

ECOPETROL ECOPETROL ECOPETROL 1985



3.8232

5812

1

R-312

ESSB in

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

21

ECOPETROL
ECOPETROL
ECOPETROL 1985
INFORME ANUAL

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
ECOPETROL

Empresa Industrial y Comercial del Estado
Vinculada al
Ministerio de Minas y Energía

CONTENIDO

El año 1985 en cifras	3
Dirección de Ecopetrol	5
Presentación	6
1. Exploración y producción	8
2. Refinación	19
3. Comercio exterior	22
4. Transporte	25
5. Consumo nacional	29
6. Gestión financiera	30
7. Personal	43

El año 1985 en cifras

EXPLORACION Y PRODUCCION

Pozos exploratorios perforados	:	68
Perforación exploratoria (miles de pies)	:	551.1
Inversiones en Exploración de Ecopetrol y Asociación (millones de dólares)	:	232.1
Pozos de desarrollo perforados	:	292
Perforación de desarrollo (miles de pies)	:	1.500.3
Inversiones en perforación de desarrollo de Ecopetrol y Asociación (millones de dólares)	:	268.3
Reservas recuperables a 31 de diciembre de 1985:		
– Petróleo Crudo (millones de barriles)	:	1.288.5
– Gas Natural (miles de millones de pies cúbicos)	:	3.788.4
– Gas Natural - Petróleo equivalente (millones de barriles)	:	631.4
Producción de crudo (miles de barriles diarios)	:	176.4
Producción de crudos de Ecopetrol (miles de barriles diarios)	:	90.7
Suministro de Gas Natural (miles de millones de BTU diarios)	:	381.8
Suministro de Gas Natural - petróleo equivalente (miles de barriles diarios)	:	63.6

CONTRATOS DE ASOCIACION

Contratos vigentes a 31 de diciembre de 1985	:	86
Area de los contratos vigentes (miles de hectáreas)	:	9.385.4
Inversiones de los Asociados en 1985 (millones de dólares)	:	312.9
Reservas de crudo descubiertas en Asociación durante 1985 (millones de barriles)	:	197.5
Producción total en Asociación durante 1985		
– Petróleo crudo (miles de barriles diarios)	:	41.1
Ecopetrol	:	22.2
Compañías Asociadas	:	18.9
– Gas Natural (miles de millones de BTU diarios)	:	284.2
– Gas Natural - petróleo equivalente (miles de barriles diarios)	:	47.4

REFINACION

(Miles de barriles diarios)

Cargas a las refinerías	:	185.2
Barrancabermeja	:	128.4
Cartagena	:	52.6
Orito, Tibú y Plato	:	4.2
Producción de las refinerías	:	184.8
Productos blancos	:	127.5
Productos negros	:	57.3

COMERCIO EXTERIOR

Importaciones de hidrocarburos		
Volúmenes (miles de barriles diarios)	:	44.3
Valores (millones de dólares)	:	456.3
Exportación de hidrocarburos		
Volúmenes (miles de barriles diarios)	:	55.0
Valores (millones de dólares)	:	453.6

TRANSPORTE
(Millones de barriles)

Crudo transportado por oleoductos	:	37.5
Productos transportados por poliductos	:	55.9
Transporte terrestre de crudo	:	4.7
Transporte fluvial de hidrocarburos	:	7.2
Cabotajes de hidrocarburos	:	11.2
— Petróleo crudo	:	6.1
— Productos derivados	:	5.1

CONSUMO NACIONAL DE DERIVADOS
(Barriles diarios)

Productos blancos	:	147.368
Productos negros	:	13.069
Gas Natural (barriles equivalentes a combustóleo)	:	63.629
Total consumo nacional	:	224.066
Tasa de crecimiento 85/84 (%)	:	2.1

BALANCE NACIONAL DE PETROLEO
(Miles de barriles diarios)

Cargas de petróleo a las refinerías	:	185.2
Equivalente a petróleo de la gasolina motor importada (70% conversión)	:	36.8
Demanda total de petróleo*	:	222.0
Producción nacional de petróleo	:	176.4
Déficit nacional de petróleo	:	45.6

INFORMACION FINANCIERA
(Millones de pesos)

Total del Activo	:	350.723
Total del Pasivo	:	274.203
Patrimonio	:	76.520
Pérdidas durante 1985	:	25.425
Inversiones durante 1985	:	107.694
Subsidios otorgados	:	53.419
Impuestos recaudados sobre los productos elaborados por Ecopetrol	:	46.877
Impuestos pagados sobre las importaciones	:	11.241

Planta de personal (número de colaboradores)	:	9.900
--	---	-------

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

Dirección de Ecopetrol

JUNTA DIRECTIVA

PRINCIPALES

Presidente

Alvaro Leyva Durán (enero-febrero)
Iván Duque Escobar (febrero-diciembre)
Ministro de Minas y Energía

Juan José Turbay
Ignacio Betancur Campuzano
Alfonso Palacio Rudas
Gilberto Arango Londoño

SUPLENTES

Margarita Mena de Quevedo (enero-marzo)
Gloria Duque de Robayo (marzo-diciembre)
Viceministra de Minas y Energía

Ernesto Carrizosa de Brigard
Arturo García Salazar
Ignacio Solano Manrique
Aurelio Martínez Canabal

DIRECTIVOS

Presidente

Vicepresidente de Exploración y
Operaciones Asociadas
Vicepresidente de Operaciones
Vicepresidente de Ingeniería y Proyectos
Vicepresidente Financiero
Vicepresidente Administrativo

Secretario General

Auditor Especial

Gerente Distrito de Producción El Centro

Gerente Complejo Industrial de Barrancabermeja
Gerente Distrito de Oleoductos Bogotá
Gerente Distrito Refinería de Cartagena
Gerente Distrito Norte Tibú-Cicuco
Gerente Distrito Sur-Orito

Jefe División Legal

Rodolfo Segovia Salas (enero-marzo)
Alfredo Carvajal Sinisterra (abril-diciembre)

Bernardo Taborda Arango
José A. Barake Buchar
Orlando Pastrana Polanco
Enrique Amorocho Cortés
Marco A. Gómez Díaz

José Giordanelli Carrasquilla (enero-abril)
Margarita Mena de Quevedo (abril-diciembre)

Gloria Ximena Amador Ramírez (enero-febrero)
Carlos Arturo Arias Mejía (febrero-abril)
Hernán Copete Copete (mayo-diciembre)

Francisco José Chona Contreras (enero-abril)
Hernán Gutiérrez Polanía (abril-diciembre)
Marco Tulio Restrepo A.
Ramiro Villa Z.
Juan Jerez M.
Alberto Aguirre G.
Hernán Gutiérrez Polanía (enero-abril)
Fulgencio Guardela (abril-diciembre)

Alvaro Meneses Mena

Presentación

En diciembre de 1985 la producción petrolera nacional se elevó a 197.4 miles de barriles por día, nivel que no se registraba en Colombia desde enero de 1973. Es precisamente en este mes cuando se importan los últimos cargamentos de crudo y la Empresa Colombiana de Petróleos anuncia el cierre de la totalidad de las importaciones de petróleo.

Como resultado de la intensa actividad exploratoria realizada tanto directamente por ECOPETROL como por las empresas privadas asociadas, hubo un sustancial incremento del 15.3% en las reservas recuperables de petróleo que alcanzaron el nivel de 1.288 millones de barriles a 31 de diciembre de 1985.

Los nuevos hallazgos encontrados como consecuencia de la actividad exploratoria, incrementaron la relación de éxito en el país. Si durante el quinquenio 1975-1980 por cada diez pozos perforados uno resultaba productor, en el período 1980-1985 esta relación subió a siete por uno y, en 1985, a cuatro por uno, con un pozo productor por cuatro pozos exploratorios perforados. La actividad exploratoria directa de ECOPETROL contribuyó de manera favorable a este nuevo índice con cinco hallazgos en los cinco pozos perforados durante el año.

En 1985 se firmaron treinta nuevos contratos de asociación sobre una extensión de 2.129.500 hectáreas. Ocho más fueron aprobados por la Junta Directiva para ser suscritos posteriormente. Al finalizar el ejercicio se encontraban vigentes ochenta

y seis contratos de asociación sobre una superficie total de 9.385.442 hectáreas, lo que representa la cifra más elevada desde la iniciación del sistema.

En 1985 la Empresa realizó las más altas inversiones de toda su historia. El valor total de la inversión fue de 107.7 miles de millones de pesos, suma equivalente al valor de las inversiones efectuadas en los cinco años anteriores. Se ejecutaron obras en todas las ramas de la industria, otorgando la más alta prioridad al desarrollo de las reservas descubiertas en los años recientes.

El estado de pérdidas y ganancias que en 1984 había mostrado una utilidad cercana a tres mil millones de pesos, en 1985 arrojó una pérdida de \$25.425.3 millones, la cual se explica por:

- a. La elevada tasa de devaluación del peso en 1985 (52% en los doce meses del año), cuyos efectos, en el caso de ECOPETROL, son más severos que en otras empresas, debido a que aproximadamente el 70% de sus egresos deben hacerse en dólares y, en cambio, los ingresos sólo tienen un 30% de componente de moneda extranjera.
- b. Los bajos precios obtenidos en el mercado internacional por el combustible exportado, cuyas cotizaciones disminuyeron en aproximadamente 20% con relación a 1984.
- c. Los nuevos impuestos a las importaciones que encarecieron las compras en el exterior en un 16%.

d. El mantenimiento de los precios internos de los combustibles por un período de catorce meses a los niveles establecidos en noviembre de 1984, niveles éstos que sólo se modificaron a partir del 1o. de enero de 1986, lo cual produjo un aumento notable en los subsidios.

Otro aspecto que se destaca en los estados financieros de la Empresa, es un significativo aumento patrimonial por la reversión de las concesiones Yondó, San Pablo y Totumal y, por el reavalúo de las reservas de crudo recuperables del Putumayo. Este crecimiento patrimonial de \$34.672.3 millones, representa un incremento del 83%.

En lo que se refiere a la planta de personal, la Empresa registró una disminución de 4.8% frente a la nómina vigente a 31 de diciembre de 1984. Estos índices, que denotan una mayor eficiencia en las operaciones industriales y administrativas de ECOPETROL, se presentan en momentos en que la Empresa realiza las mayores inversiones de su historia y se compromete en la ejecución de algunos de sus más ambiciosos proyectos.

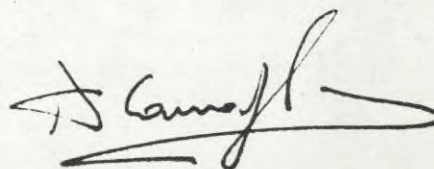
Las áreas de comercialización y operaciones asociadas, demandaron, no obstante, la creación de dos Vicepresidencias para darles mayor atención y relevancia a estas dos actividades de nuestra Empresa. Durante 1985, ECOPETROL también constituyó y puso en funcionamiento, el Instituto Colombiano del Petróleo, a través del cual aspira a impulsar la investigación y brindar adecuado soporte tenológi-

co a la industria nacional en capacidad de vincularse al desarrollo del sector petrolero colombiano.

Creemos que mucho se puede hacer para reemplazar por insumos y servicios nacionales lo que la industria petrolera aún demanda del exterior.

Al cierre de la presente vigencia fiscal, los niveles de producción proyectados y el crecimiento y mejoramiento constante de la infraestructura de refinación y de transporte permiten prever que en la conmemoración del trigésimo quinto aniversario de la reversión de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1986, el país dispondrá de las herramientas y los medios necesarios para impulsar aún más su economía petrolera y, por ende, el bienestar del país.

Atentamente,



ALFREDO CARVAJAL SINISTERRA
Presidente

1.Exploración y producción



Podemos considerar 1985 como un año excepcional para la exploración en Ecopetrol, ya que durante este período la Empresa Colombiana de Petróleos logró una relación de éxito del 100% con sus descubrimientos en los Llanos Orientales, sector del Meta y Valle Medio del Magdalena.

Ecopetrol obtuvo excelentes resultados en su pozo Suria-1 completado el 15 de enero, donde se descubrieron nuevas reservas comerciales en los sedimentos de la Formación Guadalupe del Cretáceo Superior; posteriormente, el 11 de mayo, se terminó el pozo La Reforma-1, descubridor de un horizonte productor en los estratos K-1 y K-2 de la Formación Guadalupe. El pozo Guayuriba-2 incrementó las reservas del campo de su mismo nombre al confirmar producción comercial en las areniscas del Cretáceo Superior. Guatiquía-1 se terminó en noviembre 12 de 1985 y también descubrió nuevas reservas en las areniscas productoras del Cretáceo Superior (K-1, K-2). En el Valle Medio del Magdalena se perforó el pozo Gala-1 obteniéndose producción de las areniscas de la Formación Mugrosa.

La perforación de pozos de desarrollo destinados a incrementar las reservas de los diferentes distritos de producción continuó siendo una labor prioritaria de la Empresa y es así como durante el año se perforaron 169 pozos para un total de 840.600 pies.

1.1 EXPLORACION

La geología de superficie realizada por Ecopetrol durante 1985 con el objeto de continuar evaluando las cuencas sedimentarias del país, se centralizó en especial en los Llanos Orientales y Valle Superior del Magdalena, regiones en las cuales se levantó un perfil geológico de 875 kilómetros que fue controlado por 180 estaciones.

El estudio geoquímico-gasométrico sobre el sector de Ortega (Valle Superior del Magdalena) fue concluido a finales de 1985. También fue contratado un estudio gasométrico para el Valle Medio del Magdalena, utilizando el sistema "Sniffer", cuyos resultados estarán disponibles a principios de 1986.

Con el objeto de continuar con la interpretación fotogeológica de Colombia y conocer por medio de ésta los rasgos estructurales y paleogeomórficos del sector sur del país, se contrató un estudio con una cobertura de 60.000 kilómetros cuadrados que será concluido a mediados del próximo año.

La Geología de campo de las compañías asociadas se redujo con respecto a 1984 ya que en ese año se emplearon en promedio 19.2 cuadrillas-mes, en tanto que en 1985 sólo se alcanzó un promedio de 7.7 cuadrillas-mes, las cuales desarrollaron su actividad en las cuencas de la Cordillera Oriental y Valles Inferior y Superior del Magdalena.

Los Asociados realizaron trabajos geoquímicos en el sector del Casanare y Cusiana en los Llanos Orientales.

La actividad geofísica de Ecopetrol durante 1985 estuvo dedicada a la sismografía en diferentes regiones del país, alcanzando una inversión de 7.5 millones de dólares y un registro de 2.092 kilómetros de líneas sísmicas.

De los diferentes estudios geológico-geofísicos adelantados por la División de Exploración durante 1985 se han seleccionado ocho prospectos con buenas posibilidades de acumulación y producción de hidrocarburos para ser perforados durante 1986.

Durante 1985 las compañías asociadas desarrollaron en las diferentes cuencas sedimentarias del país 11.373 kilómetros de perfil sísmico por un valor de 60.2 millones de dólares.

En total, durante 1985 se registraron en el país 13.465 kilómetros de perfil sísmico, lo cual representa un incremento del 35.40% respecto al año anterior. Las inversiones totales por este concepto aumentaron un 59.70%, al pasar de 42.4 millones de dólares en 1984 a 67.7 millones en 1985 (Tabla No. 1 y Gráfico No. 1).

TABLA No. 1
EXPLORACION SISMICA
Kilómetros-perfil

Año	ECOPETROL		ASOCIACION	Total
	Terrestre	Marina	Terrestre	
1978	3.482	—	5.796	9.278
1979	6.345	—	7.573	13.918
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

La exploración con taladro por parte de Ecopetrol durante 1985 totalizó 73.473 pies, correspondiente a la perforación de siete pozos exploratorios terminados y dos que se encontraban en perforación a finales del año. Esta actividad requirió una inversión de 16.2 millones de dólares (Tablas No. 2, 3 y 4 y Gráficos No. 2 y 3).

GRAFICO No. 1
EXPLORACION SISMICA

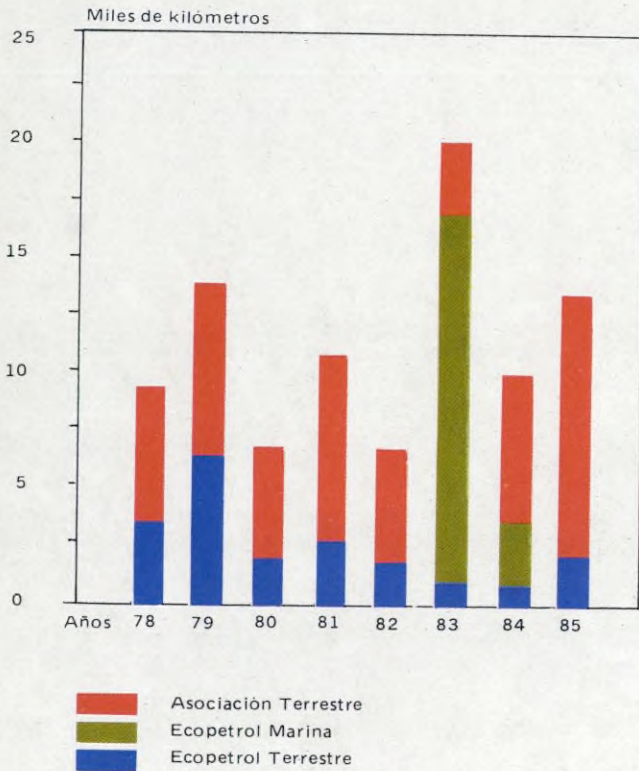
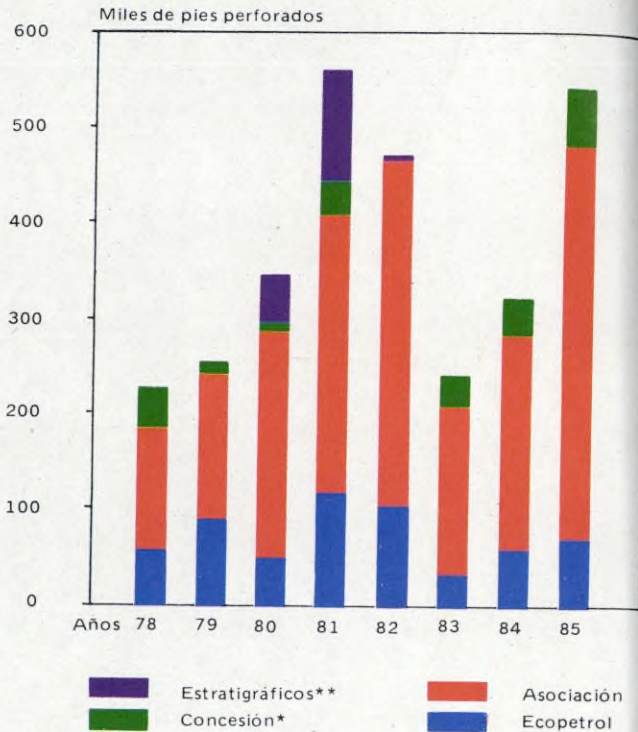


GRAFICO No. 2
PERFORACION EXPLORATORIA



* Incluye Propiedad privada — ** Contratos de Asociación

GRAFICO No. 3
INVERSIONES EN EXPLORACION

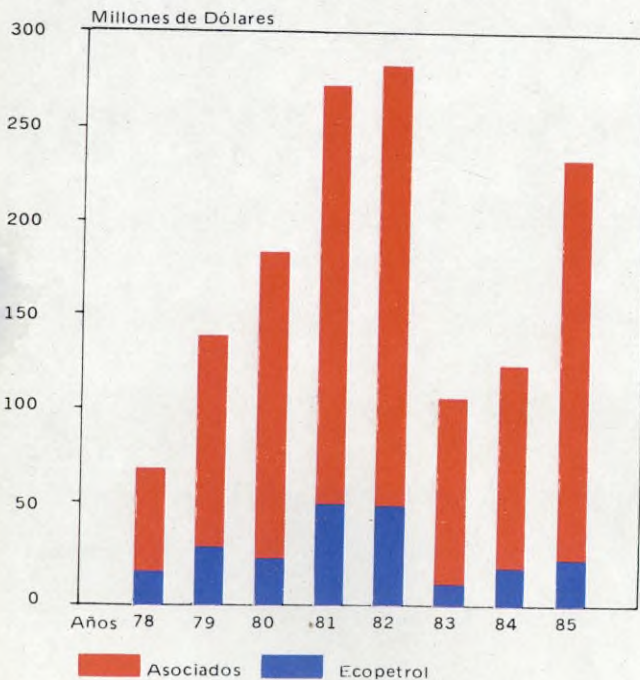


TABLA No. 2

POZOS EXPLORATORIOS PERFORADOS
Número

Año	Ecopetrol	Asociación	Concesión*	Estratigráficos**	Total
1978	7	13	6	—	26
1979	12	16	1	—	29
1980	4	31	1	23	59
1981	13	44	4	39	100
1982	12	61	—	2	75
1983	2	30	3	—	35
1984	6	33	4	—	43
1985	7	52	9	—	68

* Incluye propiedad privada

** Contratos de Asociación

TABLA No. 3

PERFORACION EXPLORATORIA
Miles de pies perforados

Año	Ecopetrol	Asociación	Concesión*	Estratigráficos**	Total
1978	61.1	125.0	43.7	—	229.8
1979	93.4	152.7	10.0	—	256.1
1980	50.0	242.3	6.5	51.7	350.5
1981	116.4	296.5	36.7	113.1	562.7
1982	104.8	368.3	—	3.0	476.1
1983	37.2	169.1	32.1	—	238.4
1984	61.2	227.3	34.6	—	323.1
1985	73.5	412.1	65.5	—	551.1

* Incluye propiedad privada

** Contratos de Asociación

TABLA No. 4

INVERSIONES EN EXPLORACION
Millones de dólares

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Explor. Superficial								
- Ecopetrol	7.0	10.0	6.9	9.9	9.1	6.7	8.4	7.5
- Asociados	12.0	18.4	17.8	51.2	37.6	10.4	34.0	60.2
Subtotal	19.0	28.4	24.7	61.1	46.7	17.1	42.4	67.7
Perf. Exploratoria								
- Ecopetrol	12.7	21.7	21.9	40.1	41.5	4.6	13.6	16.2
- Asociados	39.8	89.0	135.6	171.5	193.4	85.9	68.0	148.2
Subtotal	52.5	110.7	157.5	211.6	234.9	90.5	81.6	164.4
Invers. en Exploración								
- Ecopetrol	19.7	31.7	28.8	50.0	50.6	11.3	22.0	23.7
- Asociados	51.8	107.4	153.4	222.7	231.0	96.3	102.0	208.4
TOTAL	71.5	139.1	182.2	272.7	281.6	107.6	124.0	232.1

Los resultados de la perforación exploratoria de Ecopetrol durante 1985 pueden calificarse de extraordinarios ya que todos los pozos descubrieron nuevas reservas de hidrocarburos en los campos de Suría, Gala, La Reforma, Guayuriba, La Libertad y Guatiquía, pertenecientes a los Llanos Orientales y Valle Medio del Magdalena.

La producción inicial de los pozos descubridores durante 1985 se discrimina así:

Suría-1	A-3	Llanos Orientales	2.344 BPDC-33 ^o API (Cretáceo)
Gala-1	A-3	V. Medio Magdalena	320 BPDC-24.4 ^o API (Formación Mugrosa)
La Reforma-1	A-3	Llanos Orientales	246 BPDC-49.1 ^o API (Cretáceo K-1)
Guayuriba-2	A-1	Llanos Orientales	185 BPDC-42.0 ^o API (Cretáceo K-2)
La Libertad-1	A-3	Llanos Orientales	1.275 BPDC-34.1 ^o API (Cretáceo K-2)
Guatiquía-1	A-3	Llanos Orientales	1.461 BPDC-35.1 ^o API (Cretáceo K-1)
Río de Oro-54K	A-1	Catatumbo	Esperando terminación

Las reservas probadas por estos pozos son las siguientes:

Pozo	Millones de BLS de crudo	Millones de Pies ³ de gas
Suría-1	5.4	3.500
Gala-1	3.7	2.700
La Reforma-1	0.3	2.300
Guayuriba-2	1.6	3.820
Guatiquía-1	1.7	1.350

Las reservas de los pozos La Libertad y Río de Oro 54K se encuentran en evaluación.

Las compañías asociadas perforaron cincuenta y dos pozos con un total de 412.067 pies y una inversión de 148.2 millones de dólares, habiendo descubierto nuevas reservas de hidrocarburos en los campos Jordán y La Flora de Elf Aquitaine; San Francisco de Hocol; Santiago de Lasmo Oil; Caño Verde, Caño Duya, Caño Rondón de Occidental; Los Angeles y Chicalá-3 de Texas.

En Concesión se descubrieron nuevas reservas en Tenay y Loma Larga de Houston Oil.

1.2 DESARROLLO

En 1985 Ecopetrol perforó un total de 169 pozos de desarrollo, de los cuales 130 en el campo Casabe para el Proyecto de Recuperación Secundaria, veintiocho en los campos del Distrito de Producción El Centro, diez en el Distrito Sur y uno en el Distrito Norte. Esta actividad alcanzó un total de 840.6 miles de pies perforados que representan el 56.0% de la actividad nacional y una inversión del orden de los 59.8 millones de dólares.

Las compañías asociadas perforaron setenta pozos de desarrollo para un total de 303.4 miles de pies y se realizaron inversiones por 208.5 millones de dólares, de los cuales Ecopetrol participó con 104.0 millones de dólares.

Las compañías que operan las concesiones perforaron cincuenta y tres pozos de desarrollo para un total de 356.3 miles de pies que representan el 23.8% de la actividad nacional (Tablas No. 5, 6 y 7 y Gráficos No. 4 y 5).

TABLA No. 5

POZOS DE DESARROLLO PERFORADOS
Número

Año	Ecopetrol	Asociación	Concesión	Total
1978	33	16	10	59
1979	32	23	10	65
1980	44	12	26	82
1981	40	18	53	111
1982	51	59	41	151
1983	115	58	40	213
1984	150	38	42	230
1985	169	70	53	292

GRAFICO No. 4
PERFORACION DE DESARROLLO

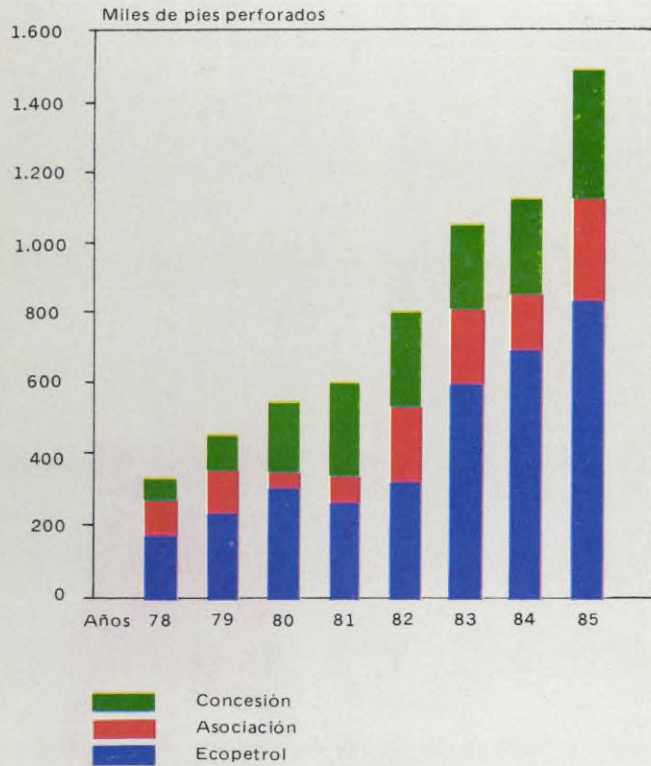


TABLA No. 6

PERFORACION DE DESARROLLO
Miles de pies perforados

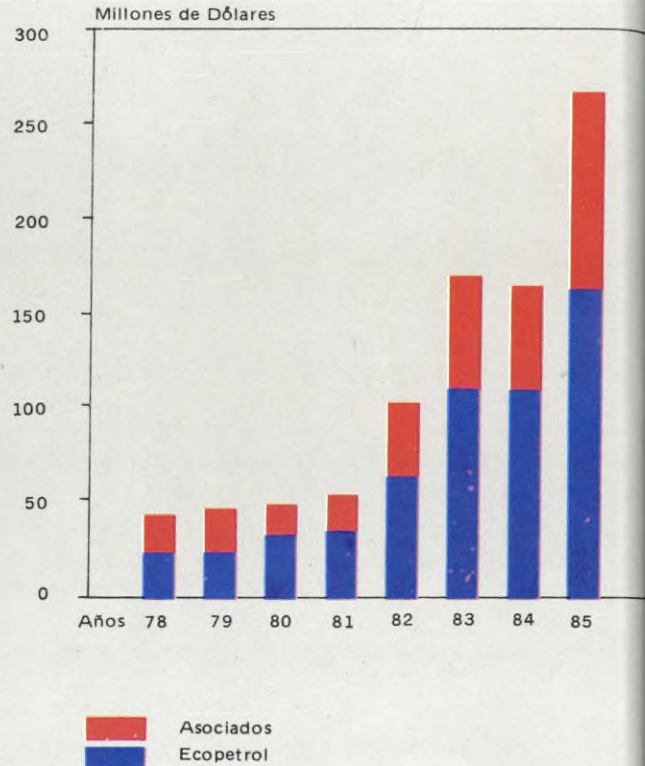
Año	Ecopetrol	Asociación	Concesión	Total
1978	186.6	82.5	53.2	322.3
1979	234.6	122.5	93.0	450.1
1980	300.1	42.8	195.8	538.7
1981	267.6	60.5	266.6	594.7
1982	318.4	212.5	272.2	803.1
1983	604.3	211.3	248.6	1,064.2
1984	702.1	145.5	292.6	1,140.2
1985	840.6	303.4	356.3	1,500.3

TABLA No. 7

INVERSIONES EN PERFORACION DE DESARROLLO
Millones de dólares

Año	Ecopetrol	Asociados	Total
1978	24.4	18.0	42.4
1979	24.4	20.4	44.8
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

GRAFICO No. 5
INVERSIONES EN PERFORACION DE DESARROLLO



1.3 RESERVAS

1.3.1 Petróleo crudo

Como resultado de la perforación exploratoria, durante 1985 se descubrieron nuevos yacimientos de petróleo, tanto directamente por Ecopetrol como por los asociados, hallazgos que representaron para el país un incremento del 15.3% de sus reservas recuperables de petróleo crudo, llegando a 31 de diciembre de 1985 a 1.288.5 millones de barriles, de cuya producción le corresponde a Ecopetrol por su operación directa más su participación en la operación asociada, el 63.9% (Tabla No. 8 y Gráfico No. 6).

1.3.2 Gas natural

A 31 de diciembre de 1985, las reservas totales de gas natural del país se estimaron en 3.788.4 miles de millones de pies cúbicos, perteneciendo a Ecopetrol el 58.7% de la producción. La mayor parte de estas reservas corresponde a los campos gasíferos de La Guajira que contienen el 83.0% del total de reservas del país (Tabla No. 8 y Gráfico No. 7).

TABLA No. 8
RESERVAS RECUPERABLES DE HIDROCARBUROS
Diciembre 31 de 1985

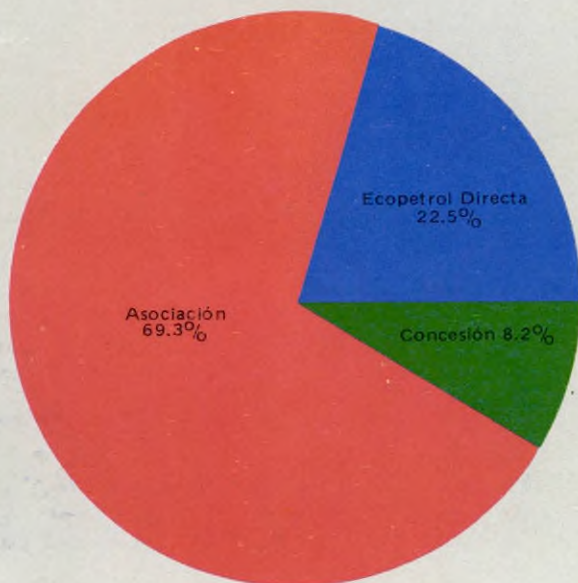
EMPRESA	DISTRITO	PETROLEO CRUDO		GAS NATURAL	
		Millones de barriles	Participación Ecopetrol en Producción %	Giga pies cúbicos	Participación Ecopetrol en Producción %
ECOPETROL	El Centro	84.2	100	115.6	100
	Cóndor	115.8	100	27.9	100
	Norte	13.8	100	12.5	100
	Sur	23.4	100	27.6	100
	Bogotá	53.3	100	60.2	100
TOTAL ECOPETROL		290.5	100	243.8	100
ASOCIACION	CONTRATO				
- Argosy	Putumayo	0.6	20	-	-
- Chevron	Cubarral	97.4	60	-	-
- Elf Aquitaine	Casanare	60.3	60	25.8	60
- Hocol	Palermo	38.9	60	-	-
- Intercol	Arauca	1.7	20	-	-
- Intercol	San Jorge	-	-	5.0	60
- Occidental	Cravo Norte	600.0	60	-	-
- Occidental	Las Monas	9.3	40	191.9	38.5
- Petrocol	Huila	13.0	60	-	-
- Texas	Cocorná-Nare	71.2	60	-	-
- Texas	La Guajira	-	-	3.144.0	60
TOTAL ASOCIACION		832.4	59.7	3.366.7	58.8
CONCESION	CONTRATO				
- Antex Oil	El Difícil	-	-	5.2	22
- Chevron	Zulia	0.5	-	0.2	-
- Elf Aquitaine	Trinidad	8.7	-	-	-
- Hocol	Neiva, Tello y otros	40.5	-	13.6	-
- Intercol	Provincia y otros	3.3	-	136.0	-
- Intercol	Jobo	-	-	7.0	-
- Texas	Velásquez y otros	52.6	-	15.9	-
TOTAL CONCESION		105.6	-	177.9	0.6
TOTAL PAIS		1.288.5	63.9	3.778.4	58.7

TABLA No. 9
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS
Miles de barriles por día

EMPRESA	DISTRITO	Participación Ecopetrol (%)	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)*
			ECOPETROL	El Centro	100	24.6	24.9	25.8	25.8	27.0	26.7
	Cóndor	100	13.5	14.1	15.4	16.1	15.7	15.3	14.0	12.9	(7.9)
	Norte	100	9.3	9.5	9.0	8.0	7.3	6.9	6.9	6.5	(5.6)
	Sur	100	25.3	22.0	20.1	18.6	17.3	16.2	17.2	16.7	(3.0)
	Bogotá	100	-	-	-	-	0.8	4.2	5.3	6.9	31.7
TOTAL ECOPETROL			72.7	70.5	70.3	68.5	68.1	69.3	69.6	68.4	(1.6)
ASOCIACION	CONTRATO										
- Argosy	Putumayo	20	1.7	1.3	1.2	0.9	1.0	0.7	0.7	0.6	(18.4)
- Chevron	Cubarral	60	0.6	1.1	2.7	3.6	3.3	4.6	8.5	9.4	10.9
- Elf Aquitaine	Casanare	60	-	-	-	-	-	0.9	3.4	4.5	31.3
- Hocol	Palermo	60	-	-	-	-	-	-	-	3.2	-
- Intercol	Arauca	20	-	-	-	-	-	2.3	3.5	2.8	(21.2)
- Intercol	San Jorge	60	-	-	-	-	-	-	-	1.4	-
- Occidental	Cřavo Norte	40	6.5	6.2	5.8	6.1	6.6	6.5	6.4	5.2	(17.9)
- Occidental	Las Monas	60	-	-	-	1.7	2.2	1.7	1.5	1.2	(18.7)
- Petrocol	Huila	60	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Texas	Cocorná-Nare	60	-	-	-	-	1.5	3.4	7.9	12.7	62.3
- Shell y otras	La Rompida y otros	60	-	-	-	-	-	0.1	-	0.1	-
TOTAL ASOCIACION			8.8	8.6	9.7	12.3	14.6	20.2	31.9	41.1	28.7
CONCESION	CONTRATO										
- Chevron	Zulia	-	8.1	6.2	4.6	4.6	3.4	3.1	2.6	2.4	(8.4)
- Elf Aquitaine	Trinidad	-	-	-	-	-	-	0.6	1.5	1.5	1.8
- Hocol S.A.	Neiva, Tello y otros	-	13.3	13.2	17.1	25.1	31.6	35.1	36.4	35.0	(3.8)
- Intercol	Provincia y otros	-	13.0	11.5	9.9	9.4	9.3	10.0	12.0	14.5	21.2
- Texas	Velásquez y otros	-	13.8	13.4	13.0	13.9	14.6	13.8	13.1	13.5	2.5
TOTAL CONCESION			48.2	44.3	44.6	53.0	58.9	62.6	65.6	66.9	1.9
TOTAL NACIONAL			129.7	123.4	124.6	133.8	141.6	152.1	167.1	176.4	5.6
VARIACION (%)			(4.7)	(4.8)	1.0	7.4	5.8	7.3	9.9	5.6	

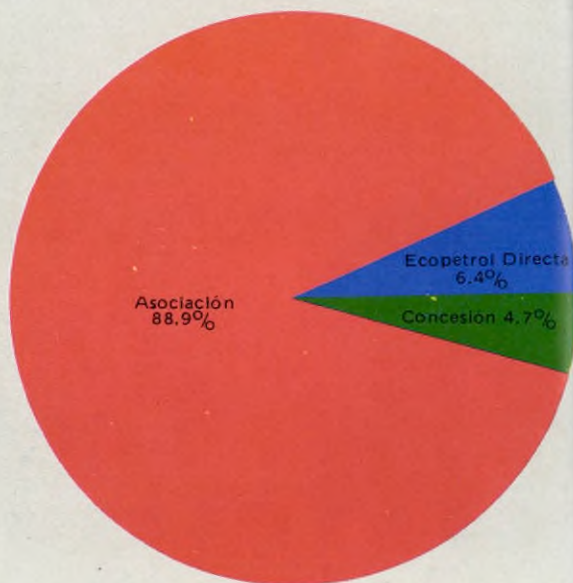
* Las variaciones fueron calculadas antes de aproximar los datos.

GRAFICO No. 6
RESERVAS RECUPERABLES DE PETROLEO CRUDO
A 31 de diciembre de 1985



TOTAL PAIS: 1288.5 Millones de Barriles

GRAFICO No. 7
RESERVAS RECUPERABLES DE GAS NATURAL
A 31 de diciembre de 1985



TOTAL PAIS: 3788.4 Giga Pies Cúbicos

1.4 PRODUCCION

1.4.1 Petróleo crudo

En 1985 el promedio diario de producción de crudos en el país ascendió a 176.4 miles de barriles, nivel superior en 5.6% a la producción de 1984 (Tabla No. 9 y Gráfico No. 8).

La producción de crudo ha venido en incremento debido principalmente a los descubrimientos obtenidos mediante los contratos de asociación con Hocol en Palermo y Occidental en Cravo Norte, así como al esfuerzo permanente de Ecopetrol para mantener los niveles de producción de los campos antiguos y para desarrollar aceleradamente los campos nuevos.

La producción de crudo obtenida bajo contratos de asociación aumentó apreciablemente, llegando en 1985 al nivel de 41.1 miles de barriles diarios, superior en un 28.7% a la de 1984.

La producción de crudos de Ecopetrol se incremen-

tó en 5.8%. Alcanzó 90.7 miles de barriles diario equivalentes al 51.4% de la producción nacional al sumar a su producción directa su participación en los contratos de asociación.

Durante 1985, la participación de las compañías asociadas fue de 18.9 miles de barriles diarios que representan un 10.7% de la producción del país. Bajo el sistema de Concesión, se produjeron 66.9 miles de barriles diarios, equivalentes al 37.9% de total nacional (Tabla No. 10 y Gráfico No. 9).

TABLA No. 10
PRODUCCION DE CRUDOS DE ECOPETROL
Miles de barriles por día

Año	Producción directa de Ecopetrol	Participación de ECP en Producción Asociada	Producción Total de Ecopetrol	Variación (%)
1978	72.7	3.3	76.0	(5.8)
1979	70.5	3.4	73.9	(2.8)
1980	70.3	4.2	74.5	0.8
1981	68.5	5.8	74.3	(0.3)
1982	68.1	7.0	75.1	1.1
1983	69.3	9.6	78.9	5.1
1984	69.6	16.1	85.7	8.6
1985	68.4	22.2	90.7	5.8

GRAFICO No. 8
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS

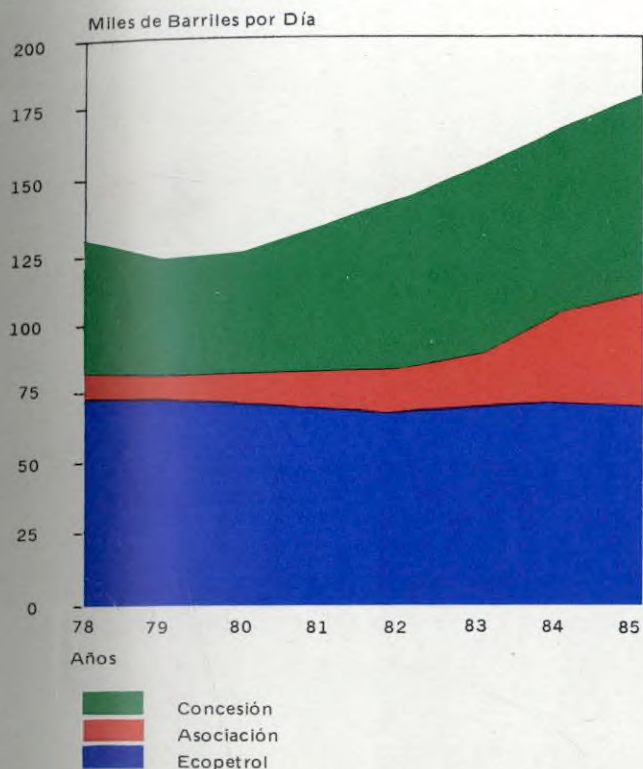
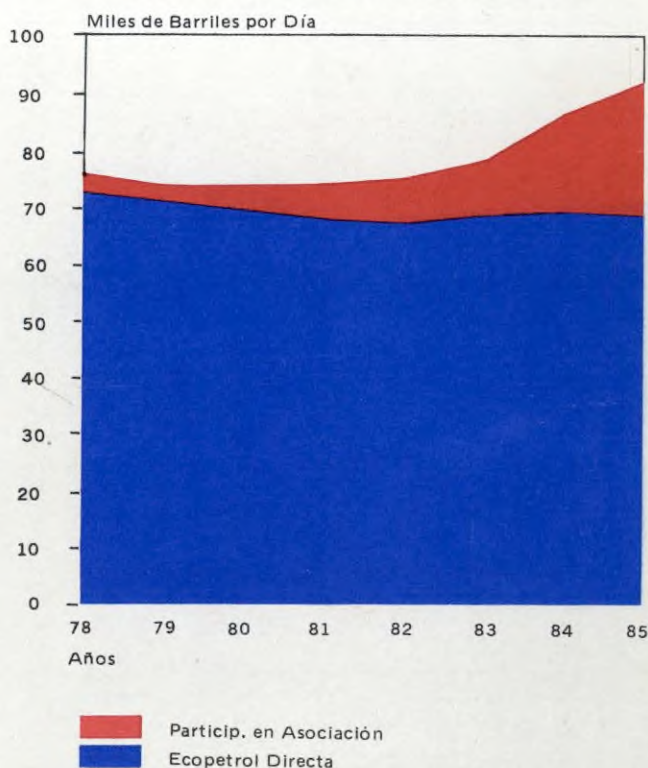


GRAFICO No. 9
PRODUCCION DE CRUDOS DE ECOPETROL



1.4.2 Gas Natural

En 1985 el suministro de gas natural presentó un aumento del 0.2% con respecto a 1984, promediando 381.772 millones de BTU diarios, equivalentes —en poder calorífico— a 63.629 barriles diarios de petróleo crudo (Tablas No. 11 y 12, Gráfico No. 10).

La zona de la Costa Norte colombiana utilizó el 67.1% del total nacional, la zona de Barrancabermeja el 32.0% y el restante 0.9% fue consumido en Huila y Norte de Santander.

El mayor proveedor de gas natural fue el yacimiento de La Guajira, operado en asociación con Texas, con una producción de 218.094 millones de BTU por día, equivalente al 85.3% del consumo de la zona de la Costa Norte y al 57.1% del suministro total del país. El gas natural proveniente de Payoa y Provincia atendió la casi totalidad de las necesidades de la zona de Barrancabermeja, representando el 30.6% de la producción nacional utilizada durante 1985.

TABLA No. 11

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS
Millones de BTU por día

Campos	1984	1985	Variación (%)
ZONA DE LA COSTA NORTE			
— Guajira	214.814	218.094	1.5
— Difícil	23.002	21.923	(4.7)
— Cicuco (gas asociado)	587	349	(40.5)
— Jobo-Tablón	12.748	9.908	(22.3)
— Sucre	6.300	5.541	(12.0)
Total Costa Norte	257.451	255.815	(0.6)
ZONA DE BARRANCABERMEJA			
— Payoa	47.488	46.573	(1.9)
— Provincia	67.325	70.162	4.2
— Lisama	5.394	5.532	2.6
Total Barrancabermeja	120.207	122.267	1.7
OTRAS ZONAS			
— Río de Oro	2.234	2.324	4.0
— Tello (gas asociado)	1.179	1.366	15.9
Total Otras Zonas	3.413	3.690	8.1
TOTAL SUMINISTRO NACIONAL	381.071	381.772	0.2

TABLA No. 12
CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES
Millones de BTU por día

Area/Sector	1984	1985	Variación (%)
AREA CARTAGENA			
- Termoeléctrico	38.565	44.374	15.1
- Ecopetrol	5.789	6.273	8.4
- Petroquímico	8.021	8.188	2.1
- Industrial	31.238	31.616	1.2
- Doméstico	746	856	14.7
Total Cartagena	84.359	91.307	8.2
AREA CHINU			
- Termoeléctrico	19.371	9.649	(50.2)
- Industrial	7.599	6.718	(11.6)
- Doméstico	26	67	157.7
Total Chinú	26.996	16.434	(39.1)
AREA BARRANQUILLA			
- Termoeléctrico	90.388	78.820	(12.8)
- Ecopetrol	83	121	45.8
- Petroquímico	487	501	2.9
- Industrial	36.197	40.195	11.0
- Doméstico	733	1.155	57.6
Total Barranquilla	127.888	120.972	(5.5)
AREA GUAJIRA			
- Termoeléctrico	18.179	27.253	49.9
- Doméstico	29	29	-
Total Guajira	18.208	27.282	49.8
AREA BARRANCABERMEJA			
- Termoeléctrico	23.053	14.179	(38.5)
- Ecopetrol	91.640	102.158	11.5
- Petroquímico	2.197	2.023	(17.3)
- Industrial	2.751	3.079	11.9
- Doméstico	566	828	46.3
Total Barrancabermeja	120.207	122.267	1.7
OTRAS AREAS			
- Termoeléctrico	2.234	2.324	4.0
- Industrial	749	622	16.9
- Doméstico	430	744	73.0
Total Otras Areas	3.413	3.690	8.1
TOTAL GENERAL	381.071	381.772	0.2

1.5 CONTRATOS DE ASOCIACION

En 1985 se firmaron treinta (30) contratos de asociación con una extensión de 2.129.500 Has. y ocho (8) más quedaron aprobados por la Junta Directiva para ser firmados posteriormente. Así mismo, se renunciaron tres (3) contratos con 391.200 Has., quedando vigentes a 31 de diciembre de 1985 un total de 86 contratos de asociación, sobre una superficie total de 9.385.442 hectáreas.

El total de los contratos vigentes, es la mayor cifra alcanzada desde la iniciación del sistema de asociación (Gráfico No. 11).

1.5.1 Exploración

Las compañías asociadas invirtieron 208.4 millones de dólares en la actividad exploratoria de 1985, representados principalmente en 11.373 kilómetros de perfil sísmico y 52 pozos exploratorios. Las actividades exploratorias bajo este sistema de contratación, obtuvieron en 1985 un gran éxito, con descubrimientos de reservas de crudo del orden de 197.4 millones de barriles como resultado de la revaluación de los campos de Caño Limón con 116 millones de barriles, Castilla 20 millones, San Francisco 40 millones, Andalucía 5.6 millones, otros campos menores y la confirmación y perforación de los siguientes pozos exploratorios:

San Francisco 1, 2 y 3: Con la perforación de estos pozos en asociación con Hocol S.A. en el contrato Palermo, se descubrieron y confirmaron reservas recuperables del orden de 40.0 millones de barriles. Crudo de 27° API.

Morichal-1: Pozo perforado en 1984, dentro del contrato de asociación Casanare con la compañía ELF Aquitaine. Fue declarado comercial en septiembre de 1985, con reservas evaluadas en 4.8 millones de barriles de crudo de gravedad 29.8° API.

Jordán-1: Perforado por ELF Aquitaine, en el Sector Cusiana, produjo 1.200 barriles diarios de petróleo de 28° API, a través de una reducción de 3/8" durante las pruebas cortas de producción.

La Flora-1: Perforado por ELF Aquitaine en el Sector Casanare, produjo 2.730 barriles diarios de petróleo a través de una reducción de 1/2" durante las pruebas cortas de producción. Crudo de gravedad 34.8° API.

Caño Verde-1: Perforado por Occidental de Colombia en el Sector de Cravo Norte, produjo 2.303 barriles diarios de petróleo a través de una reducción de 1/2" durante las pruebas cortas de producción. Crudo de gravedad 30.2° API.

Caño Duya-1: Perforado por Occidental de Colombia en el Sector de Corocora, produjo 1.305 barriles diarios de petróleo a través de una reducción de 1/2" durante las pruebas cortas de producción. Crudo de gravedad 22° API.

GRAFICO No. 10

CONSUMO NACIONAL DE GAS NATURAL

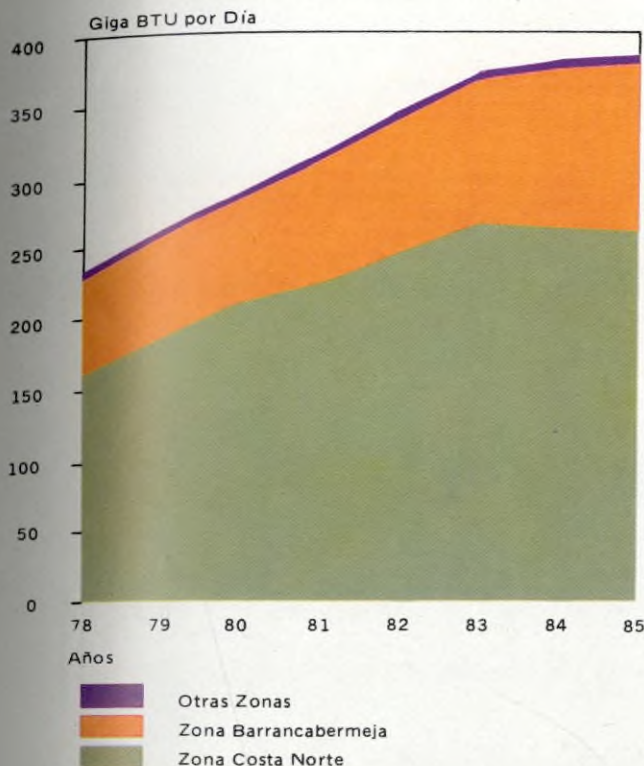
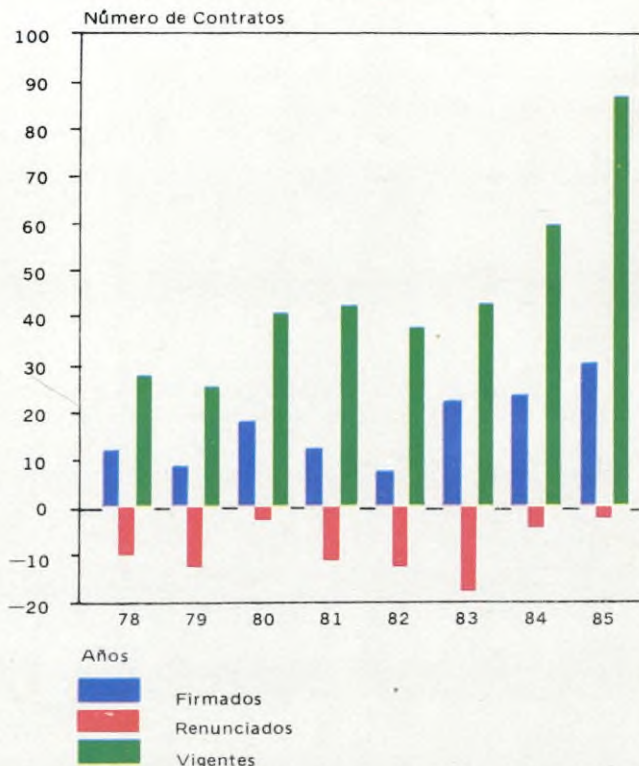


GRAFICO No. 11

CONTRATOS DE ASOCIACION



Corocora-1: Este pozo fue perforado por Occidental de Colombia en el Sector de Corocora, produjo 400 barriles diarios de petróleo crudo a través de una reducción de 1-1/2" durante las pruebas cortas de producción. Crudo de gravedad 31° API.

Santiago-4: Perforado por la Compañía Lasmo Oil en el Sector Upía, produjo 2.690 barriles diarios de petróleo a través de una reducción de 5/8" durante las pruebas iniciales de producción. Crudo de gravedad 30° API.

Caño Rondón-1: Perforado por Occidental de Colombia en el Sector Rondón, produjo 2.457 barriles diarios de petróleo a través de una reducción de 3/8" durante las pruebas iniciales de producción. Crudo de gravedad 31.5° API.

1.5.2 Explotación

En desarrollo de once (11) contratos de asociación

que se hallaban en explotación durante 1985, se realizaron inversiones en perforación de desarrollo y construcción de facilidades de producción por un valor de 776.9 millones de dólares equivalentes, de los cuales, 551.4 millones de dólares correspondieron a la construcción del oleoducto Caño Limón-Río Zulia-Coveñas. Este oleoducto, que puede transportar 200.000 barriles de petróleo, tiene una longitud de 298 kilómetros entre Caño Limón y Río Zulia, con cuatro estaciones de bombeo (PS-1, PS-1A, PS-2 y PS-3), tubería de 18" - 20" - 18", y otro tramo de 482 kilómetros entre Río Zulia y Coveñas, con tubería de 24" y una estación de bombeo (PS-4).

Del valor total anterior fueron aportados por las compañías asociadas 390.5 millones de dólares y correspondió pagar a Ecopetrol 386.4 millones de dólares que equivalen a un 49.7% de las inversiones en explotación. Estas inversiones tuvieron su principal aplicación en los siguientes contratos de asociación:

Cravo Norte: Con la compañía Occidental de Colombia se perforaron doce (12) pozos de desarrollo, se avanzó un 60% en la construcción de las facilidades de producción PF-1 con capacidad para manejar 70.000 barriles de crudo y PF-2 con capacidad para manejar 200.000 barriles de crudo; se terminó el tramo del Oleoducto Caño Limón-Río Zulia, se adelantó en un 39% el tramo del Oleoducto Río Zulia-Coveñas y se inició la infraestructura del Terminal Marítimo de Coveñas.

En este contrato de asociación Ecopetrol invirtió 359.1 millones de dólares equivalentes y se manejó una producción de 15.061 barriles diarios a finales de 1985.

Cocorná: Con la Texas Petroleum Company se perforaron 23 pozos de desarrollo y se construyeron facilidades de extracción y tratamiento (Módulo-3 y Módulo-4) que permitieron mantener una producción promedio durante el año 1985 de 12.411 barriles diarios de petróleo. La participación en inversiones de Ecopetrol dentro de este contrato de asociación fue de 12.3 millones de dólares equivalentes.

Palermo: Con la compañía Hocol se perforaron 22 pozos de desarrollo y se inició el montaje de faci-

lidades de producción (Batería Principal y Batería Satélite) con capacidad para manejar 40.000 barriles por día. A finales de 1985 se logró manejar un promedio de 9.316 barriles por día. La participación en inversiones de Ecopetrol dentro de este contrato de asociación fue de 6.5 millones de dólares equivalentes.

Cubarral: Con la compañía Chevron, se efectuaron inversiones para la perforación de tres (3) pozos de desarrollo y mejoras en las facilidades de producción donde Ecopetrol participó con 3.8 millones de dólares equivalentes e igualmente se mantuvo una producción promedio de 9.402 barriles diarios de petróleo.

Adicionalmente, en los contratos de asociación Las Monas con Occidental, Guajira y Nare con Texas, Casanare con ELF Aquitaine, Huila con Petrocol y San Jorge con Intercol, Ecopetrol participó con 4.6 millones de dólares equivalentes en inversiones.

De otra parte, Ecopetrol participó en un 50% de los gastos de operación conjunta de los anteriores campos, con 66.8 millones de dólares equivalentes.



2. Refinación



Al igual que en años anteriores, la programación de las operaciones se basó en el procesamiento de la totalidad del petróleo crudo nacional y de crudos importados, en volúmenes que económica y operacionalmente justificaron su procesamiento en el país.

Para la determinación de los volúmenes de crudos por importar, después de cubrir la demanda nacional de destilados medios, se efectuó un análisis permanente de las cambiantes condiciones del mercado internacional de crudos y productos refinados, en cuanto a precios y disponibilidades, resultando en ocasiones más conveniente importar gasolina motor, en lugar de obtenerla mediante el procesamiento de cantidades incrementales de crudo importado en las refinerías.

Transitoriamente, la capacidad de refinación de crudos en el país se disminuyó como consecuencia del desmantelamiento de la Unidad de Destilación U-100 en la Refinería de Barrancabermeja, para construir en su lugar la nueva Unidad de Destilación U-150, que tendrá una capacidad de 24.000 barriles diarios y una mejor eficiencia energética.

Durante 1985 se procesaron en las refinerías del país 185.200 barriles diarios de petróleo, de los cuales el Complejo Industrial de Barrancabermeja procesó 128.400 barriles diarios, que representan el 69.3% del total nacional; en la Refinería de Cartagena se cargaron 52.600 barriles diarios, equivalentes al 28.4% y las refinerías de Tibú, Orito y Plato se alimentaron con 4.200 barriles diarios de crudo, que constituyeron el 2.3% restante de la refinación en el país (Tabla No. 13 y Gráfico No. 12).

De la materia prima procesada en las refinerías colombianas durante 1985, el petróleo crudo producido en el país fue de 166.700 barriles diarios, que representan el 90.0% del total procesado, y el petróleo crudo importado 18.490 barriles diarios correspondientes a un 10.0% (Tabla No. 14 y Gráfico No. 13).

Las refinerías produjeron 127.500 barriles diarios de productos blancos (69.0%), de los cuales 122.400 barriles diarios corresponden a combustibles (gasolina motor, queroseno, ACPM, turbocombustible, gasolina de aviación, gas propano, cocinol y bencina industrial) y los restantes 5.100 barriles diarios, a productos petroquímicos y especiales. De la producción de residuos o productos negros, 54.100 barriles diarios correspondieron a combus-

TABLA No. 13
CARGAS A LAS REFINERIAS
Miles de barriles por día

Año	Barrancabermeja	Cartagena	Otras*	Total
1978	98.9	43.9	9.8	152.6
1979	97.5	42.7	11.7	151.9
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

* Orito, Tibú, Guamo y Plato.

TABLA No. 14
MATERIA PRIMA PROCESADA EN LAS REFINERIAS
Miles de barriles por día

Año	Crudo Nacional	Crudo Importado	Derivados Importados	Total
1978	128.4	24.2	—	152.6
1979	126.0	24.6	1.3	151.9
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

tóleo, 2.500 barriles diarios a asfaltos y 700 barriles diarios a alquitrán aromático. Tanto los asfaltos como el alquitrán aromático fueron consumidos en su totalidad en el país; de combustóleo se consumieron en el país 3.556 barriles diarios, y el excedente, 51.673 barriles diarios, fueron exportados (Tabla No. 15).

La capacidad refinadora del país atendió la totalidad de las demandas de combustibles a nivel nacional a excepción de la gasolina motor, para lo cual se recurrió a la importación de 25.790 barriles diarios faltantes de este producto.

Adicionalmente, debido a la capacidad petroquímica disponible en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, se produjeron y suministraron al país productos petroquímicos y especiales como el polietileno de baja densidad, ciclohexano, benceno, tolueno, xilenos mezclados, ortoxileno, azufre y ácidos nafténicos (Tabla No. 16).

Durante 1985 Ecopetrol suministró a la industria nacional, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S.A., 59.600 toneladas métricas de polietileno de baja densidad, de las cuales 55.100 toneladas métricas fueron producidas en el país, el mayor volumen obtenido hasta ahora, y se importaron 4.500 toneladas métricas.

GRAFICO No. 12
CARGAS A LAS REFINERIAS

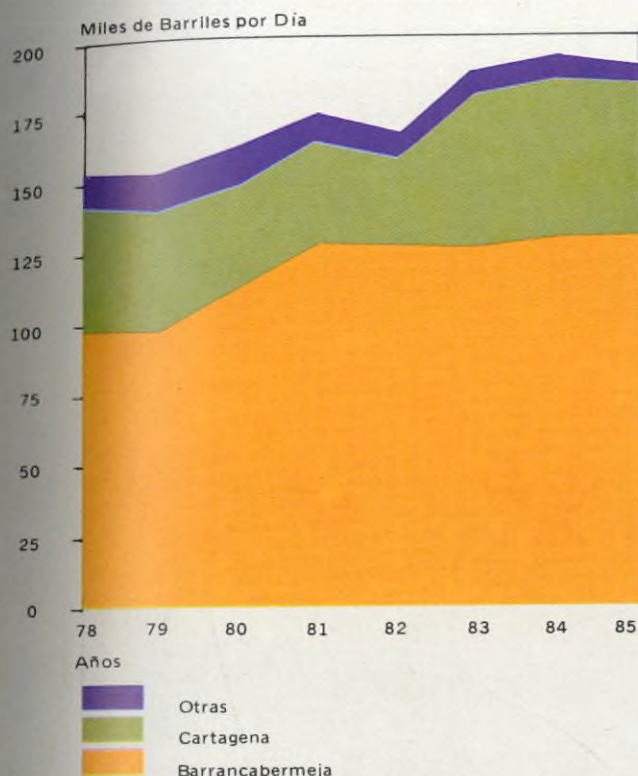


GRAFICO No. 13
MATERIA PRIMA PROCESADA EN REFINERIAS

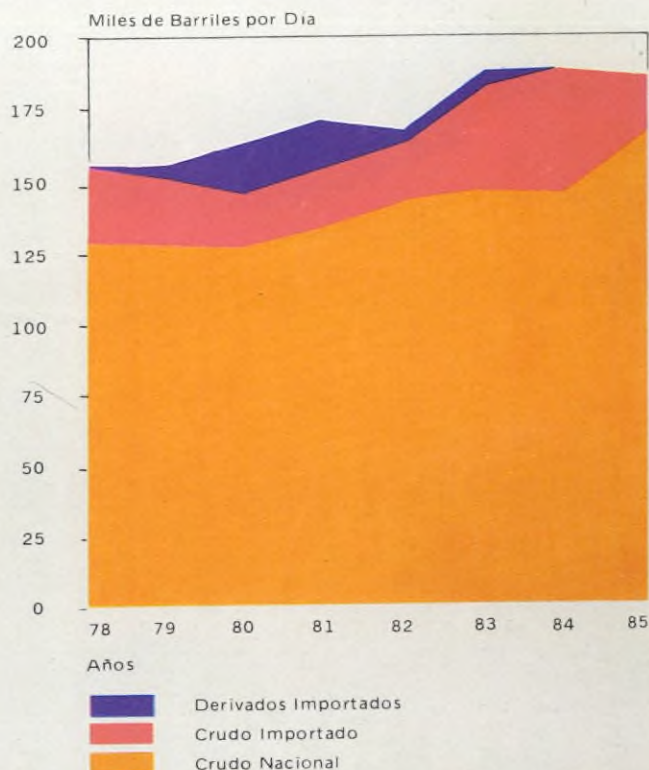


TABLA No. 15

PRODUCCION DE DERIVADOS EN REFINERIAS
Miles de barriles por día

Productos blancos	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Gasolina motor (reg. y extra)	57.9	65.3	62.1	(4.9)
bencina industrial y cocincol	4.9	5.0	4.5	(10.0)
Destilados medios (queroseno, ACPM y turbocombustible)	46.1	41.7	46.4	11.1
Gasolina de aviación	1.2	0.9	0.9	—
Gas propano	7.8	8.0	8.5	6.3
Alquilbencenos	0.2	0.4	0.4	—
Aromáticos	0.8	0.8	0.8	—
Ciclohexano	0.4	0.4	0.5	25.0
Disolventes alifáticos	0.9	0.9	1.0	11.1
Parafinas	0.5	0.6	0.4	(33.3)
Bases lubricantes	1.8	1.8	2.0	11.1
Total productos blancos	122.5	125.8	127.5	1.4
Productos negros				
Combustóleo	53.4	53.2	58.3	1.7
Alquitrán aromático	0.5	0.7	0.7	—
Asfaltos	2.7	2.7	2.5	(7.4)
Total productos negros	56.6	56.6	57.3	1.1
TOTAL DERIVADOS	179.1	182.4	184.8	1.3

TABLA No. 16

VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUIMICOS
Miles de barriles anuales

Producto	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Petroquímicos				
Ciclohexano	153	189	180	(4.8)
Aromáticos	160	168	292	73.8
Alquilbencenos	102	130	134	3.1
Base lubricantes	649	647	704	8.8
Parafinas	174	214	195	(8.9)
Azufre (1)	35	66	62	(6.1)
Total petroquímicos	1.273	1.414	1.567	10.8
Productos Especiales				
Disolventes alifáticos	307	353	360	2.3
Asfaltos	922	989	890	(10.0)
Alquitrán aromático	198	231	242	4.8
Acido nafténico	2	1	4	300.0
Total productos especiales	1.429	1.574	1.497	(4.9)
TOTAL PRODUCTOS	2.702	2.988	3.064	2.5
Polietileno (K Ton/Año)	47.3	60.4	59.6	(1.0)

(1) Factor de conversión: 6.333 Bl./Ton.

3. Comercio exterior



Durante 1985 se continuaron importando los volúmenes de hidrocarburos faltantes para abastecer la demanda nacional.

En 1985 se mantuvo la tendencia a la disminución de los precios internacionales. El precio ponderado de las importaciones realizadas por Ecopetrol en 1985 fue de 28.24 dólares por barril, nivel inferior en 0.9% al de 1984. Volumétricamente, las importaciones aumentaron 3.95% y su valor en dólares aumentó en 3.0%. El precio internacional del fuel oil o combustóleo —que en dólares constituye el 89.6% de las exportaciones de Ecopetrol— disminuyó en 18.3% con relación a 1984, colocándose durante 1985 en un promedio de 21.55 dólares por barril. A pesar de que el volumen total exportado aumentó en 12.25%, el valor de las exportaciones se vió disminuido en 7.1%.

El efecto del mayor valor de las importaciones y disminución de las exportaciones, condujo a que la balanza comercial de Ecopetrol en 1985 alcanzara un déficit de 2.7 millones de dólares contra un superávit de 44.9 millones de dólares en 1984. Los impuestos a las importaciones de gasolina y crudo se incrementaron en 5% sobre el valor CIF al entrar en vigencia la Ley 55 a partir de junio de 1985. El valor total de los impuestos a las importaciones equivale aproximadamente al 16% del valor CIF.

En las Tablas No. 17, 18 y 19 y en los Gráficos No. 14, 15 y 16 se consigna la información relativa al comercio exterior de Ecopetrol correspondiente al año de 1985 y su comparación con los años anteriores.

GRAFICO No. 14

VOLUMENES IMPORTADOS Y EXPORTADOS

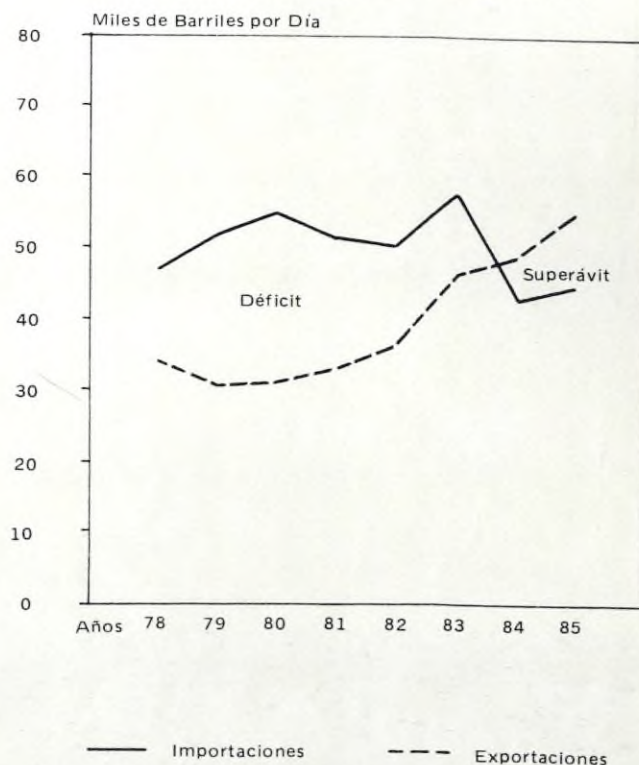


TABLA No. 17

VOLUMENES IMPORTADOS Y EXPORTADOS
Miles de barriles

	1984	1985	Variación (%)
A. IMPORTACIONES			
Crudo	9.800.7	6.747.8	(31.15)
Gasolina motor	5.674.7	9.413.7	65.9
Parafina	38.6	—	—
Cera aceitosa	33.1	—	—
Total Importaciones	15.547.1	16.161.5	3.95
B. EXPORTACIONES			
Combustóleo	16.822.6	18.860.7	12.1
Benceno	14.9	50.2	236.9
Parafina	—	5.6	—
Acido nafténico	4.7	2.3	(51.0)
Sodas gastadas	19.5	17.6	(9.7)
Emulsiones aceitosas	—	38.2	—
Bunkers	1.027.1	1.105.9	7.7
Total Exportaciones	17.888.8	20.080.5	12.25
C. BALANCE (B-A)	2.341.7	3.919.0	

TABLA No. 18

VALORES DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES
Miles de dólares

	1984	1985	Variación (%)
A. IMPORTACIONES CIF			
Crudo	272.184.6	180.189.3	(33.8)
Gasolina motor	166.330.0	276.133.3	66.0
Parafina	2.690.1	—	—
Cera aceitosa	1.837.3	—	—
Total Importaciones	443.042.0	456.322.6	3.0
B. EXPORTACIONES			
Combustóleo	443.856.3	406.463.6	(8.4)
Benceno	661.2	2.741.5	314.6
Parafina	—	377.8	—
Acido nafténico	398.5	278.5	(30.1)
Sodas gastadas	3.2	8.4	162.5
Emulsiones aceitosas	—	25.7	—
Bunkers	43.045.9	43.679.0	1.4
Total Exportaciones	487.965.1	453.574.5	(7.1)
C. SUPERAVIT (DEFICIT)	44.923.1	(2.748.1)	

GRAFICO No. 15

VALORES DE IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES

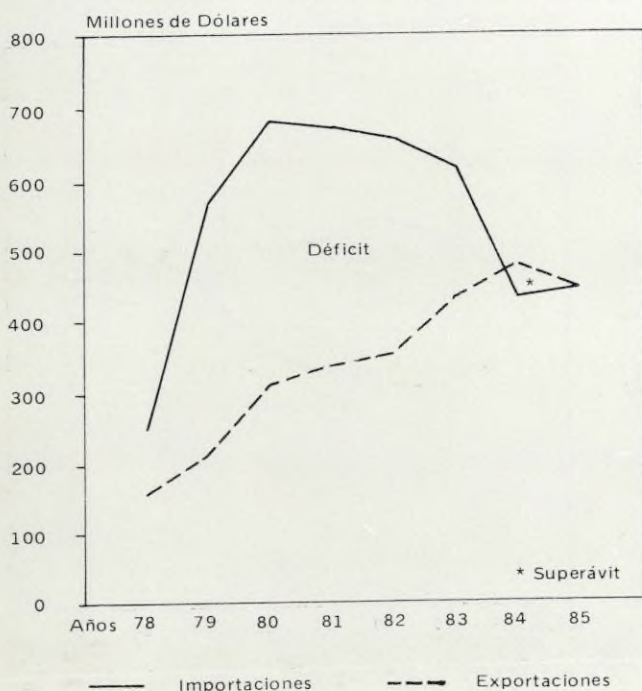


GRAFICO No. 16

PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION Y EXPORTACION

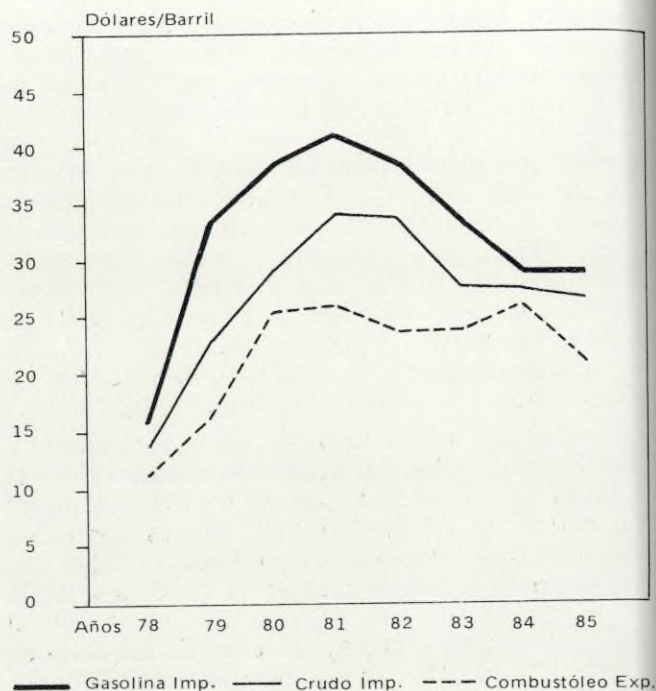


TABLA No. 19

PRECIOS PROMEDIO DE IMPORTACION Y EXPORTACION
Dólares/Barril

Año	Gasolina Importada	Crudo Importado	Combustóleo Exportado
1978	15.75	13.64	11.21
1979	33.43	23.12	16.31
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

3.1 IMPORTACIONES

Las importaciones de hidrocarburos realizadas por Ecopetrol en 1985 totalizaron 16.161.500 barriles, equivalentes a 44.278 barriles diarios, cuyo costo ascendió a 456.322.600 dólares con un precio CIF promedio de 28.24 dólares por barril.

Del volumen importado, el 41.7% estuvo representado por petróleo crudo procedente principalmente de Venezuela. La gasolina motor obtenida en el exterior representó el 58.3% de las importaciones.

3.2 EXPORTACIONES

Es importante destacar el descenso en el precio del fuel oil durante 1985. El precio promedio en este

año fue de US\$21.55 por barril FOB Cartagena, que al compararlo con el precio promedio en 1984 de US\$26.38 por barril FOB Cartagena representa una disminución del 18.3%. No obstante, los precios del crudo importado durante 1985 fueron inferiores a los de 1984 en sólo un 3.9%, en tanto que los precios de la gasolina importada fueron sustancialmente iguales, alcanzando un promedio de US\$29.31 por barril en 1984 y US\$29.33 por barril en 1985.

Durante 1985 Ecopetrol exportó 20.080.500 barriles de productos petroleros, equivalente a 55.015 barriles diarios, por valor de 453.574.500 dólares para un precio FOB promedio de 22.59 dólares por barril.

Volumétricamente, el combustóleo constituye el 93.93% de las exportaciones de Ecopetrol, los denominados "bunkers" el 5.51% y el restante 0.56% corresponde a productos petroquímicos y especiales.

Bajo la denominación de "bunkers" se agrupan las ventas de combustibles realizadas a las aeronaves y embarcaciones marítimas de compañías extranjeras o de compañías nacionales en tráfico internacional. De estas ventas en dólares, el 83.0% corresponde a turbocombustibles y gasolina de aviación y el resto a diesel, gasóleo y fuel oil marino.

4. Transporte



La logística de movilización y abastecimiento de crudos y combustibles a nivel nacional, está constituida por oleoductos que movilizan los crudos de los diferentes campos de producción a las refineras; poliductos para transferir los combustibles desde las refineras a los centros de consumo; el combustoleoducto que lleva desde Barrancabermeja hasta Coveñas y Cartagena el combustóleo excedente con destino a la exportación, y los gasoductos que transportan el gas natural proveniente de los diferentes campos de producción a los centros de consumo. La anterior red de oleoductos, poliductos y gasoductos se complementa con el transporte por vías marítima, fluvial y terrestre. El Gráfico No. 17 presenta la red nacional de transporte de hidrocarburos en sus diferentes modalidades.

El total de la red nacional de transporte de oleoductos y poliductos fue para 1985 de 7.441 km. de los cuales 5.240 (70.4%) pertenecen a Ecopetrol.

4.1 OLEODUCTOS

La movilización de crudos, durante 1985 a través de los diferentes oleoductos, alcanzó un promedio de 102.700 barriles diarios, volumen que es superior en un 83.7% al transportado durante 1984.

Esta variación importante fue determinada por el transporte de los crudos de los campos de Providencia, Payoa y Yarirí a la Refinería de Barrancabermeja a través del oleoducto Ayacucho-Galán, recibidos en la intersección Comuneros; el mayor volumen bombeado por el oleoducto Dina-Salgar-Galán de los crudos del Huila con un incremento, con respecto al año anterior, de 9.100 BPDC como consecuencia de la entrada en servicio, en noviembre de 1984, de la nueva estación de bombeo de Gualanday (Tabla No. 20).

TABLA No. 20
TRANSPORTE DE CRUDO POR OLEODUCTO
Miles de barriles por día

Sectores	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Ayacucho-Barrancabermeja	13.6	7.3	31.8	335.6
Dina-Barrancabermeja	11.3	25.9	35.0	35.1
Dina-Velásquez	11.5	18.9	18.0	(4.8)
Galán-Ayacucho-Coveñas	2.3	7.1	19.5	174.6
Coveñas-Cartagena	—	3.8	17.9	371.0

4.2 POLIDUCTOS

Debido fundamentalmente al incremento de la demanda de combustibles en las diferentes zonas del país, se registró un transporte promedio de 153.200 barriles diarios, que representa un aumento del 8.5% respecto al transportado en 1984. Se destacan los incrementos de transporte para los sectores Pozos Colorados-Barrancabermeja, Buenaventura-Yumbo, Gualanday-Neiva, Mariquita-Gualanday, Barrancabermeja-Bucaramanga, y Puerto Salgar-Bogotá (Tabla No. 21).

TABLA No. 21
TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS
POR POLIDUCTOS
Miles de barriles por día

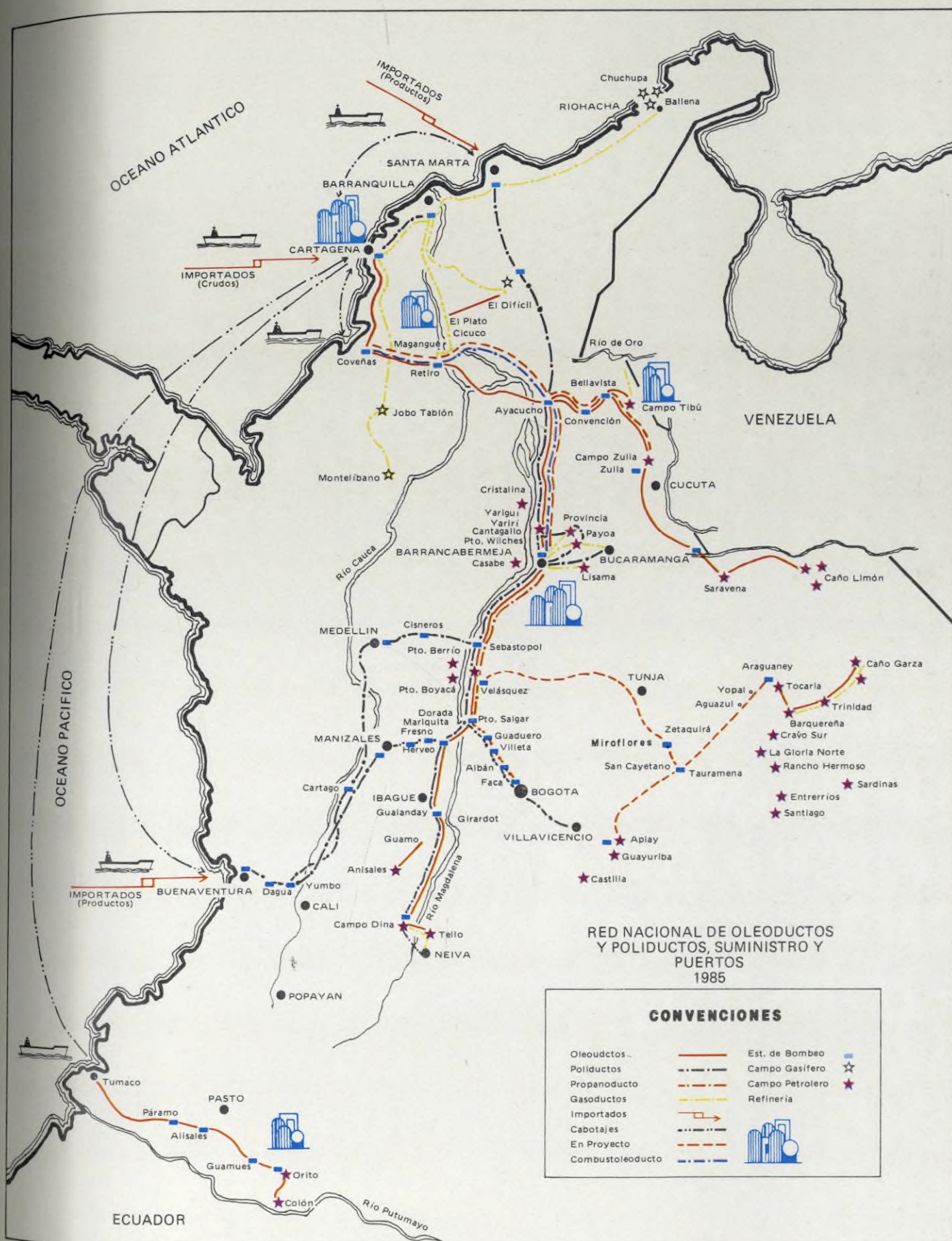
Sectores	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Barrancabermeja-Bucaramanga	6.8	7.3	8.0	9.6
Barrancabermeja-Sebastopol	92.1	95.2	98.1	3.0
Sebastopol-Medellín	15.7	16.2	16.9	4.3
Sebastopol-Puerto Salgar	76.4	78.5	80.6	2.7
Puerto Salgar-Bogotá	50.4	51.3	54.8	6.8
Puerto Salgar-Mariquita	—	24.4	23.5	(3.7)
Mariquita-Manizales	—	17.9	16.5	(7.8)
Mariquita-Gualanday	—	3.9	5.3	35.9
Gualanday-Neiva	—	1.8	3.0	66.7
Manizales-Yumbo	8.7	9.7	8.2	(15.5)
Buenaventura-Yumbo	8.0	6.8	9.0	32.4
Coveñas-Barrancabermeja	0.1	—	—	—
Pozos Colorados-Barrancabermeja	20.4	20.7	26.7	29.0
Cartagena-Barranquilla	6.8	11.2	11.4	1.8

4.3 COMBUSTOLEODUCTO

El transporte de combustóleo desde Barrancabermeja hasta Cartagena con destino a la exportación, se efectuó parcialmente por esta vía alcanzando 20.700 barriles diarios en promedio, lo que representó un 55.6% del total de combustóleo transportado desde Barrancabermeja hacia Cartagena.

4.4 GASODUCTOS

Existen en el país cerca de 1.500 Km. de tubería por donde se transporta el gas natural desde los campos de producción hasta los centros de consumo. El consumo total de gas natural durante 1985 fue de 381.772 millones de BTU por día (M BTU/Día), de los cuales 255.815 millones de BTU/Día correspondieron a la Costa Atlántica y 125.957 M BTU/Día a la Zona Central del país. El consumo total de gas natural equivale aproximadamente a 60.000 barriles diarios de combustóleo.



RED NACIONAL DE OLEODUCTOS Y POLIDUCTOS, SUMINISTRO Y PUERTOS 1985

CONVENCIONES

Oleoductos	—	Est. de Bombeo	■
Poliductos	- - -	Campo Gasífero	☆
Propanoducto	- · - · -	Campo Petrolero	★
Gasoductos	—	Refinería	🏭
Importados	→		
Cabotajes	- · - · -		
En Proyecto	- · - · -		
Combustoleoducto	- · - · -		

4.5 TRANSPORTE TERRESTRE DE CRUDO

Se movilizaron por vía terrestre 12.900 barriles diarios de crudo, de los cuales 11.600 barriles diarios se transportaron en carrotanques (89.9%) y el volumen restante por ferrocarril (Tabla No. 22).

TABLA No. 22
TRANSPORTE TERRESTRE DE CRUDO
Miles de barriles por día

Trayecto	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
CARROTANQUE				
Dina-Velásquez	6.9	—	—	—
Dina-Barrancabermeja	3.9	1.8	—	(100.0)
Dina-La Dorada	1.4	1	—	(100.0)
Dina-Guamo	0.9	—	—	—
Ortega-La Dorada	0.3	0.4	—	(100.0)
La Cañada-Dina	0.2	0.2	0.2	—
La Cañada-Guamo	1.3	—	—	—
Apiay-Ayacucho	—	1.7	—	(100.0)
Apiay-Barrancabermeja	3.3	—	—	—
Apiay-La Dorada	5.3	4.1	6.5	58.5
Casanare-Barrancabermeja	3.5	4.4	4.9	11.4
Subtotal Carrotanque	27.0	13.0	11.6	(10.8)
FERROCARRIL				
Dina-Barrancabermeja	4.0	0.8	—	(100.0)
Bonza-Barrancabermeja	—	—	1.3	—
Subtotal Ferrocarril	4.0	0.3	1.3	62.5
Total Transporte Terrestre	31.0	13.8	12.9	(6.5)

4.6 TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS

El transporte fluvial de hidrocarburos realizado para Ecopetrol registró una disminución del 7.5% con respecto al volumen transportado en 1984. Este transporte que se realiza exclusivamente por el Río Magdalena movilizó en 1985 un volumen promedio de 19.819 barriles diarios (Tabla No. 23).

4.7 TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS

Ecopetrol realizó cabotajes entre los puertos de Tumaco, Buenaventura, Coveñas, Cartagena y Pozos Colorados, cuyo volumen en 1985 alcanzó un promedio de 30.795 barriles diarios, cifra ésta inferior en un 13.9% a la registrada en 1984. De los cabotajes realizados, el 54% está representado

TABLA No. 23
TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS
Miles de barriles por año

Trayecto	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Barrancabermeja-Cartagena (1)	6.656	6.855	6.035	(12.0)
Cartagena-Barrancabermeja (2)	558	762	800	5.0
Barrancabermeja-Barranquilla (3)	191	200	233	16.5
Cicuco-Barrancabermeja	417	—	—	—
Cicuco-Cartagena	—	—	95	—
Barranquilla-Barrancabermeja	—	38	—	(100.0)
Yarirí-Barrancabermeja	—	108	42	(61.1)
La Rompida-Barrancabermeja	—	—	29	—
Total	7.963	7.822	7.234	(7.5)

- (1) Combustóleo de exportación (5.934.5 KB), benceno de exportación (41.6 KB), Crudo Yarigui (58.5 KB).
(2) Diluyente de combustóleo (747.0 KB), ACPM (53.3 KB).
(3) Ciclohexano para Monómeros Colombo Venezolanos (143.8 KB) Emulsión aceitosa de ciénagas internas (66.8 KB), Avigas (15.4 KB), tolueno (7.1 KB).

por el Crudo Orito transportado para su procesamiento desde Tumaco hasta la Refinería de Cartagena. El 26% lo constituyen los combustibles cargados en Cartagena y transportados vía Canal de Panamá hasta Buenaventura, con el fin de atender parcialmente la demanda del occidente del país y el 20% 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. 24).

TABLA No. 24
TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
Miles de barriles por año

Puertos-Partida-Destino	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
Tumaco-Cartagena (1)	5.307	6.206	6.081	(2.0)
Tumaco-Coveñas-Pozos Colorados (2)	247	—	—	—
Cartagena-Buenaventura (3)	2.570	2.542	2.928	15.2
Cartagena-Coveñas Pozos Colorados (4)	3.964	3.075	2.231	(27.5)
Coveñas-Cartagena (5)	493	1.228	—	(100.0)
Total Cabotajes	12.581	13.051	11.240	(13.9)

- (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 y Gasóleo para la Refinería de Cartagena.

5. Consumo nacional



Durante 1985, la demanda nacional de combustibles alcanzó 224.066 barriles equivalentes diarios, discriminados así: 65.8% de productos blancos, 5.8% de productos negros y 28.4% de gas natural, equivalente a crudo. El consumo total de hidrocarburos en este año presentó un incremento del 2.1%, al compararlo con el de 1984.

La Tabla No. 25 y el Gráfico No. 18 resumen el comportamiento histórico del consumo de combustibles a nivel nacional durante el período 1978-1985.

5.1 PRODUCTOS BLANCOS

La denominación de "Productos Blancos" corresponde a los combustibles utilizados para los transportes terrestre, aéreo, férreo y fluvial, a los combustibles líquidos para el consumo doméstico y a los hidrocarburos líquidos livianos industriales.

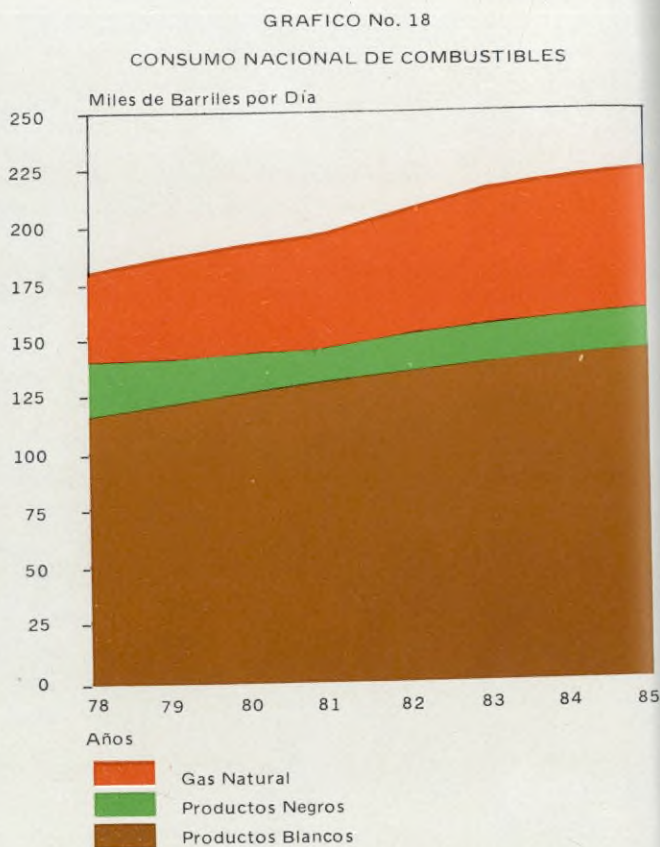
En 1985 el consumo nacional de productos blancos se incrementó en 4.5% con respecto a 1984, alcanzando 147.368 barriles diarios equivalentes al 64.9% del total de hidrocarburos consumidos en Colombia.

La demanda nacional de gasolina motor —regular y extra— presentó un incremento del 6.6%, al llegar durante 1985 a un nivel de 88.144 barriles diarios, volumen equivalente al 59.8% del consumo de productos blancos en el país.

El grupo de los "Destilados Medios" compuesto por ACPM, queroseno y turbocombustible, representó el 29.5% de los productos blancos al alcanzar en 1985 una demanda de 43.435 barriles diarios, superior en 2.0% al consumo de 1984.

5.2 PRODUCTOS NEGROS Y GAS NATURAL

La utilización de estos hidrocarburos se dirige casi exclusivamente a la generación de termoelectricidad y a combustibles industriales. Durante 1985



su consumo disminuyó en 2.1%, presentando un nivel de 76.698 barriles diarios equivalentes al 36.6% de la demanda nacional de hidrocarburos.

Durante 1985 el gas natural registró un consumo de 63.629 barriles diarios equivalentes de crudo, superando en 0.2% el de 1984. El consumo de combustóleo disminuyó en un 43.0%, llegando a 3.660 barriles diarios, en tanto que el crudo utilizado como combustible presentó un incremento del 11.8% alcanzando un nivel de 9.409 barriles diarios. En conjunto, el consumo de combustibles negros se redujo durante 1985 en un 11.9%.

TABLA No. 25
 CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
 Barriles por día

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	Variación 85/84 (%)
PRODUCTOS BLANCOS									
- Gasolina motor	69.422	71.021	72.816	74.027	76.833	80.125	82.663	88.144	6.6
- Bencina industrial y cocinol	4.350	4.468	4.490	4.966	5.214	5.175	5.016	4.922	(1.9)
- Queroseno	8.238	7.899	6.684	6.387	5.605	5.176	4.839	4.777	(1.3)
- ACPM	21.410	23.006	24.927	25.551	26.719	27.727	28.512	30.161	5.8
- Turbocombustible	8.722	9.163	9.144	10.460	11.516	10.630	9.228	8.947	(7.9)
- Gasolina de aviación	960	915	996	1.050	1.041	940	775	725	(6.5)
- Gas propano	6.723	6.328	7.575	7.812	8.114	9.283	10.029	10.142	1.1
Total productos blancos	119.825	122.800	126.632	130.253	135.041	139.056	141.062	147.368	4.5
PRODUCTOS NEGROS									
- Combustóleo	18.973	16.960	12.436	10.239	10.608	9.137	6.421	3.660	(43.0)
- Crudo como combustible	600	1.100	2.700	3.587	3.337	4.764	8.414	9.409	11.8
Total productos negros	19.573	18.060	15.136	13.826	13.945	13.901	14.835	13.069	(11.9)
GAS NATURAL									
- Barriles equivalentes de crudo	37.840	43.144	47.644	52.509	56.873	62.035	63.512	63.629	0.2
TOTAL CONSUMO NACIONAL	177.238	184.004	189.412	196.588	205.859	214.992	219.409	224.066	2.1
TASA DE CRECIMIENTO (%)									
- Productos blancos	4.3	2.5	3.1	2.9	3.7	3.0	1.4	4.5	
- Productos negros más Gas natural	14.8	6.6	2.6	5.7	6.8	7.2	3.2	(2.1)	
TOTAL COMBUSTIBLES	7.5	3.8	2.9	3.8	4.7	4.4	2.1	2.1	

6. Gestión financiera

Las actividades desarrolladas durante 1985 se reflejaron en un crecimiento sin antecedentes en los activos de la Empresa al lograrse un incremento de éstos del 100%, debido principalmente a la alta ejecución de inversiones por 107.7 miles de millones de pesos. Para el logro de estas realizaciones hubo necesidad de incrementar en forma apreciable el endeudamiento a corto y largo plazo ya que desafortunadamente la gestión operativa produjo desfavorables resultados económicos. En efecto, el estado de pérdidas y ganancias que en 1984 había mostrado una utilidad de \$2.868.1 millones, presentó en 1985 una pérdida de \$25.425.3 millones como consecuencia principalmente de la elevada tasa de devaluación, la drástica baja en los precios del fuel oil de exportación, la creación de nuevos impuestos a las importaciones y finalmente la congelación de los precios nacionales de los combustibles.

Con respecto a la tasa de devaluación se destaca que la estructura financiera de Ecopetrol es muy sensible a las variaciones de la tasa cambiaria, dado que mientras los ingresos provienen en un 30% de divisas de exportaciones, los egresos están compuestos de un 70% en divisas y de un 30% en moneda nacional.

Por otra parte, mientras los precios del crudo y la gasolina importados, permanecieron relativamente estables y similares a los registrados en 1984, los precios de exportación de fuel oil disminuyeron en 1985 en cerca de US\$5 por barril.

Asimismo, se crearon nuevos impuestos a las importaciones, los cuales encarecieron las compras en el exterior en un 16%. Al considerar solamente las importaciones de hidrocarburos, que totalizaron en 1985 US\$456.3 millones, los nuevos impuestos representaron costos adicionales de \$10.500 millones.

Finalmente, otro factor que tuvo gran influencia en las cuantiosas pérdidas registradas en 1985, fue el hecho que en este período no se autorizaron aumentos en los precios nacionales de los combustibles, los cuales estuvieron vigentes desde noviembre de 1984 y tan solo se reajustaron catorce meses después, o sea, a partir de enero de 1986. Este comportamiento de los precios nacionales se analiza más ampliamente en el numeral 6.4.

6.1 ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS

Los ingresos de operación superaron en \$39.976.6 millones los del año anterior, con un incremento del 21.2%. Este crecimiento se puede analizar más claramente al separar las ventas nacionales y las exportaciones. En el primer caso, éstas crecieron en 18% mientras que las exportaciones aumentaron en 30%. El aumento del valor en pesos de las ventas en el exterior, estuvo influenciado por el incremento de los volúmenes exportados y por el incremento de la tasa de cambio, no obstante el descenso en los precios de venta en dólares del combustóleo, principal producto de exportación, tal como se comentó anteriormente.

Las importaciones y exportaciones realizadas en 1985, arrojaron una balanza comercial desfavorable de 2.7 millones de dólares, ya que las primeras alcanzaron 456.3 millones de dólares mientras las segundas totalizaron 453.6 millones de dólares.

Los Ingresos no Operacionales, presentaron cifras mayores a las registradas en 1984 del orden de \$8.242.3 millones, influenciados favorablemente, por la fluctuación de cambio por compra de dólares y títulos canjeables, así como los intereses obtenidos en divisas por depósitos transitorios y cobros a clientes de la Empresa.

Los costos de materia prima y productos comprados registraron un incremento del 57% con relación a 1984, a causa del crecimiento alcanzado por las importaciones de gasolina motor en términos de volúmenes, al aumento acelerado de la tasa de cambio del peso colombiano frente al dólar, y en un alto grado por los nuevos impuestos a las importaciones, las cuales se encarecieron por este motivo en aproximadamente 16%, tal como se comentó anteriormente. En lo referente a consumos de materia prima y productos nacionales también se presentaron mayores costos por valor de \$24.392.9 millones, primordialmente por el efecto de la tasa de cambio y los mayores precios internos del crudo.

Los gastos de ventas por \$8.114.9 millones, superaron en un 26% los registrados en 1984, como consecuencia principal de los mayores volúmenes movilizados por ventas de exportación.

ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS
ENERO 1o. A DICIEMBRE 31 DE 1985
PESOS

	1985	1984 (1)	VARIACION		
			Absoluta	Relativa	
I. INGRESOS OPERACIONALES					
Ventas Nacionales	67.615.975.403	61.552.066.500	+	6.063.908.903	10
Ventas de Exportación	64.205.561.682	49.371.928.324	+	14.833.633.358	30
Transporte por Oleoductos	71.764.466.863	58.384.553.155	+	13.379.913.708	23
Ingresos por Servicios	25.000.745.351	19.301.555.882	+	5.699.189.469	30
TOTAL	228.586.749.299	188.610.103.861	+	39.976.645.438	22
II. COSTO MATERIA PRIMA Y PRODUCTOS CONSUMIDOS COMPRADOS					
Materia Prima y Productos Nacionales	77.471.570.558	53.078.706.896	+	24.392.863.662	46
Materia Prima Importada	29.436.675.946	28.544.161.688	+	892.514.258	4
Gasolina y Otros Productos Importados	45.685.788.298	16.122.177.460	+	29.563.610.838	184
TOTAL	152.594.034.802	97.745.046.044	+	54.848.988.758	57
III. GASTOS DE VENTAS					
Entrega de Productos	8.035.232.529	6.389.548.766	+	1.645.683.763	26
Envases y Empaques	79.693.659	65.089.035	+	14.604.624	23
TOTAL	8.114.926.188	6.454.637.801	+	1.660.288.387	26
IV. GASTOS GENERALES Y DE OPERACION					
Salarios	7.712.369.428	6.522.390.983	+	1.189.978.445	19
Prestaciones Sociales	17.966.627.757	17.822.594.436	+	144.033.321	1
Gastos de Jubilados	7.676.129.180	9.007.907.436	-	1.331.778.256	15
Materiales	6.621.535.127	5.206.877.398	+	1.414.657.729	28
Servicios Varios de Terceros	8.448.729.607	5.572.480.317	+	2.876.249.290	52
Costos Varios (*)	12.392.046.740	20.104.570.254	-	7.712.523.514	39
Gastos Generales	5.148.545.905	3.297.289.934	+	1.851.255.971	57
Subtotal	65.965.983.744	67.534.110.758	-	1.568.127.014	3
Recuperaciones	(5.787.919.802)	(3.389.508.002)	-	2.398.411.800	71
TOTAL	60.178.063.942	64.144.602.756	-	3.966.538.814	7
V. TRANSFERENCIAS Y CONSUMOS ECP					
Transferencias	(60.844.105.066)	(42.971.783.830)	-	17.872.321.236	42
Productos y Transportes Utilizados	58.033.881.845	39.655.311.246	+	18.378.570.599	47
TOTAL	(2.810.223.221)	(3.316.472.584)	+	506.249.363	16
UTILIDAD (PERDIDA) OPERACIONAL	10.509.947.588	23.582.289.844	-	13.072.342.256	55
VI. INGRESOS NO OPERACIONALES					
Dividendos	373.850.926	143.333.974	+	230.516.952	161
Otros Ingresos Financieros	13.994.276.235	6.285.101.720	+	7.709.174.515	123
Aprovechamientos y Otros	810.431.795	507.814.475	+	302.617.320	60
TOTAL	15.178.558.956	6.936.250.169	+	8.242.308.787	119
VII. GASTOS NO OPERACIONALES					
Intereses	7.520.921.791	5.926.902.074	+	1.594.019.717	27
Fluctuación de Cambio	35.482.603.151	14.335.926.683	+	21.146.676.468	148
Comisiones	76.085.541	63.178.981	+	12.906.560	20
Otros	8.034.177.940	7.324.403.621	+	709.774.319	10
TOTAL	51.113.788.423	27.650.411.359	+	23.463.377.064	85
UTILIDAD (PERDIDA) NO OPERACIONAL	(35.935.229.467)	(20.714.161.190)	-	15.221.068.277	74
UTILIDAD (PERDIDA) NETA	(25.425.281.879)	2.868.128.654	-	28.293.410.533	987

* INCLUYE: Depreciación, Agotamiento y Amortización Diferidos

(1) Reclasificado para efectos de comparación.

Los Gastos Generales y de Operación se redujeron para 1985 en \$3.966.5 millones con respecto a las cifras de 1984, principalmente por efecto de las menores amortizaciones de inversiones en áreas petrolíferas.

La mayor carga en los gastos la acumularon los egresos no operacionales, al incrementarse en \$21.146.7 millones la pérdida por fluctuación de cambio, originada por la deuda en moneda extranjera por efectos del elevado aumento de la tasa cambiaria que de 1984 a 1985 registró un crecimiento de 58.31 pesos por dólar.

Al consolidar los ingresos y gastos para 1985, se llegó a un resultado desfavorable equivalente a \$25.425.3 millones.

6.2 EJECUCION DE INVERSIONES

La ejecución del presupuesto de inversiones de Ecopetrol en 1985 ascendió a la suma de \$107.693.7 millones, superior en \$79.460.0 millones al del año anterior (281.4%) (Tabla No. 26 y Gráfico No. 19).

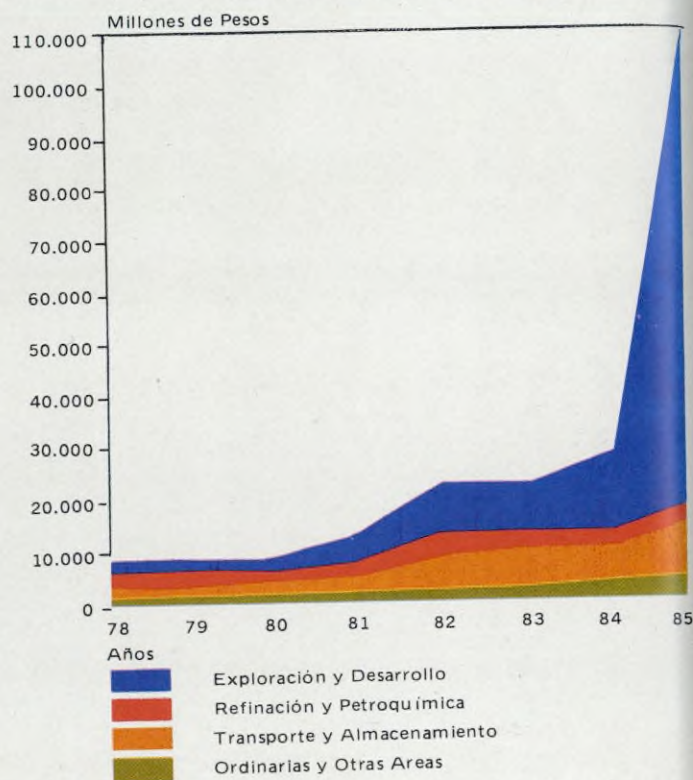
El 82.2% de las inversiones correspondió a las actividades de exploración y desarrollo de campos petrolíferos propios y a la participación de Ecopetrol en los contratos de asociación, siendo el de mayor importancia el de Cravo Norte, con Occidental. Gracias a los esfuerzos realizados en materia de inversiones en el área de exploración y desarrollo, se confirmó el potencial petrolífero de Cravo Norte y se incrementaron las reservas recuperables de crudo del país, en 171.24 millones de barriles.

Las inversiones en refinación y petroquímica y en transporte y almacenamiento tuvieron un incremento con relación al año anterior del 87.5% y 87.7% respectivamente.

A mediados de 1985 Ecopetrol entregó para el servicio del país el Terminal de la Sabana en Facatativá, en el cual se hizo una inversión total de \$3.200 millones. Con esta obra se aumentó en 500 mil barriles el almacenamiento de seguridad del país.

En el área de refinación y petroquímica se realizó la ampliación de la Planta de Polimerización de la

GRAFICO No. 19
INVERSIONES DE ECOPETROL



Refinería de Cartagena de 3.000 a 5.000 barriles/día de gasolina motor, con una inversión de \$987 millones, la cual entró en servicio en agosto de 1985.

Ecopetrol, como empresa estatal, tiene interés especial en promover la participación de la industria nacional en el suministro de bienes y servicios para la ejecución de sus proyectos. Consciente de esta necesidad, ha establecido como una de sus políticas, comprometer cada vez más a los contratistas colombianos en la ejecución de proyectos importantes.

TABLA No. 26
EJECUCION DE INVERSIONES
Millones de pesos

Áreas de Inversión	1984	1985	Variación (%)
Exploración y Desarrollo	16.872.7	88.543.3	424.8
Refinación y Petroquímica	1.506.8	2.825.9	87.5
Transporte y Almacenamiento	7.140.4	13.405.2	87.7
Inversiones en Otras Areas	890.8	464.7	(47.8)
Inversiones Ordinarias	1.823.0	2.454.6	34.6
TOTAL INVERSIONES	28.233.7	107.693.7	281.4

6.3 BALANCE GENERAL

Los Activos Totales de la Empresa en 1985, se incrementaron con respecto a las cifras de 1984 en un 100%, al alcanzar la suma de \$350.722.9 millones al cierre del ejercicio. Este crecimiento estuvo determinado por los siguientes aspectos:

- Incremento de \$10.618.7 millones en el Activo Corriente, por mayores inventarios de productos, materiales de operación y especialmente por materiales y equipos para proyectos que se vienen adelantando actualmente.
- Los Activos a Largo Plazo presentaron un aumento del 70%, como consecuencia de nuevos aportes de capital en Carbocol, financiaciones otorgadas a las electrificadoras y anticipos de regalías por explotación de hidrocarburos hechos a los departamentos y municipios.
- El Activo Fijo, presentó un alto índice de crecimiento en el renglón de Obras en Proceso, principalmente en la Operación Conjunta de Cravo Norte con Occidental, para la construcción del Oleoducto Caño Limón-Río Zulia-Coveñas, Recuperación Secundaria de Casabe, Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo, Oleoducto Apiay-Yopal-Velásquez y modernización de la C.D.U. en el Complejo Industrial de Barrancabermeja. Vale la pena destacar las valorizaciones de los Activos Fijos, calculadas para 1985 en el 24.51%, según disposición del Gobierno Nacional, las mayores inversiones en plantas y equipos y en los oleoductos Provincia-Payoya y Ayacucho-Barrancabermeja.
- Las Inversiones en áreas petrolíferas presentaron incrementos considerables como resultado del reaforo de las reservas petrolíferas del Putumayo y las reversiones de las Concesiones Yondó, San Pablo y Totumal, así como por las mayores inversiones para perforación de pozos en zonas de explotación, destacándose el área de Cravo Norte y Cocorná.
- El incremento de \$2.175.0 millones registrado en el Activo Diferido, se originó principalmente por los mayores avances entregados a contratistas para atender las importaciones de productos, materiales y equipos, así como valores por seguros pagados y costos amortizables incurridos en contratos de asociación antes de la etapa productiva.

El monto de los Pasivos Totales para 1985, se aumentó en un 105% con respecto a los valores de 1984, según se explica a continuación:

- Un incremento del 95% en el Pasivo Corriente determinado básicamente en los mayores saldos de las Cuentas por Pagar por \$55.696.8 millones, correspondientes en su mayoría a las financiaciones de importaciones, a los vencimientos corrientes de las obligaciones en moneda extranjera, a las cuentas por pagar en favor de los asociados y a los créditos de proveedores nacionales y del exterior de bienes y servicios.
- En las obligaciones a largo plazo se registró un mayor valor por \$61.353.5 millones, representado por el aumento de la deuda en moneda extranjera al constituirse mayores compromisos con Occidental y Mannesmann Comercial, así como por efecto de la devaluación antes mencionada.
- Los Otros Pasivos, se vieron afectados por el incremento de las Provisiones para atender los pagos de las futuras pensiones de jubilación y los impuestos ocasionados por las importaciones de hidrocarburos.

El Patrimonio de la Empresa, presentó una notable recuperación en 1985 equivalente a \$34.672.3 millones (83%), como consecuencia de los efectos de las capitalizaciones de las Concesiones Yondó, San Pablo y Totumal que revirtieron al Estado Colombiano en 1985 y por el reavalúo de las reservas de crudo recuperables del Putumayo.

Los principales índices financieros derivados del ejercicio 1985, se relacionan en la siguiente tabla:

TABLA No. 27

Indice Financiero	1985	1984
- Solvencia (1)	0.62 : 1	1.03 : 1
- Liquidez (2)	0.32 : 1	0.67 : 1
- Estabilidad (3)	1.70 : 1	1.98 : 1
- Financiación del Activo:		
- Por Acreedores (4)	78.2 %	76.1 %
- Con recursos Propios (5)	21.8 %	23.9 %

- (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

BALANCE GENERAL A DICIEMBRE 31 DE 1985 PESOS

ACTIVO	A diciembre 31/85	A diciembre 31/84*	VARIACION		
			Absoluta	Relativa	
CORRIENTE DISPONIBLE					
Caja y Bancos	2.374.940.496	2.098.072.735	+	276.867.761	13
a. En pesos	266.210.162	2.140.427.740	-	1.874.217.578	88
b. En dólares (convertidos a pesos)	3.381.217.041	4.312.283.419	-	931.066.378	22
c. Banco República - Títulos Canjeables/Depósitos	-	1.181.039.300	-	1.181.039.300	100
Depósitos a término (dólares convertidos a pesos)	14.377.250.963	16.920.938.027	-	2.443.687.064	15
Cuentas por Cobrar	(192.556.444)	(164.246.517)	-	28.309.927	17
Provisión para Protección de Cartera	-	-	-	-	-
TOTAL DISPONIBLE	20.207.062.218	26.388.514.704	-	6.181.452.486	23
REALIZABLE					
Inventario de Productos	16.368.498.085	12.559.825.853	+	3.808.672.232	30
Inventario de Productos en Tránsito	992.030.376	746.710.036	+	245.320.340	33
Inventario de Materiales	12.834.518.672	9.772.797.605	+	3.061.721.067	31
Materiales en Tránsito	8.683.876.156	5.434.976.343	+	3.248.899.813	60
Materiales y Equipos para Proyectos	12.761.035.133	6.322.004.692	+	6.439.030.441	102
Inventario de Provisiones	50.955.909	42.264.933	+	8.690.976	21
Inventario de Semovientes	7.012.524	19.153.591	-	12.141.067	63
TOTAL REALIZABLE	51.697.926.855	34.897.733.053	+	16.800.193.802	48
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	71.904.989.073	61.286.247.757	+	10.618.741.316	17
A LARGO PLAZO					
Inversiones Varias	22.700.924.801	13.923.922.791	+	8.777.002.010	63
Valorización de Inversiones	2.469.419.099	1.658.892.102	+	810.526.997	49
Préstamos sobre regalías	1.048.066.619	665.214.514	+	382.852.105	58
Otros Préstamos	6.205.960.543	2.321.928.185	+	3.884.032.358	167
Deudores Varios	3.015.973.970	2.372.759.327	+	643.214.643	28
Provisión para protección de cartera	(51.427.039)	(23.740.707)	-	27.686.332	117
TOTAL ACTIVO A LARGO PLAZO	35.388.917.993	20.918.976.212	+	14.469.941.781	70
FIJO					
Propiedades, Plantas y Equipos	72.646.308.165	64.172.915.168	+	8.473.392.997	13
Depreciación Acumulada	(25.445.146.276)	(20.100.736.499)	-	5.344.409.777	27
Neto	47.201.161.889	44.072.178.669	+	3.128.983.220	7
Valorización de Activos Fijos	35.457.446.768	17.654.178.139	+	17.803.268.629	101
Obras en Proceso	85.049.177.642	12.301.420.409	+	72.747.757.233	591
TOTAL ACTIVO FIJO	167.707.786.299	74.027.777.217	+	93.680.009.082	127
AREAS PETROLIFERAS					
Yacimientos - Aforo	46.120.062.805	5.339.852.831	+	40.780.209.974	764
Agotamiento	(4.547.592.957)	(3.445.694.849)	-	1.101.898.108	32
Perforación de pozos en zonas de explotación	4.904.935.012	713.604.460	+	4.191.330.552	587
Exploraciones en curso	3.598.704.424	1.547.212.969	+	2.051.491.455	133
Inversiones Amortizables	37.846.255.729	37.231.305.364	+	614.950.365	2
Amortización	(17.278.327.839)	(25.106.456.333)	-	7.828.128.494	31
TOTAL AREAS PETROLIFERAS	70.644.037.174	16.279.824.442	+	54.364.212.732	334
DIFERIDO					
Órdenes de Trabajo	106.347.880	36.493.996	+	69.853.884	191
Avances a Contratistas	2.126.005.832	1.290.361.743	+	835.644.089	65
Anticipos:					
a. Al Gobierno Nacional	737.132.582	588.160.816	+	148.971.766	25
Provisión para subsidios gasolina	(567.238.112)	(567.238.112)	-	-	-
b. A otras entidades	1.148.733.856	1.061.953.956	+	86.779.900	9
Otros Cargos Diferidos	1.526.180.806	492.386.966	+	1.033.793.840	210
TOTAL ACTIVO DIFERIDO	5.077.162.844	2.902.119.365	+	2.175.043.479	75
TOTAL ACTIVO	350.722.893.383	175.414.944.993	+	175.307.948.390	100
CUENTAS DE ORDEN	54.783.571.629	10.483.296.911	+	44.300.274.718	423

* Reclasificado para efectos de comparación.

ALFREDO CARVAJAL S.
Presidente

CARLOS F. LECOMPTE B.
Vicepresidente Financiero (E)

PASIVO	A diciembre 31/85	A diciembre 31/84*	VARIACION	
			Absoluta	Relativa
CORRIENTE				
Cuentas por Pagar	112.081.638.506	56.384.847.042	+ 55.696.791.464	99
Depósitos y Garantías	2.159.354.739	1.821.448.991	+ 337.905.748	19
Prestaciones Sociales Causadas	1.675.720.328	1.123.084.584	+ 552.635.744	49
TOTAL PASIVO CORRIENTE	115.916.713.573	59.329.380.617	+ 56.587.332.956	95
A LARGO PLAZO				
Cesantías Causadas	1.347.063.283	1.536.268.292	- 189.205.009	12
Obligaciones	97.341.049.969	35.798.315.467	+ 61.542.734.502	172
TOTAL PASIVO A LARGO PLAZO	98.688.113.252	37.334.583.759	+ 61.353.529.493	164
OTROS PASIVOS				
Total Estudio Actuarial	57.276.207.560	44.429.971.855	+ 12.846.235.705	29
Jubilaciones por Amortizar	(11.843.437.717)	(8.968.189.820)	- 2.875.247.897	32
Provisión para pensiones de jubilación	45.432.769.843	35.461.782.035	+ 9.970.987.808	28
Provisión importación de Materiales	1.840.138.258	560.723.620	+ 1.279.414.638	228
Otras Provisiones	12.181.610.003	282.094.560	+ 11.899.515.443	-
TOTAL OTROS PASIVOS	59.454.518.104	36.304.600.215	+ 23.149.917.889	64
PASIVO DIFERIDO	143.443.090	598.587.610	- 455.144.520	76
TOTAL PASIVO	274.202.788.019	133.567.152.201	+ 140.635.635.818	105

PATRIMONIO

CAPITAL				
Capital Autorizado	80.000.000.000	22.000.000.000	+ 58.000.000.000	264
Capital por Pagar	(17.046.070.165)	(1.865.891.265)	- 15.180.178.900	814
Capital Pagado	62.953.929.835	20.134.108.735	+ 42.819.821.100	213
SUPERAVIT GANADO				
Reserva Legal	1.064.591.541	777.778.676	+ 286.812.865	37
Reserva a disposición H.J.D.	-	3.055.573	- 3.055.573	100
Utilidad (Pérdida) 1978 - 1983	-	(1.425.910.089)	+ 1.425.910.089	100
Utilidad (Pérdida) del período	(25.425.281.879)	2.868.128.654	- 28.293.410.533	987
TOTAL SUPERAVIT (DEFICIT)	(24.360.690.338)	2.223.052.814	- 26.583.743.152	-
SUPERAVIT DE CAPITAL				
Valorización de Activos	37.926.865.867	19.313.070.241	+ 18.613.795.626	96
Otras Valorizaciones	-	177.561.002	- 177.561.002	100
TOTAL SUPERAVIT DE CAPITAL	37.926.865.867	19.490.631.243	+ 18.436.234.624	95
TOTAL PATRIMONIO	76.520.105.364	41.847.792.792	+ 34.672.312.572	83
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	350.722.893.383	175.414.944.993	+ 175.307.948.390	100
CUENTAS DE ORDEN POR CONTRA	54.783.571.629	10.483.296.911	+ 44.300.274.718	423

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

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

HERNAN COPETE C.
Auditor Especial ante Ecopetrol

6.4 PRECIOS INTERNOS DE LOS COMBUSTIBLES

El Gobierno Nacional ha tratado de mantener una estructura de precios internos para los combustibles que conserve su nivel en términos constantes, desestimulando así los consumos superfluos y por consiguiente, las altas tasas de crecimiento.

La Tabla No. 28 y el Gráfico No. 20 presentan la evolución desde octubre de 1980, de los precios al público de la gasolina motor regular, los cuales son similares a los del ACPM y el queroseno y constituyen la directriz para la fijación de los precios internos de los demás hidrocarburos.

En los últimos cinco años, en pesos corrientes, los precios aumentaron 143.2% al pasar de cuarenta y cuatro pesos por galón en octubre de 1980 a 107

pesos por galón en diciembre de 1985.

Sin embargo, al deflactar a pesos constantes de octubre de 1980, utilizando el Índice Total de Precios al Consumidor, el precio de la gasolina regular durante 1985 promedió 31.48 pesos constantes por galón, nivel inferior en 28.5% al que regía cinco años antes, el cual era de cuarenta y cuatro pesos por galón.

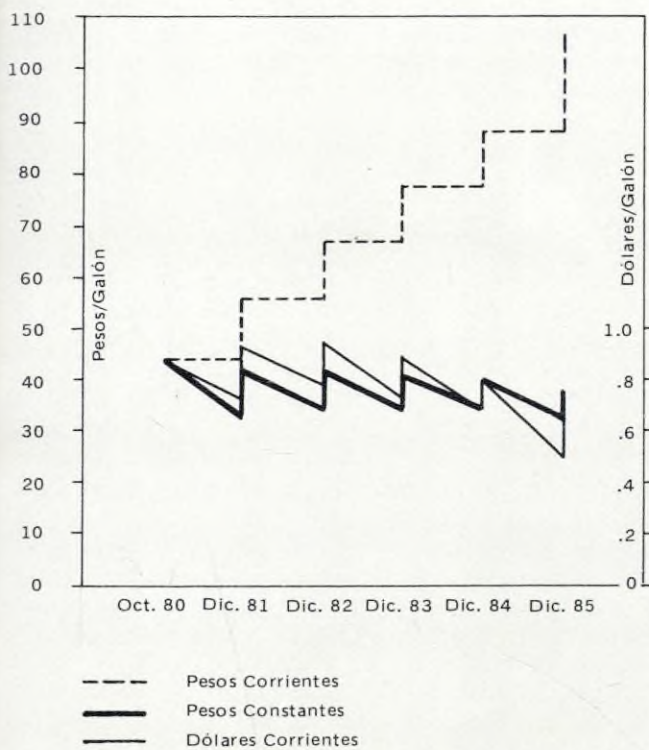
En dólares corrientes por galón, los precios al público de la gasolina regular, ACPM y queroseno, después del alza efectuada en diciembre de 1985, se colocaron en el equivalente a 0.63 dólares por galón, nivel inferior al que regía cinco años atrás, de 0.89 dólares por galón, lo cual significa que el precio interno de los combustibles ha disminuido tanto en términos de dólares corrientes como de pesos constantes.

TABLA No. 28
EVOLUCION PRECIOS AL PUBLICO DE GASOLINA REGULAR*

	Octubre 1980	Diciembre 1981		Diciembre 1982		Diciembre 1983		Diciembre 1984		Diciembre 1985	
		Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después	Antes	Después
Tipo de Cambio e Inflación											
- Tasa de Cambio Oficial (Pesos por US dólar)	49.22	58.66	58.66	69.63	69.63	87.87	87.87	112.93	112.93	169.65	169.65
- Índice total de precio al consumidor (Dic. de 1978 - 100)	156.54	204.99	204.99	254.25	254.25	296.55	296.55	350.77	350.77	443.05	443.05
Precio al Público por Galón											
- En pesos corrientes	44.00	44.00	55.00	55.00	67.00	67.00	77.50	77.50	89.10	89.10	107.00
- En pesos constantes de octubre 1980	44.00	33.60	42.00	33.86	41.25	35.37	40.91	34.58	39.76	31.48	37.81
- En US dólares corrientes	0.89	0.75	0.94	0.79	0.96	0.76	0.88	0.69	0.79	0.53	0.63

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

GRAFICO No. 20
EVOLUCION DE LOS PRECIOS AL PUBLICO
Gasolina Regular



6.5 DIVIDENDO SOCIAL

Durante 1985 el monto de los subsidios otorgados por Ecopetrol a los consumidores colombianos ascendió a 53.419.0 millones de pesos, de acuerdo con la siguiente relación:

- Ecopetrol importó gasolina regular a un precio promedio equivalente a 114.28 pesos por galón y al venderla al consumidor nacional, sólo recibió 54.61 pesos por galón, puesto que la restante porción del precio al público está constituida por impuestos y márgenes de distribución. Al aplicar la pérdida de 59.67 pesos por galón al volumen de gasolina importada, resultó un subsidio con cargo a Ecopetrol de 24.002.6 millones de pesos por la comercialización de la gasolina importada durante 1985.
- Al igual que con la importación de gasolina, los productos obtenidos en la refinación de los crudos importados fueron vendidos en el país a un

precio inferior al de su importación, configurándose un subsidio con cargo a Ecopetrol de 12.648.7 millones de pesos, imputable a los crudos importados en 1985.

- El cocinol es un combustible cuya materia prima es un componente de la gasolina regular y por esta razón, sus precios deberían ser similares. Sin embargo, el cocinol se ha venido entregando a sólo 13.00 pesos por galón y la diferencia debe asumirla Ecopetrol, lo cual en el ejercicio de 1985 le representó un subsidio a su cargo de 2.183.1 millones de pesos.
- Las electrificadoras de servicio público, especialmente las termoeléctricas del área norte del país, adquirieron los combustibles a precios subsidiados, inferiores a los establecidos para el público en general, asumiendo Ecopetrol la diferencia que durante 1985 alcanzó la suma de 6.234.8 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 los Territorios Nacionales, existen subsidios para el transporte por carrotaque a dichas regiones, los cuales son por cuenta de Ecopetrol y durante 1985 totalizaron 349.8 millones de pesos.
- Los combustibles entregados a los aviones y barcos de compañías nacionales en viajes internacionales tuvieron un precio inferior a los combustibles distribuidos a los aviones y barcos de las compañías extranjeras. La diferencia de precios constituyó un subsidio a cargo de Ecopetrol, el cual, durante 1985 ascendió a 583.3 millones de pesos.
- El precio que Ecopetrol pagó al productor de gas natural de la Guajira fue superior al precio de venta establecido para los consumidores nacionales. Esta pérdida en la actividad de distribución configuró un subsidio por parte de Ecopetrol al consumidor de gas natural por 7.416.7 millones de pesos durante 1985.

6.6 IMPUESTOS

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

Durante el año 1985 los impuestos causados sobre los productos elaborados por Ecopetrol ascendieron a 46.877.4 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 38.606.2 millones de pesos.
- El impuesto a las ventas recaudado sobre los productos distribuidos por Ecopetrol ascendió a 7.935.6 millones de pesos.
- El impuesto y el subsidio sobre el consumo de gasolina regular y extra destinados a los departamentos y al Distrito Especial de Bogotá sumaron la cantidad de 335.6 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 1985 totalizaron 11.240.8 millones de pesos.

En resumen, a pesar de haber registrado pérdidas durante el año, Ecopetrol aportó en 1985 al Fisco Nacional una suma total de 58.118.2 millones de pesos.

6.7 INVERSIONES EN OTRAS EMPRESAS

En 1985 las inversiones en otras empresas registraron un aumento neto de 10.497.5 millones sobre el año anterior. Se destacaron las realizadas en el sector de Explotación de Recursos Energéticos donde los aportes efectuados a Carbones de Colombia S.A. durante el año, ascendieron a 8.650.2 millones de pesos, representando el 82.4% del crecimiento global del año.

De igual manera, en el sector de Transporte y Distribución sobresalieron los nuevos aportes efectuados a Surtidora de Gas del Caribe (45.8 millones de pesos), Terpel del Norte S.A. (57.5 millones de pesos) y Terpel Sur S.A. (10.8 millones de pesos).

Asimismo se destacaron los incrementos en el valor intrínseco de las acciones de la mayoría de las empresas, como consecuencia de los rendimientos que obtuvieron en la vigencia de 1985, con los cuales incrementaron sus niveles patrimoniales (Tabla No. 29).

6.7.1 Carbocol

Durante 1985 logró avances significativos en el desarrollo del proyecto de la Zona Norte de El Cerrejón, concretando la culminación de las instalaciones de Carbón Anticipado en el puerto, y las de manejo del mineral en la mina, con lo cual pudo cumplir el programa de exportaciones previsto.

En el campo financiero adelantaron gestiones para obtener recursos de crédito de la banca internacional por 423 millones de dólares.

En el terreno comercial suscribieron contratos para exportación de casi cinco millones de toneladas y las exportaciones realizadas ascendieron a un volumen cercano a los tres millones de toneladas.

A través de la suscripción y pago de acciones, captaron de los accionistas 17.647.7 millones de pesos, dando cumplimiento al programa de emisión. Aumentaron el capital autorizado a 44.000 millones de pesos. El capital suscrito y pagado al término del año 1985 ascendió a 43.274.1 millones de pesos.

Las ventas netas del año ascendieron a 9.844.5 millones de pesos que reportaron una utilidad neta de 660.4 millones de pesos.

6.7.2 Promigas

En el mes de abril terminaron los trabajos de ampliación del gasoducto, con la construcción de una línea de 94 kilómetros paralela a la existente. Tuvo un costo de 2.039 millones de pesos, y permitió un incremento cercano al 20% en la capacidad de transporte, que aumentó a 260 millones de pies cúbicos por día.

Como resultado de la explotación, los yacimientos gasíferos, causaron regalías del orden de 1.108.1 millones, transportaron 79.764 millones de pies cúbicos en el año y obtuvieron ingresos de operación de 4.682.7 millones de pesos.

Los activos totales aumentaron en 2.534.2 millones de pesos y las utilidades del año, que ascendieron a 1.441.2 millones de pesos, superaron en 382 millones de pesos a las de 1984.

6.7.3 Petroquímica del Atlántico

Al finalizar el año 1985, los Activos Totales ascendieron a 1.341.1 millones de pesos, superiores en 562.3 millones de pesos a los registrados en el período anterior, reflejado principalmente en las nuevas inversiones externas en sociedades realizadas durante el año.

La utilidad neta del ejercicio fue de 181.2 millones de pesos, superior en un 70% al compararla con el resultado alcanzado en el año anterior.

Los Ingresos Operacionales generados en el transporte y distribución del gas natural en Barranquilla llegaron a 336.5 millones de pesos, mientras que en 1984 fueron de 197.4 millones de pesos. La causa principal de este incremento se encuentra en la devaluación del 51.2% del peso colombiano con relación al dólar, moneda en la cual se facturan las ventas de servicios de Petroquímica del Atlántico.

6.7.4 Terminales de Distribución de Derivados del Petróleo (TERPELES)

En términos generales las operaciones cumplidas por los Terpeles durante el año 1985 reportaron resultados satisfactorios.

Las ventas consolidadas que en 1984 ascendieron a 25.505.7 millones de pesos, llegaron en este año a 34.563.8 millones de pesos con un incremento del 35.5%. Asimismo las utilidades aumentaron en 38.8% hasta un total de 939.9 millones de pesos, frente a 677.1 millones de pesos del año anterior.

Los Activos Totales de los cinco terminales al final del año sumaron 7.878.6 millones de pesos indicando un incremento de 3.386.2 millones de pesos sobre el nivel de Activos de 1984.

Terpel Bucaramanga S.A.: Los Activos Totales de esta sociedad experimentaron un crecimiento de 1.226 millones de pesos durante el ejercicio de 1985, como resultado del incremento en los Activos Fijos, en las inversiones externas y en los inventarios. Sus ventas se incrementaron en un 35% alcanzando un valor de 12.703 millones de pesos.

El aumento en el volumen de ventas de lubricantes (40% sobre el año anterior) condicionó estos resultados. El incremento de sus utilidades fue de 148

millones de pesos sobre el año 1984 cuando se liquidaron 444 millones de pesos.

Terpel Antioquia S.A.: Se transformó la Sociedad Anónima durante el año 1985 y su capital suscrito y pagado pasó de 16.5 millones de pesos en 1984 a 216 millones de pesos en este año.

La vinculación de Terpel Antioquia al mercado de combustibles de aviación en el aeropuerto José M. Córdova, constituyó el logro de uno de los objetivos trazados por la Sociedad.

Terpel del Centro S.A.: Durante el año 1985 concluyó la construcción de la nueva planta de abasto de Buga, la cual entró en operación en el mes de octubre, con un costo total de 187.7 millones de pesos, al igual que se hicieron ampliaciones en las plantas de Mariquita, Pereira y Manizales con un costo global de 241 millones de pesos.

El volumen de ventas durante este año experimentó un crecimiento de tan sólo 0.1%, debido a que la planta de Mariquita vió disminuida su actividad al desplazarse su mercado hacia la planta de Gualanday (Terpel Sur) y a la disminución de la demanda en el área de Armero, a partir del mes de noviembre.

Terpel del Norte S.A.: A finales de septiembre concluyeron las actividades de construcción, instalación y montaje del Terminal de Baranoa, situado a 15 km. de Barranquilla, con un costo total de 570 millones de pesos. A mediados de octubre se iniciaron las operaciones tanto con combustible como con lubricantes, reportando ventas anuales de 608.3 millones de pesos y utilidades por 0.4 millones de pesos.

Terpel del Sur S.A.: A partir del mes de febrero la planta de Gualanday empezó a distribuir combustibles para el área del Tolima, parte de Cundinamarca, Huila y Caquetá.

Las ventas del año alcanzaron 5.856.3 millones de pesos. Esta sociedad soportó una pérdida fortuita de 25 millones de pesos, representada principalmente en los derrames de combustibles producidos por la ruptura del poliducto Barrancabermeja-Mariquita-Gualanday-Neiva y a la menor actividad de las plantas a raíz de la erupción del volcán Nevado del Ruiz.

6.7.5 Monómeros Colombo Venezolanos

El año 1985 fue favorable para esta empresa y ratificó su posición en el sector industrial del país al aumentar la utilidad sobre sus ventas, del 3.7% en 1984 al 6.3% en este año, sustentada en el crecimiento del 36%, 6% y 3% en las producciones

respectivas de sulfato de amonio, fertilizantes compuestos y caprolactama.

En 1985 la utilidad fue de 1.280 millones de pesos y las ventas totales ascendieron a 20.254 millones de pesos, superando en un 31.4% el nivel logrado el año anterior.

TABLA No. 29

INVERSIONES DE ECOPETROL EN OTRAS EMPRESAS - 1985

	31 DE DICIEMBRE DE 1984		31 DE DICIEMBRE DE 1985		D I F E R E N C I A	
	Inversión Neta Millones Pesos (1)	Vr. Intrínseco de la Acción	Inversión Neta Millones Pesos (1)	Vr. Intrínseco de la Acción	Inversión Neta	Vr. Intrínseco
EXPLOTACION DE RECURSOS ENERGETICOS						
- Carbones de Colombia S.A.	12.574.0	1.018.40	21.728.2	1.026.16	9.154.2	7.76
- Carboriente (Coluranio) S.A.	50.4	965.35	48.1	920.38	(2.3)	(44.97)
- Colombian Petroleum Co. S.A.	3.6	36.03	3.8	37.73	0.2	1.70
- Explotaciones Cóndor S.A.	624.2	46.246.90	800.8	59.328.46	176.6	13.081.56
- Petrolera del Río Panamá S.A. (2)	(817.6)	-	(817.6)	-	-	-
Subtotal	12.434.6		21.763.3		9.328.7	
TRANSPORTE Y DISTRIBUCION						
- Promigas S.A.	735.5	4.768.40	998.3	6.318.04	244.8	1.549.64
- Surtidora de Gas del Caribe S.A.	-	-	33.1	14.45	33.1	14.45
- Compañía Colombiana de Gas S.A.	9.7	25.37	19.6	48.76	9.9	23.39
- Petroquímica del Atlántico S.A.	125.0	54.39	179.7	78.14	54.7	23.75
- South American Gulf Oil Co. S.A.	14.3	14.318.52	14.3	14.342.44	-	23.92
- Gasoducto de Santander S.A.	21.7	29.60	28.2	38.53	6.5	8.93
- Terpel Bucaramanga S.A.	381.2	272.26	428.9	306.39	47.7	34.13
- Terpel del Centro S.A.	197.6	22.10	288.1	32.21	90.5	10.11
- Terpel Antioquia S.A. (3)	136.0	13.831.53	228.5	178.38	92.5	-
- Terpel del Norte S.A.	24.0	100.00	85.4	118.63	61.4	18.63
- Terpel Sur S.A.	96.4	1.631.84	161.5	1.871.18	65.1	239.34
Subtotal	1.759.4		2.465.6		706.2	
PETROQUIMICA						
- Monómeros Colombo Venezolanos	240.0	2.139.14	363.8	3.241.96	123.8	1.102.82
- Poliolefinas Colombianas S.A.	400.4	4.501.32	687.0	7.719.99	286.6	3.218.67
- Fertilizantes Colombianos	100.2	20.81	112.4	23.35	12.2	2.54
Subtotal	740.6		1.163.2		422.6	
OTRAS ACTIVIDADES						
- Electrificadora de Santander S.A.	125.1		193.5		68.4	
- Electrificadora del Tolima S.A. (4)	43.1		9.1		(34.0)	
- Compañía Refinadora Nacional Ltda.	0.5		-		(0.5)	
- Corporaciones Financieras (Santander, Caldas y Norte)	53.5		49.1		(4.4)	
- Granahorrar	15.0		20.1		5.1	
- Artesanías de Colombia	0.5		0.4		(0.1)	
- Banco Ganadero, Inscredial	0.3		0.3		-	
- Bonos (Deuda Externa, IFI)	75.1		78.5		3.4	
- Serviport	-		3.9		3.9	
- Arborización El Llanito	1.8		-		(1.8)	
Subtotal	314.9		354.9		40.0	
TOTAL INVERSIONES EN OTRAS EMPRESAS	15.249.5		25.747.0		10.497.5	
Provisión para Protección de Inversiones	817.6		817.6		-	
INVERSION NETA TOTAL	16.067.1		26.564.6		10.497.5	

NOTAS:

- (1) Inversión Neta: Valor del Patrimonio Social multiplicado por el porcentaje de participación de ECOPETROL en el capital de la Sociedad.
- (2) La firma Petrolera del Río Panamá se encontraba aún en diciembre 31 de 1985, en proceso de liquidación.
- (3) El Valor Intrínseco de las acciones de Terpel Antioquia S.A. disminuyó sensiblemente al transformarse la Sociedad de Limitada en Anónima, aumentando el número total de Acciones.
- (4) La Inversión Neta para 1985 en Electrificadora del Tolima se calculó considerando el valor nominal de las acciones, ya que aún no se ha efectuado la Asamblea General de Accionistas y por consiguiente no se han distribuido los Estados Financieros de la entidad.



La nómina en Ecopetrol a diciembre 31 de 1985 totalizó 9.900 funcionarios, incluyendo el personal contratado a término indefinido, temporal, estudiantes en práctica industrial y de vacaciones y aprendices del Sena. La cifra anterior representa una disminución de 4.8% con relación a los 10.403 trabajadores con contrato vigente a 31 de diciembre de 1984.

El número total de ingresos por contratos a término indefinido durante el año fue de 464 y los retiros de 376, dando como resultado un índice de rotación de personal de 5.3%.

Los salarios y prestaciones sociales del personal activo y jubilado, totalizaron a diciembre 31 de 1985, la suma de 33.355.1 millones de pesos, ligeramente superior a la de 1984, año en el cual se causaron 33.352.9 millones de pesos (Tabla No. 30).

TABLA No. 30
SALARIOS Y PRESTACIONES SOCIALES
Millones de Pesos

Concepto	1983	1984	Variación	
			1985	1985/1984 (%)
Salarios	4.859.9	6.522.4	7.712.4	18.24
Prestaciones Sociales	11.149.1	17.822.6	17.966.6	0.81
Gastos de Jubilados	4.515.1	9.007.9	7.676.1	(14.78)
TOTAL	20.524.1	33.352.9	33.355.1	0.01

Salarios: Durante 1985 fueron pagados por este concepto 7.712.4 millones de pesos, lo cual representa una variación del 18.2% con respecto al año anterior, cifra que corresponde al porcentaje de ajuste salarial pactado en la Convención Colectiva de Trabajo para personal convencional y al aplicado al personal directivo según Acuerdo 01/77.

Prestaciones Sociales: Para 1985 estos beneficios registraron un incremento de sólo 0.8% con relación a 1984, debido a la revisión efectuada de la cuota anual de amortización para futuras pensiones.

Servicios Médicos: Los costos por servicios de salud a diciembre 31 de 1985 totalizaron 881.4 millones de pesos. Dentro de ellos los de mayor incidencia (55%) fueron los servicios hospitalarios prestados por valor de 214.5 millones de pesos y las drogas suministradas, con un costo de 269.9 millones de pesos. El número total de usuarios para el mismo año fue de 52.341.

Plan de Vivienda: El valor total de los préstamos para vivienda otorgados al personal tanto convencional como directivo durante 1985 fue de 1.293.6 millones de pesos distribuidos entre 558 beneficiarios.

Beneficios Educativos: La Empresa cuenta con planes de educación con destino a los familiares de los trabajadores, mediante auxilios económicos o a través de los establecimientos manejados directamente; los costos y número de beneficiarios se presentan en la Tabla No. 31.

TABLA No. 31
DISTRIBUCION DEL PLAN EDUCACIONAL

Nivel de Estudios	Número de Beneficiarios	Valor Total Miles de \$	Valor Promedio \$/Beneficiario
Primaria y Pre-escolar	4.689	158.543	33.812
Bachillerato	5.266	222.020	42.161
Universidad	2.913	266.776	91.581
TOTAL	12.868	647.339	50.306

El 66.38% del total de beneficiarios corresponde a familiares de trabajadores activos y el 33.62% restante a hijos de trabajadores jubilados.

Adicional a dicho plan el número de beneficiarios en las concentraciones escolares y colegios de la Empresa para 1985 fue de 3.850 estudiantes.

Personal Jubilado: A diciembre 31 de 1985 el total de personas jubiladas a cargo de Ecopetrol ascendió a 6.002, lo que representó un incremento del 3% con respecto al año 1984. En la Tabla No. 32 se presenta la discriminación de los gastos de jubilados.

TABLA No. 32
GASTOS DE JUBILADOS 1985
Millones de pesos

	1983	1984	1985	Diferencia 1985-1984
Amortización de Pensiones	2.739.3	6.736.9	4.799.5	(1.937.4)
Pensiones Pagadas	1.209.8	1.538.6	1.946.0	407.4
Servicios de Salud	288.8	380.0	487.2	107.2
Plan Educativo	148.2	179.1	241.3	62.2
Prima de Navidad	106.0	134.0	167.1	33.1
Otros Gastos	23.0	39.3	34.4	(4.9)
TOTALES	4.515.1	9.007.9	7.676.1	(1.331.8)

8.1 PROYECTO DE RECUPERACION SECUNDARIA DE CASABE

Ecopetrol invirtió en este proyecto 10.976.6 millones de pesos durante 1985, de los cuales el 45.4% correspondió a la perforación de 130 pozos. A 31 de diciembre se habían perforado 406 de los 553 pozos programados para el desarrollo secundario del Campo Casabe.

Adicionalmente, se concluyeron las siguientes actividades:

- Tendido de las tuberías del sistema de captación de agua.
- Instalación de las tuberías de inyección del sector norte.
- Instalación de las tuberías del sistema de distribución del sector norte.
- Construcción y montaje de las estaciones de inyección del sector norte.
- Obras civiles y eléctricas de la planta de inyección de agua a alta presión.
- Obras civiles de las tres estaciones de recolección, tratamiento y manejo de crudos y aguas residuales del sector norte.
- Adquisición de los equipos, tuberías y elementos para las necesidades del proyecto.

Para el país, el proyecto de recuperación secundaria de petróleo en Casabe por inyección de agua es de gran importancia, porque se podrán recuperar 70.7 millones de barriles de petróleo secundario y trece millones de barriles primarios en dieciséis años y representa un potencial de producción de 26.000 barriles por día a finales de 1987. No conlleva los riesgos característicos de las actividades exploratorias y el campo se encuentra a escasos quince kilómetros de la Refinería de Barrancabermeja con toda la infraestructura desarrollada.

8.2 REFINACION

Durante el año 1985 se continuó el desarrollo de proyectos prioritarios encaminados a optimizar las refinerías de Cartagena y Barrancabermeja, de acuerdo con las necesidades generadas por la mayor disponibilidad de crudos descubiertos en el país y la creciente demanda de combustibles.

Para las plantas del Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica de Barrancabermeja se efectuaron los siguientes trabajos:

- Se adelantó la Ingeniería Básica de proceso para el proyecto de ampliación de la capacidad de procesamiento de crudos, trabajo éste que reviste una especial importancia para la operación futura del Complejo Industrial al permitir, una vez ejecutadas las modificaciones contempladas, cargas de 170.000 BPDC con crudos semilivianos. Este trabajo implicó la revisión del diseño de todos y cada uno de los equipos de las cinco unidades de crudo. Las reformas se diseñaron para aprovechar al máximo los equipos disponibles y para disminuir los costos de la inversión requerida. Todo lo anterior se efectuó gracias al esfuerzo y dedicación de profesionales y técnicos de la Refinería y su terminación se espera para mediados de 1988.
- Se avanzó en la construcción de la nueva unidad de destilación de crudo con capacidad de 24.000 BPD, la cual se espera ponerla en servicio en marzo de 1986.
- Se continuó la ampliación de la planta de Fenol, aprovechando paradas de la unidad, para no afectar sustancialmente la disponibilidad de bases lubricantes. Durante 1985 se realizaron las siguientes actividades: instalación de hornos, montaje de nueve bombas, modificación de los internos de las torres y se modernizó el cuarto de control.
- Se concluyó la fase de ingeniería y se continuó la construcción del nuevo sistema de tratamiento de naftas craqueadas de las plantas "Orthoflow" y Modelo IV.
- Se adjudicó a proveedores nacionales la fabricación de los equipos especiales, necesarios para la unidad de Ruptura Catalítica Modelo IV a fin de incrementar su factor de servicio. Esto constituye un estímulo para el sector metalmecánico del país y significa un adelanto tecnológico de esta actividad.
- Dentro del proyecto de optimización del sistema de generación eléctrica se adelantó la construcción de una nueva caldera para el sistema de generación de la Unidad de Balance, la cual se espera poner en operación en mayo de 1986. Adicionalmente, se efectuó el diseño conceptual

para la integración mediante la interconexión de las cuatro centrales de generación y se preseleccionaron las firmas para la elaboración del diseño detallado.

- Para la modernización de la planta de Ruptura Catalítica "Orthoflow" Modelo C. se adelantó el diseño básico, la ingeniería de detalle y las compras respectivas.
- Dentro de los proyectos contemplados en el plan 35 años, se adjudicó la ingeniería básica y de detalle para la optimización de la Unidad de Balance y la fabricación del horno de la Unidad Démex.
- Asimismo se adjudicaron las ingenierías básicas de los proyectos para la modernización de la Planta de Aromáticos y Parafinas.
- Para la Refinería de Cartagena se terminó y entró en servicio la ampliación de capacidad de la Planta de Polimerización obteniéndose incrementos en la producción de gasolina polimerizada del orden del 40%.

8.3 TRANSPORTE

Durante 1985 se continuó la ejecución de los proyectos de inversión encaminados a cumplir los programas de ampliación y adecuación de la red nacional de transporte de crudos y productos y de los sistemas de almacenamiento, a fin de atender las crecientes necesidades de movilización de hidrocarburos en el país.

Se terminó la construcción de los siguientes oleoductos y poliductos:

Oleoducto Yarirí-Comuneros: En julio de 1985 se terminó y entró en servicio un tramo de 20.1 kilómetros, de dieciocho pulgadas de diámetro, que interconecta la estación de Yarirí con el oleoducto Ayacucho-Barrancabermeja, con lo cual se reemplazó el trayecto corto del antiguo oleoducto de Andian.

Poliducto Buenaventura-Yumbo: La variante de 12.3 kilómetros de tubería de ocho pulgadas de diámetro del poliducto Buenaventura-Yumbo se construyó y entregó en diciembre de 1985, la cual reemplazó un tramo de tubería que por su alto grado de corrosión y su trazado por zonas densamente pobladas implicaba un alto riesgo.

Poliducto Cartagena-Barranquilla: Al entrar en operación en octubre de 1985 la interconexión de cuatro kilómetros en tubería de doce pulgadas entre el poliducto Cartagena-Barranquilla y el nuevo Terminal de Baranoa, se mejoraron las condiciones de operación en el Terminal de Barranquilla.

Terminal de la Sabana: A mediados del año se inauguró el moderno Terminal de la Sabana que suplirá las necesidades de almacenamiento de combustibles para atender la demanda de Bogotá por varios años. Se incrementó en 500 mil barriles la capacidad de almacenamiento de gasolina y destilados medios, para el área de influencia de Bogotá.

Almacenamiento Puerto Salgar: En noviembre entró en servicio un tanque de sesenta mil barriles para el almacenamiento de crudos.

Adicionalmente, se encuentran en construcción los siguientes proyectos:

Oleoducto Centro-Costa Norte: Este proyecto que busca incrementar la capacidad de manejo de crudos entre las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, contempla las siguientes obras:

- Cambio de sesenta y seis kilómetros del oleoducto de doce pulgadas de diámetro entre Coveñas y Sincé por tubería de dieciseis pulgadas de diámetro, el cual se espera terminar en febrero de 1986.
- Construcción de una nueva estación en Retiro, la cual entró en servicio en marzo de 1985 y de tres cruces subfluviales en el Río Magdalena (Retiro, Regidor y Caño Tapoa).
- Construcción de obras adicionales en la estación Galán para el manejo del combustoleoducto y la construcción de oficinas y sala de operación.

Ampliación de Almacenamiento: Los incrementos en la producción nacional de crudos y en la demanda de combustibles han generado la necesidad de ampliar la capacidad de almacenamiento para estos hidrocarburos, por lo cual se adjudicó la construcción de un tanque de 100 mil barriles en Ayacucho para crudos y se adelanta la licitación para construir dos tanques de cincuenta mil barriles con techo flotante para el almacenamiento de refinados en Sebastopol.

Oleoducto Central de los Llanos Orientales: Se inició la ejecución del proyecto para el transporte de los crudos de la Intendencia de Casanare y el De-

partamento del Meta a Velásquez 26 y desde allí a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, te- niéndose el siguiente avance de obra:

- Se adjudicó el tramo Apiay-Araguaney-El Porvenir de 227 kilómetros de longitud en diámetros de diez, doce y catorce pulgadas, iniciándose la obra el 15 de junio.
- Se adelantó la construcción del cruce subfluvial del río Guatiquía y de los puentes colgantes del oleoducto Apiay-Araguaney.
- Se compraron los terrenos y se adjudicaron los contratos para la construcción de las estaciones de bombeo en Apiay, Araguaey, El Porvenir, Miraflores y Velásquez 26, iniciándose el diseño de estas obras en octubre de 1985.
- Se adelantó la licitación para el tramo San Cayetano-Velásquez 26 de 270 kilómetros en tuberías de doce y catorce pulgadas de diámetro.

Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo: Como vía alterna para atender las demandas de combustibles en la zona occidental del país y debido a la limitación en la capacidad del poliducto de Caldas, se adelantó la construcción de este nuevo Poliducto, cuyas obras se espera terminar en el transcurso de 1986, en sus diferentes sectores.

Oleoducto Caño Limón-Coveñas: Dentro del alcance del contrato de la asociación Cravo Norte, se adelanta la construcción del Oleoducto Caño Limón-Coveñas con una extensión de 589 kilómetros. El sector entre el campo de Caño Limón y Zulía con una longitud de 300 kilómetros en tubería de dieciocho y veinte pulgadas de diámetro, entró en operación en diciembre y se continuó la construcción del sector Zulía-Coveñas.

Adicionalmente, se inició la construcción de un moderno terminal en Coveñas que contará con una estación de almacenamiento flotante (FSU) con capacidad de dos millones de barriles y una unidad de cargue de tanqueros (TLU). Se podrán cargar hasta dos buquetanques simultáneamente, de 120 mil DWT cada uno, con capacidad de cargue de cuarenta mil barriles/hora.

Ampliación Oleoductos de Ecopetrol: La necesidad de movilización de crudos pesados del interior del país hacia la Refinería de Cartagena y semilivianos hacia el Complejo Industrial de Barrancabermeja, a fin de maximizar las cargas de crudos nacionales a

las refinerías, obligaron a la Empresa a proyectar la construcción de ochenta kilómetros de tubería de veinte pulgadas de diámetro entre Ayacucho y Coveñas así como de 190 kilómetros entre Ayacucho y Barrancabermeja en tubería de veinte pulgadas de diámetro, para los cuales se prepararon los respectivos pliegos de condiciones.

8.4 CONSERVACION AMBIENTAL

Ecopetrol continuó en su empeño de conservar el medio ambiente en todas las áreas en las que se encuentra presente con sus operaciones y prosiguió con la ejecución de obras en diversos sitios del país orientados dentro de este objetivo.

Se elaboraron los estudios biológicos y fisicoquímicos, y las declaratorias de impacto ambiental para las zonas de influencia que genera el plan de oleoductos de Ecopetrol, así como los estudios de impacto socio-económico que causarían los nuevos campos de producción.

En el área del Complejo Industrial de Barrancabermeja, se continuó con el plan de recuperación de ciénagas internas y adecuación del sistema de aguas lluvias.

En el Distrito de Producción de El Centro, se continuó con la construcción de las piscinas de estabilización/aireación y los anillos perimetrales a los pozos a fin de evitar la contaminación.

En Tumaco se construyeron las obras necesarias para evitar que las aguas lluvias aceitosas drenen a la bahía sin descontaminarse previamente.

8.5 INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETROLEO

La industria del petróleo constituye una actividad multidisciplinaria que demanda para su operación gran variedad de insumos, la mayoría de los cuales proviene de países de mayor desarrollo tecnológico, donde esta industria presenta un notable crecimiento. Esta situación genera dependencia tecnológica a más de producir una alta erogación de divisas. Varios países latinoamericanos iniciaron, hace mucho, el proceso de disminución de esta dependencia, al crear sus propios centros de investigación petrolera, en busca de una mayor autonomía del sector.

Origen del ICP: Desde hace varios años se puso de manifiesto por parte de Ecopetrol y de asociaciones profesionales en el área del petróleo, la necesi-

dad de contar con un ente dedicado por completo a cumplir con los objetivos de un centro de investigación petrolera que inicialmente asesorara los estudios y proyectos de la Empresa y, posteriormente, a toda la industria.

Durante el primer Congreso Colombiano del Petróleo, celebrado en El Centro, Santander, en octubre de 1984, se revivió la necesidad de contar con un Instituto que, enmarcado dentro de la estructura administrativa de Ecopetrol, orientara fundamentalmente sus actividades a la búsqueda de mecanismos que permitieran alcanzar una mayor autonomía tecnológica de la industria petrolera nacional.

Dentro de las recomendaciones de este importante evento fue incluida la solicitud a Ecopetrol para que emprendiera los pasos conducentes a la creación del Instituto Colombiano del Petróleo.

El Gobierno Nacional y la Presidencia de Ecopetrol acogieron favorablemente esta iniciativa y fue así como la Junta Directiva de Ecopetrol en su sesión del día 11 de junio de 1985, Acta No. 1660, creó el Instituto Colombiano del Petróleo, como una unidad que depende directamente de la Presidencia de la Empresa.

El Instituto Colombiano del Petróleo inició sus labores en Bogotá el día 12 de junio de 1985. Posteriormente, la Junta Directiva de Ecopetrol trasladó la sede del Instituto a la ciudad de Bucaramanga, en donde continuará sus actividades a partir del mes de marzo de 1986.

Objetivo: El objetivo principal del ICP es dar apoyo tecnológico a las industrias petroleras, petroquímicas y conexas en las áreas de exploración, explotación, procesos y transporte, así como a la industria nacional para la reducción progresiva de la dependencia externa de tecnología y suministros.

Estructura Administrativa: Las políticas y programas del ICP las establece el Consejo Directivo, del cual forman parte el Presidente de la Empresa, dos miembros de la Junta Directiva y los Vicepresidentes de Refinación y Transporte, Ingeniería y Proyectos, Operaciones Asociadas y de Exploración y Producción de Ecopetrol. De la Presidencia de la Empresa depende directamente el Director del Instituto.

**ECOPETROL
ECOPETROL
ECOPETROL 1985**
ANNUAL REPORT

1985 Figures

EXPLORATION AND PRODUCTION

Exploratory wells drilled in 1985	:	68
Exploratory drilling (thousand feet)	:	551.1
Investment in direct and associate exploration (US millions)	:	232.1
Developmental wells drilled in 1985	:	292
Developmental drilling (thousand feet)	:	1,500.3
Investment in direct and associate developmental drilling (US millions)	:	268.3
Recoverable reserves at December 31, 1985		
– Crude oil (million barrels)	:	1,288.5
– Natural gas (billion cubic feet)	:	3,788.4
– Natural gas - Petroleum equivalent (million barrels)	:	631.4
Crude oil production (thousand barrels/day)		176.4
Ecopetrol crude oil production (thousand barrels/day)	:	90.7
Natural gas supplied to the nation (billion BTU/day)	:	381.8
Natural gas supplied to the nation-Petroleum equivalent (thousand barrels/day)	:	63.6

ASSOCIATION CONTRACTS

Contracts valid at December 31, 1985	:	86
Area under contract (thousand hectares)	:	9,385.4
Investments by associate companies in 1985 (US thousands)	:	312.9
Crude oil reserves discovered in 1985 through association contracts (million barrels)	:	197.5
Total associate production in 1985		
– Crude oil (thousand barrels/day)	:	41.1
– Ecopetrol	:	22.2
– Associate companies	:	18.9
– Natural gas (billion BTU/day)	:	284.2
– Natural gas - Petroleum equivalent (thousand barrels/day)	:	47.4

REFINING

(Thousand barrels/day)

Raw materials to refineries	:	185.2
– Barrancabermeja	:	128.4
– Cartagena	:	52.6
– Orito, Tibu and Plato	:	4.2
Refinery production	:	184.8
– White products	:	127.5
– Heavy residues	:	57.3

FOREIGN TRADE

Hydrocarbon imports		
– Volume (thousand barrels/day)	:	44.3
– Value (USmillion)	:	456.3
Hydrocarbon exports		
– Volume (thousand barrels/day)	:	55.0
– Value (US million)	:	453.6

TRANSPORT
(million barrels)

Crude oil transported by pipeline	:	37.5
Petroleum products transported by pipeline	:	55.9
Crude oil transported by land	:	4.7
Hydrocarbons transported by river	:	7.2
Coastal shipping of hydrocarbons	:	11.2
— Crude oil	:	6.1
— Petroleum derivatives	:	5.1

DOMESTIC CONSUMPTION OF PETROLEUM DERIVATIVES
(barrels/day)

White products	:	147,368
Heavy residues	:	13,069
Natural gas (barrels-fuel oil equivalent)	:	63,629
Total domestic consumption	:	224,066
Rate of increase 85/84 (%)	:	2.1

NATIONAL BALANCE OF PETROLEUM
(thousand barrels/day)

Raw materials to refineries	:	185.2
Petroleum equivalent to imported gasoline (70% conversion)	:	36.8
Total demand for petroleum*	:	222.0
Domestic production	:	176.4
National deficit	:	45.6

FINANCIAL INFORMATION
(Million pesos)

Total assets	:	350,723
Total liabilities	:	274,203
Net worth	:	76,520
Losses	:	25,425
Investments	:	107,694
Subsidies	:	53,419
Tax revenue collected on Ecopetrol products	:	46,877
Taxes paid on imports	:	11,241
Personnel (number of employees)	:	9,900

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

INTRODUCTION

Domestic oil production increased to 197.4 thousand barrels/day by the end of 1985, a level not achieved since January, 1973. In December, 1985 the last shipments of foreign crude oil entered the country and Ecopetrol announced an end to oil imports.

Thanks to efforts on the part of Ecopetrol and private associate companies, recoverable reserves have increased 15.3%. These totaled 1,288 million barrels at December 31, 1985.

New discoveries have improved our success in exploratory activities. During the 1975-1980 period, one out of ten exploratory wells was productive. This ratio increased to one out of seven in 1980-85 and one out of four in 1985. Exploration conducted by the company had a positive effect on this ratio since all five exploratory wells drilled by Ecopetrol in 1985 were productive.

Thirty new association contracts were signed during the past year. These apply to 2,129,500 hectares of land. Eight more contracts were approved by the Board of Directors and will be signed at a later date. Eighty-six association contracts for a total of 9,385,442 hectares were in effect at the end of the year. This is the largest number in operation at one time since the system was initiated.

Ecopetrol invested more in 1985 than any other period in its history. Investments total 107.7 billion pesos, a sum equal to all such expenditures during the preceding five year period. These funds were used to implement projects in every aspect of the industry. Special emphasis was given to developing newly discovered reserves.

Contrary to the 1984 statement of income which showed nearly 3,000 million pesos profit, figures for 1985 indicated losses of 25,425.3 million pesos. The following were important factors:

a. Accelerated devaluation of the Colombian peso (52% for the twelve months of 1985). This affected Ecopetrol more seriously than other firms since nearly 70% of all company disbursements are made in U.S. dollars while only 30% of its income is in foreign currency.

b. International fuel oil prices approximately 20% below those of 1984.

c. New taxes on imports which raised the cost of foreign purchases by 16%.

d. A fourteen month freeze on domestic fuel prices at levels established in November, 1984. These were finally modified on January 1, 1985 thereby resulting in a substantial increase in subsidies.

Another important aspect of the 1985 financial statements concerns a marked increase in net worth owing to reversion of the Yondo, San Pablo and Totumal concessions and

a reassessment of recoverable crude oil reserves in the Putumayo region. An additional 34,672.3 million pesos in equity represents an 83% increase.

In terms of personnel, the company reduced its staff by 4.8% as compared with the active payroll at December 31, 1984. These indicators, denoting increased operational and administrative efficiency, come at a time when Ecopetrol is investing more than ever before and has assumed commitments for several of the most ambitious projects in its history.

Marketing and associate operations necessitated the creation of two new vice presidencies which will afford greater attention and relevancy to these areas of operation. In 1985, Ecopetrol founded the Colombian Petroleum Institute (ICP). This organization is dedicated to research and technical assistance for those sectors of national industry capable of taking an active part in the Colombian oil sector. We believe much can be done towards utilizing domestic inputs and services to replace those still being acquired abroad.

Estimated production for the current fiscal year, coupled with continuous growth and improvements in refining and transport infrastructure, make it feasible to predict that by August 25, 1986 - 35th anniversary of reversion of the De Mares Concession - the nation will have all necessary ways and means to further enhance its oil economy, and therefore the welfare of its people.

Sincerely,

ALFREDO CARVAJAL SINISTERRA
President

1. Exploration and Production

The past year was an exceptional one for exploration conducted by Ecopetrol. The company was 100% successful with efforts to locate new reserves in the Llanos Orientales, Meta and Middle Magdalena regions.

Excellent results were achieved at the company-owned Suria-1 well. This facility was completed on January 15 at a site where new commercial reserves were found in sediments of the Guadalupe formation dating from the upper cretaceous period. Reforma-1 was completed on May 11 and has tapped new production from horizons K-1 and K-2 at the Guadalupe formation. With confirmed commercial production from upper cretaceous sandstone, Guayuriba-2 helped to increase reserves located at a field of the same name. Guatiquia-1 was finished on November 12, 1985 and also led to the discovery of new reserves in productive sandstone dating from the upper cretaceous period (K-1 and K-2). Gala-1, drilled in the Middle Magdalena region, led to production drawn from sandstone in the Murgrosa formation.

The company continued to place priority on developmental wells aimed at increasing reserves in the different production areas. Consequently, 169 developmental wells totaling 840,600 feet were drilled in the past year.

1.1 EXPLORATION

Ecopetrol concentrated its geological surface work on evaluating sedimentary basins in the Llanos Orientales and the Upper Magdalena Valley. These regions were the subject of an 875 km. geological profile controlled by 180 stations.

A geochemical-gasometric survey of the Ortega sector (Upper Magdalena Valley) was complete by the end of 1985. A gasometric survey, developed using the sniffer system, was also contracted for the Middle Magdalena Valley. Results will be available in early 1986.

The company contracted a 60,000 square km. photo-geological survey of the southern parte of Colombia to further available information on structural and paleo-geomorphic features. This study is scheduled for completion during mid-1986.

Associate companies reduced their geological field work. Contrary to an average 19.2 crews/month in 1984, the past year registered an average 7.7 crews/month working primarily in basins of the Cordillera Oriental (Eastern Range) and the upper and lower Magdalena valleys.

These firms also developed geochemical work at Casanare and Cusiana in the Llanos Orientales.

Ecopetrol concentrated its geophysical activities on a seismographic survey of different regions. This resulted in

2,092 kms. of seismic survey patterns requiring a 7.5 million dollar investment.

Eight areas with good hydrocarbon potential have been selected for drilling in 1986. These were chosen from geological and geophysical surveys done by the Exploratory Division in the past year.

Associate companies developed 11,373 kms. in seismic profiles for different sedimentary basins. This required an overall investment of 60.2 million dollars.

In summary, 13,465 kms. of seismic profiles were registered during 1985. This is 35.4% more than the previous year. Corresponding investments rose 59.7% from 42.4 million dollars in 1984 to 67.7 million dollars in 1985 (Table 1 and Graph 1).

Ecopetrol reported exploratory drilling amounting to 73,473 feet. This activity led to the completion of 7 wells and 2 still being drilled at the end of the year. Total investments came to 16.2 million dollars (Tables 2, 3 and 4. Graphs 2 and 3).

Exploratory drilling was highly successful since all company wells of this type resulted in the discovery of new hydrocarbon reserves. These are located at the Suria, Gala, La Reforma, Guayuriba, La Libertad and Guatiquia fields in the Llanos Orientales and the Middle Magdalena Valley.

The following is a breakdown of initial 1985 production at discovery wells:

Suria-1	A-3 Llanos Orientales	2,344 BPCD-33 ^o API (Cretaceous)
Gala-1	A-4 Middle Magdalena Valley	320 BPCD-24.4 ^u API (Mugrosa Formation)
La Reforma-1	A-3 Llanos Orientales	246 BPCD-49.1 ^o API (Cretaceous K-1)
		185 BPCD-42.0 ^o API (Cretaceous K-2)
Guayuriba-2	A-1 Llanos Orientales	1,275 BPCD 34.1 ^o API (Cretaceous K-2)
		1,461 BPCD-35.1 ^o API (Cretaceous K1)
La Libertad-1	A-3 Llanos Orientales	Awaiting completion
Guatiquia-1	A-3 Llanos Orientales	2,365 BPCD-27 ^o API (Cretaceous K-1 and K-2)
Rio de Oro-54K	A-1 Catatumbo	Awaiting completion

Reserves at two wells, La Libertad and Rio de Oro-54K, are currently being evaluated.

Associate companies drilled 52 wells totaling 412,067 feet at an overall investment of 148.2 million dollars. This led to new hydrocarbon reserves discovered at the Jordan and La Flora fields by Elf Aquitaine, at San Francisco by Hocol, at Santiago by Lasmo Oil, at Caño Verde, Caño Duya and Caño Rondon by Occidental, and those at Los Angeles and Chicala-3 discovered by the Texas Petroleum Co.

New reserves were also found by Houston Oil in concession areas at Tenay and Loma Larga.

1.2 DEVELOPMENT

Ecopetrol drilled 169 developmental wells in 1985. These include 130 at the Casabe field as part of a secondary recovery project, 28 at El Centro, 10 in the South District and 1 in the North District. This amounts to 840.6 thousand drilled feet, or 56% of all national activity. Total investment came to 59.8 million dollars.

Associate companies drilled 70 developmental wells totaling 303.4 thousand drilled feet at an investment of 208.5 million dollars of which Ecopetrol was responsible for 104 million dollars.

Companies operating concessions reported drilling 53 developmental wells totaling 356.3 thousand feet or 23.8% of all national activity (Tables 5, 6 and 7. Graphs 4 and 5).

1.3 RESERVES

1.3.1 Crude Oil

Exploratory drilling by Ecopetrol and associate companies led to the discovery of new reserves contributing to a 15.3% increase in recoverable reserves of crude oil amounting to 1,288.5 million barrels at December 31, 1985. In terms of production from these reserves, 63.9% corresponds to operations conducted by Ecopetrol plus its share in associate production (Table 8 and Graph 6).

1.3.2 Natural Gas

Colombia had an estimated 3,788.4 billion cubic feet in natural gas reserves at December 31, 1985, with 58.7% of all production belonging to the company. Most of these reserves are in the Guajira region where 83% of all natural gas in the country is located (Table 8 and Graph 7).

1.4 PRODUCTION

1.4.1 Crude Oil

Average daily domestic production of crude oil rose to 176.4 thousand barrels/day in 1985. This is 5.6% more than the previous year (Table 9 and Graph 8).

Production has steadily increased primarily because of new reserves at the Palermo field discovered in association with Hocol, coupled with those at Cravo Norte located in conjunction with Occidental. Company efforts to maintain production levels at traditional fields and rapidly develop new ones also contributed to increased production.

There was a substantial rise in the volume of crude oil produced through association contracts. This amounted to 41.1 thousand barrels/day in 1985, or 28.7% above the previous year.

The volume of Ecopetrol crude oil production rose 5.8% to 90.7 thousand barrels/day in 1985. This represents

51.4% of all domestic production and constitutes the sum total of crude produced directly by the company plus its share in associate production.

Associate companies produced 18.9 thousand barrels of crude per day in 1985. This accounts for 10.7% of domestic production. A total of 66.9 thousand barrels/day or 37.9% of all domestic crude oil was produced under the concession system (Table 10 and Graph 9).

1.4.2 Natural Gas

In 1985, the supply of natural gas rose by 0.2% above 1984 to an average of 381,772 million BTU per day. This is equivalent—in terms of heating power—to 63,629 barrels of crude per day (Tables No. 11 and 12 - Chart No. 10).

A total of 67.1% of all natural gas produced in Colombia was consumed on the north coast of the country, 32.0% in Barrancabermeja, and the remaining 0.9% in the departments of Huila and Norte de Santander.

Reserves in the Guajira, being developed under association contract with Texaco, supplied the majority of natural gas produced during 1985 totaling 218,094 million BTU per day, equivalent to 85.3% of consumption on the north coast and 57.1% of that supplied to the country as a whole. Natural gas coming from Payoa and Provincia managed to fulfill almost all of the requirements for this type of fuel in the Barrancabermeja area. This represents 30.6% of national production consumed during 1985.

1.5 ASSOCIATION CONTRACTS

Thirty (30) association contracts covering 2,129,500 hectares were signed in 1985. Eight (8) more were approved by the Board of Directors for signing at a later date. Three (3) contracts involving 391,200 hectares of land were terminated, thereby resulting in a total of eighty-six (86) association contracts valid at December 31, 1985. These cover a surface area of 9,385,442 hectares and represent the largest number of contracts in effect at one time since the system was initiated (Graph No. 11).

1.5.1 Exploration

Associate companies invested US\$208.4 million in exploratory activities during 1985. Essentially these investments were for a 11,373 square kilometer seismic profile and 52 exploratory wells. Exploration conducted under the association system during 1985 proved to be highly successful, registering discoveries of crude oil reserves on the order of 197.4 million barrels. This was the result of reassessment involving fields at Caño Limon (116 million barrels), Castilla (20 million), San Francisco (40 million), Andalucia (5.6 million) and other minor fields, in addition to confirmation and drilling of the following exploratory wells.

San Francisco 1, 2 and 3: These wells were drilled in association with Hocol S.A., under the Palermo Contract, and

resulted in the discovery and confirmation of recoverable reserves on the order of 40 million barrels of crude oil (27° API).

Morichal-1: Drilled in 1984 under the Casanare Association Contract with ELF Aquitaine, this well was declared commercial in September, 1985 and has reserves estimated at 4.8 million barrels of crude oil (29.8° API).

Jordan-1: This well, drilled by ELF Aquitaine in the Cusiana sector, produced 1,200 barrels of crude oil per day (28° API) through a 3/8" reduction during short tests for production.

La Flora-1: Drilled by ELF Aquitaine in the Casanare region, this well produced 2,730 barrels of crude per day (34.8° API) through a 1/2" reduction during short tests for production.

Caño Verde-1: This well is located in the Cravo Norte sector and was drilled by Occidental de Colombia. It produced 2,303 barrels of crude oil per day (30.2° API) through a 1/2" reduction during short tests for production.

Caño Duya-1: Drilled by Occidental de Colombia in the Corocora sector, this well produced 1,305 barrels of crude per day (22° API) through a 1/2" reduction during short tests for production.

Corocora-1: This well was drilled by Occidental de Colombia in the Corocora sector. It produced 400 barrels of crude per day (31° API) through a 1 1/2" reduction during short tests for production.

Santiago-4: Drilled by the Lasmo Oil Company in the Upia sector, this well produced 2,690 barrels of crude oil per day (30° API) through a 5/8" reduction during initial testing for production.

Caño Rondon-1: Drilled by Occidental de Colombia in the Rondon sector, this well produced 2,457 barrels of crude oil per day (31.5° API) through a 3/8" reduction during initial testing for production.

1.5.2 Exploitation

Investments in developmental drilling and the construction of production facilities equalling US\$776.9 million were made under eleven association contracts now in the exploitation stage. These include US\$551.4 million for building an oil pipeline between Caño Limon, Rio Zulia and Coveñas. This is designed to handle 200,000 barrels of oil and consists of a 298 kilometer section of 18" - 20" - 18" pipe between Caño Limon and Rio Zulia, with four (4) pumping stations (PS-1, PS-1A, PS-2 and PS-3), and a 482 kilometer section of 24" pipe between Rio Zulia and Coveñas. There is one pumping station (PS-4) on this last section.

In terms of total investments for exploitation, associate companies supplied US\$390.5 million while Ecopetrol

contributed the equivalent of US\$386.4 million or 49.7% of all investments in this area.

Major investments for exploitation were made with regard to the following association contracts:

Cravo Norte: Ecopetrol and Occidental de Colombia invested in the drilling of twelve (12) developmental wells; construction amounting to 60% of PF-1 production facilities with a capacity for handling 70,000 barrels of crude oil and PF-2 with a capacity for 200,000 barrels; completion of the section of pipeline between Caño Limon and Rio Zulia; 39% completion of the stretch between Rio Zulia and Coveñas; and initiation of work on infrastructure for the Coveñas Maritime Terminal.

Ecopetrol invested the equivalent of US\$359.1 million in this association contract, and managed production amounting to 15,061 barrels per day at end of 1985.

Cocorna: Ecopetrol and Texas Petroleum drilled 23 developmental wells and built extraction and treatment facilities (Module-3 and Module-4). These allowed for maintaining production at an average of 12,411 barrels per day in 1985. The company invested the equivalent of US\$12.3 million under this association contract.

Palermo: Hocol, S.A. and Ecopetrol drilled twenty-two (22) developmental wells and initiated work on production facilities (main battery and satellite battery) with a capacity for handling 40,000 barrels per day. At the end of 1985, an average of 9,316 BPCD were produced at this site. Ecopetrol invested the equivalent of US\$6.5 million under this association contract.

Cubarral: Investments were made with Chevron for drilling three (3) developmental wells and improving production facilities. This represented an Ecopetrol investment equivalent to US\$3.8 million. Production was maintained at an average 9,402 barrels per day.

In addition, Ecopetrol invested under the Las Monas Association Contract with Occidental, under the Guajira and Nare contracts with Texas Petroleum, under the Casanare contract with ELF Aquitaine, in Huila with Petrocol, and in San Jorge with Intercol. In all, these investments cost the company the equivalent of US\$4.6 million.

Ecopetrol also was responsible for 50% of all operating costs in the foregoing fields being operated jointly with associate companies. This amounted to the equivalent of US\$66.8 million.

2. Refining

As in the past, operations were programmed so as to process all domestic crude oil and imported crude in volumes considered economically justifiable.

Changing conditions regarding prices and the availability of crude oil and refined products on the international market are constantly analyzed in an effort to determine the volume of crude oil to be imported after having satisfied local demand for middle distillates. Occasionally, it is more economical to import gasoline than to produce it at Colombian refineries by processing increasing quantities of imported crude.

Domestic crude oil refining capacity declined temporarily in 1985 owing to dismantling of the U-100 Crude Unit at the Barrancabermeja Refinery. This was done to make way for construction of a new U-150 Crude Unit with a capacity of 24,000 barrels per day and increased energy efficiency.

Colombian refineries processed 185,200 barrels of oil per day in 1985, of which 128,400 BPCD or 69.3% were processed at the Barrancabermeja Industrial Complex, 52,600 BPCD or 28.4% at the Cartagena Refinery and 4,200 BPCD or 2.3% at refineries in Tibu, Orito and Plato (Table No. 13 and Graph No. 12).

In terms of raw material, Colombian refineries processed 166,700 barrels of domestic crude oil per day in 1985, or 90% of all crude processed in the country. Imported crude oil amounting to 18,490 BPCD accounts for the remaining 10% (Table No. 14 and Graph No. 13).

The nation's refineries produced 127,500 barrels of white products per day (69%). This total includes 122,400 BPCD corresponding to fuels (motor gasoline, kerosene, diesel oil, jet fuel, stove naphtha and industrial benzene) and 5,100 BPCD of petrochemical and special products. In terms of heavy residues, local refineries produced 54,100 BPCD of fuel oil, 2,500 BPCD of asphalt and 700 BPCD of aromatic tar. All domestically refined asphalts and aromatic tars were consumed locally, while the country used 3,556 BPCD of fuel oil. The remaining 51,673 BPCD of fuel oil were exported (Table No. 15).

Colombian refineries were able to meet the demand for fuel. Motor gasoline was, however, an exception and it was necessary to import 25,790 BPCD of this product to satisfy local demand.

A number of petrochemical and special products were produced and supplied to the country owing to available refining capacity at the Barrancabermeja Industrial Complex. These included low density polyethylene, cyclohexane, benzene, toluene, mixed xylenes, orthoxylene, sulphur and naphthenic acids. In addition to the sale of petrochemical products as noted in Table No. 16, Ecopetrol supplied Colombian industry with 59,600 metric tons of low density polyethylene through its subsidiary, Poliolefinas Colombianas S.A. of this amount, 55,100 metric tons were produced locally—the largest quantity to date—and the rest was imported.

3. Foreign Trade

The nation continued to import a certain amount of hydrocarbons during 1985 to complete the supply needed to satisfy local demand.

International prices maintained their downward trend, resulting in an average 1985 price of US\$28.24 per barrel for Ecopetrol imports. This level is 0.9% below that of 1984. In terms of volume, imports rose 3.95% and their US dollar value increased 3.0%. The international price of fuel oil declined 18.3% as compared with 1984, registering an average price of US\$21.55 per barrel. This product constitutes 89.6% of company exports in US dollars. Despite a 12.25% increase in total export volume, the value of exports dropped 7.1%.

Higher prices for imports and a decline in exports led to a US 2.7 million deficit in the company's balance of trade for 1985, as opposed to a surplus of US 44.9 million in 1984. When Lay 55 took effect in June, 1985, taxes on the CIF value of imported gasoline and crude oil increased 5%. Taxes on imports are equivalent to approximately 16% of the CIF value.

Information on foreign trade for 1985 and a comparison between this and earlier years are provided in Tables No. 17, 18 and 19 and Graphs No. 14, 15 and 16.

3.1 IMPORTS

Ecopetrol imported 16,161,500 barrels of hydrocarbons in 1985. This is equivalent to 44,278 BPCD at a unit price of US\$28.24 per barrel (CIF) amounting to a total of US\$456,322,600. Forty-one point seven percent of this figure corresponds to crude oil coming mainly from Venezuela. Imported motor gasoline accounted for 58.3% of all imports.

3.2 EXPORTS

A reduction in the price of fuel oil had an important effect on exports during 1985. The average price for this product was US\$21.55 per barrel, FOB Cartagena. When compared with an average of US\$26.38 per barrel, FOB Cartagena, in 1984 this means an 18.3% drop. However, prices for imported crude were only 3.9% below those of 1984, while those for imported gasoline remained virtually unchanged, registering an average of US\$29.31 per barrel in 1984 and US\$29.33 per barrel in 1985.

Ecopetrol exported 20,080,500 barrels of petroleum products during 1985. This is equivalent to 55,015 BPCD amounting to an average price of US\$22.59 per barrel (FOB) for a total value of US\$453,574,500.

In terms of volume, fuel oil accounted for 93.93% of all company exports. Bunkers amounted to 5.51% and the remaining 0.56% consisted of petrochemical and special products.

Bunkers refer to fuel sales to aircraft and maritime vessels belonging to foreign companies or national firms servicing international routes. Eighty-three percent of these US dollar sales correspond to jet fuel and aviation gasoline, the rest to diesel, gas oil and marine fuel oil.

4. Transport

There is a system of oil pipelines for mobilizing and supplying crude and fuel at the national level. There are pipelines to move crude from production fields to refineries, products pipelines for transferring fuel from refineries to consumption centers, fuel oil pipelines to carry surpluses from Barrancabermeja to Coveñas and Cartagena for shipment abroad, and gas pipelines for transporting natural gas from the various production fields to consumption centers. Land, river and maritime transport is used to complement this system of pipelines. Graph No. 17 illustrates the national network used to mobilize hydrocarbons via different means of transport.

During 1985, this national system of oil and products pipelines extended over a distance totaling 7,441 kilometers, with 5,240 kilometers (70.4%) belonging to Ecopetrol.

4.1 OIL PIPELINES

The mobilization of crude oil via the nation's pipelines averaged 102,700 barrels a day in 1985. This is 83.7% more than in 1984.

This sizable increase was made possible by crude from the fields at Provincia, Payoa and Yariri transported to the Barrancabermeja Refinery via the Ayacucho-Galan line, received at the Comuneros intersection. Another factor was the pumping of increased volumes of crude on the Dina-Salgar-Galan pipeline amounting to 9,100 BPCD more than during the previous year. These new volumes were feasible owing to a new pumping station at Gualanday (Table No. 20) that began operating in November, 1984.

4.2 PRODUCTS PIPELINES

An average of 153,200 BPCD were mobilized through products pipelines in 1985. This is an 8.5% increase above 1984 and was due mainly to a growing demand for fuels in different parts of the country. Increases registered in transport via Pozos Colorados-Barrancabermeja, Buenaventura-Yumbo, Gualanday-Neiva, Mariquita-Gualanday, Barrancabermeja-Bucaramanga, and Puerto Salgar-Bogota (Table No. 21) are especially important.

4.3 FUEL OIL PIPELINE

The mobilization of exportable fuel oil between Barrancabermeja and Cartagena was done partially by pipeline, registering an average 20,700 BPCD. This represents

55.6% of all fuel oil transported from Barrancabermeja to Cartagena.

4.4 GAS PIPELINES

There are approximately 1,500 kilometers of pipeline in Colombia for transporting natural gas from production fields to consumption centers. The nation consumed 381,772 M BTU/day in 1985: 255,815 M BTU/day on the Caribbean Coast and 125,957 M BTU/day in the interior of the country. Overall consumption was equal to 60,000 BPCD of fuel oil.

4.5 LAND TRANSPORT OF CRUDE OIL

Crude oil transported by land amounted to 12,900 BPCD: 11,600 BPCD by tanker trucks (89.9%) and the rest by rail. (Table No. 22).

4.6 RIVER TRANSPORT OF HYDROCARBONS

Ecopetrol reduced its transport of hydrocarbons via the nation's inland waterways by 7.5% in comparison with volumes registered for 1984. This type of transport—averaging 19,819 BPCD in 1985—was conducted only along the Magdalena River.

4.7 MARITIME TRANSPORT OF HYDROCARBONS

Ecopetrol conducts coastal shipping activities between the ports of Tumaco, Buenaventura, Coveñas, Cartagena and Pozos Colorados. In 1985, this amounted to an average of 30,795 BPCD, or 13.9% less than in 1984. Fifty-four percent of all coastal shipping in 1985 corresponds to Orito crude transported from Tumaco to the refinery in Cartagena. Twenty-six percent pertains to fuel loaded at Cartagena for transport, via the Panama Canal, to Buenaventura. This is destined to help satisfy the demand for fuel in the western part of Colombia. The remaining 20% consists of excess virgin naphtha and motor gasoline from the Cartagena Refinery transported to Pozos Colorados and destined for the refinery in Barrancabermeja (Table No. 24).

5. Domestic Consumption

During 1985, local demand for fuel rose to an equivalent of 224,066 BPCD. White products constitute 65.8% of this figure, heavy residues 5.8% and the crude oil equivalent of natural gas 28.4%. As in the previous year, total hydrocarbon consumption increased 2.1%.

Table No. 25 and Graph No. 18 illustrate domestic fuel consumption for the 1978-1985 period.

5.1 WHITE PRODUCTS

The term "white products" refers to fuels used in land, air,

rail and river transport, liquid fuels for home consumption, and light industrial liquid hydrocarbons.

Domestic consumption of white products rose to 147,368 BPCD in 1985. This is 4.5% more than in 1984, and accounted for 64.9% of all hydrocarbons consumed in Colombia.

Local demand for regular and extra motor gasoline increased 6.6% in 1985 to a total of 88,144 BPCD. This is equivalent to 59.8% of all white products consumed in the country during the same year.

Middle distillates such as diesel oil, kerosene and jet fuel constitute 29.5% of all white products consumed in 1985. The demand for these increased 2% in comparison with 1984, totaling 43,435 BPCD.

5.2 HEAVY RESIDUES AND NATURAL GAS

These hydrocarbons are used almost exclusively as industrial fuels and to generate thermoelectrical energy. Consumption fell 2.1% in 1985. This amounted to 76,698 BPCD and is equal to 36.6% of the domestic demand for hydrocarbons.

Natural gas consumption was 63,629 BPCD or 0.2% more than in 1984. There was a 43% decline in the consumption of fuel oil which totaled 3,660 BPCD: while the use of crude, as a substitute for fuel oil, rose 11.8% to 9,409 BPCD. Total consumption of heavy residues fell 11.9% during 1985.

6. Financial Management

Activities of the past year led to an unprecedented growth in company assets. These virtually doubled largely because of investments totaling 107.7 billion pesos. Since 1985 operations failed to yield a profit, Ecopetrol was obliged to seek additional short and medium-term financing to carry out important projects. The 1984 statement of income shows 2,868.1 billion pesos in profit as opposed to losses of 25,425.3 billion reported for 1985. This situation is due primarily to an accelerated devaluation rate, a sharp decline in fuel oil prices on the international market, new taxes on imports and a freeze in domestic fuel prices.

Company operations are extremely vulnerable to variations in the exchange rate. Ecopetrol derives 30% of its income from exports purchased in foreign currency, yet 70% of all disbursements must be made in U.S. dollars.

Although prices for imported crude and gasoline were relatively stable and similar to those in 1984, the export price of fuel oil dropped by nearly 5.00 dollars a barrel in 1985.

Moreover, new taxes were levied on imports thereby

resulting in a 16% increase in the cost of foreign purchases. In the case of hydrocarbon imports valued at 456.3 million dollars in 1985, these duties cost the company an additional 10,500 million pesos.

A freeze in domestic fuel prices was another important factor. Prices established in November, 1984 were effective until January, 1986. Section 6.4 contains a more detailed analysis of this situation.

6.1 PROFIT AND LOSS

Income from Ecopetrol operations increased 21.2% to a figure 39,976.6 million pesos above 1984. This can be analyzed more clearly by separating domestic sales and exports. The first rose 18% while the latter increased 30%. An increment in the peso value of foreign sales was affected by greater export volume and higher exchange rates, despite a sharp decline in the international price of fuel oil. This is our most important export, as will be discussed in detail.

Total imports and exports resulted in a 2.7 million dollar negative balance of trade. Imports were valued at 456.3 million dollars while exports came to 453.6 million dollars.

The company reported a non-operational income of 8,242.3 million pesos. This represents an increase over 1984 and can be attributed to fluctuations in the exchange rate applying to the purchases of U.S. dollars and commercial paper, in addition to foreign currency interest on temporary deposits and collections from clients.

The cost of raw materials and purchased goods rose 57% as compared with 1984. This was mainly due to greater volumes of imported motor gasoline, a marked increase in the U.S. dollar exchange rate for Colombian pesos and new taxes on imports accounting for a 16% rise in the cost of foreign purchases.

The company spent 24,392.9 million pesos on domestic goods and raw materials. These were also acquired at greater cost owing to effects of the exchange rate and higher domestic prices for crude oil.

Sales costs totaled 8,114.9 million pesos or 26% more than in 1984. This was basically the result of transporting increased volumes for export.

Ecopetrol reduced general and operational expenses by 3,966.5 million pesos as compared with 1984. This was primarily due to reduced amortizations on investments in oil-bearing zones.

Fluctuations in the exchange rate seriously affected foreign currency liabilities and accounted for an increase in non-operational expenses resulting in a loss of 21,146.7 million pesos. The rate of exchange increased 58.31 pesos per dollar between 1984 and 1985.

Combined income and expenditures show a net loss of 25,425.3 million pesos.

6.2 INVESTMENTS

Investments totaled 107,693.7 million pesos or 281.4% (79,460 million pesos) more than in 1984 (Table 26 and Graph 9).

Of this amount, 82.2% correspond to investments in exploration and development of company fields and to participation in association contracts. The most important concern the Cravo Norte contract with Occidental. Investments in exploration and development made it possible to confirm the tremendous potential of this zone and increase domestic crude oil reserves by an additional 171.3 million barrels.

Ecopetrol also reported an increase in investments for refining (87.5%) and transport and storage (87.7%).

The Sabana Terminal at Facatativa was inaugurated in mid-1985. This facility represents a 3.2 billion pesos investment and provides Colombia with an additional 500,000 barrels in highly safe storage capacity.

The polymerization plant at the Cartagena Refinery was expanded to increase production capacity from 3,000 to 5,000 barrels of motor gasoline per day. This facility began operating in August, 1985 and accounts for a 987 million pesos investment.

As a government enterprise, Ecopetrol is especially interested in promoting the use of domestic products and services. The company has made it a policy to contract a growing number of Colombian firms to develop work on important projects.

6.3 FINANCIAL STATEMENT

Company assets increased 100% during the year and amounted to 350,722.9 million pesos at December 31, 1985.

The following were influential factors:

- A 10,618.7 million pesos increment in current assets owing to a larger inventory of products and materials for operational use, particularly goods and equipment for projects currently under development.
- A 70% increase in long-term assets due to new investments in Carbocol, financing for electrical power companies and advance payment of royalties on hydrocarbons produced in the various provinces and municipalities.
- Fixed assets registers a marked increase, particularly for works under construction. The most important of these include construction of the Caño Limon-Río Zulia-Coveñas oil pipeline for operating the Cravo Norte district with Occidental plus other investments in the Casabe Secondary Recovery Project, the Sebastopol-Medellin-

Yumbo products pipeline, the Apiay-Yopal-Velasquez oil pipeline and remodeling the C.D.U. at the Barrancabermeja Industrial Complex. The company also reported a significant increase in the value of fixed assets calculated at 24.51% for 1985, according to government provisions. Important investments were also made in plants, equipment and two oil pipelines, one from Provincia to Payoa and another between Ayacucho and Barrancabermeja.

- Large investments were made in oil-bearing zones owing to a reassessment of reserves in the Putumayo region and reversion of the Yondo, San Pablo and Totumal concessions along with additional investments for drilling wells at exploitation sites, particularly in Cravo Norte and Cocorna.
- A 2,175 million pesos increment in deferred assets was primarily the result of increased advances to contractors for importing goods, materials and equipment, along with insurance indemnifications and amortizable costs incurred through association contracts prior to the production stage.

Total liabilities increased 105% as compared with 1984. The following factors contributed to this situation:

- A 95% increment in current liabilities owing mainly to a 55,696.8 million pesos rise in accounts payable. This basically corresponds to import financing, current maturity of foreign currency obligations, accounts payable to associate companies and credit extended by domestic and foreign suppliers of goods and services.
- A 61,353.5 million pesos increase in long-term liabilities at December 31, 1985. This was due to additional foreign debts resulting from new commitments with Occidental and Mannesmann Commercial plus devaluation of the peso, as mentioned earlier.
- Larger provisions for future retirement pensions as well as payment of taxes on hydrocarbon imports.

Net worth increased 83% (34,672.3 million pesos) owing to capitalization of the Yondo, San Pablo and Totumal concessions which reverted back to the nation in 1985 and a reassessment of recoverable crude oil reserves in the Putumayo region.

Table 27 lists major financial indicators for 1985.

6.4 DOMESTIC FUEL PRICES

The Colombian government has attempted to maintain an internal price structure designed to stabilize consumption thereby avoiding superfluous use and excessive increases in local demand.

Table 28 and Graph 20 show fluctuations in the consumer price of regular gasoline as of October, 1980. These prices

7. Personnel

Ecopetrol had 9,900 employees at the end of 1985, including regular and temporary employees, students performing industrial training or summer jobs, and apprentices from the National Vocational Training Service (SENA). This figure represents a 4.8% reduction in personnel as compared with the previous year (10,403 employees at December 31, 1984).

There were 464 new regular employees as opposed to 376 who left the company in 1985. This amounts to a 5.3% rotation for the period in question.

Salaries and employee benefits for active and retired personnel totaled 33,355.1 million pesos at December 31, 1985. This is slightly higher than a figure of 33,352.9 million pesos reported for 1984 (Table 30).

Salaries: The company paid 7,712.4 million pesos in salaries during 1985. This is 18.2% more than in 1984 due to an adjustment in wages negotiated under the Collective Bargaining Agreement for conventional employees and applied to management personnel as per Agreement 01/77.

Employee Benefits: These increased only 0.8% due to a revised annual amortization quota for future pensions.

Medical Services: The company spent 881.4 million pesos on health care during 1985. Important items were hospital services (55%) valued at 214.5 million pesos and medication valued at 269.9 million pesos. A total of 52,341 individuals made use of these services in 1985.

Housing Plan: Loans amounting to 1,293.6 million pesos were extended to conventional and management personnel for the purchase of housing. This sum was distributed among 558 beneficiaries.

Educational Benefits: The company has educational plans for families of employees. These include financial assistance or schooling provided at establishments operated by Ecopetrol. Costs and beneficiaries are listed in Table 31.

Families of active employees accounted for 66.38% of all educational beneficiaries while 33.62% were sons and daughters of retired personnel. Enrollment at company schools came to 3,850 students for the past year.

Retired Employees: Ecopetrol reported 6,002 pensioners at December 31, 1985. This is 3% more than in 1984. Table 32 illustrates pension costs.

8. Projects

8.1 CASABE SECONDARY RECOVERY PROJECT

The company invested 10,976.6 million pesos in this project during 1985. An amount equal to 45.4% of this sum was invested on drilling 130 wells. By the end of the year, 406 out of 553 wells scheduled for the project had been completed.

Additional activities include:

- Installation of pipe for the water catchment system.
- Installation of injection pipe in the north section of the field.
- Installation of distribution pipe in the north section.
- Construction and assembly of injection stations in the north section.
- Civil engineering and electrical work at the high pressure water injection plant.
- Civil engineering work at three stations for collection, treatment and handling of crude oil and residual water.
- Acquisition of necessary pipe, equipment and materials.

The Casabe Secondary Recovery Project is extremely important to the nation. It features a water injection system used to recover 70.7 million barrels of secondary crude and 13 million barrels of primary crude during a 16 year period. This amounts to 26,000 barrels/day in potential production by the end of 1987. Moreover, the project involves none of the risks characteristic of exploratory activity. The Casabe field is located just 15 kms. from the Barrancabermeja Refinery which has all necessary infrastructure.

8.2 REFINING

Ecopetrol continued to develop priority projects for adapting refineries at Cartagena and Barrancabermeja to meet requirements generated by new oil discoveries and the growing demand for fuel.

The following work was done at the Barrancabermeja Petrochemical and Refining Complex:

- Basic engineering was developed for expanding crude oil refining capacity to 170,000 BPCD for semi-light crudes. This project implies modifying the design of all five crude units in such way as to optimize the use of existing equipment and reduce investment costs. The work is being done by professional and technical personnel of the refinery and is scheduled for completion in 1986.
- Construction continued on a new crude unit capable of processing 24,000 BPCD. This facility is expected to be in service by March, 1986.

- Expansion work continued at the phenol treatment plant. This project is being implemented during periodic down time to avoid a substantial effect on the supply of lubricant bases produced by this unit. Specific activities included installation of the furnaces, assembly of nine pumps, internal modifications to the towers and remodeling the control room.
- Completion of the engineering phase and continuation of work on construction of a new cracked naphtha treatment system for the Orthoflow and Model IV plants.
- Local firms were contracted to manufacture special equipment required to improve service of the Model IV catalytic cracking unit. This constitutes an important incentive for the Colombian metal mechanics industry and represents significant technological advancement.
- A new boiler is being constructed as part of a project to optimize the electrical generating system of the balance unit. This should be in operation by May, 1986. In addition, a conceptual design was developed for integrating the system by connecting the four generating plants. Several firms were initially selected to prepare the details of this project.
- Work continued on the basic design, engineering details and acquisition of materials for remodeling the Orthoflow Model C catalytic cracking unit.
- As part of the Ecopetrol 35th Anniversary Plan, contracts were awarded for basic and detailed engineering work on the balance unit and construction of a furnace for the Demex unit.
- Basic engineering contracts were also awarded for projects to modernize the aromatic tar and paraffin plant.
- A project to expand capacity of the polymerization plant at the Cartagena Refinery was completed in 1985. This has meant a 40% increase in the production of polymerized gasoline.

8.3 TRANSPORT

In response to growing demand, Ecopetrol continued investing in programs to expand and adapt the nationwide system for hydrocarbon transport and storage.

The following facilities were completed during 1985:

Yariri-Comuneros Oil Pipeline: A 20.2 km. section constructed of 18 inch pipe was completed and inaugurated in July, 1985. This connects the Yariri station with the Ayacucho-Barrancabermeja pipeline and replaces the old Andian oil pipeline.

Buenaventura-Yumbo Products Pipeline: A 12.3 km section

of 8 inch pipe was completed in December, 1985. This replaces a stretch of highly corrosive pipe situated in a densely populated area.

Cartagena-Barranquilla Products Pipeline: Operations at the Barranquilla terminal have improved considerably due to a 4 km. section of 12 inch pipe installed to connect the Cartagena-Barranquilla products pipeline with the new terminal at Baranoa. This interconnection went into operation in October, 1985.

The Sabana Terminal: This modern installation, inaugurated at mid-1985, is designed to accommodate fuel storage needs in the Bogota area for years to come. It has provided the company with an additional 500,000 barrel storage facility for gasoline and middle distillates. The terminal is located at a site near Bogota.

Storage at Puerto Salgar: A 60,000 barrel storage tank for crude oil began service in November, 1985.

There are a number of other projects still under development:

Central-North Coast Oil Pipeline: This project is designed to increase capacity for transporting crude oil between refineries in Cartagena and Barrancabermeja. It includes the following works:

- Installation of 16 inch pipe to replace 66 kms. of 12 inch pipe between Coveñas and Since. Work is scheduled for completion in February, 1986.
- Construction of a new station at Retiro which began operating in March, 1985. Three underwater sections were completed across the Magdalena River (Retiro, Regidor and Caño Tapoa).
- Building of complementary works at the Galan station for operating the fuel oil pipeline, along with construction of offices and a control room.

Expanding Storage Capacity: An increase in domestic crude oil production and the local demand for fuel have created a need for more hydrocarbon storage space. Consequently, the company awarded a contract for construction of a 100,000 barrels crude oil storage tank at Ayacucho and bidding is now underway for two 50,000 barrel floating roof storage at Sebastopol. These will be used for refined products.

Llanos Orientales Central Oil Pipeline: This line will allow for transporting crude oil from Casanare and the Department of Meta to Velasquez 26, and from there to refineries in Cartagena and Barrancabermeja. Work was begun in 1985 and has advanced as follows:

- The company contracted construction of a 227 km. section of 10, 12 and 14 inch pipe between Apiay, Araguaney and El Porvenir. Work began on June 15.
- Construction continued on an underwater section

crossing the Guatiquia River and suspension bridges for the Apiay-Araguaney line.

- The company acquired land and awarded contracts for the construction of pumping stations at Apiay, Araguañey, El Porvenir, Miraflores and Velasquez 26. Design of these works was begun in October, 1985.
- Bidding was opened for construction of a 270 km. section comprised of 12 and 14 inch pipe to be built between San Cayetano and Velasquez 26.

Sebastopol-Medellin-Yumbo Products Pipeline: This is a new line being constructed as an alternate means of satisfying the demand for fuel in the western part of Colombia. The Caldas products pipeline, currently serving this area, has a limited capacity. Various sections of the new line are scheduled for completion during 1986.

Caño Limon-Coveñas Oil Pipeline: This facility is being constructed under the Cravo Norte Association Contract and will eventually extend over an area of 589 km. The Caño Limon-Zulia portion of the line began operating in December. This is a 300 km. section constructed of 18 and 20 inch pipe. Work is still underway on the segment between Zulia and Coveñas.

Construction was also begun on a modern terminal at Coveñas. This will include a 2 billion barrel floating storage unit (FSU) and a tanker loading unit (TLU) capable of simultaneously supplying two tanker ships (120,000 DWT each) at a rate of 40,000 barrels/hour.

Expanding the Ecopetrol Oil Pipeline Network: The company plans to build an 80 km. line of 20 inch pipe from Ayacucho to Coveñas, and a 190 km. line of 20 inch pipe between Ayacucho and Barrancabermeja. General specifications were prepared in 1985. This project will facilitate mobilization of heavy crudes from the interior to the refinery at Cartagena and semi-light crudes to the Barrancabermeja Industrial Complex, thereby maximizing the delivery of domestic raw materials to Colombian refineries.

8.4 ENVIRONMENTAL CONSERVATION

Ecopetrol continued efforts to protect the environment in areas of operation and proceeded with conservation projects being developed in different parts of the country.

The company conducted biological and physical-chemical studies and prepared assessments as to the impact of its pipeline programs on the environment. Studies were also developed on the socioeconomic impact of new production fields.

Work continued on a project for marshland recovery and rain water treatment at the Barrancabermeja Industrial Complex. Progress was also made towards construction of

stabilization/aeration pools and perimeter rings to avoid contamination from wells in El Centro Production District.

Necessary steps were taken to prevent oil-bearing rain water from draining into the bay at Tumaco prior to being decontaminated.

8.5 COLOMBIAN PETROLEUM INSTITUTE (ICP)

The oil industry is a multidisciplinary field demanding a wide variety of inputs. Most of these come from countries with more advanced technology where this industry is highly developed. This situation fosters technological dependency in addition to creating a drain on foreign currency. Some time ago, a number of Latin American countries began a process intended to reduce this dependency by establishing their own agencies for petroleum research.

Origin of the ICP: Ecopetrol and professional associations in the oil industry have long stated the need for a petroleum research center dedicated initially to advising the company on projects and studies, and later to servicing the industry as a whole.

This subject was revived during the First Colombian Petroleum Congress held at El Centro in the Department of Santander during October, 1984. Among its recommendations, the Congress request that Ecopetrol initiate steps to establish the Colombian Petroleum Institute. The national government and Ecopetrol responded favorably to this initiative and on June 11, 1985 the Board of Directors formally approved the founding of this agency as per Minutes No. 1660. The ICP is directly dependent to the President of Ecopetrol.

The Colombian Petroleum Institute initiated operations in Bogota on June 12, 1985. Later, the company Board of Directors decided to transfer ICP headquarters to the City of Bucaramanga where it will begin operating in March, 1986.

Organization: Policies and programs are established by the ICP Board of Directors comprised of the President of Ecopetrol, two members of the company Board of Directors and Ecopetrol vice presidents in charge of the divisions of Refining and Transport, Engineering and Projects, Association Operations, and Exploration and Production. The Director of the Colombian Petroleum Institute reports directly to the President of the company.

Objective: The ICP was created to provide technological assistance in the fields of exploration, exploitation, processing and transport as applying to petroleum, petrochemical and related industries. This support is essentially for Ecopetrol and national industry as part of an effort to gradually reduce dependence on foreign input and technology.

FECHA DE VENCIMIENTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01004662

BIBLIOTECA

Informe anual 1985/Empresa Colombiana de
Petróleos

333.8232 E558i2 Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

Diseño y Edición:
Elena Mogollón
Albanidia Ramírez
Publicaciones
Impresión:
Sandri y Cía. Ltda.