesos in 1986 (1% of the budget).

#### Lerida Variant

In order to permit construction of the new town of Armero at Lerida, an investment of \$85 million pesos was made to install two lines (6" and 10" diameter pipe). These were completed in December, 1986.

#### Oil Pipeline Between the Dehydration Plant and Tank 11

The pipeline connecting the dehydration plant, at the Galán station, and Tank No. 11 was replaced with 6" diameter pipe. The project was completed in August, 1986 at a cost of \$11.2 million pesos.

#### Casabe-BIC Transfer Line

In July, 1987 the company expects to complete installation of a 16" diameter pipeline between the Condor station, at the Casabe field, and the crude transfer unit for the Barrancabermeja Industrial Complex (BIC). Investment in the project during 1986 totaled \$500 million pesos or 90% of the budget.

#### Utilization of Gas Reserves at Cantagallo

This project contemplates construction of a gas pipeline and a compressor plant that will enable the Barrancabermeja Industrial Complex to utilize 4.8 MCFSD of natural gas from the Cantagallo-Yarirí field. This gas is now burned at the field.

Ecopetrol invested \$1,229 million pesos in the project during 1986. Total investment at December 31, 1986 came to \$1,307 million pesos or 88% of the budget.

#### Lisama-Peroles Gas Pipeline

A gas pipeline (8" and 14" in diameter) between Lisama and Peroles was completed in February, 1986. This facility is used to collect gas from the Tesoro, Peroles, Margarita, Nutria and Lisama fields for transfer to El Centro Production District where it is used for energy development. The cost of the project was \$112 million pesos.

#### Apiay-Bogotá Gas Pipeline

During 1986, Ecopetrol initiated planning for construction of a pipeline (6" diameter and 125 km. in length) to transport gas from the Apiay field to a sector south of Bogotá where a distribution station will be located. The company has appropriated \$2,567 million pesos for this



pipeline which is intended to facilitate the utilization of gas as cooking fuel for domestic use in the capital city of Bogotá. The project is scheduled for completion at the end of 1988.

#### Guamo-Ortega Oil Pipeline

This project was completed in March, 1986 and involved reducing the length of the pipeline by straightening its route, and replacing all sections of pipe in poor condition. The cost of the project came to \$46 million pesos.

### 6. OPTIMIZATION OF ELECTRICAL SYSTEMS AT THE BARRANCABERMEJA INDUSTRIAL COMPLEX

#### Integration

By mid-1989, the four electrical generating plants at the Barrancabermeja Industrial Complex should be integrated into a single system featuring a computerized control center for real time supervision throughout the complex. Investment in the project came to \$582 million pesos in 1986. Accumulated investment at December 31, 1986 was \$1,229 million pesos or 31% of the budget (\$3,931 millions).

#### Expansion of the Casabe Electrical Network

This project is designed to improve the electrical distribution network and supply energy for new wells in the Casabe Secondary Recovery Project. Work is scheduled for completion in July, 1987. The project has a budget of \$848 million pesos, 6% of which (\$50 millions) was invested during 1986.

#### Installation of a Boiler at the Balance Plant

In October, 1986 the company completed installation of a complete boiler for the Balance Plant. This facility has a steam production capacity of 325,000 lbs./hr. and will permit full utilization of installed electrical generating capacity at the plant. The project represents a total investment of \$600 million pesos.

#### Galán-Casabe Transmission Line Across the Magdalena River

Assembly of a new transmission line for the Casabe Secondary Recovery Project was completed in September, 1986. The Line has a capacity of 19MW (million watts) to 115 KV (thousand volts). The project was completed at a cost of \$43 million pesos.

### NATIONAL PARTICIPATION IN PROJECTS

Ecopetrol has always favored the creation and strengthening of Colombian engineering, production and service compa-

nies. It also has given its own technical personnel an ever greater role in the design and execution of projects. The following figures indicate the growing capacity of Ecopetrol and other Colombian firms to execute entire projects or a portion of the same, within large-scale industrial works that are duly subdivided.

Project Areas	Investment at Dec. 31/86 M \$*	National Participation in the Investment M \$*
1. Refining and Petrochemical Operations & Processes	5,545	3,470
2. Crude Oil and Gas Production Activities	655	550
3. Environmental Conservation: Barrancabermeja Area	1,359	1,320
4. Oil, Product and Gas Pipelines	2,878	2,420
5. Optimization of Electrical Systems: Barrancabermeja Area	1,922	1,320
Total at Dec. 31, 1986	12,359	9,080

\* M \$: Million pesos.

### FUTURE PROJECTS

In addition to the aforementioned activities, the Vice Presidency of Engineering and Projects is considering two important works that would go into operation during the next decade. These are described as follows:

#### New Petroleum Refining Units

The project contemplates a study on the optimum refining scheme to supply national demand for light products as of the year 1993, given a refining capacity of 60,000 to 100,000 barrels/day and a budget of US\$550 to US\$850. As part of this project, Ecopetrol developed a study on options for supplying national demand up to the year 2000 and projections for the early years of the coming decade. With \$165,000 dollars in financing from the U.S. Trade and Development Programme, the firm Bechtel International completed a study on the configuration scheme most suited to the demand for light products, location and economic profitability.

#### New Polyethylene and Polypropylene Plants

The plants would be used to satisfy local demand for these polymers which must now be imported. The project contemplates construction of a 60,000 ton/yr. polyethylene unit to add to production capacity already installed in Colombia, and a 60,000 ton/yr. polypropylene unit. The firm SRI International conducted a study to determine



---

appropriate production technology, location and economic profitability. The budget for these plants is on the order of US\$170 million.

## 9. Instituto Colombiano del Petróleo

Research undertaken by the institute is backed by three divisions: Exploration and Exploitation, the Refining and Petrochemical Division, and Energy and Environmental Development. These divisions are oriented towards the proposal and development of national technology. The Industrial Promotion and Quality Control Division is responsible for technological promotion and development.

Major activity of these divisions in 1986:

### EXPLORATION AND EXPLOITATION DIVISION

Efforts were focused on meeting priority needs of Ecopetrol and the national oil industry. Research projects were developed on topics related to production. Gross income from the sale of services amounted to \$91 million pesos.

### REFINING AND PETROCHEMICAL DIVISION

According to Ecopetrol directives, this division is in charge of basic engineering for projects, while the Vice Presidency of Engineering and Projects is responsible for detail engineering.

### INDUSTRIAL PROMOTION AND QUALITY CONTROL DIVISION

Various activities were developed with the Nuclei for Articulation with Industry (NAI). The most important include a second meeting to exchange experiences; preparation of the Procedure Manual for NAI-Ecopetrol Coordination, which constitutes a first step toward standardization of methodology for the Import Substitution Project; and the NAI National Forum. The NAI-ECO catalogue of selected parts valued at a total \$1,200 million pesos was made available to industrial associations during the forum.

### ENERGY AND ENVIRONMENTAL DEVELOPMENT DIVISION

This division performed advisory services and work in the area of residual water treatment for production districts, the Industrial Complex, Cartagena and the Oil Pipeline District. It also devised the conceptual framework of an environ-

mental impact study for both associate companies and oil pipelines. Advisory services were provided in the preparation of oil spill contingency plans; and studies were developed on solid residues, contamination to the atmosphere and biodegradation of drill sludge.

In 1986, the division reported \$12,124,826 pesos in income from advisory services and training.

### ADMINISTRATIVE DIVISION

Activities in the area of specialized technical information were developed to support other ICP divisions, Ecopetrol and the industry in general.

### SYSTEMS

Information and guidance were obtained at the international level with regard to configuration of the main-frame to be installed at the institute. International contacts were also established with institutes similar to the ICP so as to determine the characteristics of specialized computation equipment, training courses and equipment for documentation services. The institute consulted with specialized distributors of hardware and software for the petroleum industry in order to coordinate visits of experts from these companies to the ICP.

The founding of the Colombian Petroleum Institute (CPI) also has fulfilled a national need to gather experience resulting from 40 years of tireless and positive effort on the part of Ecopetrol in the field of technology.

At the national level, the Import Substitution Project was received favorably by production associations because of its tremendous medium and long-range importance to the creation of new jobs, the utilization of idle capacity and the release of foreign currency.

The Strategic Development Plan for the next five years contemplates investments in human resources, equipment and the physical plant. It constitutes an initial effort to identify the type of financial support required from Ecopetrol to develop an institute similar to those of other countries; organizations that have evolved into solid technological and scientific support entities.

## 10. Corporate Planning

On September 10, 1986 the Board of Directors authorized creation of the Corporate Planning Committee and the Corporate Planning Office. This decision was based on an



---

analysis of the need for an administrative body to coordinate planning in a global and coherent manner and to programme integral development of the company on both an immediate and long-range basis.

As an advisory body serving the Presidency of the company, the Corporate Planning Committee must formulate policy and analyse plans and programmes coordinated and presented by the Planning Office for approval of the Board of Directors. The committee is comprised of two members from the Board of Directors, the President and other members of the Executive Committee, and the Director of Corporate Planning.

The Corporate Planning Office was created as a branch of the Presidency and is assigned the following duties:

- Study and proposal of basic policies and strategies for the development plan to the Corporate Planning Committee.
- Coordination of operational programmes and preparation of a medium and long-range development plan for the company, based on such programmes.
- Periodic evaluation of the development plan in terms of its implementation; and up-dating programmes and projects for a period equal to the initial one.
- Promotion and support projects likely to have a major effect on development of the company and the petroleum sector owing to their magnitude and importance.

#### CENTRAL GAS PIPELINE PROJECT

This project is designed to permit the utilization of natural gas reserves discovered in the Guajira region during the early Seventies. Only 15% of these reserves have been utilized, primarily for consumption on the Atlantic coast. Ecopetrol and various private firms have established a pro-

ducer company to conduct necessary studies, and eventually take charge of construction and operation of the line.

The project contemplates construction of a gas pipeline extending southward from the Ballena station (Guajira) along the eastern flank of the Sierra Nevada de Santa Marta. This facility will serve the southern zone of the Guajira region, the provinces of Cesar and Magdalena, plus the southern part of the province of Bolivar. Up to now, these regions have been isolated from access to this important source of fuel.

By extending the pipeline southward, via Barrancabermeja, and on to Bogotá, the company will be able to satisfy the need for natural gas within the entire area of influence. Barrancabermeja and Cocorná are major consumption centers in the area.

An additional supply of natural gas available to the consumer will eventually mean less demand on the electrical energy sector which is plagued by serious financial problems. Natural gas constitutes a source of direct energy for home consumption which is more efficient than electricity and much less costly for the country. An adequate supply of gas also will contribute to a surplus of liquid fuels in the central zone. This, in turn, will reduce the need to import liquid fuels for the local market and enable Ecopetrol to export surplus amounts.

Studies are now being developed on the direct use of compressed natural gas in vehicles. This could lead to an appreciable reduction in Ecopetrol spending on imported motor gasoline.

Off-shore reserves of the Chuchupa field also must be developed in order to ensure an adequate supply of gas for new uses made possible by the project. This would guarantee an additional supply to meet the growing demand for natural gas in the North Coast zone where this type of fuel is now being used.



**FECHA DE VENCIMIENTO**

Informe anual 1986/Empresa Colombiana de  
Petróleos

333.8232 E558i3 Ej. 1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA  
RECIBO

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004681

BIBLIOTECA