

1970
+4.3

1981
+7.4

1980
+1.0



0

**VARIACION PORCENTUAL DE LA PRODUCCION
1970-1981**

1971
-2.4

1972
-8.5

1973
-6.5

1974
-8.9

1975
-5.2

1976
-8.5

1977
-5.9

1978
-4.7

1979
-4.8

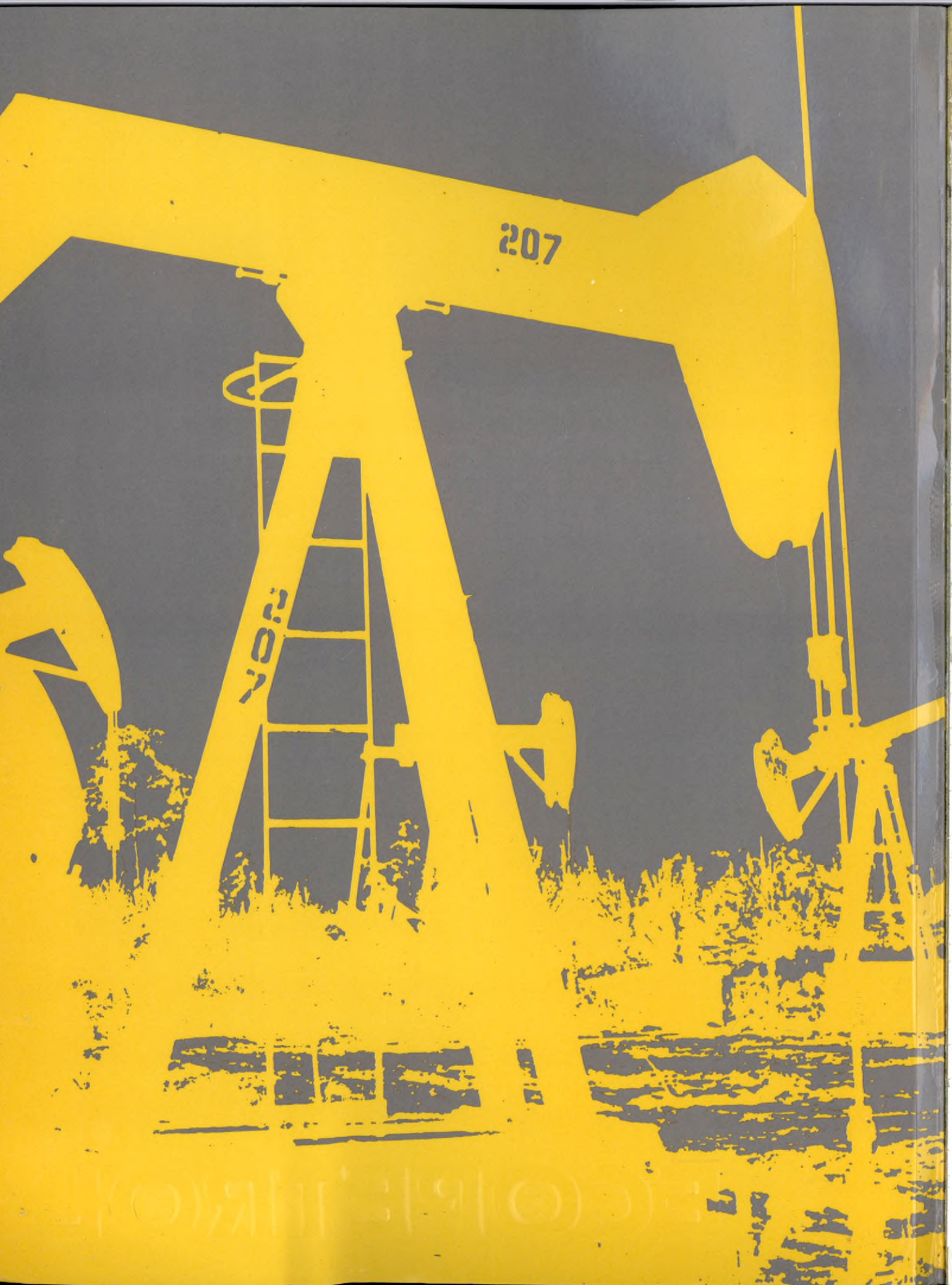
8.209861

3inf2

2

50-009
1981

INFORME ANUAL 1981
ECOPETROL



L-0534

Carátula:
Detalles en el
Complejo
Industrial de
Barrancabermeja

338.209861

E53.inf2

Ep. 2



Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

INFORME ANUAL 1981 **ECOPETROL**

ABE

EL AÑO EN CIFRAS

Perforación:	449.500 pies en 61 pozos exploratorios, y 113.067 pies en 39 pozos estratigráficos.
Pozos Descubiertos:	Crudo 14; gas 2
Equipos de Perforación Exploratoria – Activos en Dic. 31/81:	17
Pozos de Desarrollo Perforados:	111
Producción de Crudo:	133.800 barriles por día
Tasa Anual de Crecimiento de la Producción:	7.4%
Suministro de Gas Natural:	311.3 millones de pies cúbicos/día
Contratos de Asociación	
Compañías Asociadas (hasta Dic. 31/81):	29
Contratos Vigentes (a Dic. 31/81):	42
Contratos Suscritos en 1981:	12
Area contratada en 1981:	3.2 millones de hectáreas
Total Reservas Probadas (a Dic. 31/81):	266.800 millones barriles de crudo 3.681.1 billones pies cúbicos de gas
Capacidad instalada de refinación en Colombia:	203.000 barriles por día
Carga a las Refinerías del país:	168.700 barriles por día
Producción de Derivados:	163.500 barriles por día
Red Nacional de Oleoductos, Poliductos y Gasoductos:	6.524 Kms.
Valor Total de los Activos:	\$ 74.791.8 millones
Valor total de los Pasivos:	\$ 55.937.9 millones
Valor del Patrimonio:	\$ 18.853.9 millones
Utilidad Neta:	\$ 531.0 millones
Subsidios otorgados por Ecopetrol:	\$ 22.358 millones
Impuestos pagados por Ecopetrol:	\$ 21.798 millones
Valor total de las Exportaciones:	US\$336.9 millones
Valor total de las Importaciones:	US\$681.6 millones
Planta de Personal:	10.051 trabajadores

CONTENIDO

8	PRESENTACION
11	MARCO LEGAL
13	EXPLORACION
21	PRODUCCION
25	RECUPERACION SECUNDARIA DE CASABE
27	CONTRATOS DE ASOCIACION
35	REFINACION
43	TRANSPORTE
49	GESTION FINANCIERA
57	ACTIVIDAD COMERCIAL
63	ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS
67	PROYECTOS
75	CONSUMO
87	ANEXOS

PRESIDENTE:	Doctor Carlos Rodado Noriega Ministro de Minas y Energía
	Doctor Carlos Zambrano Ulloa Viceministro de Minas y Energía
PRINCIPALES	Dr. Juan José Turbay
	Dr. Ignacio Betancur Campuzano
	Dr. Alfonso Palacio Rudas
	Dr. Jaime Concha Sanz*
SUPLENTE	Dr. Alfonso Vejarano Gallo
	Dr. Arturo García Salazar
	Dr. Luis Sierra Sabalza**
	Dr. Ignacio Solano Manrique

* A partir del 1o. de marzo de 1982, fue reemplazado por el Dr. Camilo Pombo Mejía.

** A partir del 1o. de marzo de 1982, fue reemplazado por el Dr. Rafael Espinosa Grey.

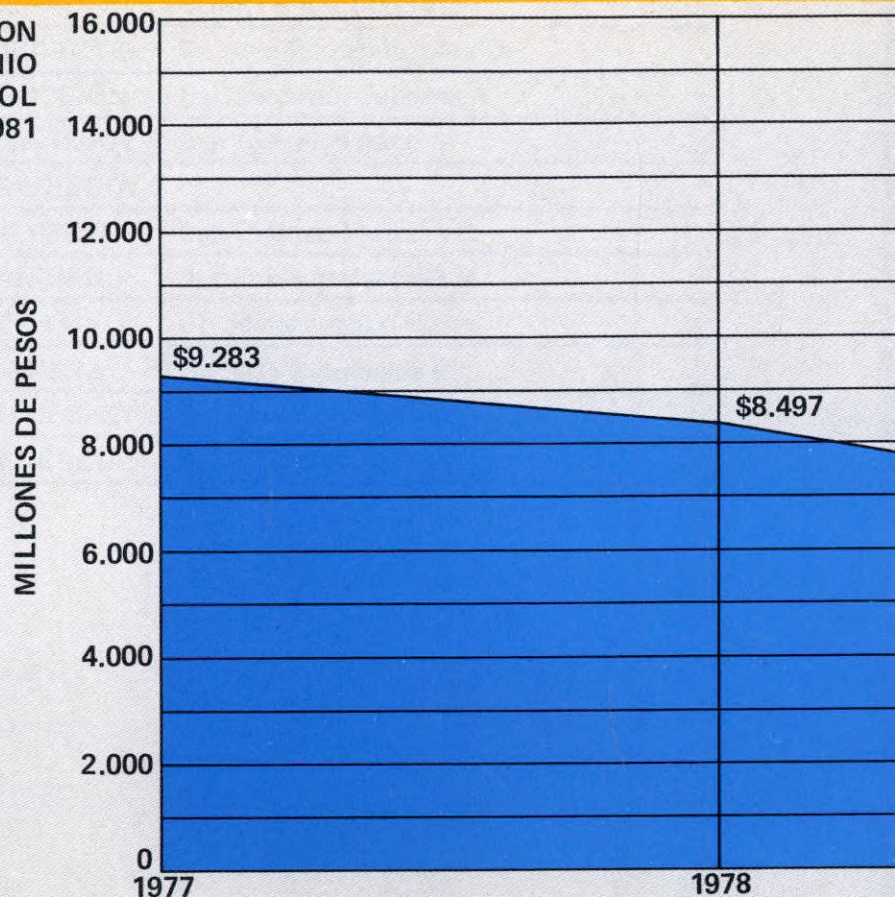
PRESIDENTE DE LA EMPRESA:	Dr. JOSE FERNANDO ISAZA DELGADO
COMITE EJECUTIVO	
PRESIDENTE:	Dr. José Fernando Isaza D.
VICEPRESIDENTE DE PRODUCCION:	Ing. Bernardo Taborda A.
VICEPRESIDENTE DE MANUFACTURA:	Ing. José A. Barake
VICEPRESIDENTE DE INGENIERIA Y PROYECTOS	Ing. Orlando Pastrana P.
VICEPRESIDENTE FINANCIERO:	Ing. Orlando Cabrales M.
VICEPRESIDENTE ADMINISTRATIVO:	Dr. Jaime Angulo Bossa
SECRETARIO GENERAL:	Dr. José Giordanelli C.
JEFE DE DIVISION LEGAL:	Dr. Alvaro Meneses M.
ASISTENTE DE LA PRESIDENCIA:	Dr. Emir J. González A.

GERENCIAS	
Distrito de Producción El Centro (Santander)	Ing. Luis Enrique Báez*
Complejo Industrial de Barrancabermeja	Ing. Marco A. Gómez
Distrito de Oleoductos	Ing. Ramiro Villa Zea
Distrito Refinería de Cartagena	Ing. Juan Jerez M.
Distrito Norte – Tibú-Cicuco	Ing. Germán Jaimes T.
Distrito Sur – Orito	Ing. Hernán Gutiérrez
DIVISIONES (Que reportan a la Presidencia)	
División Legal	Dr. Alvaro Meneses M.
División Comercial	Ing. Luis Augusto Yepes G.

* A partir del 1o. de febrero de 1982 está encargado el Ing. Gerardo Beltrán.

PRESENTACION

EVOLUCION
DEL PATRIMONIO
DE ECOPETROL
1977 - 1981

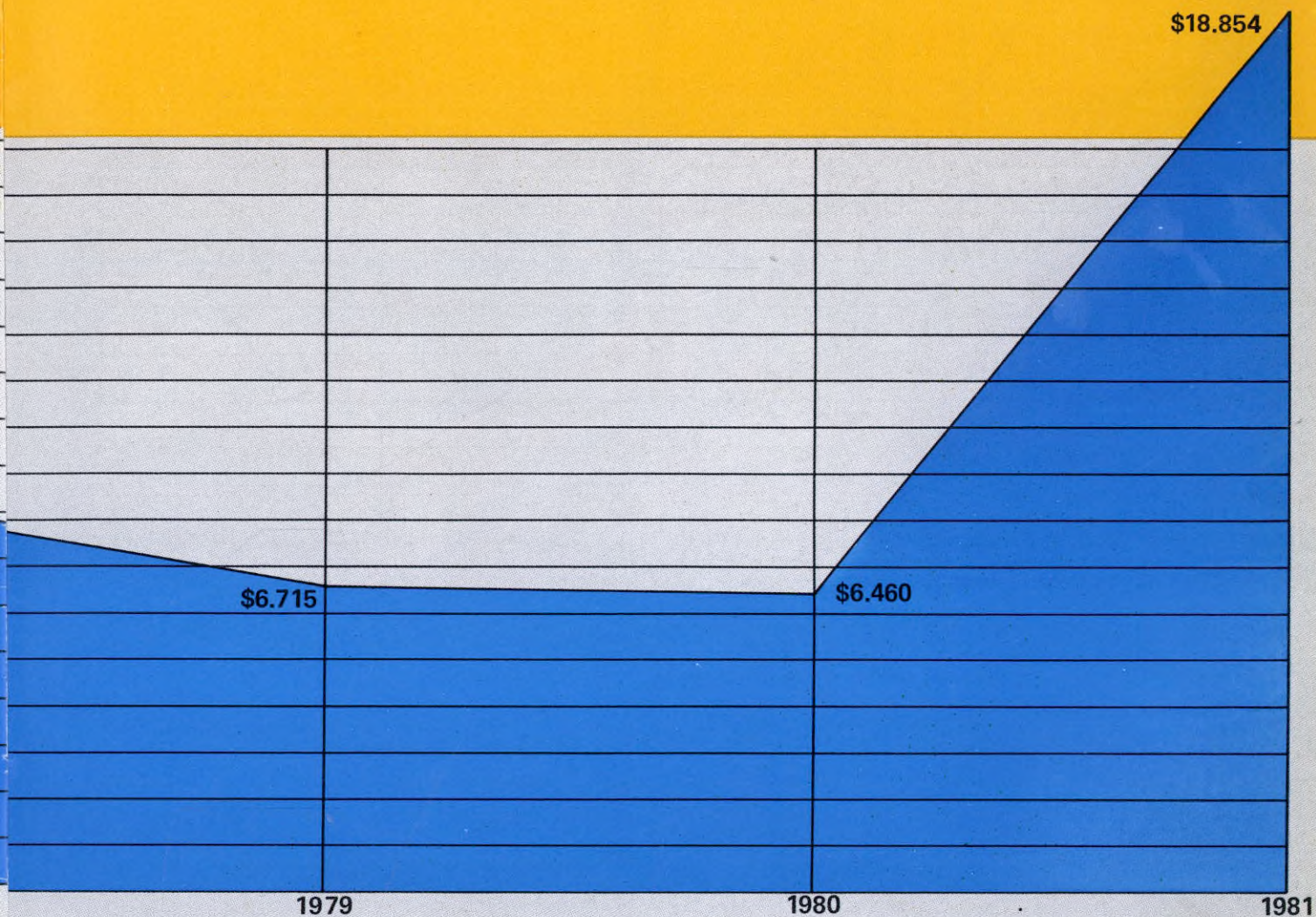


Siete años después de iniciarse la adopción de importantes incentivos para el desarrollo de los hidrocarburos en Colombia, el ritmo exploratorio alcanza un récord de 449.500 pies perforados, cifra nunca antes igualada en la historia petrolera del país. Este significativo repunte, que se tradujo en la perforación de 61 pozos exploratorios y 39 estratigráficos en 1981, y la obtención de importantes resultados que han llevado por tercer año consecutivo a incrementar las reservas remanentes, identifican la actual política de Reactivación Exploratoria ejecutada por la Empresa Colombiana de Petróleos.

Aunque la última información disponible sobre reservas probadas de hidrocarburos en el país no permite aún asegurar el autoabastecimiento, se puede afirmar que de continuarse en forma sostenida durante 4 ó 5 años más con un vigoroso programa exploratorio, la dependencia petrolera que vivimos en la actualidad podría ser anulada completamente. Pero ésta no es sólo una actividad de alto riesgo sino también significativamente costosa, según se deduce al comprobar que en Colombia hay pozos

cuya perforación ha sobrepasado los \$1.000 millones y que solamente los mayores precios internacionales del crudo han hecho factible la búsqueda de hidrocarburos en áreas consideradas anteriormente como poco atractivas.

Ante el hecho de que el país no dispone de todos los recursos financieros y técnicos para adelantar por sí solo un programa que permita despejar los interrogantes sobre nuestro potencial de hidrocarburos, se ha decidido canalizar gran parte de estos recursos (en 1981 se desembolsaron \$13.700 millones aproximadamente), a través de los Contratos de Asociación, en los cuales toda la inversión y el riesgo corren por cuenta de la compañía privada. Es importante recalcar que en el caso de no encontrar petróleo, el asociado asume totalmente los costos exploratorios y el país gana para sí toda la información geológica obtenida a través de ellos. Si por el contrario, la exploración resulta exitosa, se inicia mediante operación conjunta el desarrollo del campo, correspondiendo al país el 60% de la producción y a la compañía privada el restante 40.0%, que debe vender a Ecopetrol



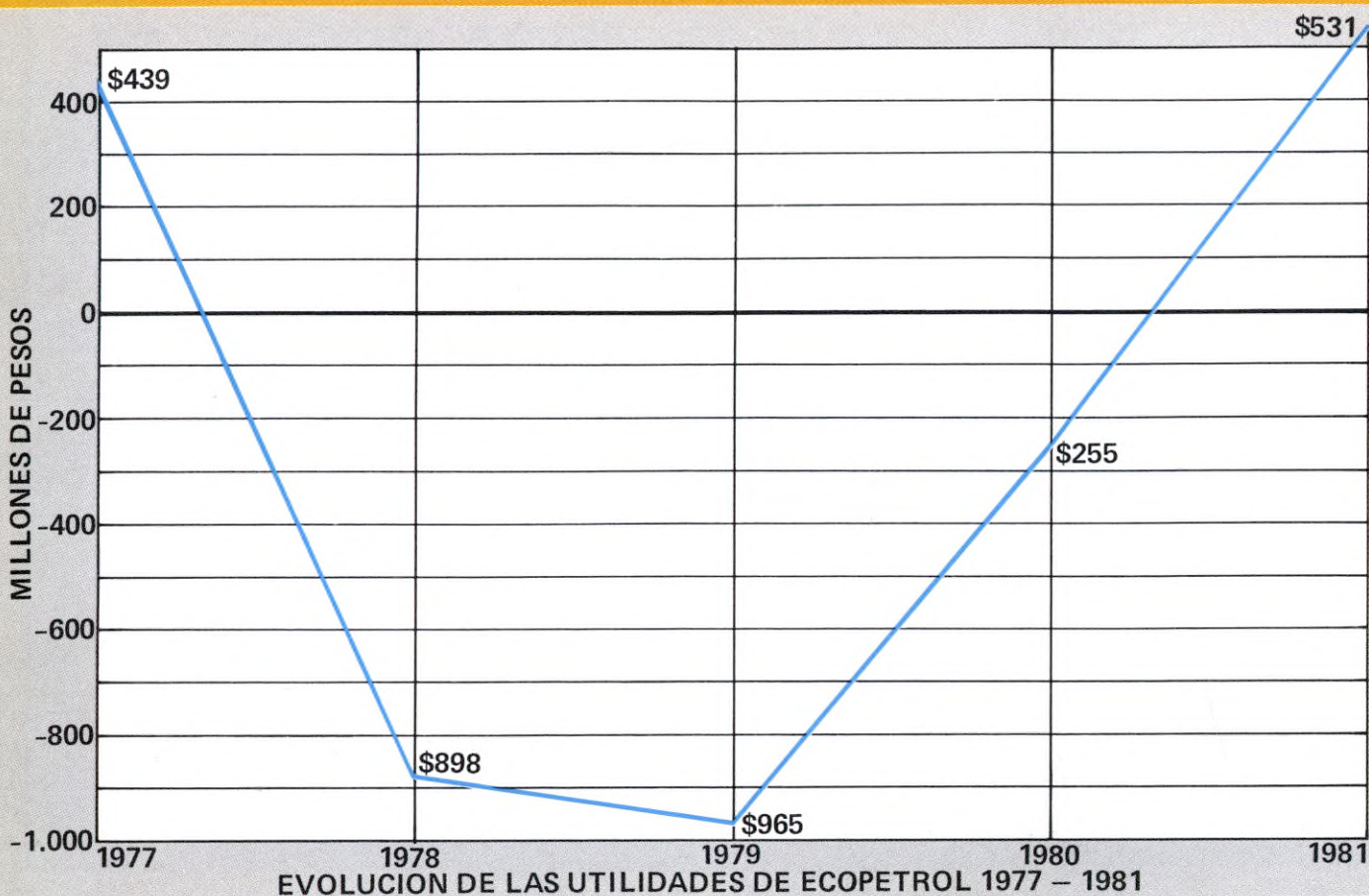
mientras exista disponibilidad de capacidad instalada en las refinerías. Igualmente, el asociado asume todos los impuestos previstos en la legislación colombiana para las compañías de esta naturaleza que operan en su territorio.

Bajo este contexto y como resultado de la política de Asociación ejecutada por Ecopetrol, se presentaron en 1981 dos hechos de marcada relevancia para la futura producción de crudo, los cuales no podría dejar pasar inadvertidos.

Efectivamente, en el mes de agosto se finalizaron las pruebas del Pozo Arauca II perforado bajo el Contrato de Asociación suscrito entre Ecopetrol e Intercol, comprobándose la existencia de un importante yacimiento petrolero en Colombia. Inicialmente se han probado reservas por 75 millones de barriles y una producción que podría llegar a 35.000 barriles por día al término del primer quinquenio de la presente década. Este nuevo campo constituye el más significativo descubrimiento del país en los últimos años, y la perforación más profunda que se haya conseguido en toda la historia petrolera de Suramérica.

Por otra parte, resulta de gran importancia mencionar el hecho de que fue en 1981 cuando por primera vez una compañía petrolera con capital completamente nacional, en asocio con Ecopetrol, inició la producción de un campo. Me refiero a Petrocol, ejemplo de la iniciativa privada colombiana, la cual llegó a obtener en el campo de Andalucía una producción aproximada a los 3.500 barriles por día, al finalizar el año.

En cuanto a la Operación Directa de Ecopetrol, fue la perforación del Pozo Apiay No. 1 la que contribuyó más significativamente a abrir nuevas perspectivas para la empresa estatal. En efecto, este pozo, terminado el 18 de diciembre de 1981, arrojó una producción inicial de 4.509 barriles por día, mejoró sustancialmente la relación éxito-fracaso exploratorio y permitió incrementar los pronósticos de producción nacional de crudo para 1982. Además, con Apiay estamos ante la posibilidad de un descubrimiento de amplias magnitudes, cuya potencialidad real de reservas será definida posteriormente, una vez se concluyan las perforaciones de otros pozos en el área.




Tanto Ecopetrol como las compañías asociadas y las concesiones vigentes, han contribuido a que aquellas tasas de declinación superiores al 8.0% en algunos años de la década anterior, reversaran su tendencia en 1980 cuando la producción por primera vez en 10 años se incrementó en 1.0% y luego definieran resultados bastante favorables como el obtenido en 1981, cuando la tasa de crecimiento alcanzó el 7.4%, el mayor registrado en los últimos 16 años.

Igualmente, debo destacar el significativo incremento del 192.0% en el patrimonio de la Empresa, originado fundamentalmente en los aportes que por \$7.582.8 millones se recibieron del Gobierno Nacional, de los cuales el 26.0% se capitalizó en Carbones de Colombia S.A. Otra de las razones que explica el crecimiento del patrimonio, se relaciona con la reversión de la Concesión Barco y de Petrolera del Río Panamá, cuyos activos pasaron a engrosar el capital de la empresa estatal.

Finalmente en 1981, después de tres años de pérdidas consecutivas, Ecopetrol registra una utilidad neta de \$531.0 millones, cifra que unida a los

positivos índices financieros arrojados durante el año, permite prever para Ecopetrol una importante recuperación económica en el próximo futuro.

No podría concluir estos comentarios sin antes dejar constancia de que la favorable gestión adelantada por la Empresa en 1981, es fruto de la responsabilidad asumida por el Gobierno a través de claras definiciones sobre políticas de hidrocarburos, de la acertada orientación impartida por la Junta Directiva y de la permanente y tesonera labor desarrollada por cada uno de los trabajadores de la Empresa. La obtención de estos positivos resultados abren además, un nuevo horizonte de optimismo en el futuro petrolero del país y por consiguiente, nos define un reto con el cual estamos identificados plenamente: la búsqueda de una balanza energética favorable para los colombianos.


JOSE FERNANDO ISAZA DELGADO
 Presidente



Pozo Infantas No. 1,
Perforado en 1919. El Centro, Santander

Marco Legal

DISPOSICIONES LEGALES QUE REGULAN EL FUNCIONAMIENTO DE ECOPETROL

Mediante la Ley 165 de 1948, el Congreso de Colombia facultó al Gobierno Nacional para la creación de una Empresa Colombiana de Petróleos, con participación de la nación y del capital privado nacional y extranjero. Igualmente, la Ley previó la organización de una empresa netamente oficial en el caso de que no fuera posible la cooperación del capital privado.

En cumplimiento de tal mandato, se expidieron los Decretos 0030 de 1951 "por el cual se organiza la Empresa Colombiana de Petróleos", el 2039 de 1956, "Por el cual se reorganiza la Empresa Colombiana de Petróleos y se dictan estatutos para su funcionamiento", y el 3211 del 29 de diciembre de 1959, "Por el cual se dictan normas reorgánicas de la Empresa Colombiana de Petróleos", disposición que tuvo vigencia hasta el 19 de enero de 1969.

Como parte de la reforma administrativa de 1968, el Decreto 1050 de ese año, en su artículo 26, confirió a las Juntas o consejos directivos de los establecimientos públicos y de las Empresas Industriales y Comerciales del Estado, la facultad de expedir sus propios estatutos, desde luego sometidos a la aprobación del Gobierno. En uso de esa facultad, la Junta Directiva de Ecopetrol, expidió el acuerdo No. 1 de 1969 que, sometido a la aprobación del Gobierno Nacional, se convirtió en el Decreto 062 de Enero 20 de 1970, actual Estatuto vigente para la Empresa Colombiana de Petróleos.

El Decreto 062 de 1970, erigió a Ecopetrol en una Empresa Industrial y Comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía (vinculación que ya había sido determinada por el Decreto 1636 de 1960), con personería jurídica, autonomía administrativa y dispositiva, con patrimonio propio e independiente, con domicilio principal en Bogotá, y duración indefinida. Además, le asigna la administración, disposición, manejo y explotación de los campos petroleros, oleoductos, refinерías, etc., así como el transporte, importación y

exportación de hidrocarburos, sus derivados y afines.

La dirección de la Empresa está a cargo de una Junta Directiva presidida por el Ministro de Minas y Energía y de un Presidente cuyas funciones están plenamente determinadas en los mismos estatutos.

NORMAS QUE REGULAN LAS RELACIONES DE ECOPETROL

Con su Personal

Las relaciones laborales entre la Empresa y sus trabajadores, con excepción del Presidente de la misma que es empleado público, se rigen por las normas del Código Sustantivo del Trabajo, a través de las Convenciones Colectivas suscritas con su Sindicato de Base "USO" y del Acuerdo No. 1 de 1977, para el personal directivo.

Con los terceros

En las relaciones con los terceros, Ecopetrol opera como una entidad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos. Los contratos que la Empresa se vea obligada a realizar y que se refieran a obras públicas o empréstitos, están regulados en su integridad por el Decreto 150 de 1976, llamado el Estatuto Contractual de la Administración Pública.

Control Fiscal

La vigilancia de la gestión fiscal de la Empresa corresponde a la Contraloría General de la República, en los términos de que trata la Ley 20 de 1975, y la Resolución Orgánica No. 09120. Esta última tiene vigencia a partir del 1o. de Enero de 1982 y en ella la Contraloría establece el sistema de fiscalización aplicable a las Empresas Industriales y Comerciales del Estado.

Exploración

Pozo Lisama 101 (en perforación). Equipo EMSCO EC-500





Pozo Santa Helena No. 1 (en perforación)
Equipo Nacional 130

EXPLORACION DE SUPERFICIE

La búsqueda de los hidrocarburos conlleva inicialmente la aplicación de técnicas específicas orientadas a permitir la selección de aquellas áreas más promisorias, tanto en su capacidad de generación del recurso, como en condiciones estructurales y/o estratigráficas del suelo. El logro de estos objetivos implica la ejecución de levantamientos e interpretaciones fotogeológicas, geología de superficie y geofísica (magnetometría, gravimetría y sísmica).

En la Tabla No. 1 se indican las realizaciones en Exploración de Superficie, obtenidas en el país durante los últimos cinco (5) años.

Como hechos importantes en 1981 se destacan la finalización total del Proyecto sobre "Geoquímica Integrada del Valle Inferior del Magdalena" y la iniciación del "Estudio Geoquímico de la Cuenca del Putumayo", gracias a los cuales se podrá disponer de nuevas herramientas para la evaluación de estas zonas petroleras del país.

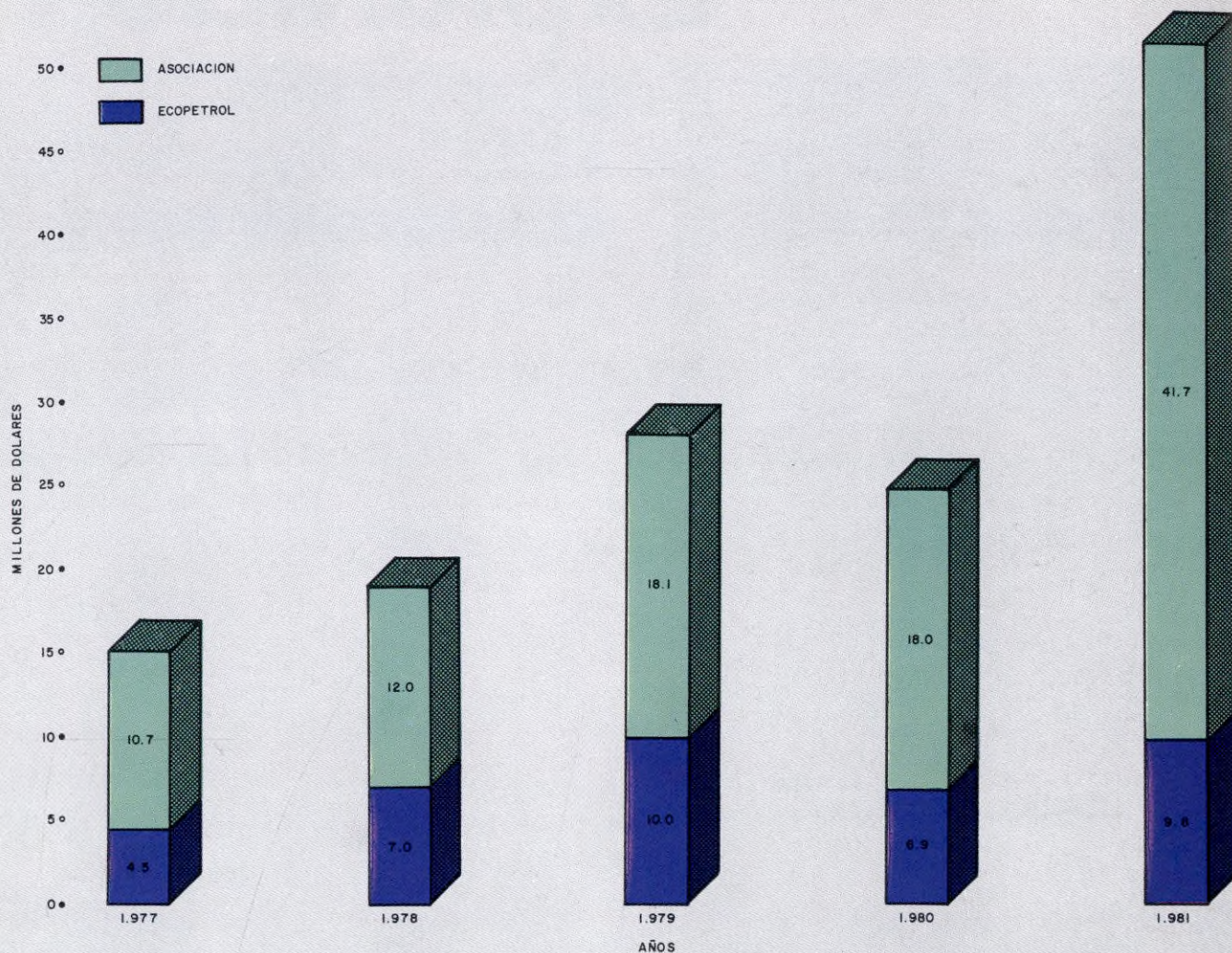
No obstante la ejecución de estos importantes estudios, fue la sismografía el área de mayor actividad durante el año, hecho que se reflejó en un incremento del 60.0% con respecto a los kilómetros de sísmica efectuados en 1980. Pese a las variables condiciones del tiempo y a otros factores de fuerza mayor como cancelación de trabajos en áreas cultivadas o de difícil accesibilidad, fue posible cumplir en un 75.0% con el objetivo de efectuar 3.663 kilómetros de perfil sísmico en 1981.

En el gráfico No. 1 se aprecia el volumen de recursos invertidos en Exploración Superficial, durante cada uno de los últimos cinco años. En 1981 se logró un incremento del 83.3% sobre el récord alcanzado en 1979, especialmente debido a la gran inversión efectuada a través de los Contratos de Asociación, cuya suma fue 131.0%, superior al valor invertido en el año de 1980.

PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS

Una vez definidos los prospectos obtenidos en la Exploración Superficial, se procede a confirmar la existencia de hidrocarburos, a través de la actividad perforatoria.

GRAFICO No. 1
INVERSION EN EXPLORACION DE SUPERFICIE



Para 1981 se trazó la meta de perforar 12 pozos exploratorios por parte de Ecopetrol, la cual fue cumplida y aún superada, ya que durante el año se perforaron y terminaron 13 pozos.

En el Anexo 1 se relaciona detalladamente la perforación de pozos exploratorios en el año, según haya sido efectuada directamente por Ecopetrol, en Asociación o Concesión.

Si consideramos como "Pozos Perforados" solamente aquellos finalizados antes de diciembre 31 de cada año, se tiene entonces que durante 1981 se perforaron 61 pozos exploratorios (excluyendo los estratigráficos), de los cuales el 72.0% se efectuó en desarrollo de los contratos de Asociación.

En la Tabla No. 2 se relacionan las actividades de perforación llevadas a cabo, tanto por Ecopetrol como por las compañías privadas (Asociación y Concesión), en los últimos años.

A diciembre 31 de 1981 se hallaban en perforación 11 pozos exploratorios, distribuidos así:

- Ecopetrol: 2 (con 8.992 pies)
- Asociación: 9 (con 56.550 pies)

Al comparar los resultados de 1981 con los obtenidos durante 1980, se aprecia un aumento del 41.9% en la actividad realizada por las compañías Asociadas (31 pozos en 1980 y 44 en 1981), y un significativo incremento en los pozos exploratorios terminados por Ecopetrol (4 en 1980 y 13 en 1981).

Como resultado del programa exploratorio ejecutado en 1981, la Asociación de Ecopetrol con compañías privadas arrojó importantes descubrimientos. Efectivamente, bajo esta modalidad resultaron productores los pozos Tocaría-2, West Payoa-1, Arauca-2, Norean-1, El Miedo-4, Jaraguay No. 1, Golondrina-1, Flamingo-1, Brea-1 y Neme-1.

Pozo Lisama 101 (en perforación). Equipo EMSCO EC-500

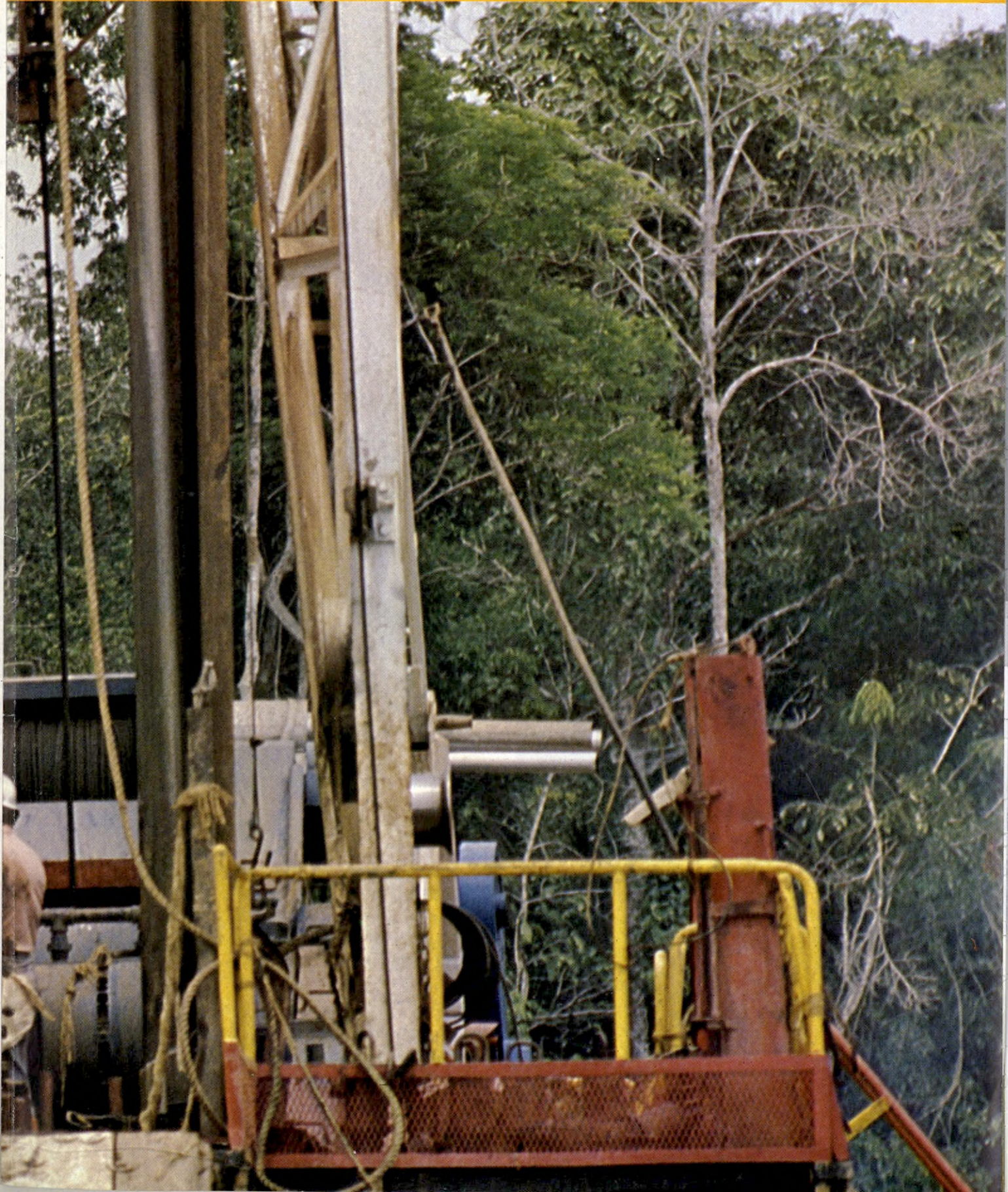


TABLA No. 1

RESULTADOS DE LA EXPLORACION DE SUPERFICIE, SEGUN ACTIVIDADES - 1977 - 1981

Año	Geología Superficie de (Cuadrillas-Mes)	Magnetometría (Kilómetros)	Gravimetría (Kilómetros)	Sismografía (Kilómetros)
1977	11.91	—	—	11.055
1978	8.99	21.636	—	9.280
1979	8.54	7.560	1.900	13.920
1980	3.63	—	165	6.704
1981	5.26	—	750	10.739

TABLA No. 2

POZOS EXPLORATORIOS Y MILES DE PIES PERFORADOS 1977 – 1981

Año	ECOPETROL		ASOCIACION		CONCESION		TOTAL	
	No. de Pozos	Miles de pies	No. de Pozos	Miles de pies	No. de Pozos	Miles de pies	No. de Pozos	Miles de pies
1977	5	52.5	8	81.8	7	64.6	20	198.9
1978	7	61.1	13	122.0	6	44.5	26	227.6
1979	12	93.4	16	152.7	1	10.0	29	256.1
1980	4	36.5	31	201.5	1	6.5	36	244.5
1981	13	116.4	44	296.5	4	36.6	61	449.5

En Concesión se efectuaron descubrimientos en los pozos Cebú-1 y Pijao-1. Ecopetrol por su parte, descubrió hidrocarburos en los pozos: Ligia-1, Yariqui-66D, Hormiga-1x y Apiay-1.

POZOS ESTRATIGRAFICOS

Durante el año de 1981, se perforó un total de 39 pozos estratigráficos y 113.067 pies, cifras que indican crecimientos de 69.5% y 119.0% respectivamente, con relación a los resultados obtenidos en esta actividad durante 1980.

En la Tabla No. 3 se observa la perforación estratigráfica durante 1981, según la compañía ejecutora

INVERSIONES EN PERFORACION EXPLORATORIA

Las inversiones efectuadas en perforación ex-

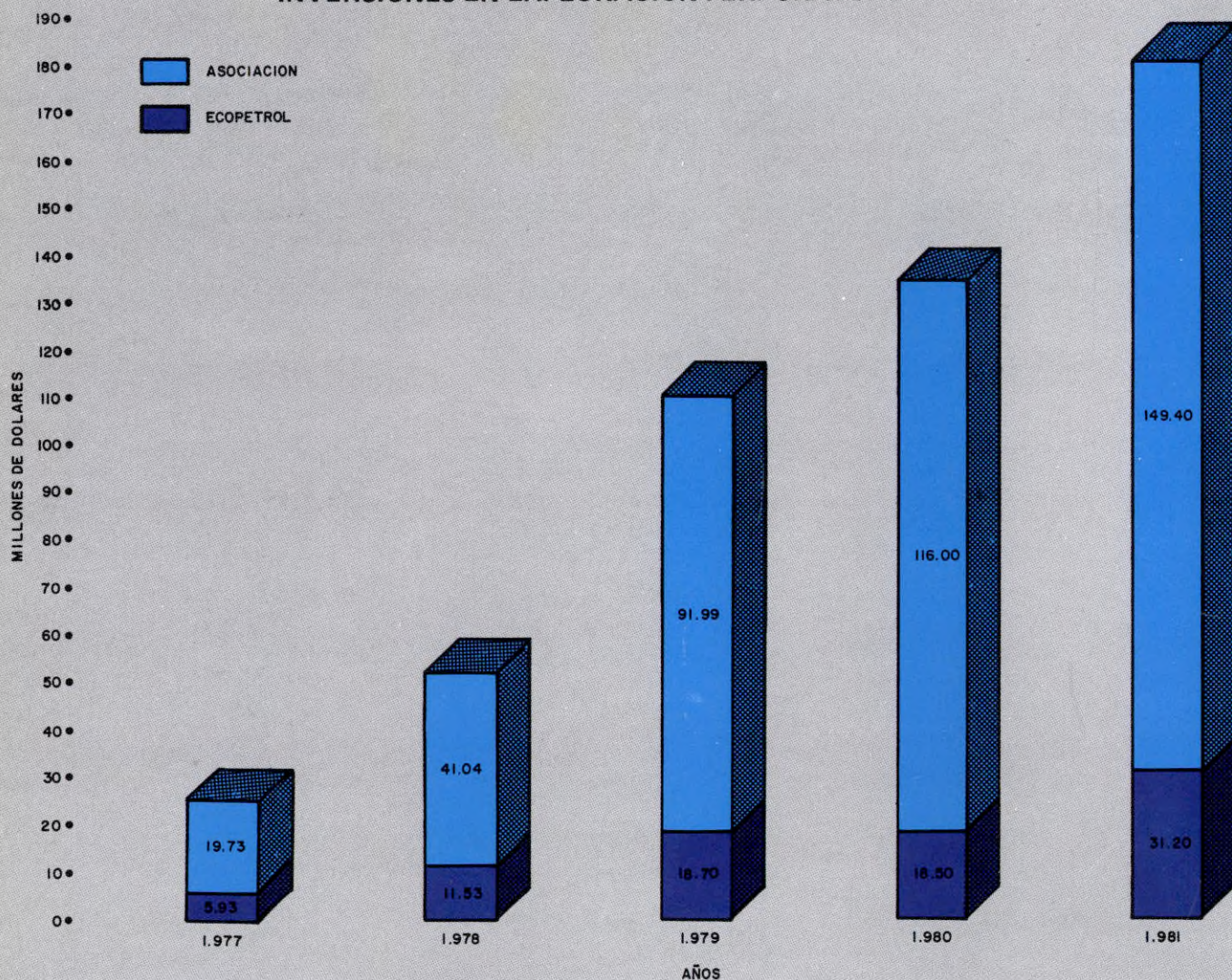
TABLA No. 3

PERFORACION ESTRATIGRAFICA, 1981

Compañía	Sector	Pozos Perforados	Pies Perforados
Intercol	Vichada	7	19.170
Intercol	Ariari	11	41.653
Intercol	Manacacías	5	11.442
Occidental	Orocué	1	2.117
Occidental	Cravo Norte	4	9.168
Occidental	Rondón	4	9.763
Occidental	Guarrojo	3	11.528
Occidental	Cinaruco	4	8.226

TOTAL POZOS PERFORADOS EN 1981: 39
 TOTAL PIES PERFORADOS EN 1981: 113.067

**GRAFICO No. 2
INVERSIONES EN EXPLORACION PERFORATORIA**



ploratoria por Ecopetrol y las compañías asociadas, registraron entre 1980 y 1981 un incremento del 34.0%. Este aumento se debió en gran parte a la actividad desarrollada en Asociación, la cual ejecutó el 83.0% del total invertido. Ecopetrol por su parte, comprometió recursos superiores en 68.6% a los invertidos en esta área durante al año anterior. Crecimientos de esta magnitud los obtiene por primera vez en muchos años la Empresa Estatal Petrolera de Colombia.

Una relación histórica de las inversiones en perforación exploratoria efectuada en el período 1977-1981, es la que se puede apreciar en el Gráfico No. 2

RESULTADOS DE LA EXPLORACION CON TALADRO

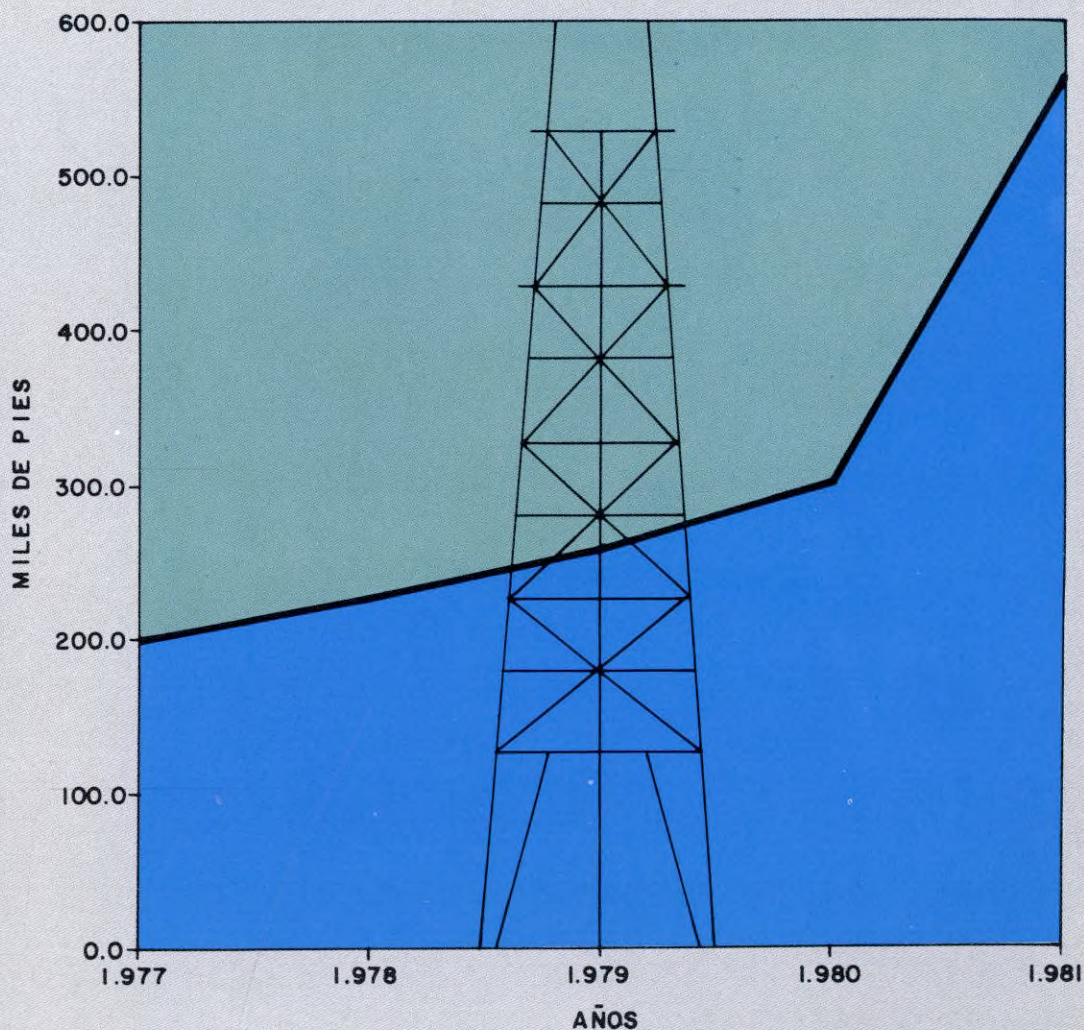
El balance de las actividades en Exploración con taladro, muestra que durante el año de 1981 se

descubrieron 14 pozos productores de aceite y 2 pozos productores de gas, en tanto que 34 pozos resultaron secos, 4 fueron acuíferos y 2 debieron ser abandonados. Para 1982 pasaron 2 pozos en prueba, 9 pozos en perforación y 4 que fueron suspendidos temporalmente.

En todos los aspectos de la actividad exploratoria se aprecia una importante participación de los asociados en la búsqueda de hidrocarburos durante 1981. Es así como, comparando con el año de 1980, la asociación presenta el siguiente balance:

Actividad	1980	1981
Pozos Perforados	31	44
Pozos Estratigráficos	23	39
Pies Perforados (miles)	253.2	409.6
Inversión en Perforación		
Exploratoria (MMUS\$)	116.0	149.4

GRAFICO No. 3 PERFORACION (EXPLORATORIA Y ESTRATIGRAFICA)



Es importante destacar el éxito obtenido por Ecopetrol durante 1981 en la actividad exploratoria, ya que de un total de 13 pozos perforados, 4 resultaron productores de aceite. Este hecho arroja una relación de éxito-fracaso de 1: 3.25, muy superior a la que tradicionalmente ha registrado la Empresa.

El descubrimiento de mayor importancia efectuado por Ecopetrol, lo constituyó el Pozo Apiay-1 en diciembre de 1981, cuando luego de las pruebas respectivas, se pudo establecer una producción de 4.509 BPD, de un crudo con gravedad de 24.6° API.

En el Gráfico No. 3 se observa el comportamiento de la perforación (exploratoria y estratigráfica) registrado en los últimos cinco años, teniendo en cuenta el número de pies perforados (en Operación Directa de Ecopetrol, en Asociación y en Concesión).



Aspectos de la perforación en Lisama, El Centro



Unidades de Bombeo en La Isla No. 4, Yariri

Producción

TABLA No. 4
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS, SEGUN AREAS - 1977 - 1981
(Miles de barriles por día - MBPD)

EMPRESA	AREA	ECP (%)	PRODUCCION PROMEDIO				
			1977	1978	1979	1980	1981
Ecopetrol	El Centro	100.0	24.9	24.6	24.9	25.8	25.8
Ecopetrol	Cóndor	100.0	14.1	13.5	14.1	15.4	16.1
Ecopetrol	Distrito Norte	100.0	10.0	9.3	9.5	9.0	8.0
Ecopetrol	Distrito Sur	100.0	29.3	25.3	22.0	20.1	18.6
	Total Ecopetrol		78.3	72.7	70.5	70.3	68.5
Colcítico ³	Payoa y otros	40.0	4.4	6.5	6.2	5.8	6.1
Petrocol	Andalucía	60.0	—	—	—	—	1.7
Terra Resources	Burdine y otros	20.0	1.7	1.7	1.3	1.2	0.9
Chevron	Castilla	60.0	0.5	0.6	1.1	2.7	3.6
	Total Asociado		6.6	8.8	8.6	9.7	12.3
Texas	Velásquez y otros	—	14.6	13.8	13.4	13.0	13.9
Intercol	Provincia y otros	—	14.7	13.0	11.5	9.9	9.4
Houston Oil	Dina-Tello y otros	—	11.7	13.3	13.2	17.1	25.1
Chevron	Zulia	—	10.2	8.1	6.2	4.6	4.6
	Total Concesión		51.2	48.2	44.3	44.6	53.0
	TOTAL NACIONAL		136.1	129.7	123.4	124.6	133.8
	TASA DE CRECIMIENTO		(5.9)	(4.7)	(4.8)	1.0	7.4

³ En realidad corresponde a un "Contrato Especial", diferente del actual Contrato de Asociación.

EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

Tanto la exploración como la explotación de hidrocarburos se efectúa en Colombia bajo las tres modalidades vigentes en la actualidad: Operación Directa de Ecopetrol, Concesiones a Empresas Privadas y Contratos de Asociación entre Ecopetrol y particulares.

PRODUCCION DE PETROLEO

En la Tabla No. 4 se observa que durante 1981 la producción de Ecopetrol en el área "Cóndor" se incrementó en 4.5% con respecto al año anterior, atenuando la declinación presentada en el resto de áreas explotadas por la Empresa, la cual en definitiva alcanzó el nivel del 2.5% en el último año¹. Fue mediante la perforación de pozos de desarrollo² que Ecopetrol trató de mantener su nivel de producción y reducir al mínimo nivel la tasa de declinación de sus campos, objetivo que finalmente alcanzó con relativo éxito.

La producción registrada mediante el sistema de Asociación, alcanzó una cifra superior en 26.8% al total producido en 1980, al tiempo que el volu-

¹ Las tasas de declinación que presentaron en 1981 el Distrito Norte y el Distrito Sur, fueron 11.1% y 7.4%, respectivamente. La producción de El Centro arrojó resultados similares a los obtenidos durante 1980.

² En 1981 Ecopetrol perforó 40 pozos de desarrollo con una inversión de US\$24.5 millones.

men obtenido en Concesión fue superior en 18.8% a su correspondiente del año anterior. Esto se debió principalmente a la entrada en producción del Campo Andalucía, perteneciente al Contrato de Asociación Huila con Petrocol (empresa completamente de capital nacional), al mayor desarrollo por parte de Houston Oil (Concesión) en el Alto Magdalena y, en general, al esfuerzo de todas las compañías por atenuar la declinación de sus campos, incentivadas por la política de precios que adoptó el Gobierno en la Resolución 058 de 1980.

Se deduce así que el incremento del 7.4% obtenido durante 1981 en la producción nacional de petróleo, obedeció fundamentalmente al éxito de una política comprometida no sólo en sostener el nivel actual de suministro interno, sino también en promover la vinculación adecuada del capital privado a la búsqueda del autoabastecimiento nacional de hidrocarburos.

Con una producción de 133.8 MBPD, 1981 se sitúa como el año de mayor incremento en lo corrido de la última década. La relación histórica entre 1977 y 1981, permite además apreciar que el último fue el año de mejores resultados en el período, tanto para la producción en Asociación, como para la producción a través de Concesiones.

En el Gráfico No. 4 se puede apreciar la forma en que ha variado (1977 — 1981) la participación de las diversas áreas en la producción de crudo en Colombia.

GRAFICO No. 4
ESTRUCTURA DE LA PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO

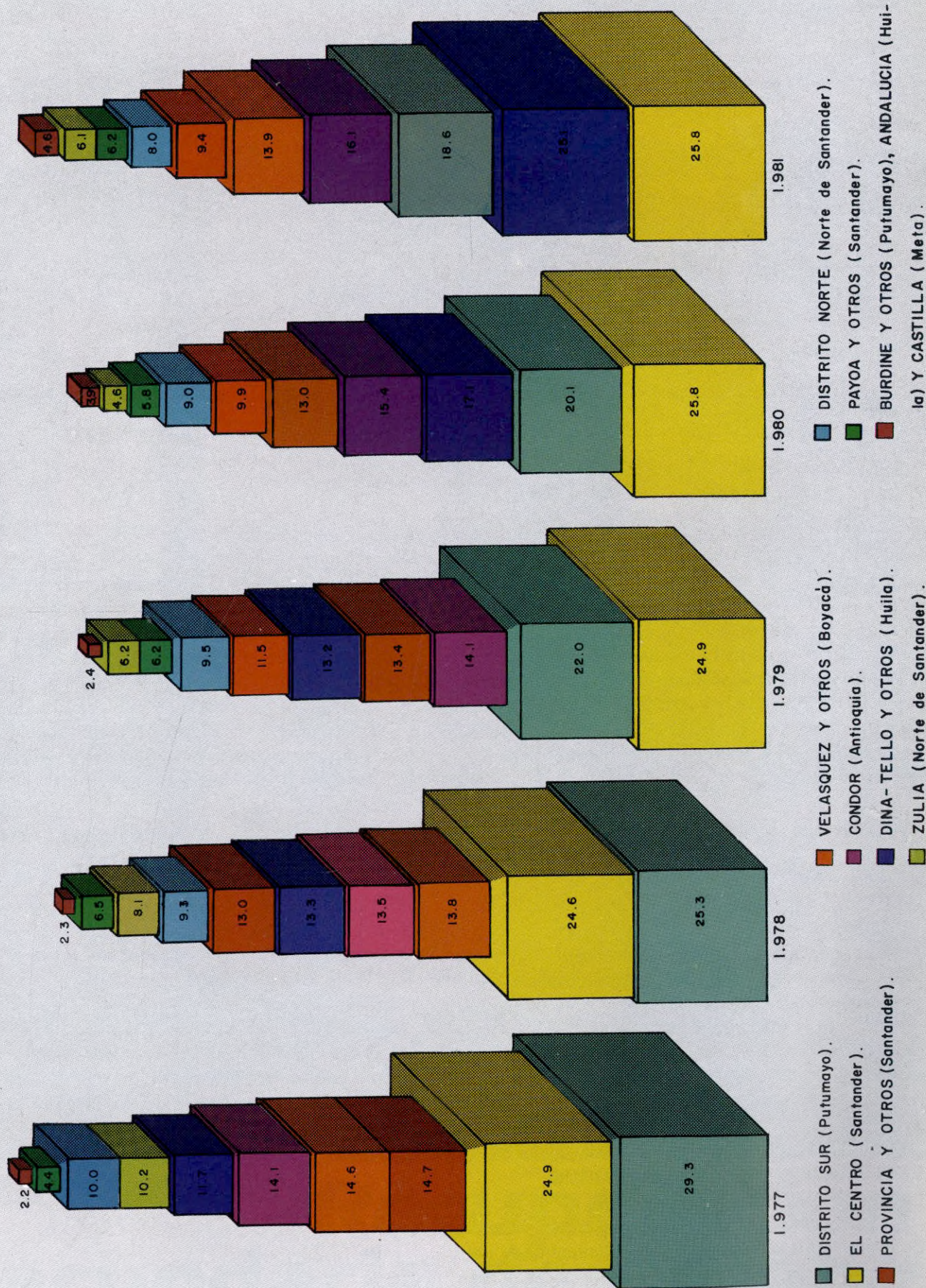


TABLA No. 5
SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS -1977 - 1981
(Millones de pies cúbicos/día - MMPC/D)

CAMPOS	1977	1978	1979	1980	1981
Area de la Costa Norte					
Guajira	17.3	77.7	100.4	119.7	159.6
Difícil	35.5	34.5	32.7	27.2	7.8
Cicuco (Gas Asociado)	9.1	5.3	2.5	3.9	3.2
Jobo-Tablón	37.6	41.0	39.4	33.2	32.3
Sucre	—	—	9.3	18.4	16.7
Total Costa Norte	99.5	158.5	184.3	202.4	219.6
Area Central					
Payoa-Provincia	59.4	66.5	73.1	83.4	91.2
Area del Río Zulia					
Zulia (Gas Asociado)	4.5	3.2	1.4	—	—
Area Neiva					
Tello (Gas Asociado)	—	—	—	0.1	0.5
TOTAL SUMINISTRO NACIONAL	163.4	228.2	258.8	285.9	311.3

En resumen, la producción nacional de crudos estuvo acompañada en 1981 de cambios en su estructura. En efecto, las áreas propiedad de Ecopetrol, pasaron de contribuir con el 56.4% en 1980, a 51.2% en 1981; la producción de las concesiones pasó de 35.8% a 39.6% en los dos años citados, en tanto que las asociaciones que contribuyeron con el 7.8% en 1980 registraron una participación del 9.2% en 1981.

SUMINISTRO DE GAS NATURAL

En la Tabla No. 5 se presenta el suministro de gas natural, discriminado por campos productores

Como se deduce de la Tabla anterior, el suministro de gas natural en el país se originó, tanto en 1981 como en los años precedentes, en el área denominada "Costa Norte" y en el "Area Central". Sin embargo, es la primera de ellas la que abastece gran parte del consumo nacional, como se comprueba en 1981, cuando contribuyó con el 70.0% del suministro total.

PROYECTOS ESPECIALES EN LA EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS

El proyecto más importante en la explotación de hidrocarburos es la recuperación secundaria del Campo Casabe, mediante la expansión de la inyec-

ción de agua. Dada la gran importancia nacional de este proyecto, se presenta en el siguiente capítulo una descripción en detalle de sus objetivos, características e inversiones que demandará en los próximos años.

Entre los proyectos de Explotación de Campos, originados en los contratos de Asociación, se destaca el desarrollo del Campo Cocorná con Texas Petroleum Co., en el Valle Medio del Magdalena. La construcción de facilidades se iniciará durante 1982, para manejar aproximadamente 15.000 barriles por día a partir de 1985.

La perforación de pozos se inició a finales de 1981, terminando el año con 3 pozos perforados. Durante 1982 se perforarán 40 pozos y se continuará perforando hasta obtener 144 pozos a finales de 1985. Las inversiones requeridas entre 1981 y 1985 ascienden a US\$140 millones aproximadamente. En la ejecución de este proyecto se espera recuperar 72 millones de barriles de aceite, y su producción se iniciará a partir de 1982, llegando a obtener un máximo de 15 mil barriles por día en el año de 1985.

ECOPETROL



**POZO 1
CASABE**

COMENZADO: 12 DE MAYO DE 1941

TERMINADO: AGOSTO DE 1941

**PRODUCCION ACTUAL: 10 BARRILES DIARIOS
MAYO DE 1981**

Pozo descubridor del Campo Casabe

Recuperación

Compañía

PROYECTO DE RECUPERACION SECUNDARIA CAMPO CASABE ZONAS A – B

Explotación Primaria del Campo

El Campo Casabe, con una extensión productora de 1.860 hectáreas, localizado en la margen izquierda del Río Magdalena frente a Barrancabermeja, se descubrió en octubre de 1941, e inició su explotación en junio de 1945. Hasta diciembre de 1981 había producido 211.5 millones de barriles de aceite, con una gravedad promedio de 20° API restándole unos 17 millones de barriles por recuperar a través de métodos primarios. Esto indica que si no se aplicaran procesos de recuperación secundaria, sólo se podría extraer en total un 16.9% del crudo original. En 1953, el campo alcanzó su caudal máximo de producción (46.000 BPD) y en la actualidad produce un volumen de 4.800 BPD de petróleo.

PROYECTO DE DESARROLLO SECUNDARIO POR INYECCION DE AGUA

Después de efectuar análisis de laboratorio y estudios de resultados prácticos en yacimientos similares, se decidió ensayar directamente en el Campo un sistema de inyección de agua a través de las arenas A, A2, B, B2. De esta manera en Casabe operan tres pilotos desde marzo de 1979, los cuales han permitido obtener hasta la fecha alrededor de 400.000 barriles de petróleo, considerado incremental o secundario.

El agua (dulce) se inyecta en sistema cerrado, utilizando modelos de cinco puntos (cuatro pozos inyectoros y uno central productor), con presiones entre 1.000 y 2.000 lbs/Plg.² y caudales entre 500 y 800 pbd/pozo.

Plan Integral de Desarrollo

Vistos los resultados de los pilotos, Ecopetrol ha diseñado y recomendado un programa a gran escala para el desarrollo secundario de Casabe.

Para mantener activo el proyecto hasta el año 2.000, el plan contempla una ejecución por etapas, empezando los trabajos de instalación en el presente año, y la inyección en enero de 1982 (primera fase) y en septiembre de 1987 (segunda fase). Los modelos o arreglos geométricos de inyección al igual que los pilotos, serán de cinco puntos, utilizando pozos nuevos para inyectar independientemente en cada subzona (A, A2, B1, B2). Se tendrán

Unidad de Bombeo
y Torre de Interconexión Eléctrica CIB-Casabe



513 pozos inyectoros de agua y 396 pozos productores de petróleo.

Pronósticos de Producción

En un período de inyección de 16 años se espera recuperar un volumen adicional de petróleo de 70.7 millones de barriles, los cuales sumados a los 17 millones de barriles producibles por métodos primarios, conforman un total de reservas de aproximadamente 88 millones de barriles.

El caudal máximo previsto para el Campo será

de 26.000 barriles por día de petróleo en 1987, época en la cual el Campo tendría sólo una producción de 2.800 BPD de petróleo, en el supuesto caso de que no se ejecutaran los planes de inyección de agua.

Agua de Inyección

La rata máxima de inyección de agua alcanzará 243.600 barriles por día (en septiembre de 1987), pero inicialmente, en Enero de 1984, la cantidad requerida será de 82.700 barriles por día.

El agua será dulce, subterránea, proveniente de la formación Mesa, a una profundidad de más o menos 800 pies; y se conducirá desde los pozos productores, sin ponerse en contacto con el aire, hasta una planta central de represionamiento, para luego enviarla a los pozos inyectoros a presiones que no sobrepasen las 2.800 lbs/Plg.².

Potencia

Todas las facilidades de producción-inyección e industriales, se moverán con energía eléctrica. El consumo máximo será de 22.400 kilowatios a partir de 1987, necesitándose 8.900 kilowatios para iniciar el desarrollo, en Febrero de 1982.

Principales Actividades Requeridas para llevar a cabo el Proyecto

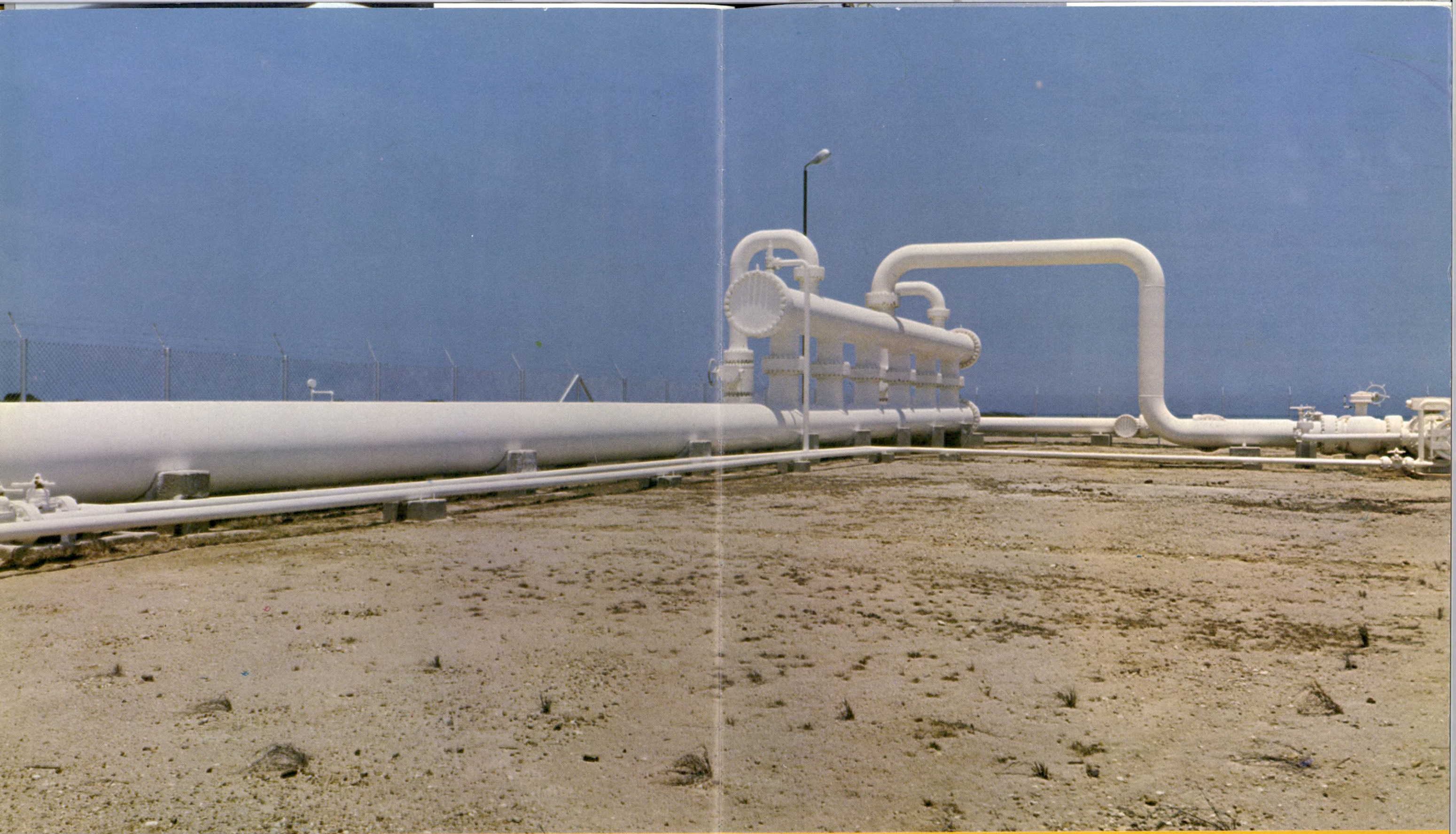
- Perforar 500 pozos inyectoros y 53 pozos productores de reemplazo.
- Perforar 12 pozos productores de agua.
- Reacondicionar los pozos productores existentes.
- Reformar y ampliar los sistemas de recolección de crudos. Planta deshidratadora y energía eléctrica.
- Manejar las aguas residuales producidas con el petróleo.
- Instalar la Planta de Inyección y las redes de distribución de agua.

Inversión

Para el Proyecto de Casabe se requiere una inversión, a precios de 1981, de US\$170.3 millones y \$8.015 millones (US\$317.4 millones equivalentes), la cual debe efectuarse en el período 1982 – 1987.

Pozo 494, Casabe. Equipo IDECO H40





Aspecto del Gasoducto de la Guajira

Contratos de Asociación

EL CONTRATO DE ASOCIACION

En Colombia se dieron las bases para la contratación asociada por intermedio de la Ley 20 de 1969, que facultó al Gobierno para declarar como reserva nacional cualquier área potencialmente petrolífera y aportarla, sin sujeción al régimen de concesión, a la Empresa Colombiana de Petróleos para que ésta a su vez "explora, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero".

El Decreto 2310 de 1974, eliminó la firma de nuevos Contratos de Concesión y dispuso que toda empresa nacional o extranjera, deberá **asociarse** con Ecopetrol si desea vincularse al país en la búsqueda y producción de hidrocarburos.

En cuanto a las propuestas de concesión pendientes el 28 de octubre de 1974 en el Ministerio de Minas y Energía, se dispuso que tendrían prioridad de Asociación con Ecopetrol, siempre y cuando el titular de la propuesta manifestara su interés y llenara los requisitos exigidos.⁴

Igualmente, contempló que en el caso de terceros con mejores condiciones que las ofrecidas por el titular dentro de la licitación o concurso, el área se adjudicará al mejor proponente. El Contrato de Asociación colombiano equivale a un Contrato de Riesgo en la etapa exploratoria y a un Contrato de Operación conjunta en su fase de desarrollo.

ESTRUCTURA DEL CONTRATO

Período del contrato: 28 años, distribuidos así:

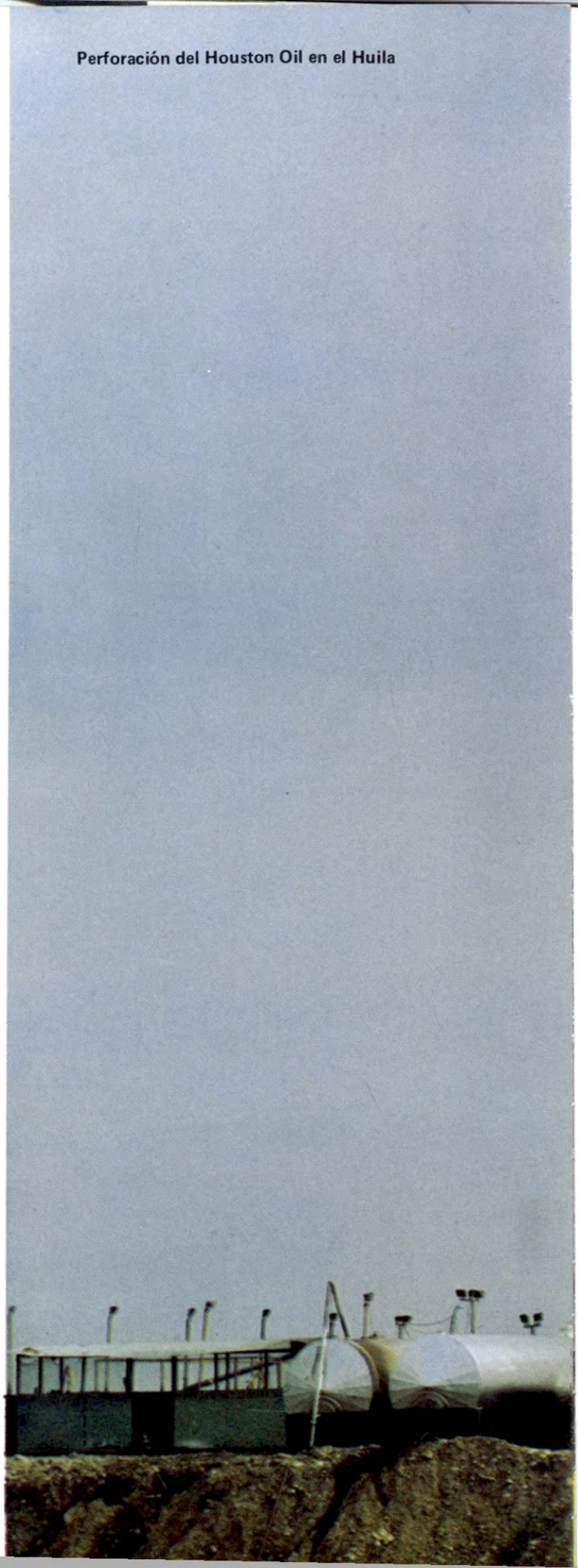
Exploración: 6 años
Explotación: 22 años

Devolución de áreas

Áreas Menores (Ejemplo: 500 mil hectáreas)

- Al término del período de exploración, el 50% del área contratada.
- Al 8o. año, el área queda reducida al 25% de la original.
- Al 10o. año, el área se reduce al Campo Comercial o Campos Comerciales, más una franja de reserva de 5 Kms. de ancho rodeando cada campo.

⁴ Dentro de los tres meses siguientes a la notificación hecha por Ecopetrol.





Áreas Mayores (Ejemplo: 1 millón de hectáreas)

- Al término del 1er. año, el 50% del área contratada.
- Al término del 6o. año (a más tardar), el 50% del área remanente.
- Al término del 8o. año (a más tardar), el 75% del área remanente.
- Al término del 10o. año, el área quedará reducida al Campo Comercial o Campos Comerciales que estén en producción o desarrollo, más una zona de reserva de 5 kms. de ancho alrededor de cada uno.

OTROS ASPECTOS

Riesgo Exploratorio. Sólo en caso de campos declarados explotables, Ecopetrol asume posteriormente el 50% de la inversión efectuada por el Asociado.

Participación igualitaria de Ecopetrol y el Asociado, una vez aceptada la comercialización del yacimiento.

Regalías fijas del 20%

Dirección por medio de un Comité Ejecutivo paritario, nombrado por las partes.

Operación a cargo del Asociado o de un tercero.

Devolución de Instalaciones y yacimientos en perfecto estado operativo a Ecopetrol, sin costo alguno, al término del contrato.

Programa de inversiones en exploración superficial y con taladro, expresado en metas físicas, proporcionales al área contratada y a la localización geográfica de la zona. Los impuestos de la Ley colombiana imputables al Asociado, son asumidos directamente por éste.

ACTIVIDAD ASOCIADA (1969 – 1981)

Desde la aprobación de la Ley 20 de 1969 se han suscrito 118 Contratos de Asociación⁵, de los cuales 42 se encuentran vigentes a diciembre 31/81.

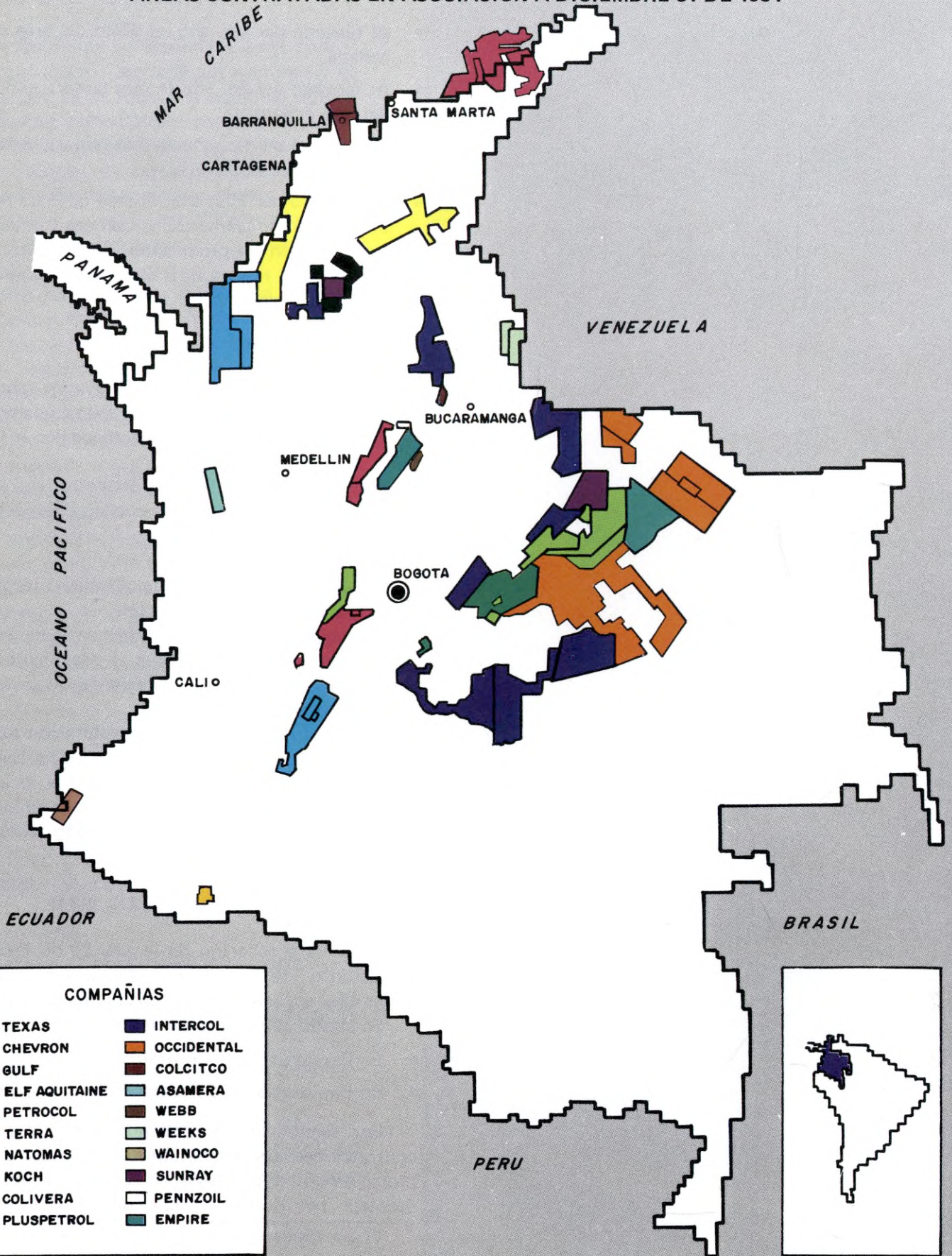
Su estado actual es el siguiente:

- En Explotación: 7 Contratos
- En Exploración: 33 Contratos

Por Explotación se entiende el estado de los contratos después del término del período de exploración (6o.año), cuya comercialidad ha sido aceptada por Ecopetrol, aun cuando no estén en

⁵ Excluye Cities Service

GRAFICO No. 5
 AREAS CONTRATADAS EN ASOCIACION A DICIEMBRE 31 DE 1981





operación. Son ellos: Guajira, San Jorge, Opón, Casanare, Cubarral, Castilla, Huila (Andalucía), Cocomaná y Putumayo (en explotación bajo la cláusula de solo riesgo).

En 1981 se suscribieron 12 nuevos contratos de asociación con un área de 3.183.465 hectáreas, cuyas principales características se detallan en el anexo No. 2.

MOVIMIENTO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

**A Diciembre
31/81**

Número de Compañías	29
Número de Contratos Vigentes	40
Miles de Hectáreas contratadas	11.570.0

Especialmente en los Llanos Orientales y el Valle Medio del Magdalena, se concentra la mayor actividad de los Asociados.

En el Gráfico No. 5 se indican las áreas contra-

tadas actualmente en Colombia a través del sistema de Asociación.

La fecha efectiva no necesariamente coincide con la fecha de firma del Contrato. En la información contenida en el Anexo No. 2 sólo se consideran los Contratos que fueron efectivos durante 1981; por tal razón, no se incluye el Contrato con Toeco Towerbridge Oil Exploration (474.865 Has.), firmado en diciembre 3 de 1981, pero con fecha efectiva a enero 1/82.

RESULTADOS DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

Como resultado de las actividades asociadas, se han descubierto en el país las reservas de petróleo y gas, relacionadas en la Tabla No. 6.

Además de los anteriores, existen otros contratos que han indicado descubrimientos de hidrocarburos, los cuales se encuentran en evaluación y se relacionan en la Tabla No. 7.

Durante el año de 1981 se renunciaron 11 contratos de los firmados en años anteriores, con una extensión de 3.119.000 hectáreas. Además, en

cumplimiento de la cláusula No. 5 de los contratos, las compañías devolvieron a Ecopetrol 4.383.200 hectáreas.

Durante el año se inició la producción del Campo Andalucía Sur del Contrato Petrocol-Huila, productor de aceite y descubierto en 1980. También se inició la producción de los Campos Castor y Sucre Sur, del contrato Provincia-San Jorge descubiertos en 1980 y 1981 respectivamente, y productores de gas. Otro tanto sucedió con el Campo Co-

corná Norte del Contrato Cocorna Texas-Cocorná, cuya comercialidad fue declarada en 1981 como productor de aceite.

Igualmente se descubrieron pozos productores bajo los Contratos de Asociación: Petrocol-Turbo-Tierralta, Texas-Nare, Occidental-Rondón, Provincia-Vichada y Provincia-Río Lebrija, y se continuó con la perforación de confirmación en el yacimiento descubierto bajo el Contrato Provincia-Arauca.

TABLA No. 6

RESERVAS DESCUBIERTAS EN ASOCIACION DIC. 31/81

Compañía	Año Descubr.	Contrato	Campo	Petróleo MMBLS (Probadas)	Gas MMMPC (Probadas)
Chevron	1972	Cubarral	Castilla	90.0	
Terra R.	1973	Putumayo	Burdine-Nancy	4.9	
			Maxime	1	
Texas	1973	Guajira A	Ballena		688
			Chuchupa		2.827
			Riohacha		134
Provincia	1978	San Jorge	Sucre		22.7 ⁶
Elf Aquitaine	1979	Casanare	Caño-Garza	14.0	
Provincia	1980	San Jorge	Castor		2.8 ⁶
Petrocol	1980	Huila	Andalucía Sur	10.8	
Texas	1981	Cocorná	Cocorná Norte	72.0	
Provincia	1981	San Jorge	Sucre Sur		6.6
Provincia	1981	Arauca	Arauca	75.0	
TOTAL				266.8	3.681.1

⁶ Reservas Revaluadas en 1981.

TABLA No. 7

DESCUBRIMIENTOS EN ASOCIACION (EN EVALUACION) A DIC. 31/81

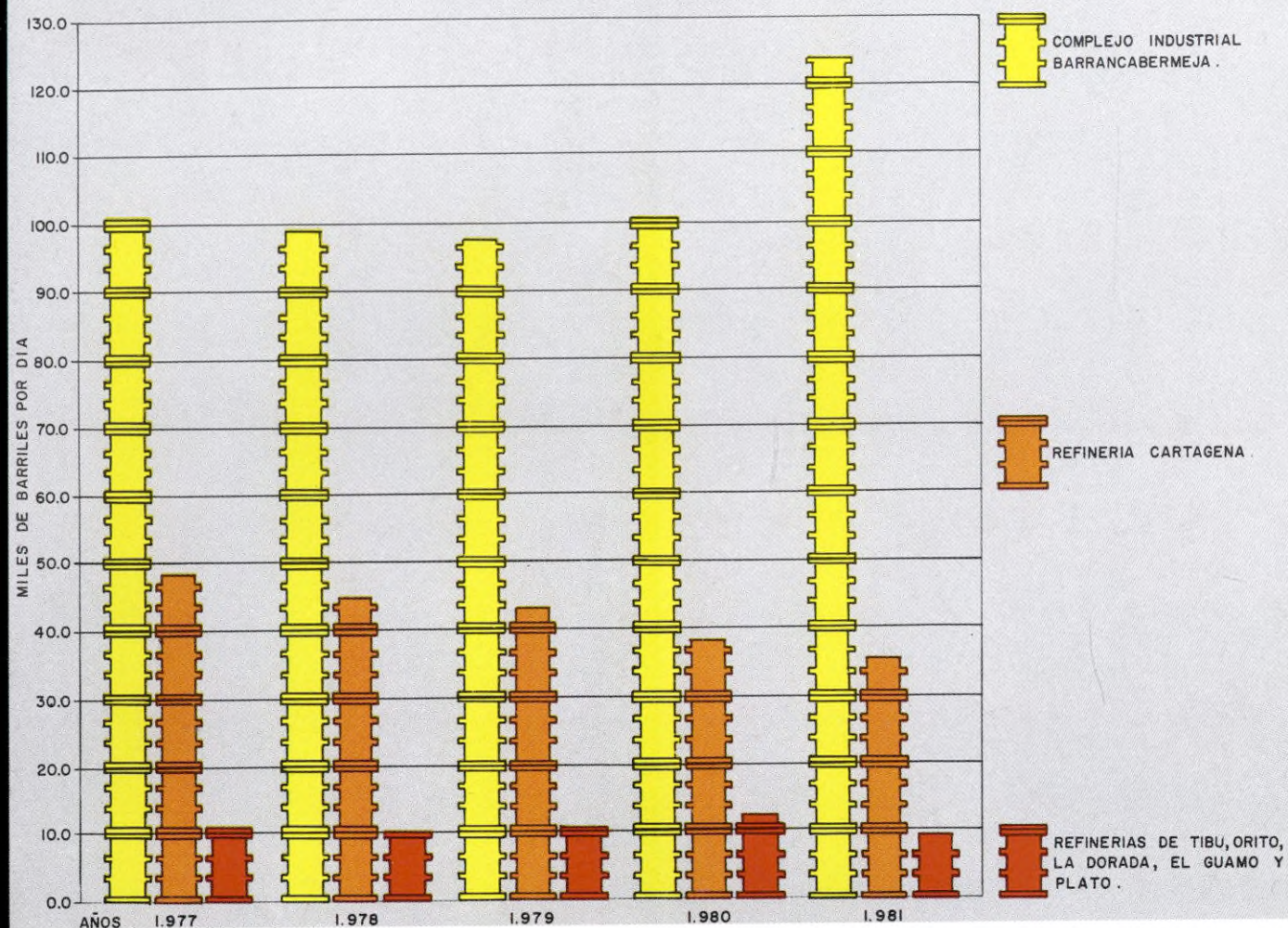
Compañía	Año	Contrato	Campo	Tipo Hidrocarburo
Webb	1974	Opón	Escocia	Aceite
Elf Aquitaine	1979	Casanare	Tocaría	Petróleo y gas
Provincia	1980	Arauca	Arauca	Petróleo
Provincia	1980	Río Lebrija	Reposo	Petróleo
Weeks Meredith	1980	Tasajero	Cerrito	Gas
Petrocol	1981	Turbo-Tierralta	Jaraguay Norte	Petróleo
Texas	1981	Nare	Nare	Petróleo
Occidental	1981	Rondón	El Miedo	Petróleo
Provincia	1981	Vichada	Rubiales	Petróleo
Provincia	1981	Río Lebrija	Peroles	Petróleo



Refinación

Aspectos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja

GRAFICO No. 6
CARGA A LAS REFINERIAS DEL PAIS



CAPACIDAD DE REFINACION EN EL PAIS

A continuación se detalla la capacidad de diseño de carga de crudo, en barriles por día de operación (BPDO), para las refinerías instaladas en el país:

TABLA No. 8
CAPACIDAD DE DISEÑO DE LAS REFINERIAS DEL PAIS - 1981

REFINERIA	MILES DE BARRILES POR DIA (MBPDO)
Complejo Industrial de Barrancabermeja . . .	140.0
Refinería de Cartagena	47.0
Refinería de Tibú	5.0
Refinería de Orito	2.0
Refinería de La Dorada	5.0
Refinería El Guamo	2.0
Refinería de Plato	2.0
	<hr/>
	203.0

Con un factor de servicio del 95%, la capacidad actual de refinación en el país es de 193.000 barriles por día de calendario – BPDC.

CARGA A LAS REFINERIAS DEL PAIS

En el Gráfico No. 6 se relaciona la carga procesada en las Refinerías del país, durante el período 1977-1981.

En el último año el crudo cargado a las refinerías fue superior en 8.000 barriles por día al volumen cargado en 1980, debido en gran parte al incremento de la producción nacional de crudos, ya que se mantuvo la ventaja económica de importar gasolina motor y corrientes intermedias, en lugar de importar cantidades incrementales de crudo.

Entre 1980 y 1981 la carga al Complejo Industrial de Barrancabermeja-CIB, se incrementó en 14.000 barriles por día, en razón a la optimización efectuada en la Refinería de Balance, que permitió mejores rendimientos en los crudos procesados. La



Torres fraccionadoras de Bencenos Aromáticos. Complejo Industrial de Barrancabermeja



Aspectos en el Complejo Industrial de Barrancabermeja

carga al Complejo Industrial incluye el reprocesamiento de Crudo Reducido, Gasóleos, Brea de Cartagena y Parafina Aceitosa.

En la Refinería de Cartagena, el volumen cargado durante 1981 fue inferior en 2.700 barriles por día a la carga promedio del año anterior, debido al mayor procesamiento de crudo en el Complejo Industrial. Dados los mejores rendimientos que se obtienen actualmente⁷ y las ventajas naturales del mercado, conviene cargar preferencialmente al CIB que a la Refinería de Cartagena y a las otras refinerías pequeñas que existen en el país.

Con respecto a lo ocurrido en 1980, la carga a la Refinería de Tibú en 1981 fue inferior en 900 barriles por día y se ajustó a la demanda de productos en su zona de influencia. Igualmente, entre estos dos años la carga a la Refinería de La Dorada muestra un descenso de 2.300 barriles por día, debido a la dificultad en el transporte del crudo reducido a Barrancabermeja, al coparse la capacidad del Oleoducto de la Texas Petroleum Co., medio por el cual se transporta el crudo reducido para su reprocesamiento en el Complejo Industrial. Las Refinerías de Guamo, Orito y Plato muestran cargas muy similares a las de 1980. En la Refinería de Plato se cargó todo el condensado producido en los campos de El Difícil.

TABLA No. 9
PRODUCCION DE DERIVADOS – 1980-1981

PRODUCTOS	MILES DE BARRILES POR DIA (MBPD)	
	1980	1981
PRODUCTOS BLANCOS		
Gasolina y Disolventes	55.5	64.4
Destilados medios (Queroseno, ACPM, Turbocombustibles) . .	40.6	44.4
Gasolina de Aviación	1.2	1.0
Gas Propano	4.4	5.6
Aromáticos Alquilbencenos	0.7	0.7
Ciclohexano	0.3	0.3
Parafinas	0.6	0.6
Bases Lubricantes	1.1	1.5
Subtotal Productos Blancos . . .	104.4	118.5
PRODUCTOS NEGROS		
Combustóleo	40.4	41.3
Alquitrán Aromático	0.6	0.6
Asfaltos	2.6	3.1
Subtotal Productos Negros . . .	43.6	45.0
TOTAL DERIVADOS	148.0	163.5

⁷ La Refinería de Balance en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, permite mayores rendimientos de productos blancos y, como consecuencia, mejor aprovechamiento del crudo procesado.

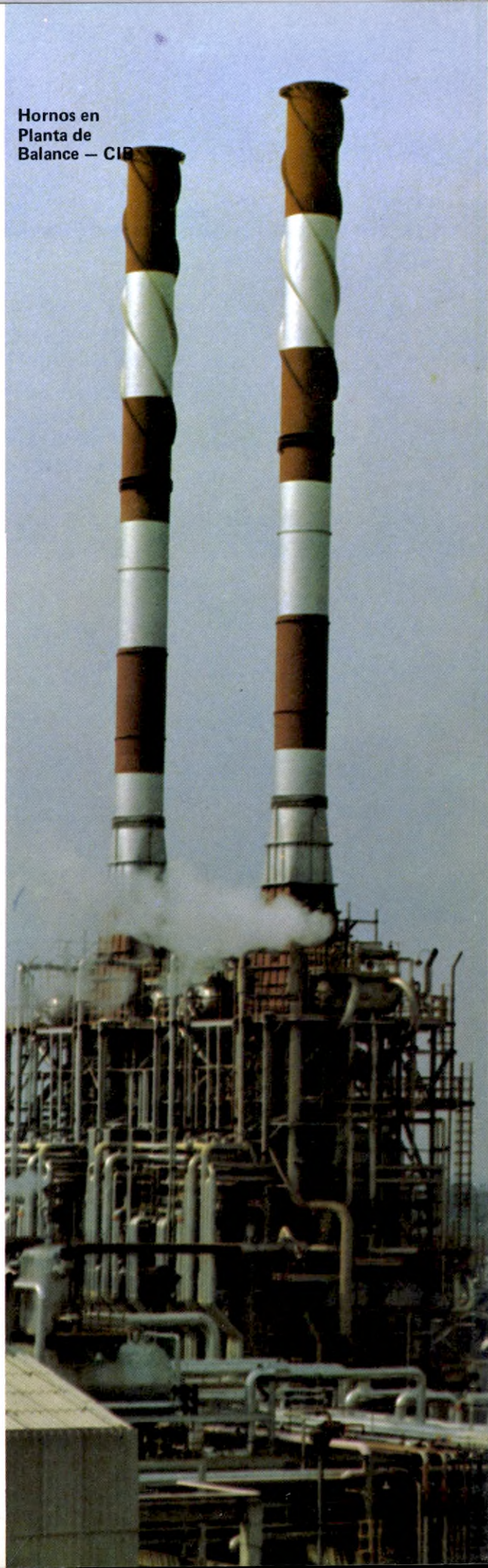
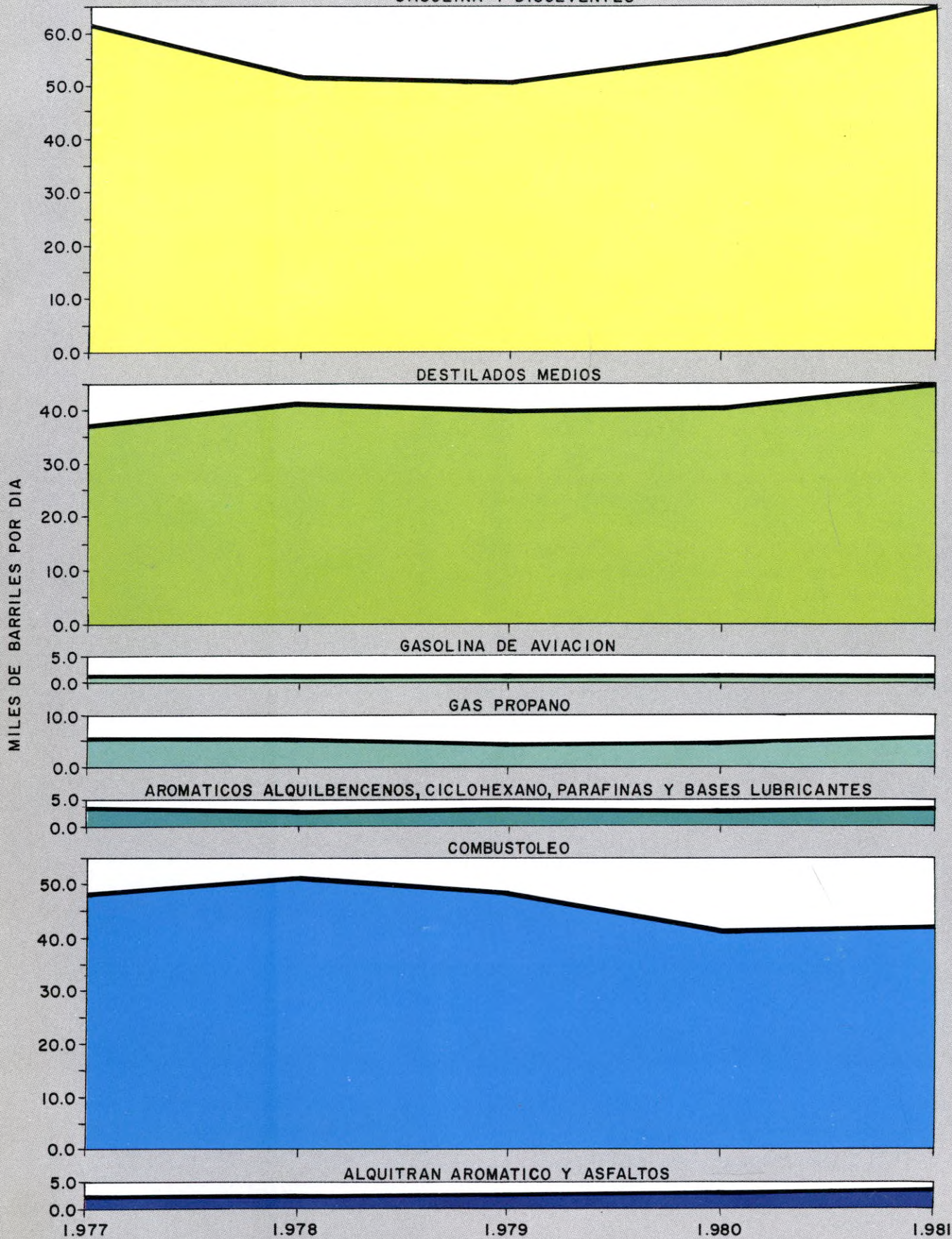


GRAFICO No. 7
 PRODUCCION DE DERIVADOS
 GASOLINA Y DISOLVENTES



PRODUCCION DE DERIVADOS DEL PETROLEO

De la carga procesada en las Refinerías del país durante 1980 y 1981 se obtuvo la producción de derivados relacionada en la Tabla No. 9. En el Gráfico No. 7 se puede observar el comportamiento de la producción de cada derivado para el período 1977-1981.

La producción de Gasolina Regular, Extra, Bencina Industrial y Cocinol durante 1981, fue superior a la del año de 1980, en 8.900 barriles por día, y la producción de Destilados Medios (Queroseno, ACPM, y Turbocombustibles) en 1981 superó en 3.800 barriles por día a la de 1980, por la mayor conversión a Productos Blancos que se obtuvo en la operación de la Refinería de Balance, al lograr procesar en forma más eficiente el petróleo nacional e importado cargado al Complejo Industrial, Cartagena, Tibú y La Dorada. Es importante destacar que durante 1981 no se realizaron importaciones de ACPM.

EJECUTORIAS PARA UNA MAYOR EFICIENCIA EN LAS REFINERIAS

A continuación se hace un breve comentario sobre las mejoras en la producción de Refinados y Petroquímicos adelantadas en 1981, con las cuales se logró una mayor productividad en los derivados del petróleo:

Producción de Turbocombustible en la Refinería de Tibú

Mediante ajustes en las condiciones de operación, a partir del segundo semestre de 1981, se inició la producción de turbocombustible en la Refinería de Tibú para atender la demanda de Cúcuta.

Producción de Asfalto Sólido en la Refinería de Cartagena

A partir de octubre de 1981, inició operaciones la Planta de Asfalto de la Refinería de Cartagena, con lo cual se logró suplir la demanda de este producto en la zona norte del país. Las ventas actuales promedian 400 barriles diarios.

Aumento de Producción de Bases Lubricantes

Ante la declinación en la producción de Crudo Río Zulia, el Complejo Industrial incorporó los

crudos HCT y Lisama en la mezcla de Crudos Parafínicos, logrando incrementar la producción de bases lubricantes en 400 barriles por día.

Aumento en la Producción de Ciclohexano

Mediante reformas realizadas en el Complejo Industrial a los reactores de la Unidad de Hydrar, se logró incrementar la producción de Ciclohexano a 600 barriles por día, superior en 170 barriles por día a la capacidad de diseño.

Aumento del Factor de Servicio en la Refinería de Balance

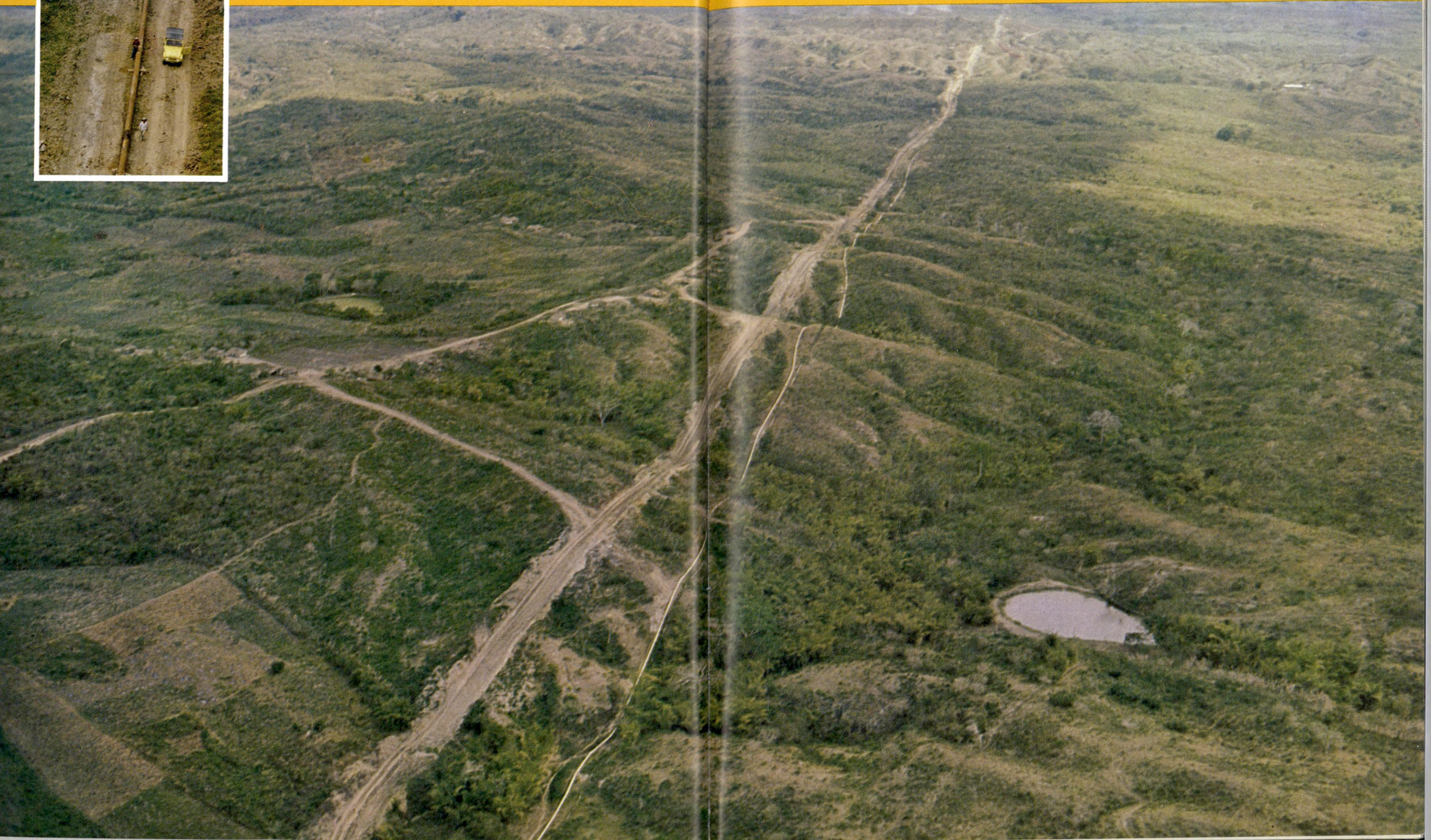
El mayor volumen de hidrocarburos procesados en el Complejo Industrial de Barrancabermeja —CIB— se logró fundamentalmente por la optimización de las operaciones en la Refinería de Balance, lo cual permitió aumentar el factor de servicio de sus principales plantas de un promedio de 75.0% en 1980, a un promedio de 85.0% en 1981.



Intercambio de calor. Complejo Industrial de Barrancabermeja. Planta de Etileno ensamble de los equipos con tubería— CIB.



Vista área del Oleoducto de Coveñas — Ayacucho (en construcción)



DESARROLLO DE LA RED NACIONAL DE TRANSPORTE

Al finalizar el año de 1981, la red nacional de Oleoductos, Poliductos, Gasoductos y Propanoductos, alcanzó una extensión de 6.524 kilómetros⁸, de los cuales 60.5% son propiedad de Ecopetrol.

En la Tabla No. 10 se aprecia el desarrollo de la red nacional, en los últimos cinco (5) años y el Gráfico No. 8 permite identificar las líneas existentes, así como las que aún se encuentran en etapa de construcción o proyecto.

En el anexo No. 3, se detallan las características más relevantes de la información contenida en el Gráfico anterior.

En lo que respecta al transporte por la red de Ecopetrol, se observa entre 1980 y 1981 un aumento de 16.400 barriles por día (6.6%) en la movilización de productos, debido a la mayor disponibilidad de refinados en el CIB.

La disminución en la importación de petróleo y la menor disponibilidad de los crudos Orito, Barco y Zulía, ocasionó la reducción del transporte de crudos en un 7.7% anual.

⁸ Incluye también las líneas aún en construcción.

TABLA No. 10

SECUENCIA HISTORICA DE LA RED NACIONAL DE OLEODUCTOS, POLIDUCTOS Y GASODUCTOS 1977 - 1981

AÑO	ECOPETROL		PARTICULARES ⁹		TOTALES	
	Kms.	%	Kms.	%	Kms.	%
1977	2.530	45.0	3.149	55.0	5.679	100.0
1978	2.530	42.0	3.529	58.0	6.059	100.0
1979	2.872	46.6	3.287	53.4	6.159	100.0
1980	3.270	53.0	2.893	47.0	6.163	100.0
1981	3.949	60.5	2.575	39.5	6.524	100.0

⁹ Ecopetrol tiene participación como accionista en algunos de los Oleoductos de empresas particulares.

TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS

Se aprecia en la Tabla No. 11 el volumen de hidrocarburos transportados por vía fluvial durante los años de 1980 y 1981.

El transporte de Aceite de Ciclo entre Cartagena y Barrancabermeja se incrementó en el año de 1981, debido a la mayor carga de gasóleos en Cartagena. La producción incremental de Aceite de Ciclo se envió al Complejo Industrial para ser usado como diluyente del combustóleo bombeado por el Oleoducto de Andian.

TABLA No. 11
TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS - 1980 - 1981

RUTA	HIDROCARBURO	MILES DE BARRILES POR AÑO		
		1980	1981	Variación (%)
Barrancabermeja - Cartagena	Combustóleo	4.492	4.792	6.7
	Benceno	61	10	(83.6)
	Subtotal	4.553	4.802	5.5
Cartagena - Barrancabermeja	Gasolina Motor	10	—	—
	Aceite de Ciclo	348	593	70.4
	Subtotal	358	593	65.6
Barrancabermeja - Barranquilla	Ciclohexano	87	93	6.9
	Gasolina de Aviación	76	55	(27.6)
	Combustóleo	120	100	(16.6)
	Subtotal	283	248	(12.3)
Cicuco - Barrancabermeja	Crudo Cicuco	643	602	(6.4)
Barranquilla - Barrancabermeja	Cera Aceitosa	120	112	(6.6)
	TOTAL	5.957	6.357	6.7
Etileno Importado (Toneladas)		9.900		

GRAFICO No. 8

RED NACIONAL DE OLEODUCTOS, POLIDUCTOS Y GASODUCTOS, CONSTRUIDOS Y EN PROYECTO

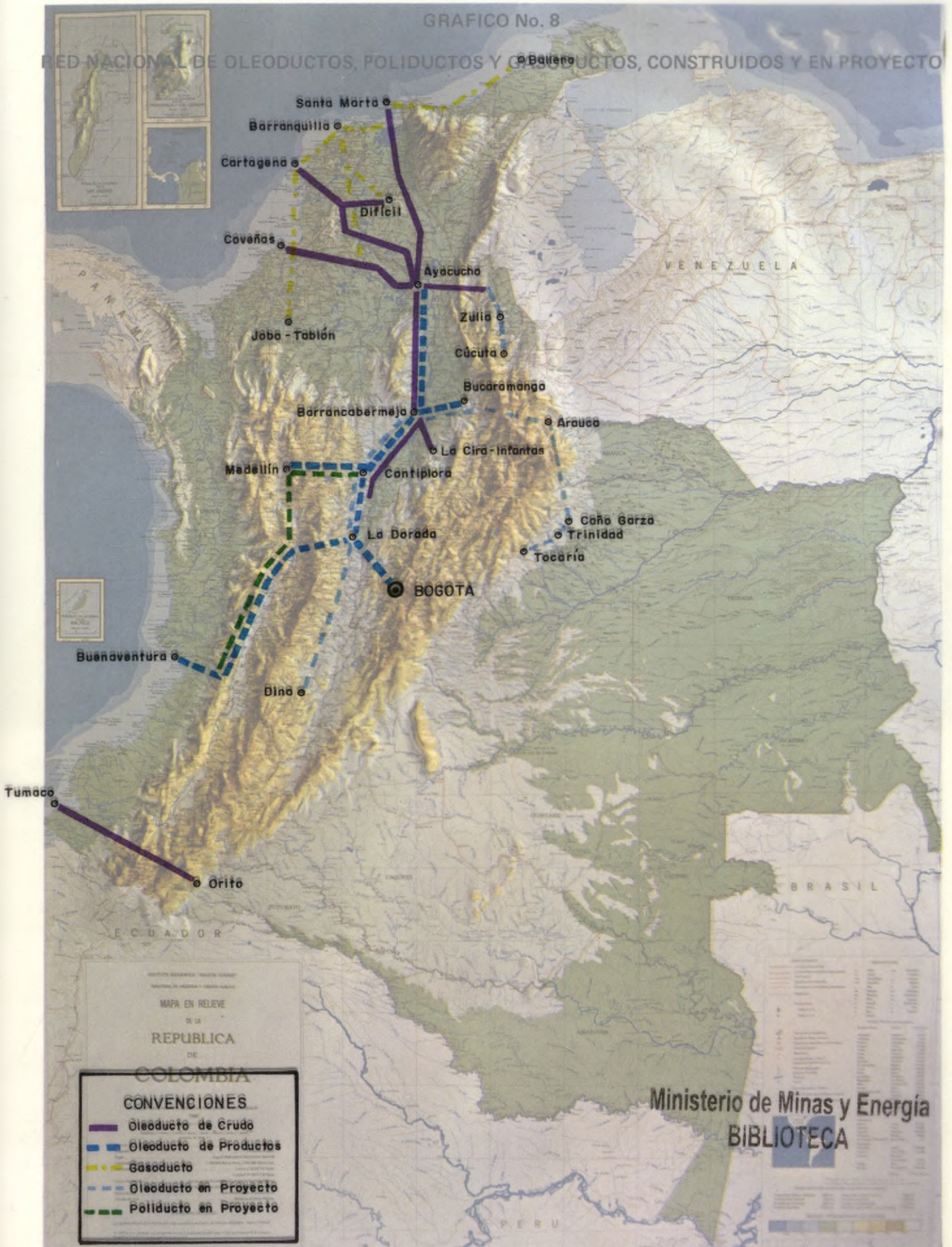
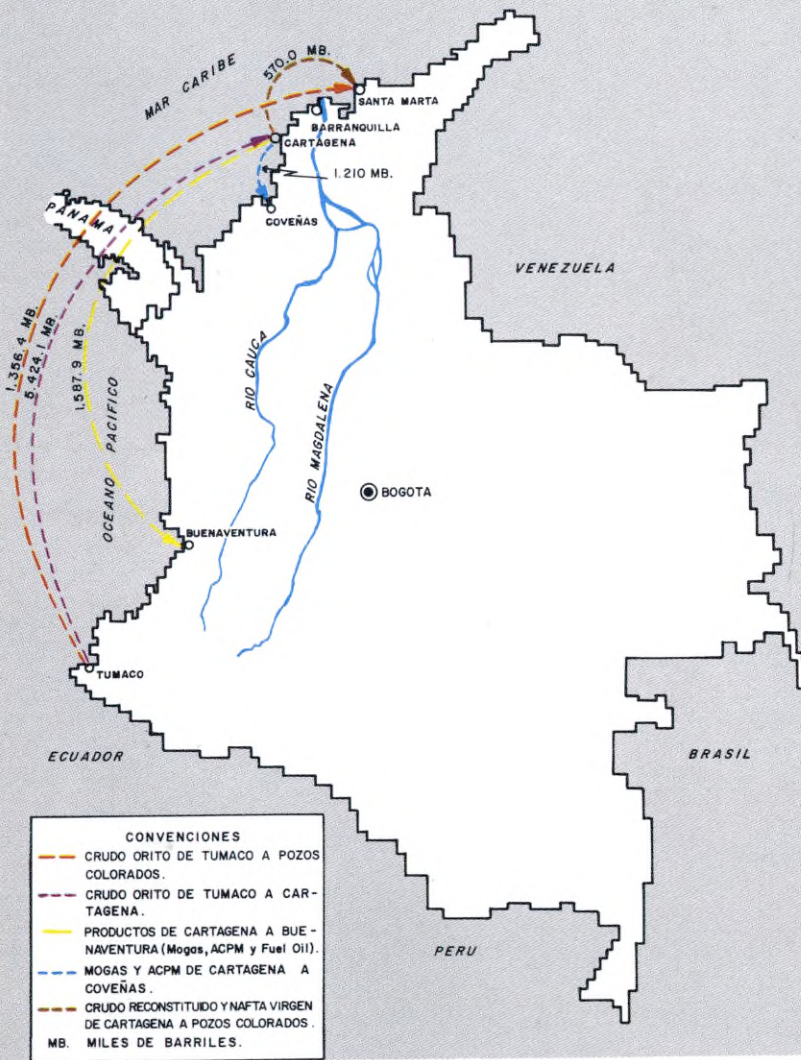


GRAFICO No. 9
CABOTAJES PARA EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN 1981



El flete de productos transportados de Barrancabermeja a Barranquilla (ciclohexano), lo pagan las compañías distribuidoras y Monómeros Colombo-Venezolanos. El total del transporte durante 1981 fue inferior en 35.000 barriles al volumen transportado en el año anterior.

El transporte del Crudo Cicuco hasta Barrancabermeja, fue inferior en 41.000 barriles durante 1980, debido al descenso en la producción del campo.

En 1981 no se realizaron importaciones de Etileno, por cuanto se inició la operación de la Planta Productora de este insumo en el Complejo Industrial.

CABOTAJES MARITIMOS

El Anexo No. 4 muestra el volumen de hidrocarburos transportados mediante cabotajes en los dos últimos años, según el contrato celebrado con

la Flota Mercante Grancolombiana y fletamento directo de Ecopetrol. El Gráfico No. 9 permite apreciar la ubicación geográfica de los sitios a través de los cuales Ecopetrol efectúa cabotajes marítimos para el transporte de hidrocarburos.

Entre 1980 y 1981 el transporte de Crudo Orito disminuyó en 10.2% en razón a la menor producción del campo durante el último año, comparado con el volumen obtenido en 1980.

El cabotaje entre Cartagena y Buenaventura tuvo un descenso de 61.000 barriles en 1981 con respecto a 1980, especialmente por la disminución en la demanda de combustóleo.

La disminución más notable en el volumen de productos transportados por cabotaje, la registra el Crudo Reconstituído (mezcla de Brea y Nafta) para reprocesar en el Complejo Industrial, en razón a que durante 1981 se procesó un mayor volumen de crudos pesados en Barrancabermeja, que copó la capacidad de la Unidad Demex.



Línea en construcción en el Magdalena Medio ▲

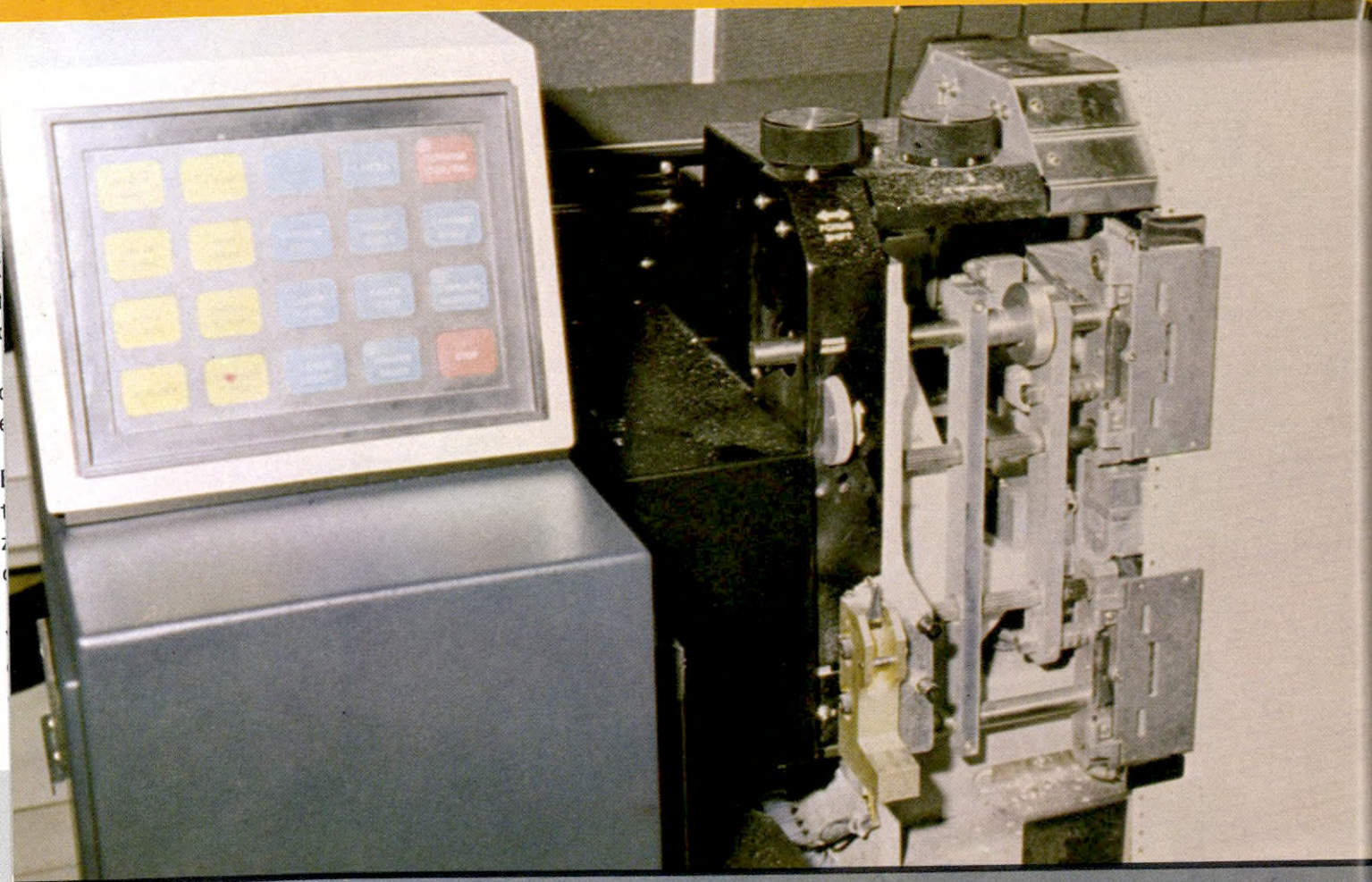
Sistema actual de transporte de los crudos del Huila ▼



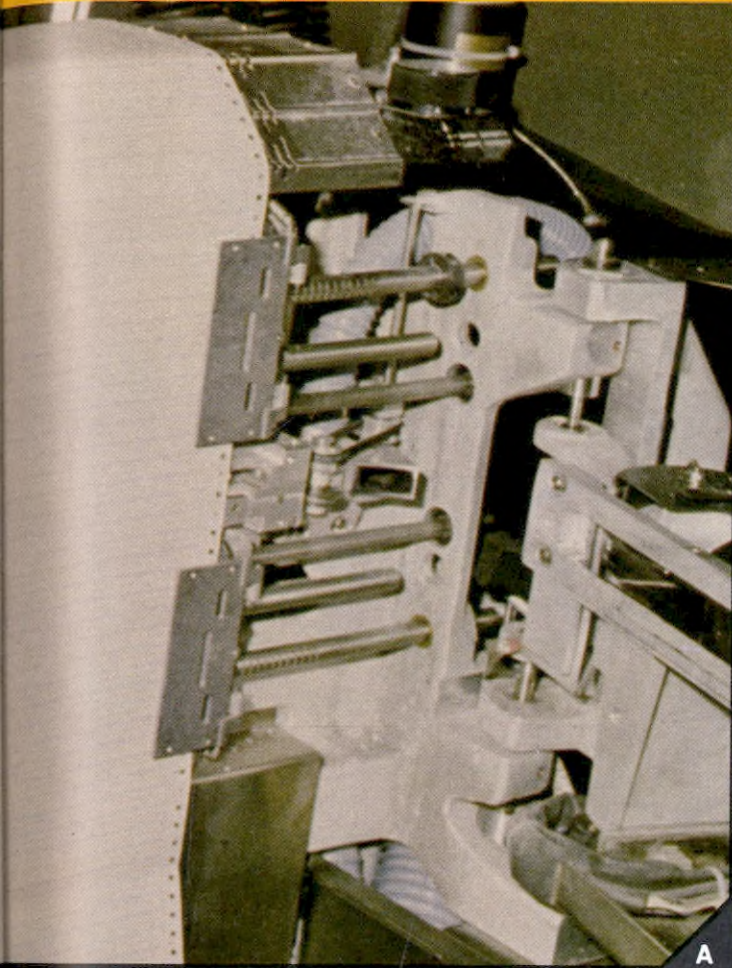
A Computador de ECOPEPETROL. Instalaciones centrales en Bogotá

B Panorámica de la Refinería de Balance. Barrancabermeja

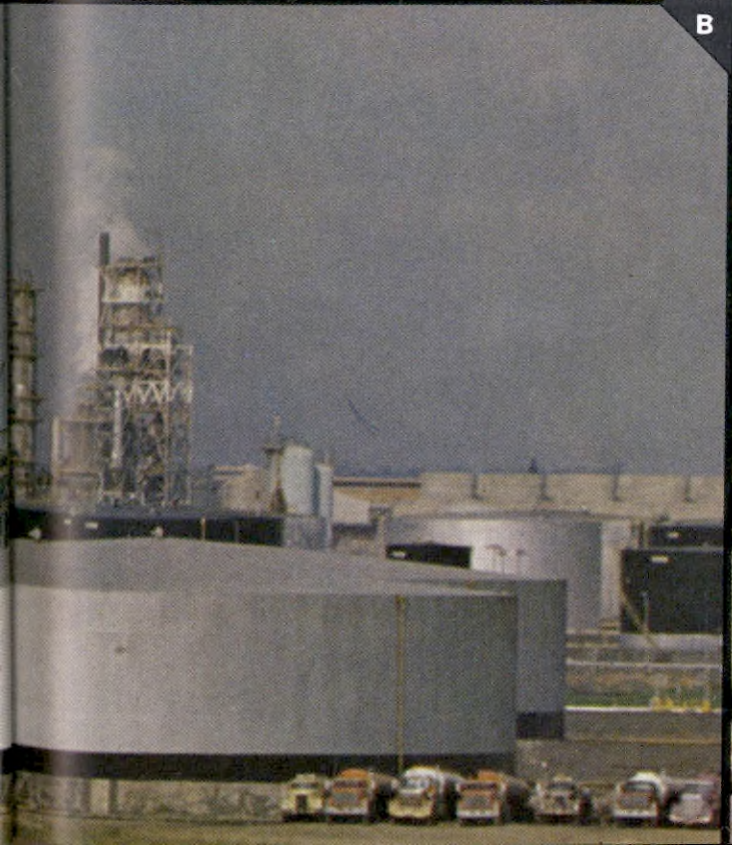
C Unidad de Bombeo. El Centro, Santander



Gestión Financiera



A
B



ESTADOS FINANCIEROS

El Anexo No. 5 contiene el Balance de la Empresa Colombiana de Petróleos a diciembre 31 de 1981.

Activo	\$74.791.8 millones
Pasivo	\$55.937.9 millones
Patrimonio	\$18.853.9 millones

El Anexo No. 6 contiene el Estado de Pérdidas y Ganancias de la Empresa Colombiana de Petróleos, correspondiente al período Enero 1o./Diciembre 31 de 1981.

Utilidad Neta \$531.0 millones

INDICES FINANCIEROS

Endeudamiento

En 1981 se aprecia una disminución en la proporción de financiamiento de activos con recursos de terceros.

Ejercicio	Total Pasivo (Millones \$)	Total Activo (Millones \$)	Endeudamiento %
A 31/12/80	48.883.0	55.343.3	88.3
A 31/12/81	55.937.9	74.791.8	74.8

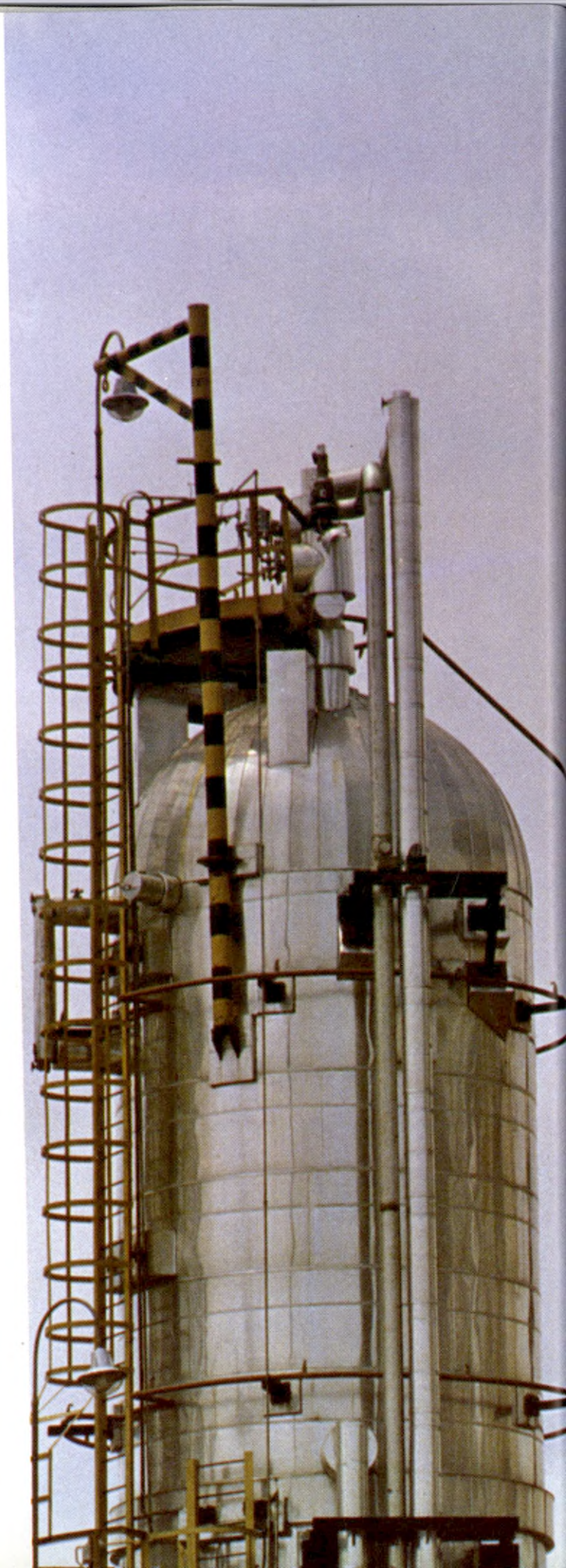
Lo anterior se explica por un incremento del 14.4% en el valor de los pasivos, el cual es menos que proporcional al incremento registrado en los activos (35.1%).

Financiamiento

La estructura de financiamiento experimentó en 1981 un viraje positivo, al incrementar la garantía ofrecida por el patrimonio a los pasivos totales.

Ejercicio	Total Pasivo (Millones \$)	Patrimonio Neto (Millones \$)	Financiamiento
A 31/12/80	48.883.0	6.460.2	7.5
A 31/12/81	55.937.9	18.853.9	2.9

Es decir, que mientras en el año de 1980, \$1.00 de patrimonio neto respaldaba \$7.50 del pasivo, en 1981 cada \$1.00 de patrimonio neto respalda \$2.90 del pasivo. Esta situación se debe a que el incremento en el patrimonio de la Empresa fue superior al 35.0% en tanto que el incremento del pasivo sólo fue del 14.4%.





Solvencia

El mayor crecimiento relativo del activo corriente y la disminución del pasivo corriente, dieron como resultado una óptima situación de solvencia para la Empresa.

Ejercicio	Activo Corriente (Millones \$)	Pasivo Corriente (Millones \$)	Solvencia %
A 31/12/80	17.738.4	28.259.1	62.8
A 31/12/81	25.634.8	25.822.1	99.3

El hecho de que el pasivo corriente pueda ser cubierto en casi su totalidad con los recursos disponibles en el activo corriente, ubica a Ecopetrol como empresa ampliamente solvente y confiable en materia financiera.

Liquidez

La relación entre el activo de fácil realización y el pasivo corriente presentó en 1981 la siguiente variación:

Ejercicio	Activo Corriente ¹⁰ (Millones \$)	Pasivo Corriente (Millones \$)	Liquidez %
A 31/12/80	11.742.5	28.259.1	41.6
A 31/12/81	14.842.9	28.259.1	52.5

Se observa la consecución de un mejoramiento paulatino en la posición financiera de Ecopetrol, hasta el punto de que más de la mitad del pasivo corriente está respaldado por el activo inmediatamente realizable.

Indice de Estabilidad

En 1981 la seguridad del pasivo a largo plazo, continúa siendo ampliamente respaldada.

Ejercicio	Activo Fijo (Millones \$)	Pasivo a Largo Plazo (Millones \$)	Estabilidad
A 31/12/80	23.433.9	13.595.1	1.72
A 31/12/81	26.453.7	19.718.0	1.34

Por cada \$1.00 de pasivo a largo plazo, la Empresa dispone de \$1,34 en el activo fijo para cubrirlo.

¹⁰ Excluye inventario de materiales, materiales en tránsito y materiales y equipo para proyectos.

TABLA No. 12
EJECUCION PRESUPUESTO DE INVERSIONES – ECOPETROL, 1980 - 1981

Actividad	1980		1981	
	(Millones \$)	%	(Millones \$)	%
Exploración y Explotación	3.144.3	42.1	5.226.8	46.3
Refinación y Petroquímica	2.033.9	27.2	2.173.9	19.3
Oleoductos	1.161.2	15.6	2.415.6	21.5
Inversiones Ordinarias	1.126.9	15.1	1.442.7	12.9
Total	7.466.3		11.239.0	100.0

TABLA No.13
SUBSIDIOS E IMPUESTOS OTORGADOS POR ECOPETROL A LA ECONOMIA NACIONAL - 1981

CONCEPTO	MILLONES DE \$
Subsidio a las importaciones de crudo y gasolina.	14.881
Subsidio a las electrificadoras	2.805
Subsidio al cocinol	774
Subsidio al gas propano.	977
Subsidio a naves nacionales en viajes internacionales.	360
Subsidio a los Departamentos (\$0.06/Galón de gasolina motor)	67
Subsidio al consumo de gas natural de la Guajira.	2.494
Fondo Vial	17.558
Impuesto Departamental.	45
Impuesto a las ventas.	4.195
TOTAL	44.156

PRESUPUESTO DE INVERSIONES

El programa de inversiones aprobado por la Empresa para los años 1980 y 1981 se ejecutó teniendo en cuenta las prioridades más inmediatas del país. En la Tabla No. 12 se puede apreciar la estructura de esa ejecución presupuestal para los dos años mencionados.

Se destaca el incremento en el área de exploración y explotación, lo cual es consecuencia de la política orientada a intensificar la búsqueda de hidrocarburos en el país. Paralelo a este hecho se observa un aumento sustancial en la ampliación de las redes de oleoductos y poliductos, acción que complementa el plan de prioridades establecido en Ecopetrol.

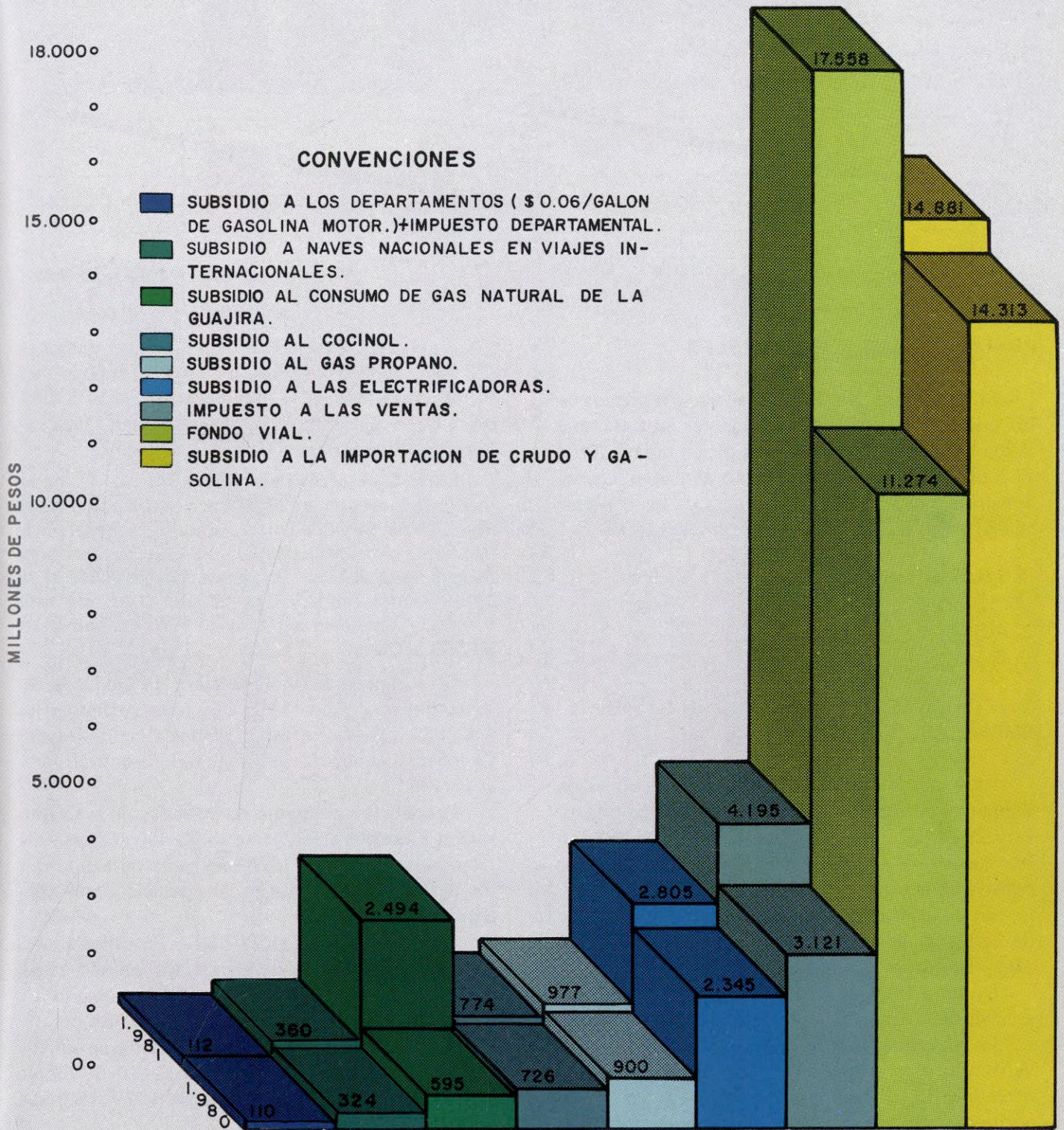
Dentro del área de refinación y petroquímica, la obra que más se destaca es la expansión de la Refinería de Cartagena, la cual se espera terminar durante 1982.

SUBSIDIOS E IMPUESTOS OTORGADOS POR ECOPETROL A LA ECONOMIA NACIONAL

A raíz de la crisis mundial del petróleo desatada en los primeros años de la década del setenta, y del tránsito que hizo Colombia de país exportador a importador de hidrocarburos, Ecopetrol ha tenido que asumir en forma directa el impacto económico resultante de comprar hidrocarburos en el mercado mundial y venderlos internamente a precios muy inferiores a su costo.

En la Tabla No. 13 se discriminan los \$44.156 millones transferidos por Ecopetrol al país durante 1981, cifra superior en 31.0% a la contribución registrada durante 1980. Para efectos de la comparación respectiva, se relacionan en el Gráfico No. 10 los datos comparados (1980-1981) correspondientes a las contribuciones de Ecopetrol a la economía nacional.

GRAFICO No. 10
 SUBSIDIO E IMPUESTOS OTORGADOS POR ECOPETROL A LA ECONOMIA NACIONAL 1980 - 1981



Empaque de polietileno. Complejo Industrial de Barrancabermeja

Actividad Comercial



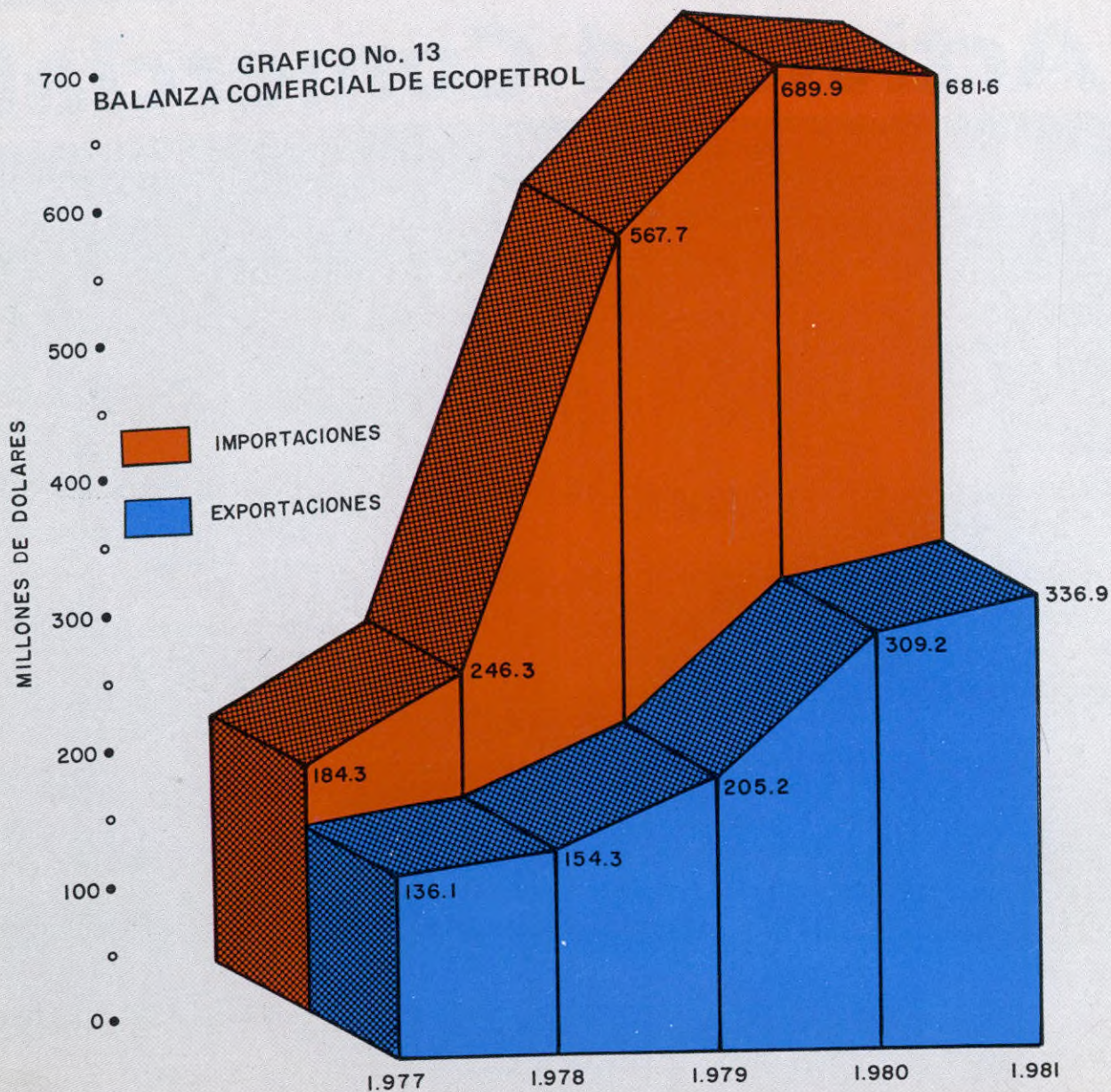


TABLA No. 14

VALOR DE LAS EXPORTACIONES DE PRODUCTOS - 1980 - 1981
(Miles de Dólares)

	1980	1981	Variación (%)
Exportaciones Directas:			
• Combustóleo	238.992.7	266.212.6	11.4
• Parafina	801.6	2.408.6	200.4
• Acido Nafténico	523.4	230.7	(55.9)
• Benceno	947.2	2.061.8	117.6
Ventas a Naves en Viajes Internacionales	67.920.9	66.036.4	(2.7)
TOTALES	309.185.8	336.950.1	9.0

BALANZA COMERCIAL DE ECOPETROL (Gráfico No. 13)

En 1981, el valor de las importaciones efectuadas por Ecopetrol excedió en US\$344.6 millones al valor de las exportaciones totales. Es importante señalar que aun cuando este déficit comercial es relativamente elevado, su reducción en el año fue significativa, ya que en 1979 el déficit correspondiente fue de US\$507.6 millones y en 1980, de US\$380.7 millones. En 1981 el menor déficit se explica por un incremento del 9.0% en el valor de las exportaciones y por una disminución del 1.2% en el valor de las importaciones. Estas descendieron fundamentalmente por una mayor racionalización en el consumo nacional de combustibles, y por los mejores niveles de eficiencia obtenidos en la refinación de los crudos nacionales, luego de que en 1980 entrara en operación la Planta de Optimización de la Refinería de Balance en Barrancabermeja.

EXPORTACIONES

Las exportaciones efectuadas en 1981, representaron ingresos para la Empresa por un valor total de US\$336.9 millones, incluyendo las exportaciones directas y las ventas a naves en viajes internacionales.

Esta cifra superior en 9.0% a la obtenida el año anterior, se origina fundamentalmente en un incremento del 6.6% en el volumen exportado.

VOLUMENES Y VALORES TOTALES DE LAS EXPORTACIONES

En la Tabla No. 14 y en el Anexo No. 7 se aprecia la variación (1980-1981), en valor y en volumen respectivamente de las exportaciones de Ecopetrol

PRECIOS PROMEDIOS DE EXPORTACION 1980 – 1981

En el Gráfico No. 14 se observan las variaciones

GRAFICO No. 14
PRECIOS PROMEDIO DE LAS EXPORTACIONES
DE ECOPETROL 1980 – 1981

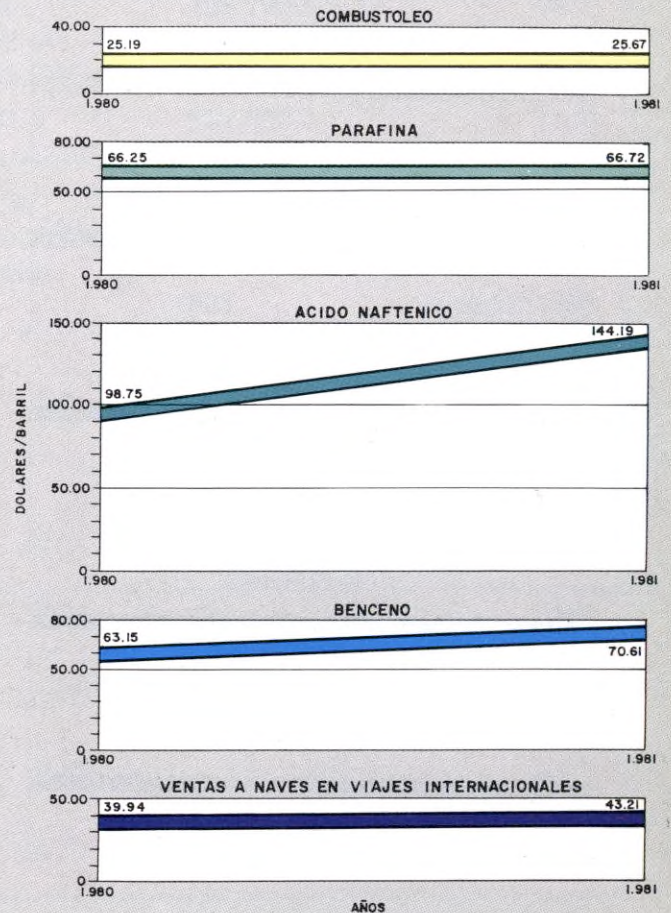
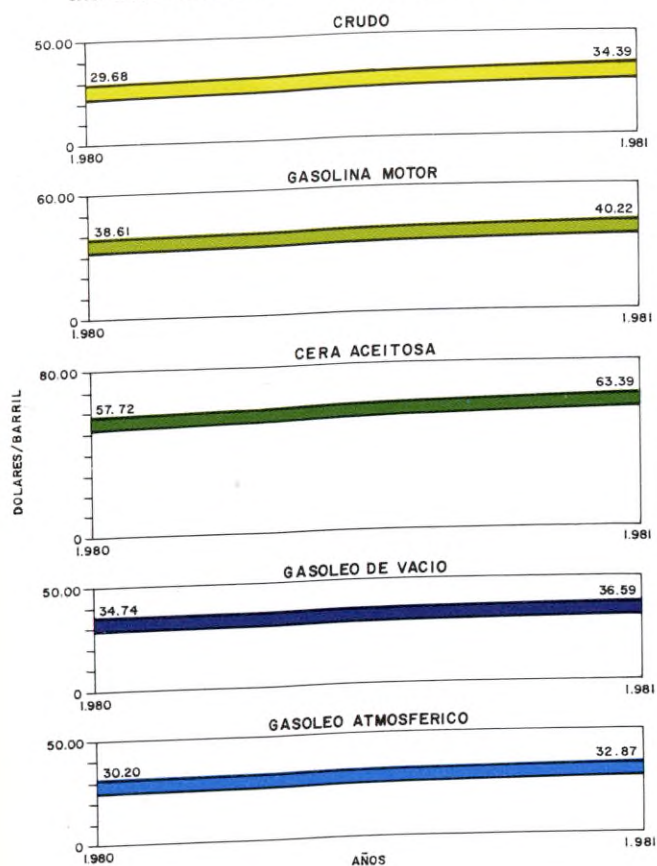


GRAFICO No. 15
PRECIOS PROMEDIO, DE LAS
IMPORTACIONES DE ECOPETROL 1980 - 1981



registradas en el precio de los productos exportados por Ecopetrol, durante 1980 y 1981.

Vale la pena destacar que las exportaciones efectuadas por la Empresa, financiaron en 1981 el 49.4% de las importaciones y en 1980 el 44.8% de ellas, y que el combustible constituye, después del café, el segundo renglón de exportaciones de Colombia.

IMPORTACIONES

Durante el año de 1981 se logró un abastecimiento normal de combustibles en el país, mediante la importación de 18.6 millones de barriles de petróleo crudo, gasolina motor, ACPM y gasóleos, complementarios a la producción nacional. Esta cifra es inferior en 6.0% al volumen importado en el año anterior.

VOLUMENES DE LAS IMPORTACIONES

En la Tabla No. 15 se observa cómo estas importaciones tuvieron un valor de US\$681.6 millones, cifra inferior en 1.2% a sus correspondientes del año 1980.

Este descenso en el valor de las importaciones, con relación a 1980, se debe exclusivamente a la disminución de los volúmenes (ver Anexo No. 8) y no a los precios, pues como se observa en el Gráfico siguiente, los cinco renglones registraron incrementos en los precios que van desde el 5.3% hasta el 17.4%.

PRECIOS PROMEDIOS DE IMPORTACION 1980 - 1981

En el Gráfico No. 15 se presenta el comportamiento de los precios del crudo y productos comprados por Ecopetrol en el mercado internacional, durante 1980 y 1981.

MERCADO NACIONAL DE PETROQUIMICA Y OTROS PRODUCTOS ESPECIALES

En la Tabla No. 16 se observa el comportamien-

TABLA No. 15
VALOR DE LAS IMPORTACIONES DE ECOPETROL - 1980 - 1981
(Miles de Dólares)

Productos	1980	1981	Variación (%)
• Crudo	214.042.6	253.540.4	18.5
• Gasolina Motor	287.512.6	224.016.7	(22.1)
• Cera Aceitosa	7.377.3	5.489.5	(25.6)
• Gasóleo de Vacío	94.880.7	155.796.5	64.2
• Gasóleo Atmosférico	39.458.6	42.757.1	8.3
• ACPM	46.659.5	—	—
TOTALES	689.931.3	681.600.2	(1.2)

TABLA No. 16
VENTAS DE PRODUCTOS PETROQUÍMICOS Y OTROS PRODUCTOS ESPECIALES - 1980 - 1981
(Miles de Barriles)

PRODUCTO	1980	1981	Variación (%)
Petroquímicos			
Aromáticos y Ciclohexano ...	252	231	(8.3)
Alquilbencenos	66	70	6.1
Bases Lubricantes	423	533	26.0
Parafinas	183	174	(4.9)
Azufre	2	11	—
Subtotal	926	1.019	10.0
Otros Productos Especiales			
Disolventes Alifáticos	344	322	(6.4)
Asfaltos	818	942	15.2
Lubricantes	20	11	(45.0)
Alquitrán Aromático	105	209	99.0
Acido Nafténico	1	1	—
Subtotal	1.288	1.485	15.3
TOTAL	2.214	2.504	13.1

to de las ventas de estos productos en el año 1981, con respecto al año inmediatamente anterior, apreciándose un crecimiento del 13.1%.

Si se analizan los productos petroquímicos, se deduce cómo las ventas de los Aromáticos y Ciclohexano descendieron, debido a problemas operacionales en la Planta de Barrancabermeja, mientras que la demanda de Parafina se afectó básicamente por el diferencial de precios existente entre el mercado interno y el mercado internacional, situación ésta que fue corregida en el mes de septiembre.

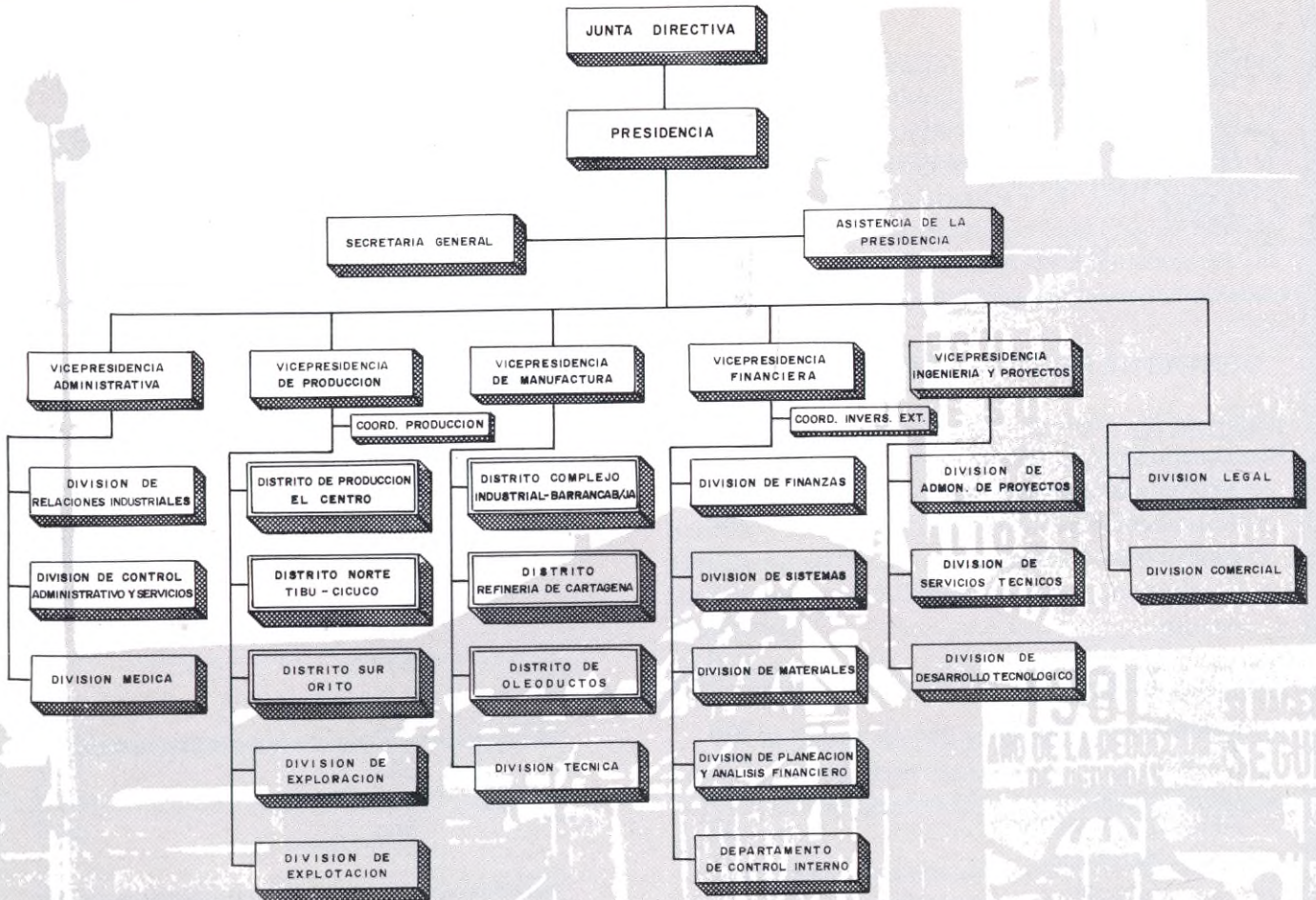
Los demás productos abastecieron la demanda nacional del sector y su tasa de crecimiento entre 1980 y 1981 fue del 10.0%.

Los productos especiales, en particular los disolventes, presentaron una disminución del 6.4%

(disolventes No. 1 y el Hexano). Se considera que la causa de la disminución en la demanda de estos productos alifáticos es el diferencial de precios existente entre el producto terminado y la Bencina Industrial (nombre comercial de la gasolina de destilación atmosférica).

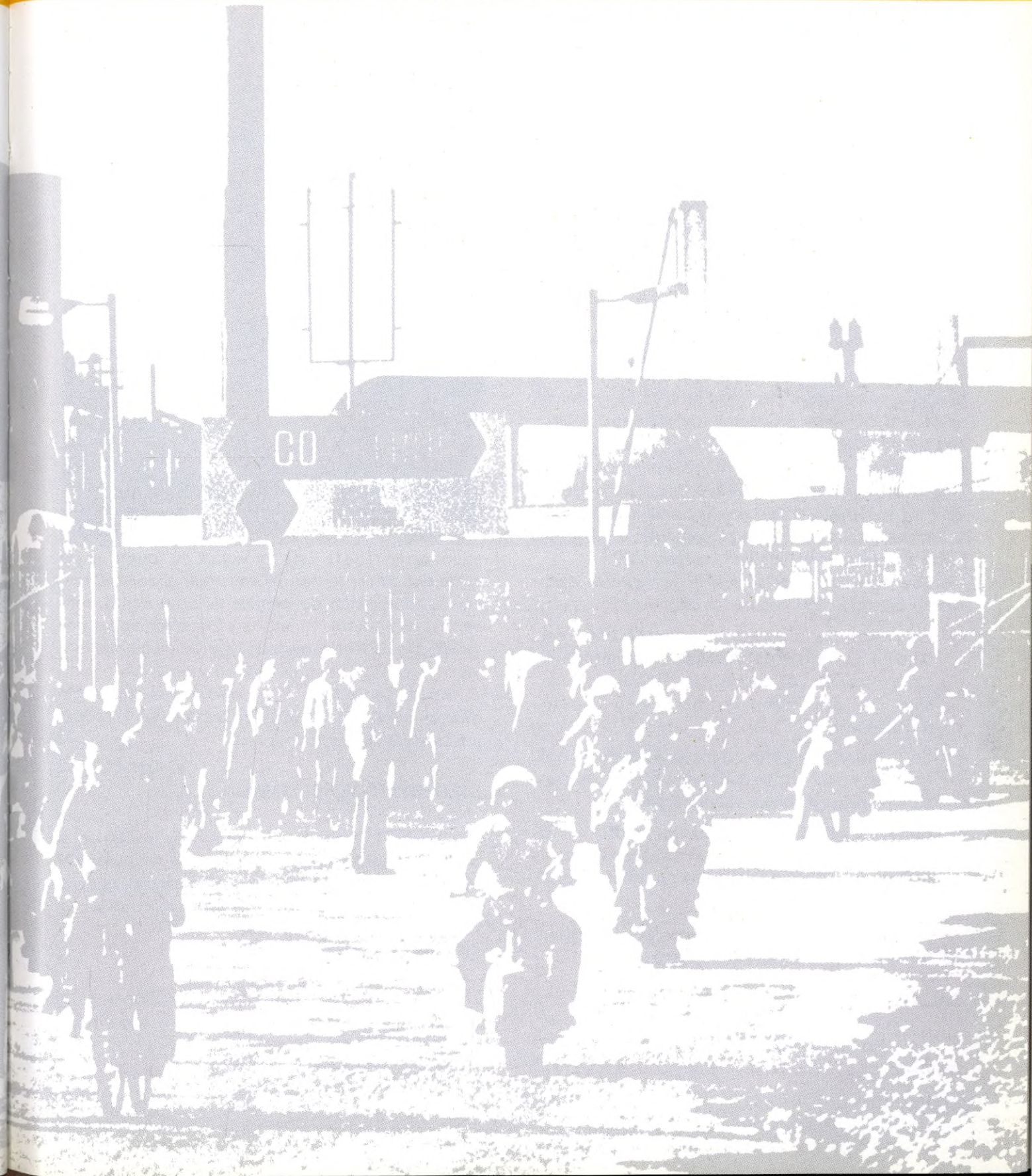
Los lubricantes producidos por Ecopetrol para la venta, bajaron un 45.0%, dado que esta Planta solamente produce las necesidades internas del CIB y de otros Distritos, así como las de los Terpeles. Actualmente Terpel Bucaramanga está dando al servicio una moderna Planta de Lubricantes en esta ciudad, a través de la cual abastecerá su zona de influencia y los demás Terpeles; por tanto, es previsible una mayor reducción en las ventas de Ecopetrol por este concepto.

ECOPETROL ORGANIZACION GENERAL



PRINCIPALES UNIDADES DE OPERACION (PRODUCCION, REFINACION Y TRANSPORTE).

Actividades Administrativas





A-Atención médica suministrada por ECOPETROL
 B-Vivienda suministrada por ECOPETROL en El Centro – Santander
 C-Colegio El Rosario. Complejo Industrial de Barrancabermeja

En el transcurso del año, la Empresa proporcionó atención a 55.000 usuarios, 7.0% superior al número beneficiado en 1980.

Para la prestación de este servicio, la Empresa continúa atendiendo sus propios centros asistenciales en la Policlínica "Ismael Darío Rincón", de Barrancabermeja y en los hospitales de El Centro y Tibú.

En Bogotá, Cartagena, Bucaramanga y Medellín, se presta además de los servicios indirectos, la atención directa en las áreas de Medicina y Odontología.

Indices de Morbilidad y Mortalidad en la Empresa

El índice de morbilidad general de los usuarios del servicio médico de la Empresa (97.4%), indica que el personal en general presenta un buen estado de salud, siendo las enfermedades del sistema respiratorio (39.5%) las que presentan una mayor frecuencia de consultas.

La expectativa de vida y las principales causas de mortalidad, colocan a los usuarios de los servicios médicos de Ecopetrol en una situación similar a la que se registra en los países desarrollados, en

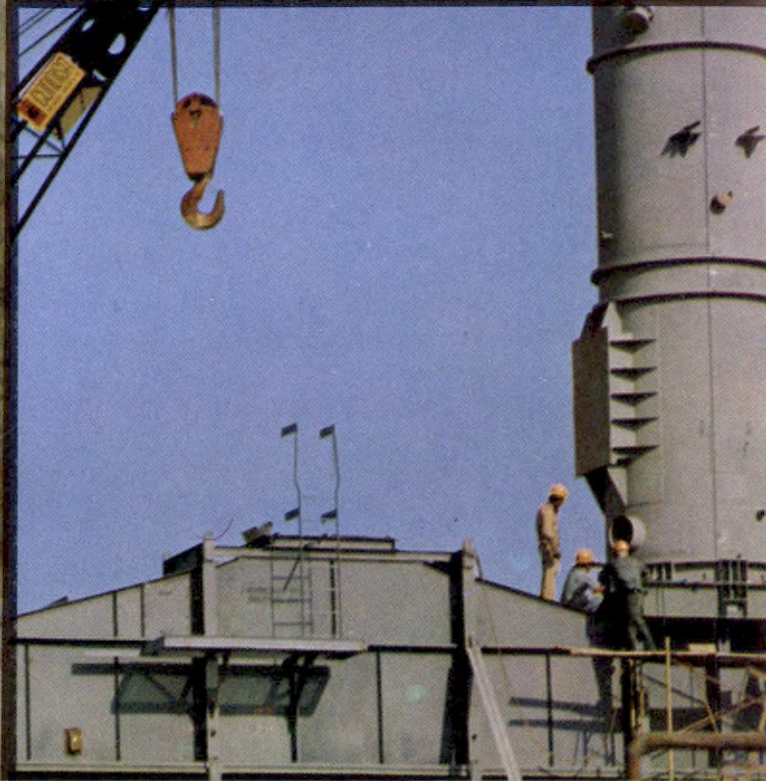
contraste con lo que se observa en la generalidad de la población colombiana, donde además la principal causa de mortalidad son las enfermedades infecciosas del aparato digestivo y la desnutrición.

CAPACITACION Y VIVIENDA

Paralelas a las funciones de asesoría, coordinación, programación, presupuestos, etc., se adelantaron otras acciones entre las que se destaca el "Programa de Formación de Ingenieros de Petróleos" para profesionales de otras ramas de la ingeniería, a través de un contrato con la Universidad de América (Bogotá).

Además, el Plan Educativo con 10.151 beneficiarios favoreció a hijos de trabajadores y jubilados en los niveles de primaria, secundaria y universidad. Asimismo se atendió el programa de reeducación para niños que demandan "Educación Especial", habiéndose acogido a él un total de 103 beneficiados.

Por su parte, el Plan de Vivienda para nómina convencional favoreció a 224 trabajadores de la Empresa.



Proyectos

Nuevos proyectos adelantados por ECOPETROL



Instalación de tambores en la Refinería de Cartagena

REGISTRO UNICO DE CONTRATISTAS

El Registro Unico de Contratistas de Ecopetrol cuenta actualmente con 1.115 firmas inscritas, de las cuales el 82.0% son nacionales y el 18%, extranjeras. Durante 1981 se inscribieron 146 nuevas firmas, y actualizaron su inscripción un total de 170.

El proceso de sistematización del Registro Unico de Contratistas continúa desarrollándose, y actualmente se están implementando los listados de "Información General" y de "Productos/Labores", previa revisión al sistema que permitirá su simplificación y mayor operatividad.

PROYECTOS INDUSTRIALES

Ensanche de la Refinería de Cartagena

Este proyecto permitiría ampliar la capacidad actual de la Refinería en 20.000 BPD (de 50.000 a 70.000 barriles de crudo) y producir 16.000 BPD adicionales de gasolina.

Las inversiones totales requeridas ascienden a US\$43.6 millones y \$2.819.7 millones.

Los trabajos relacionados con el Contratista

Technipetrol, se iniciaron el 10 de Septiembre/79 y se considera que los trabajos estarán terminados a finales de 1982.

El diseño de las Unidades fue desarrollado por las firmas Exxon Research & Engineering Co., Universal Oil Products (Merox) y Ecopetrol.

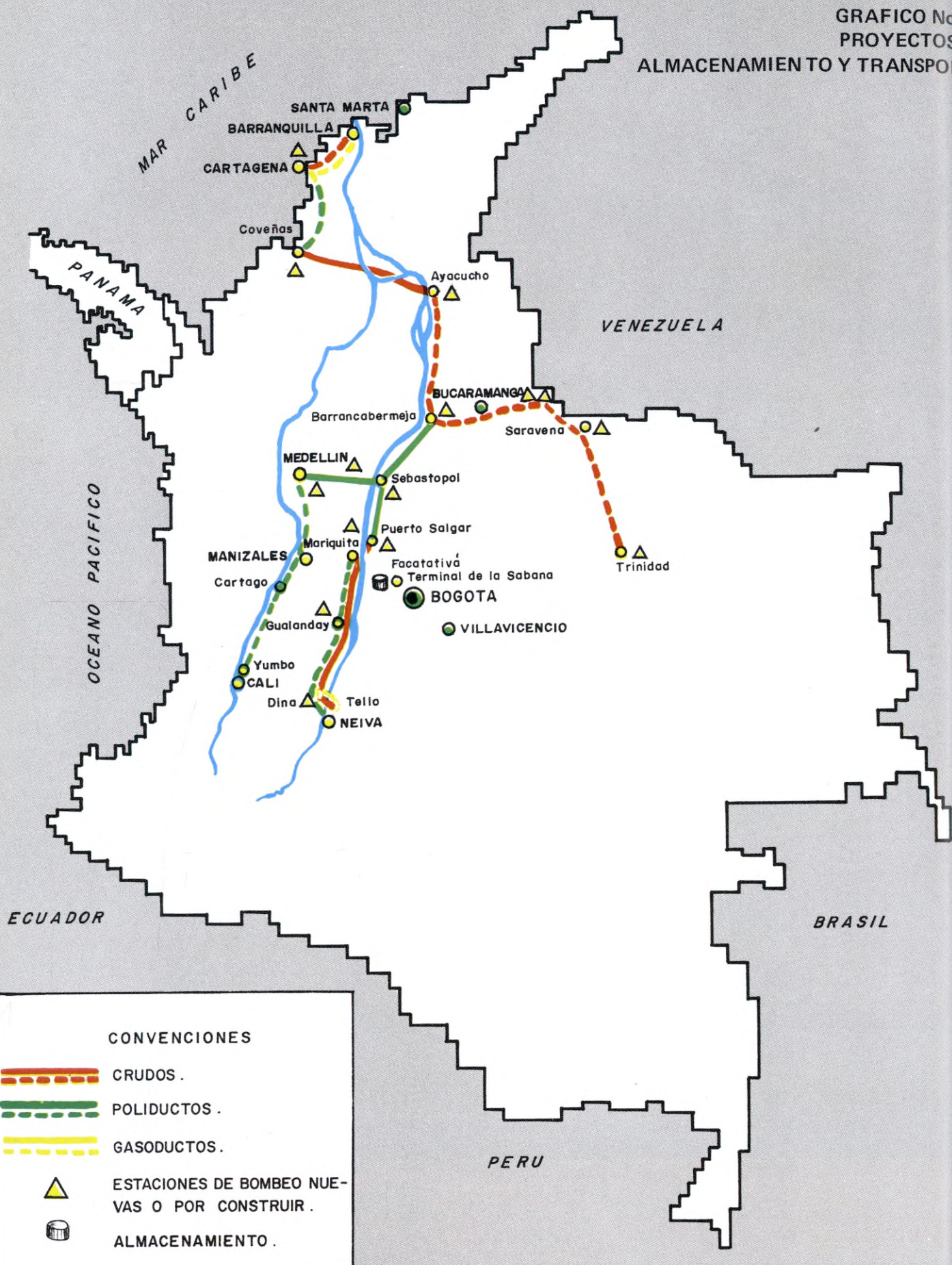
La Ingeniería Detallada, el servicio de compras y la supervisión de construcción están a cargo de la firma italiana TECHNIPETROL.

Ecopetrol tiene bajo su responsabilidad la Interventoría de la Construcción, la Coordinación General de las obras, la Ingeniería Detallada de la Planta Viscosreductora y la Ingeniería Detallada de Elementos Externos.

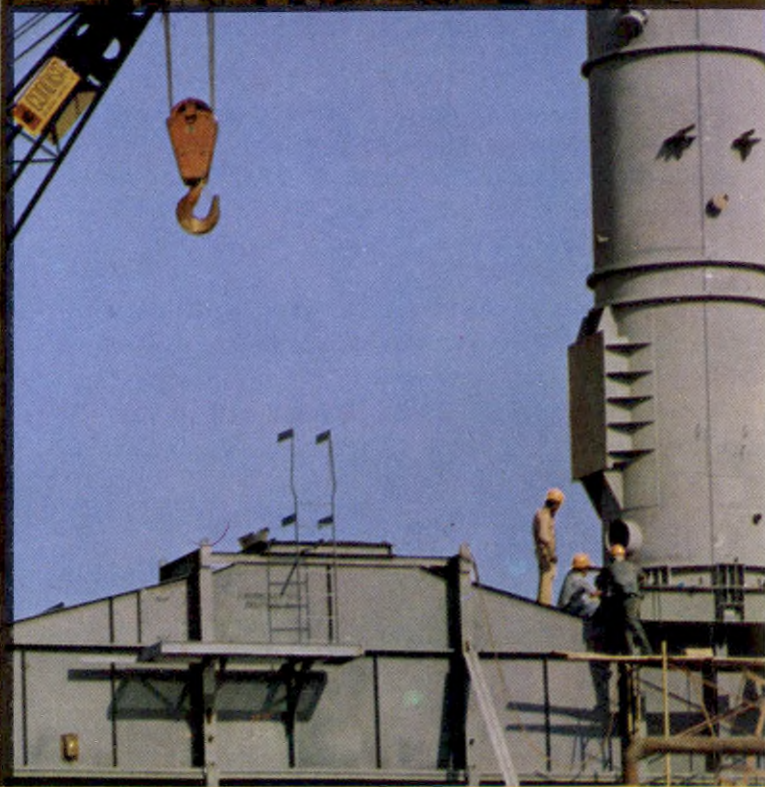
Planta de Acido Sulfúrico

El objeto de la Planta es el de producir 70 toneladas métricas al día de ácido sulfúrico, con una concentración de 98.5% en peso, capacidad suficiente para autoabastecer las necesidades del Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica de Barrancabermeja, en donde se instalará. El principal consumidor de ácido es la Planta de Alquilación en la cual se produce la gasolina de aviación.

La inversión asciende a US\$ 3.4 millones y



CONVENCIONES	
	CRUDOS .
	POLIDUCTOS .
	GASODUCTOS .
	ESTACIONES DE BOMBEO NUEVAS O POR CONSTRUIR .
	ALMACENAMIENTO .



Nuevos proyectos adelantados por ECOPETROL

\$93.0 millones. La programación preve la terminación de las obras para finales de 1982.

Reemplazo de la Sección Atmosférica de la Unidad Existente de Destilación Combinada (CDU)

Se construirá una nueva sección atmosférica con capacidad de procesamiento de 20.000 BPD. Los trabajos se efectuarán en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

El Diseño Básico de proceso se dió por terminado en el primer trimestre de 1981 y la Ingeniería de Detalle se inició el 1o. de abril de 1981, previniéndose la conclusión de las obras para marzo de 1984.

Las inversiones requeridas ascienden a US\$6.2 millones y \$420 millones.

Modernización Unidad de Ruptura Catalítica Modelo Orthoflow

La finalidad de este proyecto es adoptar las tecnologías modernas en la Unidad de Ruptura Catalítica Modelo Orthoflow, para operar a altas temperaturas de regeneración, disminuir las pérdidas del catalizador y aumentar la producción de gasolina.

Una vez conocidos los estudios de Kellogg sobre las modificaciones requeridas en dicha unidad se definirá el respectivo presupuesto de inversiones.

Ampliación Muelles Petroleros - Cartagena

Básicamente el proyecto consiste en ampliar y renovar los muelles petroleros de Ecopetrol en Cartagena (Refinería y Terminal Néstor Pineda) para acomodar buques tanques de 85.000 TPM parcialmente cargados, hasta un calado máximo de 36 pies¹³.

El presupuesto del proyecto asciende a US\$3.9 millones y \$511.7 millones.

PROYECTOS DE OLEODUCTOS (Gráfico No. 16)

A fin de asegurar el normal transporte de crudo y productos para los próximos años, la Empresa ha acometido la realización de varios proyectos, algunos de los cuales se encuentran en desarrollo actualmente, mientras que otros serán iniciados en los próximos años. Ellos son:

13 La capacidad actual es de 40.000 TPM.

Oleoducto de los Llanos Orientales

Su objetivo es el transporte de los crudos livianos de Arauca y Casanare, así como de los gases de Arauca, hasta la Refinería de Ecopetrol en Barrancabermeja.

Actualmente se está evaluando la capacidad de producción de crudo de los campos mencionados para determinar el volumen de bombeo y los diámetros de tubería requeridos. El sistema estará integrado por seis (6) estaciones de bombeo con sus correspondientes facilidades para el almacenamiento de los crudos y el calentamiento de los mismos.

La inversión estimada asciende a US\$300 millones, Se espera que antes de concluir el año de 1985 se pueda iniciar la operación de este Oleoducto.

Oleoducto Tello - Dina - Puerto Salgar

Este nuevo oleoducto de crudos con una longitud de 314 kilómetros de tubería de 12 pulgadas de diámetro servirá para transportar al Complejo Industrial de Barrancabermeja - CIB, la producción de los crudos del Huila (Dina-Andalucía). Durante 1981 se iniciaron las obras de construcción que deben concluir en 1983. La inversión de 1981 ascendió a \$773 millones; la inversión total será de \$3.470 millones.

Ampliación Poliducto Puerto Salgar - Cartago

Durante 1981 se invirtieron \$104.0 millones en la continuación de este proyecto, cuya finalidad es la de garantizar un adecuado suministro de combustibles al occidente del país.

Se dieron al servicio los nuevos equipos de bombeo en las Estaciones de Mariquita, Fresno, Herveo y Cartago y las cuatro variantes construídas entre Mariquita y el Páramo de Letras. Este proyecto se terminará en 1982, con una inversión total de \$365 millones.

Oleoducto Coveñas - Ayacucho

Se continuó con la construcción de este nuevo Oleoducto, que consta de 130 kilómetros en tubería de 12 pulgadas y 160 kilómetros en tubería de 16 pulgadas de diámetro. En 1981 se invirtieron \$710 millones y se estima terminar la obra en 1982, con una inversión total de \$4.028 millones.

Poliducto Coveñas - Ayacucho - Barrancabermeja

Durante 1981 se invirtieron en la ejecución de este proyecto, \$90 millones. El objetivo es aumentar la capacidad de bombeo de gasolina motor de 25.000 a 40.000 barriles por día, y se espera finalizar las obras respectivas en 1982; su inversión total será de \$337 millones.

Poliducto Barrancabermeja - Puerto Salgar

La finalidad de este proyecto es ampliar la capacidad del Poliducto Galán - Salgar, cambiando 250 kilómetros a tubería de 16 pulgadas de diámetro, y dejando el actual Poliducto de 12 pulgadas para el transporte, en dirección contraria, de los crudos del Huila hasta el Complejo Industrial de Barrancabermeja. El valor total de la obra es de \$3.848 millones y se está construyendo en dos tramos a saber:

Poliducto Velásquez - Puerto Salgar

Se adjudicó el contrato para la construcción de 80 kilómetros en tubería de 16 pulgadas de diámetro. La inversión en 1981 fue de \$389 millones y la obra se terminará en 1982, con un costo total de \$835 millones.

Poliducto Galán - Velásquez

Se adelantó la licitación para la instalación de 170 kilómetros de tubería de 16 pulgadas de diámetro entre el Complejo Industrial de Barrancabermeja - CIB (Estación de Galán) y el sitio denominado Velásquez, en el Departamento de Boyacá a orillas del Río Magdalena. El costo total de este tramo se estima en \$3.013 millones.

Poliducto Sebastopol - Medellín - Yumbo

Consiste en la construcción de un nuevo poliducto en tubería de 10 y 12 pulgadas de diámetro, que servirá para complementar el abastecimiento de Occidente en vista de la imposibilidad técnica de continuar ampliando el Poliducto Puerto Salgar - Manizales - Yumbo.

Se abrió la licitación para la instalación del tramo Medellín - Quebrada La Honda, con una longitud de 243 kilómetros en tubería de 10 pulgadas



Terminal Néstor Pineda. Cartagena
Tubería en construcción de Oleoductos



de diámetro. La obra total tendrá un costo de \$5.530 millones y su terminación está proyectada para 1984.

Poliducto Cartagena - Barranquilla

La línea actual de 109 kilómetros de 12 pulgadas para el transporte del Gas Natural de la Guajira entre Barranquilla y Cartagena, será utilizada como poliducto para el transporte de combustibles de la Refinería de Cartagena a la ciudad de Barranquilla y su área de influencia. Promigás, a mediados de 1982 terminará una nueva línea de mayor capacidad, de 20 pulgadas de diámetro, para el transporte de Gas Natural. La inversión de Ecopetrol en este poliducto se estima en \$947 millones y se proyecta esté en operación a finales de 1983.

Poliducto Mariquita - Gualanday - Neiva

Este nuevo poliducto para el suministro de productos a los Departamentos del Tolima y Huila y sus áreas de influencia, consiste en la construcción de 120 kilómetros en tubería de 6 pulgadas de diámetro entre Mariquita y Gualanday, y 160 kilómetros de 4 pulgadas de diámetro entre Gualanday y Neiva, estaciones de bombeo en Mariquita, Gualanday y Neiva, y sus respectivas instalaciones de entrega de productos refinados. La inversión total es del orden de \$1.644 millones y la obra se terminará en 1984.

Oleoducto Coveñas - Cartagena

Este Oleoducto permitirá transportar fuel-oil de exportación durante todo el año, directamente de Barrancabermeja a Cartagena, utilizando parcialmente el antiguo oleoducto de la SAGOC, el cual será reemplazado por el nuevo Poliducto Coveñas - Barrancabermeja. Tendrá una longitud de 130 kilómetros en tubería de 18" y una inversión de US\$22.0 millones más de \$1.058.0 millones. Entrará al servicio en 1984.

ALMACENAMIENTO

TERMINAL DE LA SABANA

Consiste en la construcción de un terminal de recibo de combustibles líquidos, con una capacidad de almacenamiento de 500.000 barriles en su primera etapa y 450.000 barriles adicionales en la segunda etapa. El terminal permitirá atender el incre-

mento de la demanda en Bogotá y sus alrededores, incrementar el inventario de seguridad y trasladar las instalaciones de GLP existentes en el Terminal de Puente Aranda, mejorando así sus condiciones de seguridad. Se construirá en la Hacienda Mansilla, 2 kilómetros al norte de Facatativa. La primera etapa que será concluida en 1983, requerirá una inversión de \$2.654.0 millones. La obra civil se iniciará a mediados de 1982.

NUEVO TERMINAL DE MEDELLIN

El objeto de este proyecto es aumentar la capacidad de almacenamiento de combustibles líquidos para el área de Medellín, hasta 30 días de consumo aproximadamente.

El proyecto incluye los almacenamientos adicionales, relacionados en la Tabla No. 19.

TABLA No. 19

**NUEVO TERMINAL DE MEDELLIN.
ALMACENAMIENTOS ADICIONALES
(Miles de BIs)**

Producto	1a. Etapa	2a. Etapa	Total
Gasolina Corriente	250.0	150.0	400.0
Gasolina Extra	20.0	—	20.0
Queroseno	20.0	—	20.0
ACPM	50.0	50.0	100.0
JP-A	50.0	50.0	100.0
TOTAL	390.0	250.0	640.0

El presupuesto total del proyecto es de US\$2'530.500 más \$725'200.000 y la meta es terminarlo totalmente en 1985.

CENTRALES FRONTERIZAS DE ABASTOS

Durante 1981 se efectuaron visitas a Leticia, Puerto Carreño, Puerto Inírida y Arauca, con el fin de buscar un terreno apropiado para la construcción de cuatro centrales de Abastos.

Estas estaciones de almacenamiento solucionarán el problema de la disponibilidad de combustibles en el área de fronteras y mejorarán el servicio de energía eléctrica en la región, el cual depende en su totalidad del suministro de ACPM.

Actualmente se está adelantando la ingeniería del proyecto y las bases de licitación para un contrato "Llave en mano". El proyecto tiene un costo aproximado de \$145 millones.



Tanques de almacenamiento en el Distrito de Cartagena

Consumo

CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES

Al analizar el consumo nacional de combustibles en Colombia durante el último lustro, se observa un cambio sustancial en la tendencia registrada hasta hace pocos años. De tasas de crecimiento que superaron el 6.0% anual en 1977 y 1978, se llega a un incremento que en 1980 fue solamente de 2.8% y en 1981 de 3.2%.

Un análisis del comportamiento en el consumo de cada producto, permite precisar las principales causas que han originado esta nueva situación.

Consumo de Gasolina Motor (Regular + Extra)

El consumo nacional de gasolina (regular + extra), que durante el período 1972-1978 creció alrededor del 5.0% anual, registró en el año de 1980 un incremento del 2.5% y de 1.9% en 1981, tasas consideradas bajas si se comparan con el crecimiento de este combustible en los 8 años anteriores, tal como se puede observar en el Gráfico No. 17.

Los factores más relevantes en la disminución del ritmo de crecimiento de este combustible son los siguientes:

- El incremento en la comercialización de vehículos de mayor eficiencia y por lo tanto, de menor consumo de combustible.
- Racionalización en el uso del transporte tanto público como privado.
- Los incrementos de precios efectuados durante 1980 con relación al año 1979, que fueron del 61.5% para la gasolina extra y del 69.2% para la gasolina motor.

CONSUMO DE A.C.P.M.

Para analizar la demanda de ACPM durante el período 1972-1981 (Gráfico No. 18), se han incluido los consumos efectuados por el sector industrial, el sector eléctrico, el transporte automotriz, fluvial y férreo, al igual que el consumo del sector agrícola.

El consumo de los diferentes sectores originó entre 1972 y 1978, un crecimiento promedio del 4.5% anual en la demanda de este producto. En 1979 y 1980 la tasa de crecimiento registró un incremento mayor, hasta situarse en un 8.3% en 1980. Entre los factores que ocasionaron este hecho, se destacan: la sustitución de ACPM por que-

GRAFICO No. 17
CONSUMO DE GASOLINA MOTOR 1972 - 1981

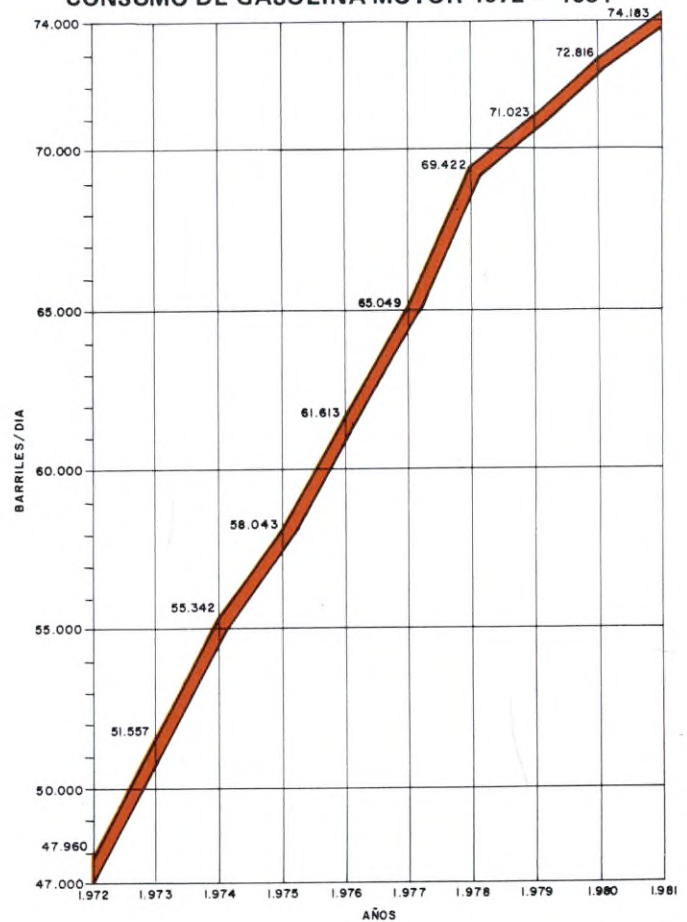
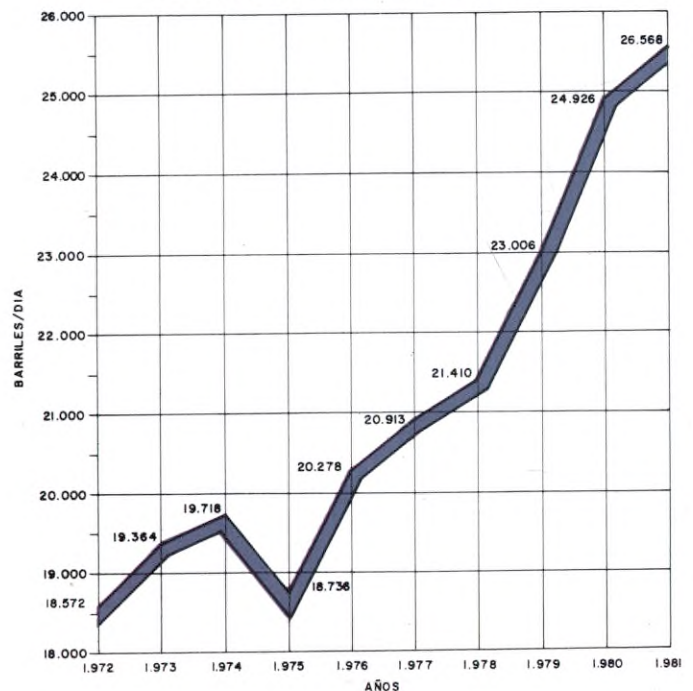


GRAFICO No. 18
CONSUMO DE ACPM 1972 - 1981



* ACPM TIERRA + DIESEL MARINO ; INCLUYE VENTAS A NAVES EN VIAJES INTERNACIONALES.

Campos de DINA en el Huila



roseno, como consecuencia de la utilización de este último para incrementar la producción de JP-A y el programa de dieselización del parque de buses urbanos, que aumentó en determinado momento la producción de buses diesel en el país.¹⁴

En 1981 el consumo de ACPM presentó una menor tasa de crecimiento, alcanzando sólo el 2.5% con respecto al consumo del año anterior. Esta desaceleración se originó fundamentalmente en la Costa Atlántica, debido a los siguientes hechos:

- Descenso del 40.0% en el movimiento de carga por los puertos de Santa Marta, Cartagena y Barranquilla.
- Reducción apreciable de la cosecha algononera de 1981.

CONSUMO DE QUEROSENO

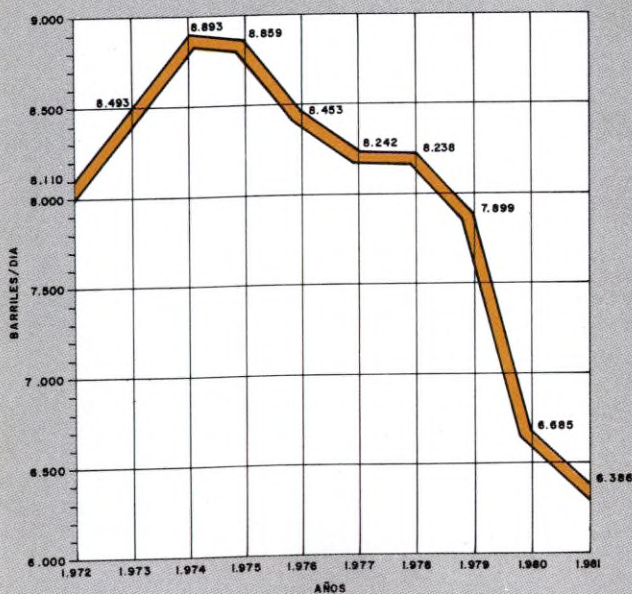
En el Gráfico No. 19 se observa el comportamiento histórico (1972 - 1981) en el consumo de queroseno en el país.

Se aprecia una constante disminución en el consumo de este combustible debido a los siguientes factores:

- Sustitución de queroseno por ACPM en la industria.

14 Este programa, iniciado en 1977, incrementó en 1978 la producción de buses diesel en 65.0% y en 1979, en 68.0%.

GRAFICO No. 19
CONSUMO DE QUEROSENO 1972 - 1981



- Dificultades de abastecimiento.
- Disminución en las disponibilidades de queroseno, en beneficio de la producción de JP-A.
- Carencia de un diferencial de precios entre ACPM y queroseno, lo cual motiva al consumidor a sustituir demanda de este producto.
- Incremento en la Electrificación rural.

CONSUMO DE TURBOCOMBUSTIBLE JP-A

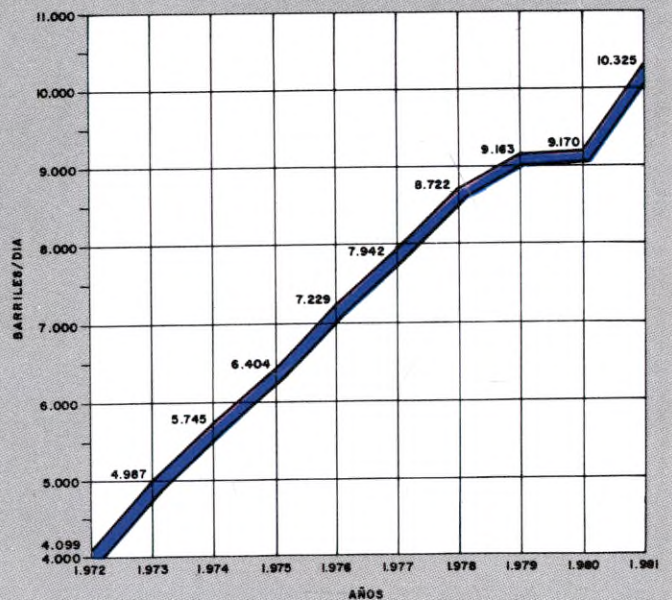
Se muestra en el Gráfico No. 20 el consumo de este combustible conjuntamente con sus tasas de crecimiento, para el período 1972-1981.

Se observa que de un crecimiento promedio del 11.0% anual en el período 1972-1978, se pasa a un 5.0% en 1980, para llegar a 1981 con un incremento similar al del primer período.

La demanda de 1981 creció dado que:

- Los precios de este combustible permanecieron estables durante 14 meses.
- Las empresas ACES, AEROTAL y AIRES principalmente, incrementaron sus operaciones en las rutas intermedias.
- Los dos anteriores hechos desembocaron en una mayor competencia entre las empresas ACES, AEROTAL y AVIANCA, a partir del mes de septiembre, que incrementó la demanda del JP-A en los últimos meses del año 1981.

GRAFICO No. 20
CONSUMO DE TURBOCOMBUSTIBLE JP-A 1972 - 1981*



* INCLUYE VENTAS A NAVES EN VIAJES INTERNACIONALES

TABLA No. 20

CONSUMO DE COCINOL Y BENCINA INDUSTRIAL 1979 – 1981

AÑO	COCINOL			BENCINA INDUSTRIAL		
	MILLONES BLS/AÑO	BPDC	VARIAC(%)	MILLONES BLS/AÑO	BPDC	VARIAC(%)
1979	1.2	3.407	—	0.4	1.060	—
1980	1.1	3.087	(9.4)	0.5	1.403	32.4
1981	1.0	2.709	(12.2)	0.8	2.239	59.6

CONSUMO DE COMBUSTIBLE LIVIANO DOMESTICO (CLD) COCINOL Y BENCINA INDUSTRIAL

El Cocinol, conocido anteriormente como combustible liviano doméstico (CLD), se expende principalmente en Bogotá para uso doméstico de clases populares.

Por esta razón el hoy conocido como Cocinol, ha tenido tradicionalmente un alto subsidio por parte del Gobierno, lo que ha permitido emplear este producto en otros usos diferentes a los previstos.

Sinembargo, a partir de agosto de 1980, Colgas es la única compañía que comercializa el cocinol en Bogotá, a través de cupos asignados por el Ministerio de Minas y Energía (Comité del Cocinol).

Esta medida ha originado una mayor racionalización en la demanda, como se puede observar en la Tabla No. 20, donde se muestra su comportamiento en el período 1979 – 1981.

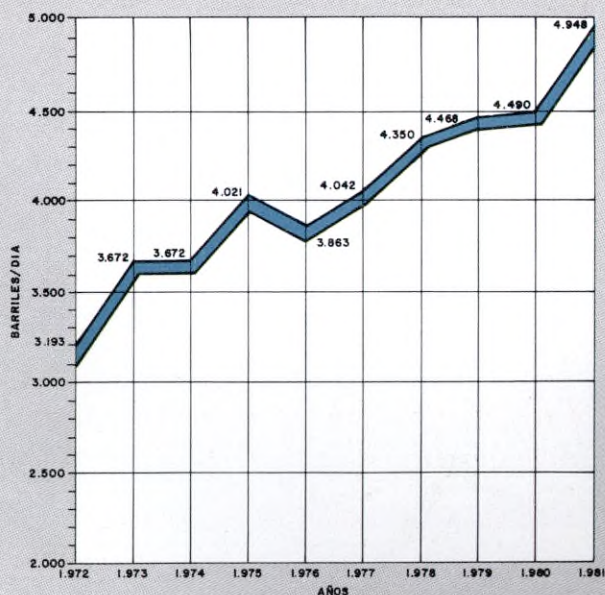
La bencina industrial se emplea para producir disolventes No. 2 (11/25), No. 3 (22/32) y No. 4 (31/39, conocido también como varsol).

La demanda de la bencina industrial ha crecido en los últimos tres años a una tasa promedio del 45.6% la cual es considerada alta si se tiene en cuenta que su utilización es exclusiva para la fabricación de disolventes alifáticos.

Las posibles razones de este crecimiento estriban en su diferencial de precios con la gasolina motor lo que hace económicamente atractiva su mezcla con estos combustibles.

En el Gráfico No. 21 se muestra el comportamiento del CLD, Cocinol y Bencina Industrial, durante el período 1972 – 1981.

GRAFICO No. 21
CONSUMO DE CLD/COCINOL/BENCINA INDUSTRIAL
1972 – 1981

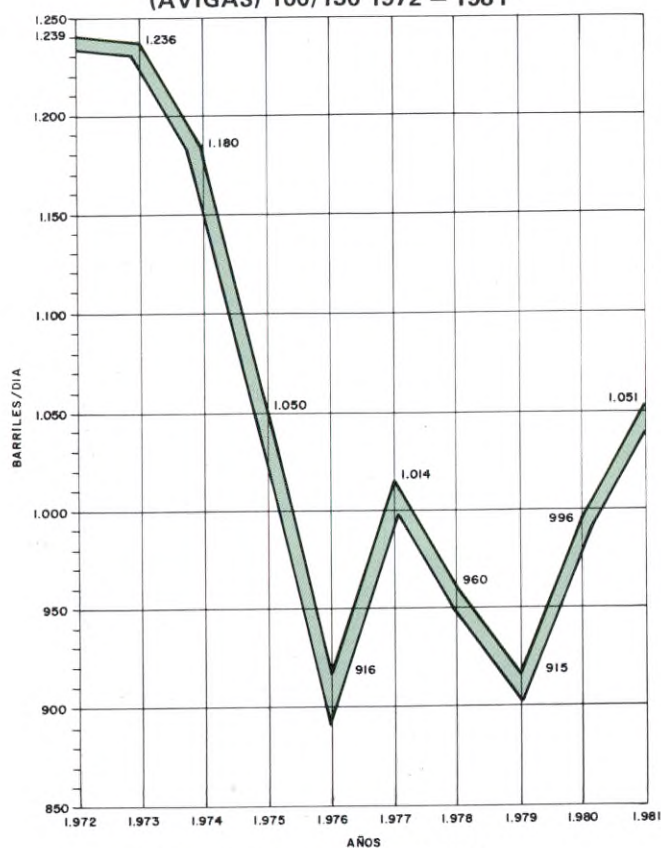


GASOLINA DE AVIACION (AVIGAS) 100/130

Esta gasolina es utilizada en los equipos de aviación a pistón. En los últimos años el consumo de este producto registró un crecimiento negativo, como consecuencia de la sustitución que se ha venido operando en el país, de estos equipos por los de turbina y a reacción, los cuales demandan Turbo-combustible JP-A. Sinembargo, en 1980 y 1981 se observa un incremento del 9.0% y 5.5% respectivamente, debido a la creación de pequeñas empresas de aviación, para las cuales es más rentable utilizar aviones a pistón.

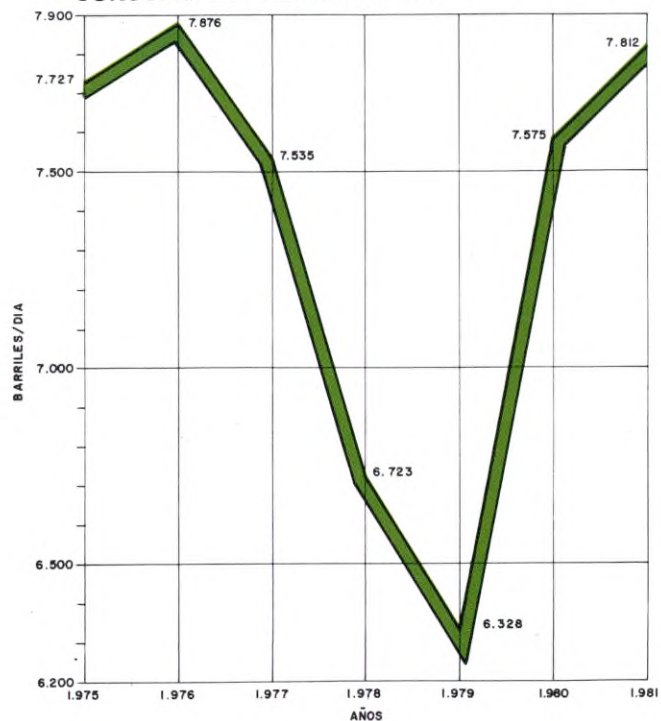
El incremento de la demanda se localiza en el área metropolitana de Bogotá y principalmente en los Llanos Orientales, debido al aumento del "par-

GRAFICO No. 22
CONSUMO DE GASOLINA DE AVIACION
(AVIGAS) 100/130 1972 - 1981*



* INCLUYE VENTAS A NAVES EN VIAJES INTERNACIONALES.

GRAFICO No. 23
CONSUMO DE PROPANO (GLP) 1975 - 1981



que" de avionetas, en el Aeropuerto Vanguardia de la ciudad de Villavicencio.

El comportamiento del consumo durante los últimos 10 años, se puede apreciar en el Gráfico No. 22.

CONSUMO DE PROPANO (GLP)

La demanda de propano en el país, se abastece de las Refinerías de Barrancabermeja y Cartagena, así como del propano obtenido del gas asociado en las plantas de Tibú, Cicuco, Plato, Provincia, Payoa y El Centro.

Durante el período 1975-1979 se presentó un déficit permanente en este suministro a causa de la declinación en la producción nacional. Sin embargo, a partir de 1980, con la entrada en operación de la Planta de Balance en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, la producción ha sido de tal magnitud, que incluso ha llegado a superar las necesidades de consumo.

Como se observa en el Gráfico No. 23, el volumen consumido en el año de 1981 fue 3.1% mayor, que el registrado en el año anterior, cuando se presentó el mayor consumo de los últimos 6 años.

RESUMEN DEL CONSUMO DE PRODUCTOS BLANCOS (Gráfico No. 24)

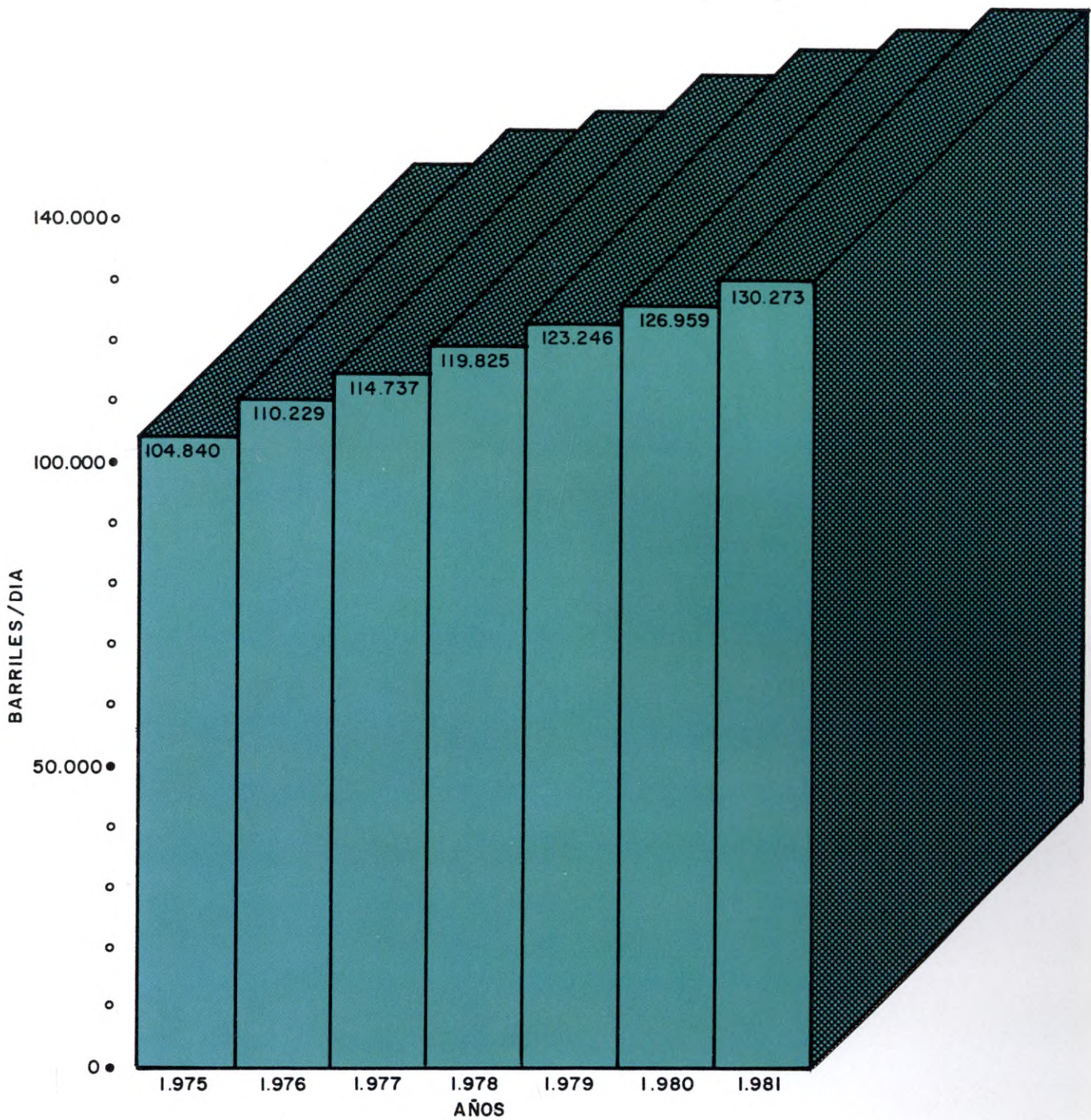
Al analizar el consumo histórico de los productos blancos, incluyendo el propano, se aprecia una disminución en su tasa anual de crecimiento. En efecto, de un incremento del orden del 4.5% al año, entre 1975 y 1979, se pasa a un 2.6% en 1981, inferior inclusive al registrado en 1979, que había sido el de menor crecimiento en los últimos años. Esto obedece a la racionalización en el consumo, ocasionada básicamente por los aumentos graduales en los precios de los combustibles, a fin de adecuarlos a las variaciones que se registran en las cotizaciones externas. La política que en tal sentido ha definido el Gobierno, responde a las necesidades que tiene el país, dada su condición actual de importador neto de hidrocarburos líquidos.

CONSUMO DE PRODUCTOS NEGROS

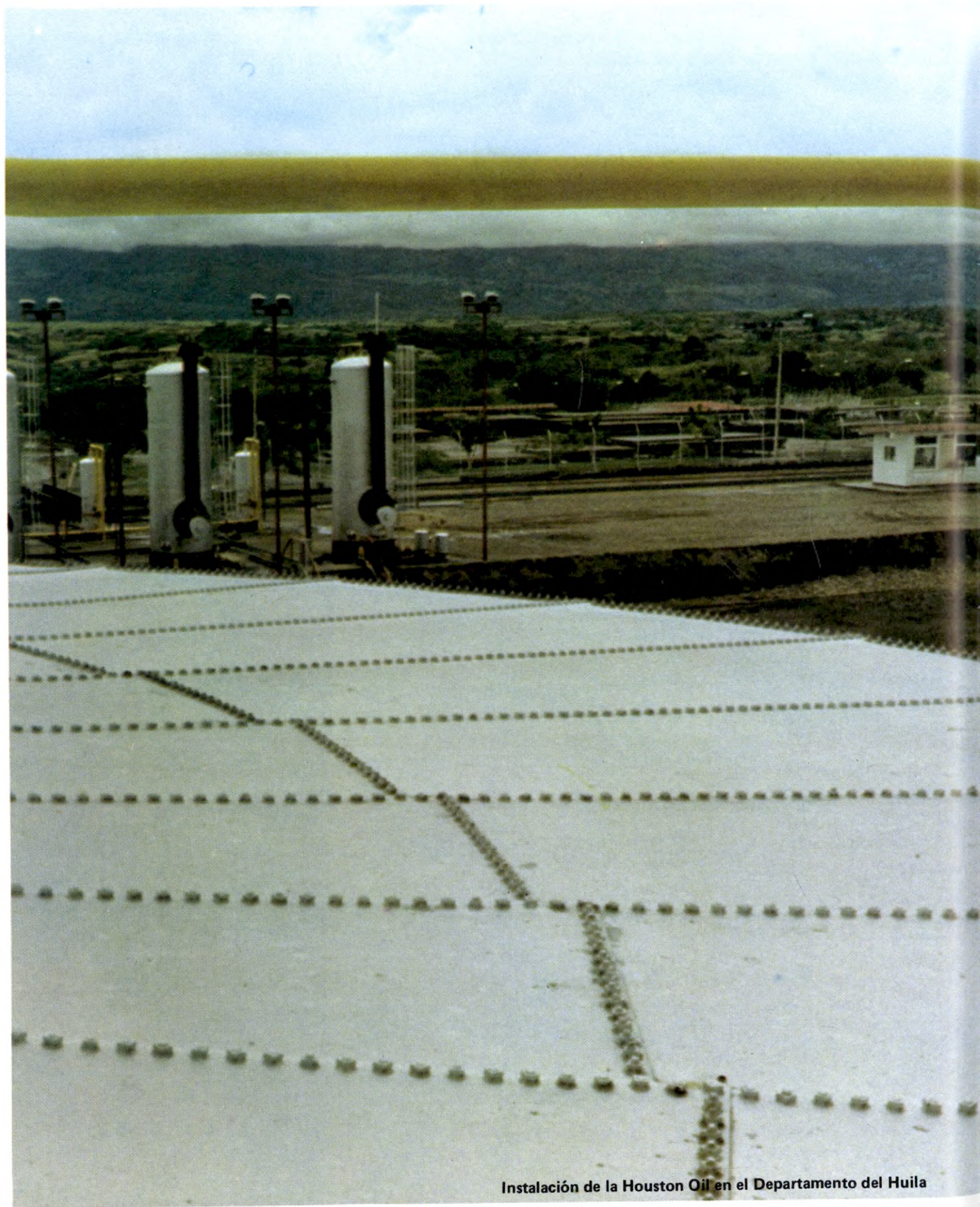
Esta agrupación está conformada por el combustible, los asfaltos y el alquitrán aromático.

Al analizar por separado cada uno de estos productos, se puede observar en la Tabla No. 21, cómo el **combustóleo**, al ser sustituido por el gas natural en la Costa Atlántica, Santander y recientemente

GRAFICO No. 24
CONSUMO NACIONAL DE PRODUCTOS BLANCOS 1975 – 1981*



* INCLUYE VENTAS A NAVES EN VIAJES INTERNACIONALES Y CONSUMO NACIONAL DE PROPANO.



Instalación de la Houston Oil en el Departamento del Huila

TABLA No. 21

CONSUMO DE PRODUCTOS NEGROS (BDP) 1977 - 1981

Año	Combustóleo	ASFALTOS			Total Asfaltos	Alquitran Aromáticos	Total Negros	Variac.(%)
		Líquidos	Sólidos	Oxidados				
1977	24.222	453	554	161	1.168	771	26.161	(0.2)
1978	18.973	501	757	202	1.460	627	21.060	(19.5)
1979	17.048	493	990	145	1.628	651	19.327	(8.2)
1980	12.877	374	1.727	133	2.234	587	15.698	(18.8)
1981	11.015	305	2.204 ¹⁵	72	2.581	567	14.163	(9.8)

15 A partir de octubre de 1981, la Refinería de Cartagena empieza a vender Asfalto 60/70.

en la ciudad de Neiva, registra disminuciones apreciables en su demanda. De ahí que se haya pasado de un consumo de 24.222 BPD en 1977, a 11.015 BPD en 1981, con una tasa anual negativa para el período.

En el centro del país se presentó una disminución en el consumo de combustóleo, debido a la introducción del Crudo Castilla, como combustible industrial en Bogotá y su zona de influencia.

De acuerdo a su utilización, los **asfaltos** se dividen en: Asfaltos sólidos, Líquidos y Oxidados. Ha sido el diferencial de precios entre éstos, la causa principal para que la demanda aumente en el caso de los sólidos y disminuya en el caso de los asfaltos líquidos y oxidados.

La demanda de **alquitrán aromático** está limitada a las industrias Cabot en Cartagena y Philips Petroquímica en Cali, las cuales obtienen el negro de humo. Sin embargo, no se cumplieron los retiros completos de la Philips desde la Refinería de Barrancabermeja, por problemas en el transporte de los mismos.

Consumo de Gas Natural

El consumo de gas natural arrojó en 1981 un crecimiento del 8.9%, presentándose sin embargo una disminución en el suministro de gas por parte de los Campos de El Difícil, Cicuco, Jobo-Tablón y Sucre. No obstante, este déficit fue cubierto por el gas de la Guajira. En el mes de agosto, inició operación el Pozo Castor I, con una producción aproximada de 14 MMPCD, disminuyendo de esta manera la declinación en la producción del Campo Sucre.

En la Tabla No. 22, se muestra el consumo de Gas Natural por sector Industrial y áreas de consumo.

Se aprecia que la participación (%) de cada sector, se mantiene, y que el crecimiento del consumo doméstico es apreciable aún cuando, su participación en el consumo sea tan solo del 0.3%.

TABLA No. 22
CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES
MMBTU/DIA

	1980	1981
AREA CARTAGENA		
Termoeléctrico	45.817	45.687
Ecopetrol	10.063	8.478
Petroquímico	7.488	7.653
Industrial	22.787	28.288
Doméstico	54	280
TOTAL CARTAGENA	86.209	90.386
AREA CHINU		
Termoeléctrico	8.901	12.093
Industrial	2.099	1.947
TOTAL CHINU	11.000	14.040
AREA BARRANQUILLA		
Termoeléctrico	67.544	75.062
Ecopetrol	12	10
Petroquímico	421	435
Industrial	33.681	35.993
Doméstico	262	528
TOTAL BARRANQUILLA	101.920	112.028
AREA BARRANCABERMEJA		
Termoeléctrico	13.706	11.736
Ecopetrol	64.591	74.092
Petroquímico	2.862	2.691
Industrial	2.193	2.545
Doméstico	19	89
TOTAL BARRANCABERMEJA	83.371	91.153
OTROS CONSUMOS		
Termoeléctrico	3.237	3.302
Industrial	113	510
Doméstico	14	15
TOTAL OTROS	3.364	3.827
TOTAL GENERAL	285.864	311.434

Carrotanques en transporte de combustible



CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES
(Tabla No. 23)

La tasa de crecimiento del consumo nacional de combustibles disminuyó paulatinamente en los últimos tres años, como consecuencia de los aumentos graduales de precios decretados por el Gobierno Nacional, hasta llegar a un crecimiento de sólo 2.8% en 1980. En 1981 se presentó un incremen-

to del 3.2% debido a factores ya analizados en detalle en cada uno de los casos y a la congelación durante 14 meses de los precios internos de los combustibles. Incluye Gasolina Motor, ACPM, Queroseno, Turbocombustible JP-A, Cocinol, Bencina Industrial, Gasolina de Aviación, Gas Propano, Combustóleo y Gas Natural. El Gráfico No. 25, permite apreciar el comportamiento en el consumo total de combustibles en el período 1977-1981.

TABLA No. 23

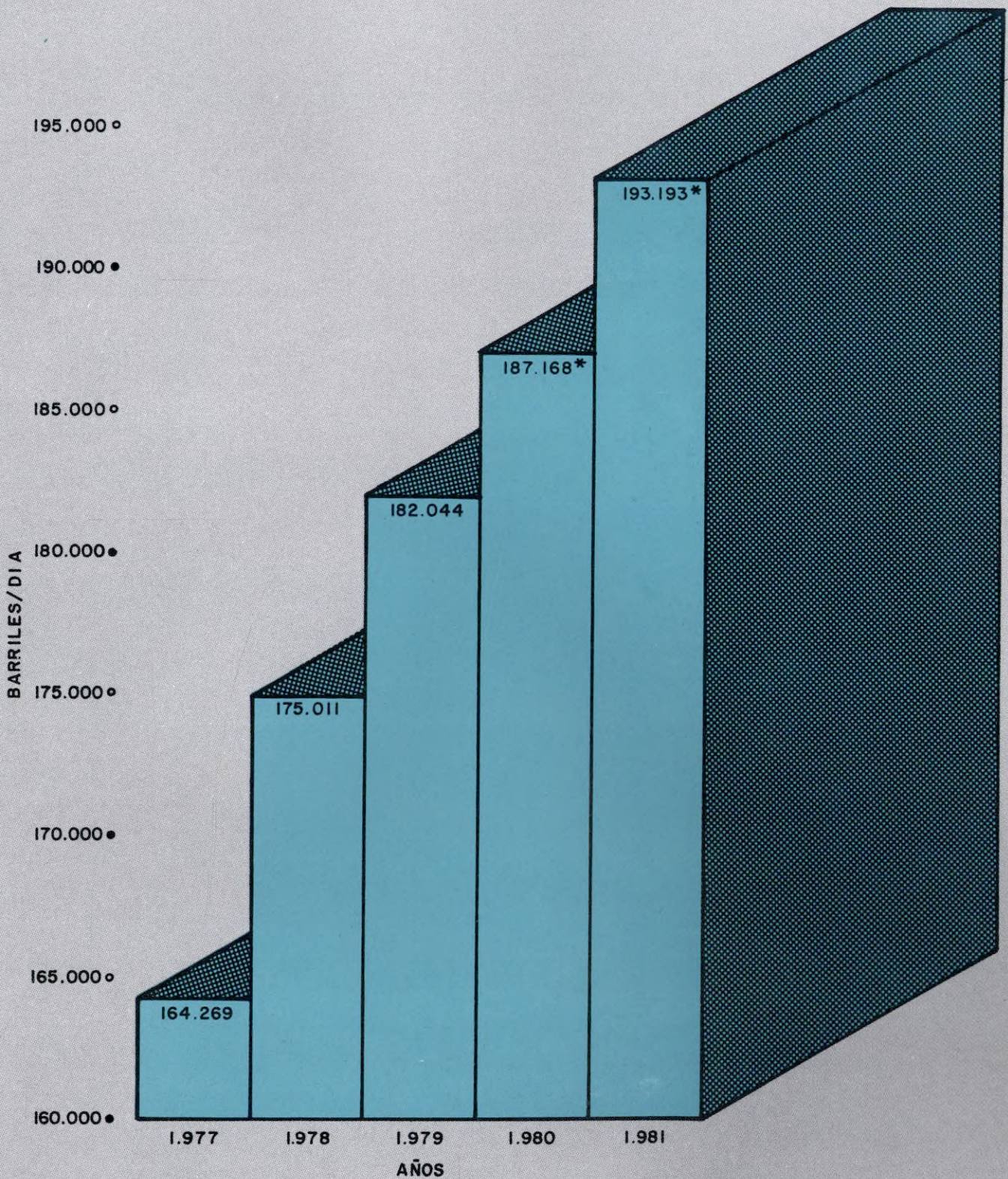
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES - 1977 - 1981
(Barriles Diarios)

AÑOS	PRODUCTOS BLANCOS	COMBUSTOLEO ¹⁶	GAS NATURAL ¹⁷	TOTALES	VARIACION (%)
1977	114.737	24.222	25.310	164.269	6.6
1978	119.825	18.973	36.213	175.011	6.5
1979	123.246	17.048	41.750	182.044	4.0
1980	126.658	12.877	47.633	187.168	2.8
1981	130.273	11.015	51.905	193.193	3.2

¹⁶ Incluye el Crudo Castilla, vendido como combustible por ESSO y CODI. En 1980 y 1981 el volumen vendido fue de 414 BPD y 779 BPD, respectivamente.

¹⁷ Barriles de Gas Natural equivalente.

GRAFICO No. 25
CONSUMO NACIONAL DE COMBUSTIBLES 1977 - 1981



* INCLUYE EL CRUDO CASTILLA, VENDIDO COMO COMBUSTIBLE POR ESSO Y CODI. EN 1.980 Y 1.981 EL VOLUMEN VENDIDO FUE DE 414 BPD Y 779 BPD, RESPECTIVAMENTE .

Anexos

Club Miramar y panorámica de la Refinería. Complejo Industrial de Barrancabermeja



ANEXO No. 1
PERFORACION DE POZOS EXPLORATORIOS - 1981
A. DIRECTA

No.	Compañía	Clasificación	Pozo	Profundidad final (Pies)	Pies perforados en 1981	Estado final
1	Ecopetrol	A-3	Chitasugá-1	11.888	6.899	Acuífero
2	Ecopetrol	A-3	Ligia-1	12.485	3.976	Productor
3	Ecopetrol	A-2B	Yarigui-66D	9.389	7.454	Productor
4	Ecopetrol	A-3	Sabalo-1k	10.314	10.314	Seco
5	Ecopetrol	A-3	Río Ele-1	15.302	15.302	Acuífero
6	Ecopetrol	A-3	Brubucanina-1	2.367	2.367	Seco
7	Ecopetrol	A-3	Canaletal-1	5.817	5.817	Seco
8	Ecopetrol	A-3	Sapaidana-1	2.200	2.200	Seco
9	Ecopetrol	A-3	Hormiga-1x	11.191	11.191	Productor
10	Ecopetrol	A-3	Bellavista-1	10.755	10.755	Seco
11	Ecopetrol	A-3	Riomar-1A	14.000	16.510*	Seco
12	Ecopetrol	A-3	Apiay-1	11.083	11.083	Productor
13	Ecopetrol	A-3	Sábalo-1	3.588	3.588	Seco
14	Ecopetrol	A-3	Santa Helena-1	—	6.503	Perforando
15	Ecopetrol	A-3	Esperanza-3k	—	2.489	Perforando
				Total	116.448	

* Incluye 2.510' del Pozo Riomar-1, abandonado por problemas mecánicos.

Total Pozos Perforados en 1981:	13	Pozos productores:	4
Pozos que pasan para 1982:	2	Relación Exito-Fracaso:	1 : 3,25
Total pies perforados en 1981:	116.448 (35.502 Mts.)	Porcentaje de Exito:	31%

B. ASOCIACION

No.	Compañía	Clasificación	Pozo	Profundidad final (Pies)	Pies perforados en 1981	Estado final
1	Elf-Aquitaine	A-3	Beltrán-1	12.520	6.015	Seco
2	Elf-Aquitaine	A-1	Tocaría-2	13.360	13.360	Productor
3	Elf-Aquitaine	A-3	Barguereña-1	—	2.270	—
4	Arco	A-3	Remolino Grande-1	9.082	3.747	Seco
5	Colcitco	A-3	West Payoa-1	12.275	14.802	Productor
6	Colcitco	A-3	Las Fieras-1	14.063	14.063	Seco
7	Colivera	A-3	Cocodrilo-1	8.981	8.981	Seco
8	Intercol	A-2B	Arauca-2	20.581	5.503	Productor
9	Intercol	A-1	Arauca-3	—	16.773	—
10	Intercol	A-3	Las Pavas-1	12.000	12.000	—
11	Intercol	A-3	Norean-1	5.900	5.900	Seco
12	Intercol	A-3	Sucre Sur-1	9.280	9.280	Productor
13	Intercol	A-3	Rubiales-1	3.100	3.100	—
14	Intercol	A-3	El Viento-1	2.849	2.849	Seco
15	Intercol	A-3	Puerto Rico-1	2.430	2.430	Acuífero
16	Intercol	A-3	Guamalito-1	—	355	—
17	Intercol	A-3	Río Guejar-1	—	92	—
18	Koch	A-3	Ciénaga-1	12.046	12.046	Seco

19	Natomas	A-3	Guayabito-1	—	205	—
20	Newmont	A-3	Morales-1	6.512	6.512	Seco
21	Occidental	A-3	Cayumba-1	13.655	3.033	Acuífero
22	Occidental	A-3	Montenegro-1	1.800	1.800	Abandonado
23	Occidental	A-3	Simón-1	5.780	5.780	Seco
24	Occidental	A-3	Planas-1	3.460	3.460	Seco
25	Occidental	A-3	Lipa-1	2.690	2.690	Seco
26	Occidental	A-3	Pica Pico-1	3.329	3.329	Seco
27	Occidental	A-3	El Miedo-1	2.402	2.402	—
28	Occidental	A-3	El Miedo-2	3.206	3.206	Seco
29	Occidental	A-3	El Miedo-3	2.448	2.448	Seco
30	Occidental	A-3	El Miedo-4	2.532	2.532	Productor
31	Occidental	A-3	Cabiona-1	—	445	—
32	Pennzoil	A-2B	Buenavista-1	—	624	—
33	Petrocol	A-3	Jaraguay N-1	4.739	4.739	Productor
34	Petrocol	A-1	Jaraguay N-2	8.517	8.517	—
35	Petrocol	A-3	San Rafael-1	8.980	8.980	Seco
36	Petrocol	A-2B	Andalucía N-2	3.695	2.437	—
37	Petrocol	A-1	Andalucía N-3	3.091	3.091	Seco
38	Petrocol	A-1	Andalucía S-14	2.587	2.587	Seco
39	Petrocol	A-3	Cartujo-1	6.411	6.411	Seco
40	Petrocol	A-1	Manila-2	—	5.807	—
41	Pluspetrol	A-3	Cintura-2	5.903	5.903	Seco
42	Pluspetrol	A-3	Rincón-3	7.358	7.358	Abandonado
43	Phillips	A-3	Cesar H-1-X	4.220	2.017	Seco
44	Sunray	A-3	Esmeraldas-1	12.764	12.764	Seco
45	Texas	A-3	Copetón-1	2.990	1.942	Seco
46	Texas	A-3	Gaviota-1	3.220	3.220	—
47	Texas	A-3	Golondrina 1	2.348	2.348	Productor
48	Texas	A-3	Flamingo-1	2.762	2.762	Productor
49	Texas	A-3	Palma-1	2.816	2.816	Seco
50	Texas	A-3	Brea-1	2.434	2.434	Productor
51	Texas	A-3	Neme-1	2.300	2.300	Productor
52	Texas	A-1	Aruchara-2	9.012	9.012	Seco
53	Texas	A-3	Chicoral-1d	—	12.713	—
54	Wainoco	A-3	Majagua-1	14.287	14.287	Seco

Total Pozos Perforados en 1981:	44	Porcentaje de Exito:	18%
Pozos que pasan para 1982:	9	Relación Exito-Fracaso:	1 : 5
Total Pies Perforados en 1981:	296.477' (90.389 Mts).	Pozos Productores (A-3 y A-2)	9

C. CONCESION

No.	Compañía	Clasificación	Pozo	Profundidad final (Pies)	Pies perforados en 1981	Estado final
1	Hocol	A-3	Cebú-1	7.070	7.070	Productor
2	Hocol	A-3	Aurora-1	7.966	7.966	Seco
3	Hocol	A-3	Venado-2	9.360	13.607	Seco
4	Hocol	A-3	Pijao-1	8.009	8.009	Productor

Total Pozos Perforados en 1981:	4	Porcentaje de Exito:	50%
Total Pies Perforados en 1981:	36.652' (11.174 Mts).	Relación Exito-Fracaso:	1 : 2

ANEXO No. 2
CONTRATOS DE ASOCIACION FIRMADOS EN 1981

COMPAÑIA	SECTOR	FECHA DE LA SUSCRIPCION	AREA (HAS)
Petrocol	Turbo Tierralta	1o. Enero	207.804
El f Aquitaine-Hocol-L.L. & E	Cusiana	1o. Enero	173.813
Pennzoil	Upía	1o. Enero	474.504
Pennzoil	Hato Corozal	1o. Enero	184.805
Provincia Petroleum	Tame	1o. Febrero	173.879
Provincia Petroleum	Medina	1o. Febrero	164.900
Asamera	Atrato	1o. Marzo	105.000
Argonaut	Bocas del Rosario	1o. Abril	97.601
Gulf Oil	Mompós	1o. Junio	447.542
Gulf Oil	Tolú	1o. Junio	592.516
Empire Drilling	Caño de la Hermosa	1o. Agosto	505.417
Weeks Meredith	Tasajero Oeste	1o. Diciembre.	55.685
Total Contratos Firmados en 1981:	12		
Total Area Contratada en Asociación en 1981:	3'183.466 Has.		

ANEXO No. 3
RED NACIONAL DE OLEODUCTOS, POLIDUCTOS, GASODUCTOS,
LINEAS EN CONSTRUCCION Y PROYECTOS
AÑO 1981

1. CRUDOS

Propietario	Estación Inicial	Estación Final	φ"	KMS	Capacidad Aprox.BPD
ECOPETROL	Violo	Cicuco	4	14	5.000
ECOPETROL	El Centro	Galán	10	27	76.000
ECOPETROL	Llanito	Barranca	6	12	10.000
ECOPETROL	Lisama	Barranca	6	45	15.000
ECOPETROL	Tibú	Ayacucho	12	137	38.000
ECOPETROL	Cantagallo	Puerto Wilches	4	3	1.000
ECOPETROL	Casabe	Galán	10	10	60.000
ECOPETROL	Cristalina	Yarigui	3-4	28	4.000
ECOPETROL	Cocorná	Vasconia	12	6	3.500
ECOPETROL	Orito	Tumaco	18-14-10	306	100.000
ECOPETROL	Puerto Colón	Orito	12	58	30.000
ECOPETROL	San Antonio	KM. 15	6	16	20.000
ECOPETROL	Santa Marta	Ayacucho	10-12	312	40.000
ECOPETROL	Ayacucho	Barranca	14	190	70.000
ANDIAN	Galán	Mamonal	10-12	511	22.000
ANTEX	El Difícil	Plato	6-10	85	14.000
INTERCOL	Biturama	Puerto Mosquito	4	17	5.000
HOUSTON	Dina	San Ignacio	6	7	20.000
SINCLAIR	Provincia	Yariri	8-3	54	37.000
TEXAS	Totumal	Puerto Mosquito	4	17	3.500
CHEVRON	Rio Zulia	Ayacucho	10	186	30.000
TEXAS	Anisales	Guamo	4	34	4.000
TEXAS	Palagua	Velásquez	6	9	30.000
TEXAS	Velásquez	Dorada	4-6	73	4.000
TEXAS	Velásquez	Galán	12	181	42.000
CHEVRON	Rio Zulia	Ayacucho	10	186	30.000

Propietario	Estación Inicial	Estación Final	φ"	KMS	Capacidad Aprox.BPD
1.1 CRUDOS EN CONSTRUCCION					
ECOPETROL	Coveñas	Ayacucho	12-16	274	60.000
ECOPETROL	Dina	Puerto Salgar	12	310	30.000
ECOPETROL	Salgar	Velásquez	16	90	130.000
1.2 CRUDOS EN PROYECTOS					
ECOPETROL	Ayacucho	Barranca	18	190	130.000
ECOPETROL	Coveñas	Cartagena	16	130	70.000
ECOPETROL	Llanos	Barranca	10-12	447	25.000
PETROCOL	Andalucía	Dina	6	10	5.000
ECOPETROL	Velásquez	Galán	16	160	130.000
ECOPETROL	Tello	Dina	6	13	10.000
2. PROPANODUCTOS					
ECOPETROL	Galán	Salgar	8	250	10.000
ECOPETROL	Salgar	Bogotá	8-6	140	10.000
3. POLIDUCTOS					
ECOPETROL	Coveñas	Ayacucho	12-14	275	25.000
ECOPETROL	Ayacucho	Barranca	8	190	25.000
ECOPETROL	Galán	Sebastopol	12	117	90.000
ECOPETROL	Sebastopol	Puerto Salgar	12	133	70.000
ECOPETROL	Puerto Salgar	Bogotá	10	138	60.000
ECOPETROL	Puente Aranda	Eldorado	6	12	5.000
ECOPETROL	Sebastopol	Medellín	6-8	168	20.000
ECOPETROL	Buenaventura	Yumbo	6-8	98	10.000
ECOPETROL	Cartago	Yumbo	6-10	144	16.000
ECOPETROL	Salgar	Cartago	6-8	210	20.000
ECOPETROL	Barranca	Bucaramanga	6	95	8.000
SINCLAIR	Provincia	Payoa	3	12	11.000
ECOPETROL	Cicuco	Retiro	12	14	50.000
INTERCOL	Provincia	Payoa	3	12	10.000
CITIES SERV.	Payoa	Galán	4	58	6.000
3.1 POLIDUCTOS EN PROYECTO					
ECOPETROL	Sebastopol	Medellín	12	168	60.000
ECOPETROL	Medellín	Cartago	12	210	40.000
ECOPETROL	Cartago	Yumbo	10	150	22.000
ECOPETROL	Cartagena	Barranquilla	12	110	40.000
ECOPETROL	Mariqu-Guald.	Neiva	4-6	280	10.000
4. GASODUCTOS					
ECOPETROL	Barranca	Bucaramanga	4	95	
ECOPETROL	Provincia	Payoa	8	12	25.000
ECOPETROL	Tello	Dina	12	4	1.000
PROMIGAS	Ballena	Barranquilla	20	202	250.000
PROMIGAS	Barranquilla	Cartagena	12	112	50.000
GAS. NAT. COLOM.	Cicuco	Barranquilla	10	228	45.000
GAS. NAT. COLOM.	La Mocha	Pinto	4	20	10.000
CITIES SERVICE	Payoa	Barranca	8	57	33.000
CITIES SERVICE	Payoa	Barranca	10	56	64.000
ANTEX	El Difícil	Barranquilla	12	148	54.000
S. ANDRES DEVEL.	Jobo	Mamonal	10	200	50.000
ECOPETROL	Tello	Neiva	12	5	
4.1 GASODUCTOS EN PROYECTO					
ECOPETROL	Dina	Tello	12	13	1.000
ECOPETROL	Barranquilla	Cartagena	20	112	200.000
ECOPETROL	Barranquilla	Sabana Larga	6	11	

* Ver anexo 4 en la página 95.

ANEXOS 3 y 4

ANEXO No. 5
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
BALANCE GENERAL A DICIEMBRE 31 DE 1981

ACTIVO

ACTIVO CORRIENTE

DISPONIBLE

Caja y Bancos			
a- En Pesos	1.180.419.485.00		
b- En Dólares (convertidos a pesos)	120.855.272.14		
Cuentas por cobrar - Prod. y Servicios	4.838.152.340.73		
Cuentas por cobrar - Imp. y Otros	1.965.626.397.53		
Provisión para Protección de Cartera	(9.968.642.47)	8.095.084.852.93	

REALIZABLE

Inventario de Productos	6.618.570.868.50		
Inventario de Materiales	5.399.493.832.37		
Inventario de Provisiones	28.816.964.28		
Inventario de Semovientes	100.419.925.04		
Materiales en Tránsito	3.916.692.299.89		
Materiales y Equipo para Proyectos	<u>1.475.710.281.59</u>	<u>17.539.704.171.67</u>	25.634.789.024.60

ACTIVO A LARGO PLAZO

Inversiones Varias		3.079.723.994.18	
Préstamos Otorgados		1.266.632.818.41	
Deudores Varios		3.473.455.629.99	
Provisión para Protección de Cartera		(8.640.437.57)	7.811.172.005.01

ACTIVO FIJO

Propiedades Plantas y Equipos	31.072.995.173.29		
Depreciación Acumulada	(9.522.161.116.93)	21.550.834.056.36	
Obras en Proceso		<u>4.902.883.721.26</u>	26.453.717.777.62

AREAS PETROLIFERAS

Yacimientos - Aforo	4.717.246.431.25		
Agotamiento	<u>(1.574.686.778.36)</u>	3.142.559.652.89	
Inversiones Amortizables	14.954.432.085.00		
Amortización	<u>(5.121.085.523.25)</u>	<u>9.833.346.561.75</u>	12.975.906.214.64

ACTIVO DIFERIDO

Exploraciones en Curso			89.186.038.77
Ordenes de Trabajo			68.722.528.98
Avances a Contratistas			669.301.292.10
Anticipos			
a- Al Gobierno Nacional	332.866.355.41		
b- A Otras Entidades	<u>666.333.411.29</u>	999.199.766.70	
Otros Cargos Diferidos		<u>85.852.345.38</u>	1.912.261.971.93

INTANGIBLES

Patentes			<u>4.013.528.00</u>
----------	--	--	---------------------

TOTAL ACTIVO

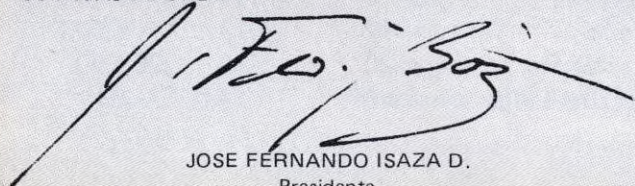
74.791.860.521.80

VALORIZACIONES Y DESVALORIZACIONES

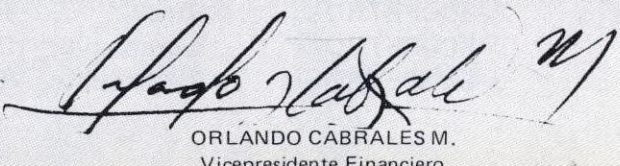
Inversiones Varias	832.368.459.25		
Bienes Raices	291.237.777.20		
Otros Activos Fijos	385.192.021.59		
			<u>1.508.798.258.04</u>

CUENTAS DE ORDEN

8.521.039.841.42



JOSE FERNANDO ISAZA D.
Presidente



ORLANDO CÁBALES M.
Vicepresidente Financiero

PASIVO

PASIVO CORRIENTE

Cuentas por Pagar	23.753.752.788.82	
Depósitos y Garantías	591.290.331.21	
Prestaciones Sociales Causadas	<u>1.477.089.050.04</u>	25.822.132.170.07

PASIVO A LARGO PLAZO

Obligaciones		19.717.996.599.54
--------------	--	-------------------

OTROS PASIVOS

Total Estudio Actuarial	21.316.145.658.63	
Jubilaciones por amortizar	<u>(11.204.703.525.44)</u>	
Prestaciones Sociales Contingentes	10.111.442.133.19	
Provisión Gastos Materiales en Tránsito	223.509.881.95	
Otras Provisiones	<u>823.000.00</u>	10.335.775.015.14

PASIVO DIFERIDO

61.999.703.32

TOTAL PASIVO

55.937.903.488.07

PATRIMONIO

CAPITAL

Capital Autorizado	22.000.000.000.00	
Capital por Pagar	<u>(2.515.511.031.85)</u>	
Capital Pagado		19.484.488.968.15

RESERVA LEGAL

777.778.676.20

SUPERAVIT DE CAPITAL

177.561.001.56

GANANCIAS Y PERDIDAS

Utilidad (Pérdida) año 1978/1980	(2.116.895.234.62)	
Utilidad (Pérdida) año 1981	<u>531.023.622.44</u>	(1.585.871.612.18)

TOTAL PATRIMONIO

18.853.957.033.73

TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO

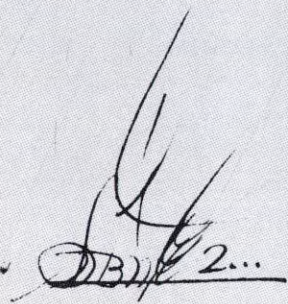
74.791.860.521.80

SUPERAVIT POR VALORIZACIONES Y DESVALORIZACIONES

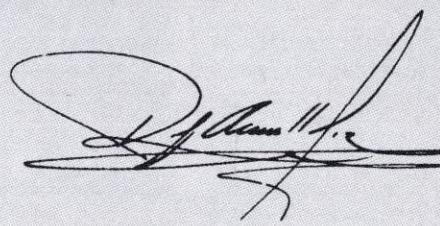
Inversiones Varias	832.368.459.25	
Bienes Raíces	291.237.777.20	
Otros Activos Fijos	<u>385.192.021.59</u>	1.508.798.258.04

CUENTAS DE ORDEN POR CONTRA

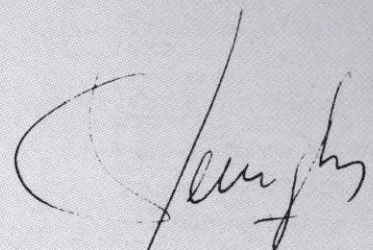
8.521.039.841.42



J. OCTAVIO BURGOS M.
División de Finanzas
C.P. 339-T



RAFAEL E. ARMELLA P.
Contador General
C.P. 613-T



ORLANDO PENAGOS H.
Auditor Fiscal

ANEXO No. 6

**EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS
ENERO 1 – DICIEMBRE 31**

	1981	1980	VARIACION	
			Absoluta	Relativa
I - INGRESOS OPERACIONALES				
Ventas Nacionales	42.916.118.077.20	25.947.009.807.93	+ 16.969.108.269.27	+ 65.40
Ventas de Exportación	18.388.329.674.85	14.862.675.135.10	+ 3.525.654.539.75	+ 23.72
Transporte por Oleoductos	20.006.865.952.81	16.781.527.181.23	+ 3.225.338.771.58	+ 19.22
Ingresos por Servicios	1.586.177.841.90	1.015.170.385.50	+ 571.007.456.40	+ 56.25
Producción Propia Ecopetrol	13.820.074.405.51	8.745.659.465.30	+ 5.074.414.940.21	+ 58.02
Consumo en Operaciones	<u>3.509.300.449.78</u>	<u>1.961.373.041.28</u>	+ <u>1.547.927.408.50</u>	+ 78.72
TOTAL	100.226.866.402.05	69.313.415.016.34	+ 30.913.451.385.71	+ 44.60
II - COSTO DE MATERIA PRIMA Y PRODUCTOS UTILIZADOS				
Productos Propios	13.820.074.405.51	8.745.659.465.30	+ 5.074.414.940.21	+ 58.02
Materia Prima y Productos Comprados a Terceros	18.737.312.699.02	11.358.689.503.98	+ 7.379.123.195.04	+ 64.96
Materia Prima Importada	25.503.771.110.41	17.799.879.500.54	+ 7.703.891.609.87	+ 43.28
Gasolina y otros Productos importados	11.829.936.650.81	16.052.416.837.18	- 4.222.480.186.37	- 26.30
Créditos por Manejo	(2.155.759.465.33)	(7.916.884.370.20)	+ 5.761.124.904.87	+ 72.77
SUBTOTAL	67.735.835.400.42	46.039.760.936.80	+ 21.696.074.463.62	+ 47.12
Fluctuación de inventarios	(2.850.541.665.58)	(1.022.022.685.80)	- 1.828.518.979.78	- 178.91
TOTAL	64.885.293.734.84	45.017.738.251.00	+ 19.867.555.483.84	+ 44.13
III - GASTOS DE VENTAS				
Entregas de Productos	1.825.255.038.32	1.132.059.179.78	+ 693.195.858.54	+ 61.23
Envases y Empaques	<u>42.959.653.82</u>	<u>40.824.964.68</u>	+ <u>2.134.689.14</u>	+ 5.23
TOTAL	1.868.214.692.14	1.172.884.144.46	+ 695.330.547.68	+ 59.28
IV - GASTOS GENERALES Y DE OPERACION				
Salarios y Prestaciones Sociales	7.855.218.101.00	5.020.692.679.00	+ 2.834.525.422.00	+ 56.46
Materiales	3.002.476.661.00	2.403.974.702.27	+ 598.501.958.73	+ 24.90
Servicios Varios de Terceros	3.075.985.655.00	2.059.540.146.00	+ 1.016.445.509.00	+ 49.35
Costos Varios (*)	4.387.245.727.10	3.978.291.589.45	+ 408.954.137.65	+ 10.28
Consumo de Productos en Operaciones	3.509.300.449.78	1.961.373.041.28	+ 1.547.927.408.50	+ 78.92
Gastos Generales	1.366.919.293.00	856.044.342.00	- 510.874.951.00	+ 59.68
SUBTOTAL	23.197.145.886.88	16.279.916.500.00	+ 6.917.239.386.88	+ 42.49
Recuperaciones	(2.236.585.665.00)	(1.999.173.516.82)	- 237.412.148.18	- 11.88
TOTAL	<u>20.960.560.221.88</u>	<u>14.280.742.983.18</u>	+ <u>6.679.817.233.70</u>	+ 46.77
Utilidad (Pérdida) Operacional	12.512.797.753.19	8.842.049.637.70	+ 3.670.748.115.49	+ 41.51
V - INGRESOS NO OPERACIONALES				
Financieros	1.445.674.533.55	1.023.120.044.14	+ 422.554.489.41	+ 41.30
Aprovechamientos y Otros	<u>165.281.990.66</u>	<u>154.207.130.22</u>	+ <u>11.074.860.44</u>	+ 7.18
TOTAL	1.610.956.524.21	1.177.327.174.36	+ 433.629.349.85	+ 36.83
VI - GASTOS NO OPERACIONALES				
Financieros	9.329.200.031.46	8.017.230.245.25	+ 1.311.969.786.21	+ 16.36
Otros	4.263.580.623.50	2.256.695.459.39	+ 2.006.835.164.11	+ 88.93
TOTAL	<u>13.592.780.654.96</u>	<u>10.273.925.704.64</u>	+ <u>3.318.804.950.32</u>	+ 32.30
Utilidad (Pérdida) no Operacional	(11.981.774.130.75)	(9.096.598.530.28)	- 2.885.175.600.47	+ 31.72
Utilidad (Pérdida) Neta	<u>531.823.622.44</u>	(254.548.892.58)	+ <u>785.572.515.02</u>	+ 308.61

(*) Incluye: Depreciación, Agotamientos y Amortización de Diferidos.

ANEXO No. 4
CABOTAJES EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS - 1980 - 1981

RUTA	HIDROCARBURO	MILES DE BARRILES POR AÑO		
		1980	1981	Variación %
Tumaco-Cartagena	Crudo Orito	5.651	5.424	(4.0)
Tumaco-Pozos Colorados	Crudo Orito	1.900	1.356	(28.6)
	Subtotal	7.551	6.780	(10.2)
Cartagena-Buenaventura	Gasolina Motor	88	208	(136.3)
	Queroseno	50	—	—
	ACPM	426	414	(2.8)
	Combustóleo	1.039	966	(7.0)
	Turbocombustible	46	—	—
	Subtotal	1.649	1.588	(3.7)
Cartagena-Pozos Colorados	Crudo Reconst.	1.564	540	(65.4)
	Nafta Virgen	201	30	(85.1)
	Subtotal	1.765	570	(67.7)
Cartagena-Coveñas	Gasolina Motor	809	902	11.5
	ACPM	—	308	—
	Subtotal	809	1.210	49.5
	TOTAL	11.774	10.148	(13.8)

ANEXO No. 7
VOLUMEN DE LAS EXPORTACIONES DE ECOPETROL - 1980 - 1981
(Miles de Barriles)

Exportaciones Directas	1980	1981	Variación (%)
• Combustóleo	9.488.5	10.369.2	9.3
• Parafina	12.1	36.1	(50.4)
• Acido Nafténico	5.3	1.6	(69.8)
• Benceno	15.0	29.2	94.6
Ventas a Naves en Viajes Internacionales	1.700.7	1.528.4	(10.1)
TOTALES	11.221.6	11.964.5	6.6

ANEXO No. 8
VOLUMEN DE LAS IMPORTACIONES DE ECOPETROL - 1980 - 1981
(Miles de Barriles)

Productos	1980	1981	Variación (%)
• Crudo	7.211.5	7.372.5	2.2
• Gasolina Motor	7.445.8	5.570.0	(25.2)
• Cera Aceitosa	127.8	86.6	(32.2)
• Gasóleo de Vacío	2.731.3	4.257.5	55.9
• Gasóleo Atmosférico	1.306.7	1.300.8	—
• A.C.P.M.	1.026.6	—	—
TOTALES	19.849.7	18.587.4	(6.0)

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Dirección General: Dr. Emir J. González Andrade

Diseño y Diagramación: Diseño Gráfico Mendoza/Amaral

Fotografías: Hernán Díaz

Gráficos: Miryam Guzmán de Monge

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001089

BIBLIOTECA

207

Informe anual 1981 / Empresa Colombiana de
Petróleos (ECOPETROL)

338.209861 E53inf2 Ej.2

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO



