



REPUBLICA DE COLOMBIA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

MEMORIA
AL CONGRESO NACIONAL

GUILLEMO PERRY RUBIO *

OSCAR MEJIA VALLEJO

* Hasta Junio 14 de 1988

CONTENIDO

PRESENTACION.....	9
CAPITULO I. REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA	
1. PROGRAMA DE AJUSTE SECTORIAL.....	13
1.1. Objetivos fundamentales	14
1.2. Tareas desarrolladas	14
1.2.1. En Inversiones	14
a) Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá.....	15
b) Empresas Públicas de Medellín	15
c) Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.....	15
1.2.2. Aspectos Financieros	16
1.2.3. Reducción de Pérdidas de Energía	19
1.2.4. Política Tarifaria.....	20
a) Indexación mensual.....	20
b) Reducción del nivel de consumo de subsistencia	20
c) Unificación de Tarifas	20
d) Estratificación Socioeconómica	20
2. ORGANIZACION ADMINISTRATIVA DE LAS EMPRESAS.....	21
3. PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL.....	22
3.1. Plan Nacional de Electrificación Rural.....	22
3.2. Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica - PERCAS.....	22
3.3. Programa Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá - EEEB.....	23
3.4. Programa de Desarrollo Rural Integrado - DRI	23
3.5. Programas de Electrificación en las zonas de Rehabilitación	23
4. PROGRAMAS DE DISTRIBUCION URBANA.....	24
5. OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO	25
6. EXPANSION DEL SISTEMA	26
6.1. Terminación de Obras de Generación.....	26
6.2. Transmisión	27
7. FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA.....	29
7.1. Programa de Desarrollo Comunal basado en Fuentes Alternas de Energía.....	30

CAPITULO II. REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS

1. PROGRAMAS DE GAS PARA EL CAMBIO.....	32
1.1. Realizaciones - Gas Natural.....	33
1.2. Realizaciones - Programa Gas Propano (GLP).....	36
1.3. Proyectos en curso.....	36
1.3.1. Gasoductos Urbanos e Intermunicipales.....	36
1.3.2. Gasoducto Central: Ballenas-Barrancabermeja-Bogotá.....	38
1.4. Realizaciones energía doméstica popular.....	38
1.4.1. Programa Cocinol.....	39
1.4.2. Programa Popular de Gas Propano.....	42
2. RESULTADOS DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA.....	44
2.1. Actividad exploratoria en Ecopetrol.....	44
2.2. Actividad privada en exploración.....	48
2.3. Resumen actividad exploratoria.....	50
3. DESARROLLO DE OLEODUCTOS.....	55
4. PRODUCCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS.....	56
4.1. Producción de petróleo crudo.....	56
4.2. Suministros de Gas Natural.....	57
5. REFINACION, PROCESAMIENTO Y TRANSPORTE DE PETROLEO CRUDO Y DERIVADOS.....	60
5.1. Procesamiento de crudos y producción de refinados.....	60
5.1.1. Cargas de petróleo crudo a las refinerías.....	60
5.1.2. Producción de refinerías.....	61
5.1.3. Suministro de refinados.....	64
5.2. Proyectos de inversión en refinación.....	64
5.2.1. Refinería de Cartagena.....	65
5.2.2. Complejo Industrial de Barrancabermeja.....	65
5.3. Control del medio ambiente.....	65
5.4. Transporte de crudo y productos.....	65
5.4.1. Transporte de Oleoductos.....	66
5.4.2. Transporte por Poliductos.....	67
5.4.3. Transporte por combustoleoductos.....	68
5.4.4. Transporte por gasoductos.....	68
5.4.5. Transporte de petróleo crudo por carreteras.....	68
5.4.6. Transporte fluvial de hidrocarburos.....	72
5.4.7. Transporte marítimo de hidrocarburos.....	73
5.4.8. Distrito Caño Limón-Coveñas.....	73
5.4.9. Convenio CEPE-ECOPETROL.....	74
5.4.10. Proyectos de Inversión.....	74
6. COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS.....	76
6.1. Comercio Nacional.....	76
6.1.1. Ventas de productos industriales.....	76
6.1.2. Actividades de las Sociedades Terpel S.A.....	77
6.1.3. Plantas de abasto Territorios Nacionales.....	79
6.1.4. Nuevas Normas.....	79
6.2. Comercio Exterior.....	79
7. LA ACTIVIDAD PETROLERA Y EL DESARROLLO REGIONAL Y SOCIAL.....	86
7.1. Transferencias al Gobierno Central y al Plan Nacional de Rehabilitación.....	86
7.2. Regalías departamentales y municipales.....	86

7.2.1. Recursos disponibles.....	87
7.2.2. Gas Costa Fuera (Nuevas Regalías).....	87
7.3. El Programa de Ecopetrol de relaciones y ayuda a la comunidad.....	89
8. LA CONSOLIDACION FINANCIERA DE ECOPETROL Y LA POLITICA DE PRECIOS.....	91
8.1. El ajuste de los precios en los combustibles.....	91
8.1.1. Necesidades del ajuste.....	91
8.1.2. Incidencia en otros precios.....	92
8.1.3. Resumen de los ajustes efectuados.....	92
8.1.4. Evaluación del precio de la Gasolina Regular.....	92
8.1.5. Pérdidas por importación de gasolina para 1988.....	93
8.2. Inversiones de Ecopetrol.....	95
8.2.1. Ejecución presupuesto de inversiones 1987.....	95
8.2.2. Programa de inversiones para 1988.....	98
9. ACTIVIDADES DE LA PLANEACION CORPORATIVA.....	101
9.1. El Plan Ecopetrol año 2000.....	101
10. DESARROLLO TECNOLOGICO.....	104
10.1. Instituto Colombiano del Petróleo ICP.....	104
10.1.1. Recursos Humanos.....	104
10.1.2. Equipamiento.....	104
10.2. Los Grupos de Integración Industrial G.I.I. en Ecopetrol.....	105
11. LA POLITICA INTERNACIONAL DEL PETROLEO.....	106
11.1. Acuerdos con Ecuador.....	106
11.2. Acuerdos de intercambio con Venezuela.....	106
11.3. Acuerdos con el Perú.....	106
11.4. Convenio tecnológico con Canadá.....	107
11.5. Convenio con el Brasil.....	107
11.6. Convenio con Israel.....	107
11.7. Acuerdo con Méjico.....	107
11.8. Colombia en el mercado mundial del petróleo.....	107
11.8.1. Reunión de GIPLACEP en Cartagena.....	108
11.8.2. Participación en reunión OPEP.....	108

CAPITULO III. REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA.....

1. PROGRAMA DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA DE METALES PRECIOSOS Y CARBON.....	109
1.1. Subprograma jurídico.....	109
1.1.1. Carbon.....	110
1.1.2. Metales preciosos.....	111
1.2. Subprograma de crédito.....	111
1.2.1. Carbón.....	111
1.2.2. Metales Preciosos.....	112
1.3. Subprograma de Asistencia Técnica.....	113
1.3.1. Carbón.....	113
1.3.2. Metales Preciosos.....	115
1.4. Subprograma de Procesamiento y Comercialización.....	116
1.4.1. Carbón.....	116
1.4.2. Metales Preciosos.....	116
1.5. Subprograma de Apoyo a la Comunidad.....	117
2. RESULTADOS DEL PROGRAMA DE EXPLORACION.....	118

2.1.	Cartografía y Estudios Geológicos.....	118
2.2.	Exploración Detallada.....	119
2.2.1.	Carbón.....	119
a)	Alto San Jorge.....	119
b)	San Luis (Santander).....	120
c)	Amagá (Antioquia).....	120
d)	El Descanso (Cesar).....	121
e)	Río Inguito-El Tambo (Cauca).....	121
f)	Río Pance-Río Jordán.....	121
g)	La Ferreira (Valle).....	122
h)	Tasajero y El Zulia-Santiago.....	122
2.2.2.	Metales Preciosos.....	122
a)	Programa Piloto Distrito Minero de Marmato.....	122
b)	Nuevos Proyectos en Metales Preciosos.....	122
3	PROYECTOS DE GRAN MINERIA.....	124
3.1.	El Cerrejón Zona Norte.....	124
3.1.1.	Actividades desarrolladas en 1987.....	124
a)	Minería.....	124
b)	Puerto y Ferrocarril.....	125
c)	Costos de Operación.....	125
d)	Inversiones de capital.....	125
e)	Personal.....	125
3.1.2.	Actividades desarrolladas en 1988.....	125
a)	Operación.....	125
b)	Costos e Inversiones.....	126
c)	Asuntos sobresalientes.....	126
3.2.	Proyecto Cerrejón Central.....	126
3.3.	Proyecto La Loma.....	127
4.	RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE CARBOCOL.....	128
4.1.	Consolidación Financiera.....	128
4.1.1.	Aportes de Socios.....	129
4.1.2.	Aspectos Contables y Fiscales.....	129
4.2.	Promoción al Uso del Carbon, Investigación y desarrollo tecnológico.....	129
4.3.	Programa de Sustitución.....	130
4.4.	Investigación y Desarrollo Tecnológico.....	130
4.5.	Fondo Nacional del Carbón.....	131
4.6.	Comercialización del Carbón en el período 86-88.....	133
4.6.1.	Situación del Mercado.....	133
4.6.2.	Actividades comerciales.....	134
5.	RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE INGEOMINAS... 136	
6.	RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE ECOMINAS..... 143	
7.	RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DEL IAN..... 144	
7.1.	Reactor Nuclear..... 144	
7.2.	Acuerdo de Cooperación Internacional en el campo Nuclear..... 144	
7.3.	Investigación y Prestación de Servicios..... 145	
8.	EXPLORACION EN LA ZONA MINERA DEL GUAINIA..... 146	
9.	AVANCE DEL PROYECTO DE CENSO Y REGISTRO MINERO..... 147	
9.1.	Registro Minero..... 147	
9.2.	Censo Nacional Minero..... 148	
10.	NUEVO CODIGO DE MINAS..... 149	

11.	EVOLUCION DEL SECTOR MINERO.....	159
11.1.	Metales Preciosos.....	159
11.2.	Esmeraldas.....	160
11.3.	Carbón.....	161
11.4.	Minerales Metálicos.....	161
11.5.	Minerales No Metálicos.....	162
CAPITULO IV. PROGRAMAS INTERNOS DEL MINISTERIO.....		163
1.	PLANEAMIENTO.....	163
1.1.	Información y Sistemas.....	163
1.1.1.	Energía.....	163
1.1.2.	Minería.....	164
1.2.	Manejo de la demanda.....	165
1.3.	Precios de referencia del carbón.....	165
1.4.	Programa Uso Racional de Energía - (PUR).....	166
1.5.	Recursos del Presupuesto Nacional.....	168
1.6.	Régimen Cambiario en Minería e Hidrocarburos.....	168
2.	ASUNTOS LEGALES.....	169
2.1.	Innovaciones Legales en materia de Minas.....	169
2.1.1.	De carácter general.....	169
2.1.2.	Ejecución de proyectos de concesión de minas.....	169
2.1.3.	Reversión de contratos de concesión de minas.....	170
2.2.	Innovaciones legales en materia de Hidrocarburos.....	170
2.2.1.	De carácter general.....	170
2.2.2.	Contratos de gasoductos en ejecución.....	170
2.2.3.	Gasoductos en trámite de contratación.....	170
2.2.4.	Reversión de contratos de concesión de petróleos.....	170
2.3.	Innovaciones legales en materia de energía eléctrica.....	171
3.	MINAS.....	171
3.1.	Asistencia Técnica y Fomento Minero.....	171
3.2.	Seguridad e Higiene Minera.....	172
3.3.	Fiscalización.....	172
3.4.	Ingeniería.....	172
3.5.	Protección del Medio Ambiente.....	172
4.	HIDROCARBUROS.....	172
5.	ENERGIA ELECTRICA.....	174

ANEXOS	177
A - Anexo Legal	177
1. Ley 39 de 1987	178
2. Ley 57 de 1987	178
3. Ley 59 de 1987	181
4. Decreto 1911 de 1987	182
5. Decreto 2541 de 1987	185
B - Comentarios Económicos	186
6. Decisión 220 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena.....	186
7. Régimen de Recursos al Exterior	191
8. Política de Precios del Pétroleo para Consumo Interno y de Exportación	197
C - Anexo Estadístico.....	201
Anexo No. 1 Balances.....	201
Anexo No. 2 Consumo de Gas Natural por Areas y Sectores	202
Anexo No. 3 Volumen de Producción Minera.....	203
Anexo No. 4 Valor de la Producción Minera.....	204
Anexo No. 5 Ventas de Productos Industriales	205
Trabajo elaborado por la División de Investigaciones Económicas.	

Bogotá, D.E., agosto de 1988

HONORABLES SENADORES Y REPRESENTANTES:

Tengo el agrado de presentar, según lo dispone la Constitución de la República, el informe de las labores realizadas en el sector de minas y energía durante el período julio 20 de 1987 y la misma fecha del corriente año. Asumí las funciones de Ministro el 15 de junio de 1988, correspondiendo a mi antecesor, doctor Guillermo Perry Rubio, el desempeño del Despacho en el tiempo anterior. La relación de continuidad en la administración de la política adscrita a este Ministerio se observa en lo expuesto en esta memoria.

Dicha política, orientada al aprovechamiento integral de los recursos minero-energéticos, se halla instituida en normas expedidas por el Congreso de la República, que fijan las funciones y competencia del sector, con suficiente autonomía para su desarrollo operativo. Cuando circunstancias de orden nacional como internacional indican la conveniencia de ajustes de carácter legal, económico, financiero o institucional, el Gobierno presenta a la consideración del Congreso los correspondientes proyectos, antecedidos de estudios cuidadosos y de fondo que los sustentan. Así ha sido, según lo amerita el desenvolvimiento histórico de la política sectorial.

Ha correspondido pues al Congreso, en armonía con las funciones del Ejecutivo, fijar las normas fundamentales para el desarrollo y administración de los recursos minero-energéticos.

La actividad económica que desenvuelve el Ministerio absorbe cerca de las 3/4 partes de recursos de inversión del sector externo. Esta característica enmarca dicha actividad dentro del ámbito internacional de flujo de capitales, sin que constituya demérito alguno de la posición nacional, pues la política financiera se ha orientado a la formación de un mercado nacional de capitales, para preservar la autonomía del sector y hacer que la inversión foránea sea complementaria de la nacional y no sustitutiva de la misma.

El ahorro externo está representado en inversiones directas, de crédito e importación de tecnología y ha sido materia regulada por la legislación interna, que se enmarca a nivel Subregional Andino, constituyendo Derecho Económico Comunitario, orientado a la integración de la Subregión.

Esta política económica y financiera, en cuanto a recursos energéticos, se ha venido fortaleciendo en el área restante de la región latinoamericana, y cuenta principalmente con organismos como la Asistencia Reciproca Petrolera Estatal Latinoamericana (ARPEL), la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), y con acuerdos bilaterales sobre asistencia técnica y económica, para el desenvolvimiento de tales recursos.

La facultad de dirección económica adscrita al Ministerio, en cuanto a la calificación de la conveniencia de vinculación del ahorro externo al sector y al control de los efectos de orden fiscal, cambiario, tecnológico y social, se ejerce en forma que dicha participación armonice con la política para el desarrollo de la economía nacional.

Otro elemento importante que se enmarca igualmente dentro del control de la economía de los recursos del sector lo constituye la función adscrita al Ministerio en su Estatuto Orgánico, de fijar, en coordinación con la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, los correspondientes al consumo interno y de exportación de estos recursos, para fines fiscales y cambiarios, y de fijar los precios al consumidor de los derivados de tales productos. Participa así mismo el Ministerio en la fijación de tarifas de energía eléctrica.

La política de inversión, de precios y de tarifas, está orientada al fomento de la producción de recursos energéticos, de tal manera que el costo social de la energía sea compatible con el desarrollo nacional, y armonice con el mercado internacional de capitales y de precios.

La contribución del Congreso de la República (Ley 57/87) para el mejoramiento del aspecto institucional, económico, tecnológico y operativo, de los recursos minerales a cargo del Ministerio, permitirá que este subsector de la economía cuente con una más ágil y moderna legislación, dada la importancia que alguno de ellos, como el carbón, níquel, metales y minerales preciosos, viene presentando en forma significativa para el fortalecimiento de la balanza cambiaria del país y en el mercado externo.

Esta ley de facultades para la expedición de un Nuevo Código de Minas fue precedida de una investigación de diagnóstico, perspectivas y recomendaciones, contenidos en un Plan Minero para Colombia, elaborado por firmas de expertos nacionales en la materia. El Nuevo Código de Minas y los resultados del Censo Minero Nacional, que se obtendrán a finales del presente año, servirán de fundamento para la formulación de proyectos específicos y en tal forma que las inversiones que para este fin se requieran lo sean con base en una adecuada planeación y evaluación de las diferentes alternativas y de manera que sus efectos de orden fiscal, tecnológico, cambiario y social permitan una más amplia capitalización del sector dentro de la economía en su conjunto.

La estructura institucional para la administración de la anterior política, tanto del Ministerio como la de los organismos a él adscritos y vinculados, ha sido y será objeto de un mejoramiento sustancial, particularmente en las funciones de supervigilancia para la producción y utilización racional de los recursos minero-energéticos y del control de la tecnología aplicada a dicha labor. Con el fortalecimiento de la tecnificación de la planeación y asesoría económica, en gran parte realizada, se tendrá un conocimiento más profundo de las disponibilidades de tales recursos y de su desarrollo mediante la gestión directa del Estado o en asociación con el ahorro foráneo y privado nacional

La formación de un mercado de capitales y de financiamiento, mediante el aporte de ingresos netos provenientes de la explotación petrolera estatal, a la Financiera Eléctrica Nacional (FEN), permitirá una más amplia y equilibrada participación del ahorro nacional en el desarrollo de los recursos energéticos.

El Fondo Nacional del Carbón (FNC) y la creación del Fondo Minero Nacional, previsto en la Ley 57 de 1987, constituirán para el sub-sector minero una fuente de financiamiento destinado principalmente a la pequeña y mediana minería, como complemento a la asistencia técnica que el Ministerio les viene prestando en coordinación con CARBOCOL y ECOMINAS, a fin de racionalizar su producción y seguridad minera y hacer más significativa su participación en el cuadro económico de la nación.

La revisión del Régimen de Inversión Extranjera y de Importación de Tecnología para la Subregión Andina, contenida en la Decisión 220 de 1987 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena que, como ya he dicho, constituye Derecho Económico Comunitario, permite una amplia participación del ahorro externo, para el fortalecimiento de la integración subregional. Esta política consulta la característica de flujo internacional de capitales, mediante la presencia operativa de los países miembros, no sólo en áreas de la Subregión, sino de preferencia en el marco de la Región Latinoamericana y del Caribe.

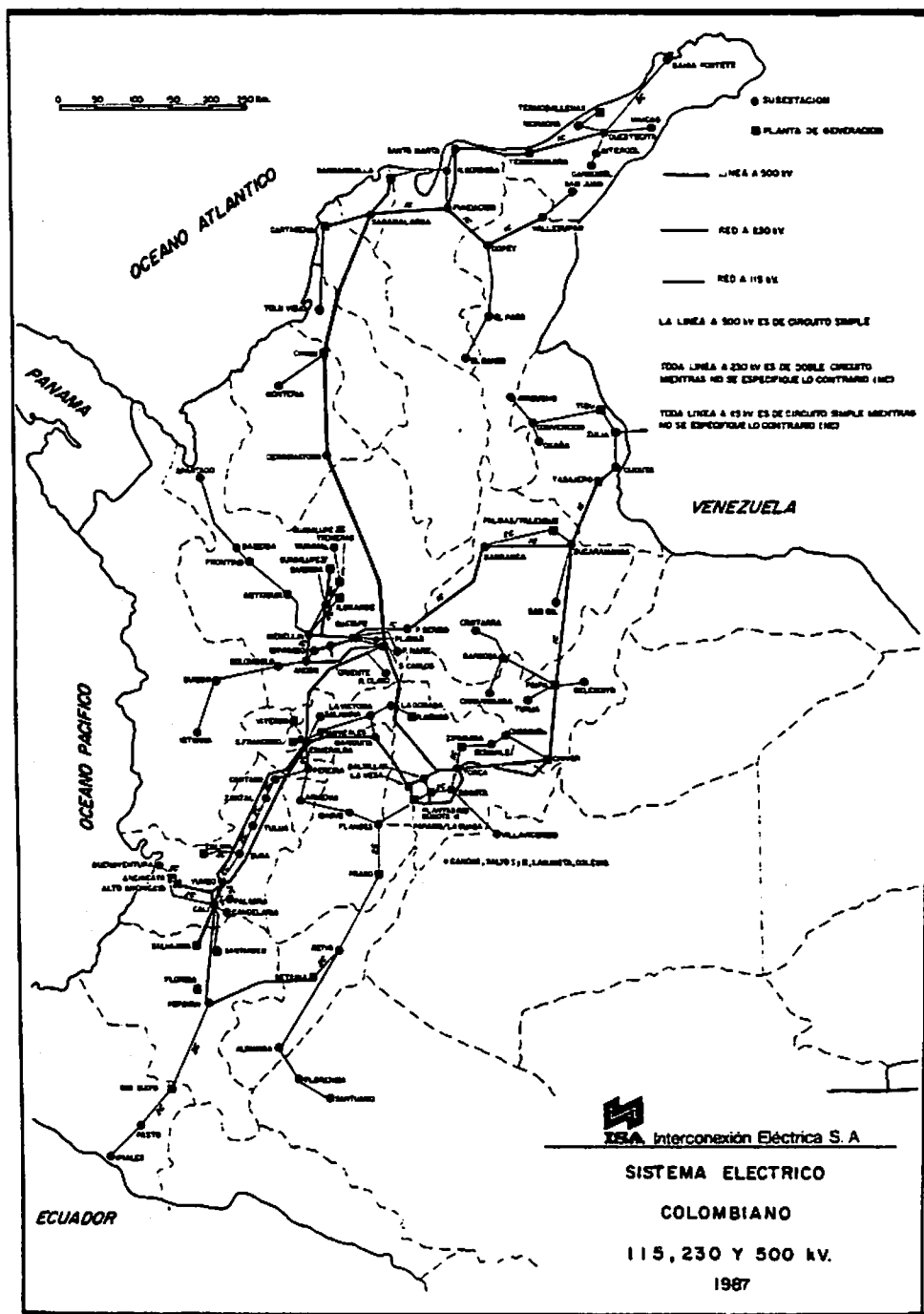
Consecuente con esta política, y previos estudios de posibilidades y perspectivas, la ampliación de la estructura operativa de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) al área internacional, constituye un acto de afirmación nacional, dada su alta capitalización tecnológica, administrativa y financiera, representada ésta última en la disponibilidad de sus reservas propias explotables.

El incremento de la producción y exportaciones de los hidrocarburos, del carbón, níquel, metales y minerales preciosos, así como también el reordenamiento de las inversiones en el sector eléctrico, constituyen una fuente apreciable de recursos de inversión que ha permitido al Gobierno la orientación de parte de los ingresos netos de tales recursos, hacia la capitalización social de la economía en las áreas deprimidas del país y afectadas por la situación de orden público, como apoyo sustancial al Plan Nacional de Rehabilitación (PNR), particularmente en la ampliación de los servicios básicos de la energía, con énfasis en la atención de los usuarios de menores ingresos, dejando a salvo la capitalización propia del sector y como un índice de la política de desarrollo social de la economía.

Las tareas y resultados de la política anteriormente descrita se hallan ampliamente expuestos en los capítulos especiales de esta memoria.

De los señores Senadores y Representantes,

OSCAR MEJIA VALLEJO
Ministro de Minas y Energía



CAPITULO I

REALIZACIONES EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA

1. PROGRAMA DE AJUSTE SECTORIAL

En octubre de 1986, el Gobierno Nacional formuló un Programa de ajuste para el sector eléctrico, tendiente a mejorar la posición financiera, operativa y administrativa de las empresas del mismo sector. El diagnóstico general que dio origen a esta formulación, resaltaba los siguientes aspectos desfavorables dentro del planeamiento y ejecución sectorial:

De carácter interno

- Las inversiones realizadas no fueron armónicas entre generación, transmisión y distribución.
- Los proyectos del sector han sufrido atrasos considerables que generaron sobrecostos.
- No se tuvo un control adecuado sobre los niveles de pérdidas.
- Las tarifas mantuvieron una tendencia creciente en términos reales.

De carácter externo

- Las tasas de interés y la devaluación, determinaron una mayor y creciente participación de la carga financiera en la estructura de ingresos de las empresas, y generó detrimento de los presupuestos de inversión, operación y mantenimiento.
- La cartera de las empresas creció de manera importante, especialmente en lo que se relaciona con entidades del sector público.
- Los consumos de electricidad no crecieron a la tasa prevista al comienzo de la década.

Los aspectos antes mencionados, mutuamente dependientes, llevaron a la fijación del programa mencionado, el cual en el período 1987-1990 debe lograr los siguientes objetivos:

1.1. Objetivos Fundamentales.

- Una mayor eficiencia y una mejor distribución de los recursos de inversión.

- Fortalecer la capacidad para el manejo técnico, administrativo y financiero de las empresas del sector.

- Definir, mediante el fortalecimiento de las líneas y mecanismos de crédito pertinentes, un plan de saneamiento financiero del sector.

- Reducir los niveles de pérdidas a porcentajes más razonables respecto a la generación.

- Definir y estructurar una política tarifaria consecuente con los principios y necesidades económicas del sector, y del Plan General de desarrollo.

- La ejecución del Programa de Ajuste previó un seguimiento sistemático en las diferentes áreas con el establecimiento, por medio del Decreto 1037 del 24 de mayo de 1988, de un Comité de Seguimiento, conformado por el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público y el Departamento Nacional de Planeación, quienes cuentan con la asesoría de la FEN y de ISA, así como también con la participación de una Secretaria Ejecutiva, en manos de un experto.

1.2. Tareas Desarrolladas

Básicamente el avance del Programa de ajuste se puede sintetizar en los siguientes puntos:

2.1. En Inversiones

Para 1987 se fijó una meta de pagos efectivos de inversión por \$115.087 millones (US\$479.5 millones), de los cuales se ejecutaron \$103.582 millones, o sea el 90% de la meta, quedando al finalizar el año cuentas vencidas por \$49.911 millones. Por empresas se tiene la siguiente distribución.

CUADRO No. 1

PAGOS EFECTIVOS DE INVERSION - 1987

EMPRESA	(MILLONES \$)
EEEB.....	42.063.7
ISA.....	10.286.0
GRUPO CORELCA.....	9.482.2
GRUPO ICEL.....	20.144.7
EPM.....	16.677.0
BETANIA.....	3.287.0
CVC.....	1.641.1
TOTAL.....	103.582.1

Por destino se observa que el 49.8% de las inversiones del sector correspondieron a generación, concentrándose su ejecución en la EEEB y EPM, con proyectos cuya ejecución está terminándose, o con obras muy avanzadas. Los programas de transmisión tuvieron una participación del 19.9%, los de distribución un 22.3% y otros un 8.0%.

Las cifras anteriores evidencian el cambio de prioridad en las inversiones, prevista en el programa de ajuste para fortalecer los sistemas de transmisión y distribución - incluida la electrificación rural. En efecto, en años anteriores los gastos en generación llegaban a cifras del orden del 70% de las inversiones; ahora son menores del 50% y se espera que esta participación disminuya aún más en los próximos dos años.

a) Empresa de Energía Eléctrica de Bogota

La EEEB ejecutó en 1987 el 40.6% del total de las inversiones sectoriales, correspondiendo la mayor parte a generación (67.2%), concentrada en el Proyecto Guavio. De una meta de \$47.871 millones, ejecutó \$42.064 millones.

Al final de ese año quedaron cuentas por pagar por valor de \$26.216 millones, los cuales también en su mayoría corresponden al proyecto mencionado. Esta situación se debió principalmente a que no fué posible financiar con el BID el Acuerdo 9 de la Reclamación de Campeon Bennard, a las demoras para legalizar y hacer efectivos los créditos de proveedores y a las dificultades para obtener el préstamo BIRF-2334-CO que financia el programa de distribución urbana.

b) Empresas Publicas de Medellin

Del total de pagos previstos por la empresa en 1987, \$19.248.0 millones, se hicieron efectivos \$16.677.0 millones. Se destacan las inversiones en generación en el Proyecto Playas por \$4.412 millones, superiores a lo previsto debido a los mayores pagos por reclamaciones aceptadas al Contratista.

Los menores pagos con relación a la meta, se produjeron en parte, por demoras en los trámites de licitación del Proyecto Río Grande II. Igualmente, incidió el desplazamiento de la licitación para la adquisición de vehículos y de tierras para la nueva sede.

En EPM, al finalizar el año, no quedaron cuentas vencidas por pagar.

c) Instituto Colombiano de Energía Eléctrica

Es importante destacar que las inversiones del grupo ICEL superaron en \$6.138.8 millones la meta fijada, es decir un 43.8% mayor a lo previsto. Según el ICEL ésta situación se dió por inversiones de las electrificadoras, las que financian su presupuesto con recursos propios y crédito interno.

Las inversiones programadas para el período 1987-1990 ascienden a US\$ 2.244 millones según la siguiente desagregación:

CUADRO 2

PROGRAMA DE INVERSIONES (US\$ MILLONES)

CONCEPTO	1987	1988	1989	1990	TOTAL
GENERACION	278.4	269.3	148.8	142.0	838.5
TRANSMISION	84.1	152.3	183.2	155.1	574.7
DISTRIBUCION	181.8	156.4	200.7	207.9	746.8
ESTUDIOS-					
OTROS	21.9	20.6	20.3	21.0	83.8
TOTAL	566.2	598.6	552.9	526.1	2243.8

1.2.2. Aspectos Financieros

De acuerdo a los lineamientos del programa de ajuste sectorial, se presentó al CONPES un documento en el que se identificó un faltante en el servicio de la deuda por US\$230.4 millones y en inversión por US\$53.1 millones para 1987.

Se diseñaron soluciones para cubrir con prioridad el servicio de la deuda así:

CUADRO 3

ALTERNATIVA BASICA DE FINANCIAMIENTO

	US\$ millones
Crédito Sectorial.....	100.0
Recursos Ecopetrol.....	41.5
Préstamos Presupuesto Nacional.....	12.4
Créditos Proveedores.....	41.5
Créditos FEN.....	35.0
TOTAL.....	230.4

Una evaluación del primer semestre de 1987 mostró que aunque las soluciones previstas no se cumplieron, el FODEX había asumido buena parte del servicio de la deuda, ya que a junio 30 de 1987 los pagos realizados por él ascendían a US\$111 millones, situación originada por el incumplimiento de las empresas en los pagos a ISA, lo cual se convirtió en un faltante que luego fue transferido a FODEX.

La alta dependencia de las empresas del sector de los recursos del FODEX para cubrir el servicio de la deuda garantizada y la necesidad de canalizar recursos para otras actividades previstas en el Plan de Desarrollo, llevó al equipo económico a una revisión de las metas financieras del sector a la luz del comportamiento de las ventas al usuario final, del servicio de la deuda y pagos de inversión, estimándose el nuevo faltante en US\$ 352.8 millones, discriminados por empresas así:

CUADRO 4

DEFICIT DE FINANCIAMIENTO EN EL SECTOR ELECTRICO 1987	
	US\$ millones
EEEB.....	18.2
Grupo ICEL.....	8.8
Grupo CORELCA.....	72.3
EPM.....	0.0
CVC.....	34.2
BETANIA.....	79.5
ISA.....	139.7
TOTAL.....	352.8

El origen de esta cifra se explica en menores recaudos por ventas de energía al usuario final en las Electricificadoras de CORELCA y la EEEB, así como por inversiones mayores a las previstas en el caso de esta última y un aumento continuo en el valor del servicio de la deuda por revaluación de monedas.

Confrontando la ejecución 1987 con las metas establecidas en septiembre de 1986 se pudo concluir:

Los recaudos por ventas al usuario final fueron superiores en CVC, EPM e ICEL.

Los recaudos de energía en bloque reflejan un porcentaje de ejecución del 88% en ISA y del 60% en CORELCA. Esto significa que las empresas socias financiaron su faltante con ISA y las Electricificadoras de la Costa lo hicieron con CORELCA.

Los aportes del Gobierno Nacional para ICEL y CORELCA se ejecutaron en un 100%.

La atención del servicio de la deuda externa en forma cumplida, habría representado el 83% de los ingresos por ventas de energía. Ante la incapacidad de las empresas para asumir tal porcentaje, en la práctica el FODEX asumió el 33% del total, proporción que quedó a cargo de las empresas deudoras ante el Banco de la República.

Los pagos corrientes fueron superiores a lo previsto solo en dos empresas como CORELCA y EEEB.

La inversión tuvo una ejecución del 89% de la fijada como meta, lo que se explica por un nivel de desembolsos inferior a lo previsto.

Las visitas realizadas por el Ministerio en enero de 1988 a cada una de las empresas permitieron definir desagregadamente el faltante del sector Eléctrico. En su determinación se tuvo cuidado de incluir como metas, aquellas que quedaron contempladas en los convenios firmados entre el Ministerio de Minas y Energía y las empresas, en diciembre de 1987.

En reunión celebrada en abril entre el Ministro de Minas y Energía y los gerentes de las empresas, quedó establecido el compromiso de reducir gastos de inversión y gastos corrientes a fin de contribuir internamente a la solución del faltante del sector. Este esfuerzo implicaba una disminución por US\$ 87.8 millones en dicho faltante.

Para 1988 se estima un faltante de US\$ 830.7 millones. El esquema de solución contempla desembolsos de crédito sectorial por US\$378.3 millones, de los cuales US\$200.0 millones corresponden a una proporción en el CONCORDE, US\$ 150.0 a crédito BIRF y US\$28.3 millones a los desembolsos previstos del crédito BID para el proyecto Guavio. Se incluye además la utilización de recursos del FODEX por US\$310.7 millones, la refinanciación del crédito JUMBO de Betania con el Presupuesto Nacional por US\$29.7 millones y menores pagos de inversión de esta entidad por US\$6.5 millones. Se estudia además una solución para CVC a través de aportes del Presupuesto Nacional, en razón del convenio CVC-CHIDRAL (que sería de US\$17.0 millones). Por su parte, la FEN ha contribuido a la solución financiera del sector a través de la extensión del plazo de los créditos en moneda externa y en moneda local, lo que representa una liberación de recursos por US\$27.4 millones.

Incluidas todas estas soluciones el faltante por financiar del sector asciende a US\$28.0 millones, para los cuales se continua buscando alternativas por parte del Comité de Seguimiento. Como uno de los aspectos fundamentales del Programa de Ajuste del Sector Eléctrico, se contempló la necesidad de obtener recursos de crédito externo provenientes de varias fuentes, por un monto estimado inicialmente para el período 1987-1990 en unos US\$1.899 millones.

Se han venido adelantando negociaciones con el EXIMBAK del Japón para obtener un préstamo a FEN por US\$300 millones que financiaría parte del programa de inversiones del período 1988-1990. Las Empresas Públicas de Medellín han iniciado el proceso de consecución de un crédito con el BID por US\$70 millones con destino al Plan de Distribución de la ciudad de Medellín en el período 1989-1993 y se espera obtener financiación de proveedores para equipos del Proyecto Hidroeléctrico de Río Grande y para el Plan de Ensanche de Transmisión de ISA.

Para el próximo año se espera iniciar gestiones con el BID para el financiamiento del segundo Programa Nacional de Electrificación Rural del ICEL. Dentro del nuevo paquete de crédito con banca comercial que espera obtener el Gobierno Nacional, se prevee la inclusión de unos US\$500 millones para el sector eléctrico, con lo cual se garantizan recursos para el financiamiento del sector hasta 1990 y parcialmente para 1991, 1992 y 1993.

En cuanto a los trámites para el traslado de los recursos a las empresas, estos se vienen adelantando normalmente, calculándose que para el tercer trimestre empiecen a recibir subpréstamos de FEN y aportes y créditos presupuestales del Gobierno Nacional.

El siguiente cuadro resume el programa de crédito sectorial:

CUADRO 5

PROGRAMA DE CREDITO SECTORIAL
PRESTAMISTAS US\$

	Millones	PRESTATARIO	ESTADO ACTUAL
BIRF	300.0	Gobierno Nal.	Contratado
B.Comercial	200.0	FEN	Contratado
BID	360.0	ISA	Contratado
EXIMBAK-Japon	300.0	FEN	Negociación
BID	70.0	EPM	Inic.gestión
BID	100.0	ICEL	Por contratar
Proveedores	40.0	ISA	Por contratar
Proveedores	29.0	EPM	Por contratar
Comercial	500.0	Gobierno Nal.	Por contratar
TOTAL	1.899.0		

Por otro lado, la Junta Monetaria por medio de la resolución 30 del 27 de abril de 1988 dispuso que los créditos internos otorgados por la FEN tendrían que llevar la garantía de la Nación, a no ser que los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda y Crédito Público, conjuntamente con el Departamento Nacional de Planeación, certificaran que la empresa prestataria está cumpliendo con

el Programa de ajuste. Dado que las mismas entidades conforman el Comité de Seguimiento, se acordó que las certificaciones sobre cumplimiento sean expedidas conjuntamente.

1.2.3 Reducción de Pérdidas de Energía

En los últimos años el índice de pérdidas ha sido calculado por ISA dentro de la metodología existente para la elaboración del Balance Energético Nacional, basado en información estadística de cada una de las empresas y del sistema interconectado. El nivel de pérdidas del sistema total reportado por ISA para 1987 fue del 24%, ligeramente superior al 23.8% del año anterior, como se muestra en el cuadro siguiente:

CUADRO 6
PERDIDAS DE ENERGIA AÑOS 1986 Y 1987

META MERCADO EMPRESA %	VARIACIONES				
	1986 %	1987 %	1987	1987/1986	1987/M
EEEB Integrado (EEEB,Cund.Meta)	24.7	25.7	24.7	1.0	1.0
EPM Integrado (EP- M,EADE,Chocó)	21.6	19.1	21.3	-2.5	-2.2
CVC Mercado (EMCA- LI,C/go,Tuluá, CVC)	17.8	19.4	18.3	1.6	1.1
ICEL Mercado (CQR,THC,NOR- D,CED/CED)	25.2	26.7	26.5	1.5	0.2
CORELCA Mercado (Filiales,CORELCA)	22.9	23.7	24.4	0.8	-0.7
ISA	1.7	1.5	1.5	-0.2	0.0
TOTAL SISTEMA	23.8	24.0	24.5	0.2	-0.5

Se destaca que actualmente se encuentran para la consideración y aprobación de la FEN y del BID proyectos de reducción de pérdidas por US\$ 80 millones de inversiones, de los cuales se solicita financiación por cerca de US\$ 70 millones, comprometiendo así en el presente semestre el 40% de los recursos totales del Programa Nacional de Reducción de Pérdidas de Energía.

El enfoque por parte de FEN en la estructuración del Programa, ha sido el del fortalecimiento, tanto técnico como organizativo de las empresas distribuidoras, no solo para adelantar el programa de pérdidas, sino para ejecutar adecuadamente el objetivo fundamental de la distribución de la energía eléctrica a mínimo costo.

El Ministerio de Minas y Energía ha dado instrucciones a las empresas distribuidoras de energía eléctrica para que den mayor énfasis a la reducción de pérdidas negras, ya que es allí donde puede obtenerse el mayor beneficio inmediato, tanto económico como financiero. Esto requiere la colaboración de la banca multilateral para que se agilicen los desembolsos tendientes a tal fin.

La apropiación o uso indebido de la energía, tiene implicaciones de orden legal, cuyas consecuencias jurídicas vinculan a la empre-

sa con el usuario de manera adicional a la de la referencia contractual o reglamentaria. Esta normatividad se compila básicamente en el Código Penal, concretamente en el capítulo que desarrolla el hecho punible del hurto, y en la Resolución No.2360 de diciembre 20 de 1979, cuya reforma se está preparando para que sirva como un instrumento más vigoroso, desde el punto de vista jurídico, en la regulación de las relaciones entre la empresa distribuidora y el usuario, y en particular, para la recuperación de las pérdidas negras.

1.2.4 Política Tarifaria

La Política de Tarifas establecida en concordancia con el Programa de Ajuste contempla las siguientes acciones, las cuales se han venido cumpliendo por las empresas del sector:

a) Indexación mensual

Por medio de la Resolución JNT-001 de 1988, de la Junta Nacional de Tarifas se estableció un incremento mensual del 1.88% mensual a las tarifas, lo cual determinará al año un incremento nominal del 25%, equivalente al crecimiento del salario mínimo.

b) Reducción del nivel de consumo de subsistencia

En la medida que el Programa Gas para el cambio alcance en un centro urbano un cubrimiento importante, el consumo de subsistencia se reducirá gradualmente de 200 hasta 100 kw-h-m. Con esto se fortalecerá el cambio de energía eléctrica por gas natural, principalmente en los usos de calentamiento de agua y cocción de alimentos.

Actualmente se encuentra en estudio y reglamentación la reducción del nivel en las ciudades de Neiva y Barranquilla.

c) Unificación de Tarifas

Para facilitar la ejecución de medidas encaminadas a lograr un mejor ordenamiento institucional del sector, la Junta Nacional de Tarifas aprobó este Programa. En el mes de mayo se expidieron resoluciones para todas las empresas definiendo ajustes puntuales a las tarifas, los cuales se establecen con el ánimo de unificar en el largo plazo las tarifas a nivel nacional. Es de anotar que para la EEEB, teniendo en cuenta que en el pasado observaba un

- Régimen tarifario diferente, que generó una mayor dispersión en sus tarifas, principalmente en el sector residencial, se viene desarrollando un proceso a más largo plazo que incluye los siguientes aspectos:

- Elevar los cargos fijos para el sector residencial al 75% de los cargos fijos nacionales en 1988. En la resolución JNT-111 de 1988 se autorizó a la empresa para desarrollar un plan de ajustes graduales que permita llegar en diciembre de 1989 al 100% de esos cargos fijos.

- Se trata de desmontar gradualmente el bloque de consumo entre 200 y 300 kw-h-m, el cual se estableció con el fin de atenuar el impacto del cambio en la estructura tarifaria.

- Alcanzar en 1993 con los ajustes puntuales, los niveles de metas tarifarias establecidas en la resolución JNT-086.

d) Estratificación Socioeconómica

Las Electrificadoras han venido haciendo estudios de estratificación y, en muchas ya se está aplicando con diversos grados de cobertura.

Como complemento de esto, por un convenio entre FEN, Empresas Públicas de Medellín EPM y JNT, se está realizando un estudio general sobre el asunto, con el propósito de analizar las metodologías utilizadas por las entidades, que tienen bases disímiles, analizando su aplicación y, al mismo tiempo, proponer una metodología común para todos los servicios públicos.

2. ORGANIZACION ADMINISTRATIVA DE LAS EMPRESAS

EL Ministerio de Minas y Energía consideró conveniente evaluar integralmente las empresas (no sólo en lo referente al programa de pérdidas), sino en las principales áreas de cada empresa, tales como: Área Administración de los Recursos Humanos, de Métodos y Procedimientos Financieros, de Métodos y Procedimientos Administrativos, de Control, de normas, Métodos y Procedimientos Técnicos y Sistema de Información.

Para este propósito, por sugerencia del mismo Ministerio, FEN abrió en 1987 tres concursos de méritos e invitó a participar en cada uno de ellos a firmas especializadas en aspectos administrativos y financieros, a los cuales se les estableció la obligación de formar consorcios con firmas de ingeniería, consultoras del sector eléctrico.

Con los tres consorcios se acordó un plazo total de siete meses para la realización de los estudios, los cuales se iniciaron el 8 de febrero del presente año. Así mismo, se convino realizar los trabajos en dos etapas principales: Diagnóstico de la Situación Actual de todas las Empresas y Recomendaciones. Para la ejecución de la primera etapa se previeron cuatro meses y para la segunda tres meses adicionales.

Teniendo en cuenta que los trabajos avanzan dentro del cronograma previsto, se espera que los resultados finales del estudio estén disponibles antes del 31 de octubre de 1988.

3. PROGRAMAS DE ELECTRIFICACION RURAL

Con la culminación de varios de los proyectos de electrificación rural en todo el Territorio Nacional se elevó el cubrimiento promedio del servicio eléctrico rural del 26.4% en 1986 a un 30% estimado en la actualidad. Se espera superar una cobertura del 40% con la continuación de programas tales como el Plan Nacional de Electrificación Rural PNER adelantado por el ICEL, el Plan de Electrificación Rural de la Costa Atlántica PERCAS desarrollado por CORELCA, y otros, durante el período 1988 - 1992, con una inversión cercana a los US\$ 300 millones.

Durante los últimos meses quedaron definidos y financiados los programas de electrificación para las Intendencias de Arauca, Casanare y Putumayo, al igual que un Programa de Electrificación Rural en la Guajira, con financiación proveniente de regalías del petróleo y gas.

También se llevaron a cabo gestiones para la adquisición de 64 plantas Diesel con destino a 55 localidades situadas en Intendencias y Comsarias. Durante los últimos 18 meses la FEN con su línea de crédito especial para electrificación rural y obras en zonas de rehabilitación asignó cupos por valor de \$6.302 millones de pesos, y con línea de crédito ordinaria cupos por \$ 30.266 millones.

3.1. Plan Nacional de Electrificación Rural-PNER

El ICEL con la culminación en 1987 de la primera etapa de este Programa, cumplió la meta propuesta de llevar energía eléctrica a más de 130.000 viviendas en todo el país, habiéndose construido para tal fin en 1987 alrededor de 4.130 Km de redes para beneficio de 21.863 viviendas con una inversión de \$1.947 millones de pesos. Esta etapa contó con el financiamiento del BID, Caja de Crédito Agrario Industrial y Minero, Federación Nacional de Cafeteros, Fonade, ICEL (Presupuesto Nacional), electrificadoras y aportes de los usuarios.

Como se menciona en el numeral 1.2.2, actualmente se adelantan gestiones con el BID para asegurar el financiamiento del segundo Plan de Electrificación Rural, el cual beneficiará a más de 126.000 viviendas campesinas, a un costo de US\$ 190 millones.

3.2. Programa de Electrificación Rural de la Costa Atlántica-PERCAS

La fase A de este proyecto de electrificación rural ejecutado por CORELCA cubrió aproximadamente 49.026 usuarios distribuidos en 121 localidades de los departamentos de Bolívar, Cesar, Guajira, Córdoba, Magdalena y Atlántico con inversiones del orden de \$696 millones de pesos. La segunda fase del programa beneficiará a 72.000 nuevos usuarios rurales, con un costo aproximado de US\$ 100 millones durante el período 1988 - 1992.

3.3. Programa Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá-EEEB

Además del beneficio planteado en el Sexto Programa de Enlaces en Subtransmisión y Distribución, las actividades de electrificación rural se han visto aumentadas por convenios celebrados entre la EEEB y otras entidades, tales como el Comité de Cafeteros para la construcción de 108.9 Km de redes de media tensión y 150 Km de redes de baja tensión, con beneficio de 821 usuarios; con la CAR para la construcción de 189 Km de redes de media tensión y 23.6 Km de redes de baja tensión con beneficio de 169 usuarios, y convenios con particulares quienes construyeron 3.2 Km de redes de media tensión y 9.5 Km de redes de baja tensión, que benefician a 1.160 usuarios.

3.4. Programa de Desarrollo Rural Integrado-DRI

El subproyecto de electrificación rural de este programa, construyó en el área de influencia del ICEL durante el año 1987, alrededor de 952.4 Km de redes para beneficiar a 4.384 viviendas campesinas, con inversiones superiores a \$ 467 millones de pesos, y para este año se espera terminar 403.3 Km de redes para llevar el servicio de energía a 1.836 viviendas con un costo aproximado de \$ 208.6 millones de pesos.

En lo correspondiente a la jurisdicción de CORELCA, el DRI adelanta programas en los departamentos de Atlántico, Bolívar y Magdalena; CORELCA es la entidad coordinadora y las respectivas electrificadoras las entidades ejecutoras del programa, que cuenta con una asignación de recursos de US\$ 3.5 millones por préstamos suscritos con el BID. En la actualidad se han beneficiado 6.108 usuarios para una inversión de \$392.9 millones de pesos y están en ejecución obras por valor de \$152.8 millones de pesos con beneficio para 2.995 viviendas campesinas.

3.5. Programas de Electrificación en las Zonas de Rehabilitación

Dentro de los programas de electrificación en zonas de rehabilitación, el Plan Nacional de Rehabilitación-PNR- en el área del ICEL construyó en 1987 alrededor de 1.391.3 Km de redes eléctricas para llevar el servicio a 13.460 viviendas campesinas con una inversión de \$ 1.915 millones de pesos. Actualmente existen obras en construcción de 1.465 Km de redes para llevar energía eléctrica a 11.886 usuarios con una inversión de \$ 2.720 millones de pesos. Además, debe anotarse que dentro de este programa figuran obras del Plan Nacional de electrificación por valor de \$ 391 millones de pesos, que beneficiarán a 2.538 viviendas.

Para el área de CORELCA el PNR en el período de 1986-1988 beneficia a un total de 2.350 usuarios con un costo de \$ 354 millones de pesos; existen obras en ejecución por valor de \$161 millones de pesos con beneficio de 919 usuarios, y obras programadas por valor de \$ 142 millones de pesos para llevar energía a 2.039 usuarios. Las obras realizadas son 31.8 Km de redes de 13.8 KV y 67.2 Km de redes en 34.5 KV en subtransmisión, redes y subestaciones de distribución.

4. PROGRAMAS DE DISTRIBUCION URBANA

Las inversiones en subtransmisión y distribución se han concentrado en el mejoramiento del servicio mediante la remodelación de redes, adecuación y legalización de redes en áreas subnormales, reorganización topológica de circuitos y el planeamiento de nuevas obras, teniendo en cuenta los criterios de minimizar pérdidas y mejorar la calidad del servicio. Estas medidas, según se describe a lo largo de este capítulo, permitirá a las empresas llevar el servicio a nuevos usuarios y cumplir con los requerimientos de calidad que demanda la prestación del servicio.

Entre otros aspectos relevantes y adicionales a los ya mencionados vale la pena destacar en este aparte los siguientes:

- Sexto Programa de Ensanches en Subtransmisión y Distribución Urbana que adelanta la EEEB, y cuyas principales actividades se resumen así: Adquisición de 150 MVA de capacidad de transformación en subestaciones 115/11.4 KV y 230/11.4 KV; Construcción de 620 Km y remodelación de aproximadamente 650 Km de redes de distribución primaria; Construcción de 51 Km y remodelación de aproximadamente 800 Km de circuitos secundarios; Adquisición e instalación de aproximadamente 1.200 MVA en transformadores de distribución con sus equipos de protecciones; Adquisición de 9 MVA en regulador de voltaje, 60 MVAR en condensadores y 50 seccionadores motorizados; Construcción de 950 Km y remodelación de 90 Km de red de alumbrado público.

Este programa, que se ejecuta en el período 1982-1990, beneficiará a 300.000 usuarios y tiene un avance del 60%. Cobija además del área urbana la zona rural.

- Las electrificadoras del Grupo ICEL han hecho esfuerzos significativos para realizar los estudios de planeamiento y reducción de pérdidas; a la fecha se tienen estudios de Boyacá, Cundinamarca, CEDELCA, CENS, CHEC, Meta, Nariño y Tolima; algunas han efectuado medidas correctivas especialmente en la remodelación de redes urbanas.

- Adquisición de equipos para calibración de aparatos de medida, mantenimiento de líneas y redes energizadas (línea viva), protecciones y sistemas de control, comunicaciones y otra serie de elementos que hacen más confiable el servicio de energía y moderniza los métodos de operación del sistema.

- El Grupo CORELCA, siguiendo los lineamientos del Gobierno Nacional con relación al programa de reducción de pérdidas de energía, ha estado adelantando los trámites para participar en el Programa FEN-BID de distribución, y para esto las Electrificadoras de Córdoba, Sucre, Magdalena y San Andrés, presentaron proyectos de remodelación de redes para sus ciudades capitales por un costo de inversión de US\$24.5 millones. Las Electrificadoras de Bolívar y Cesar han presentado la justificación técnico-económica de

las subestaciones Zaragocilla en Cartagena y Salguero en Valledupar.

- Las Empresas Públicas de Medellín han ejecutado importantes obras en el área de distribución, de las cuales se pueden destacar las siguientes: construcción de 525 Kms. de redes primarias, construcción de 300 Kms. de redes secundarias, instalación de 2.997 transformadores de distribución y legalización de 27.315 nuevas instalaciones.

- Las Empresas Municipales de Cali -EMCALI- hacen esfuerzos en programas que tienden a reducir las pérdidas, aumentar la capacidad, electrificar asentamientos subnormales, mejorar el mantenimiento, aumentar la calidad y confiabilidad del servicio. En el transcurso de 1988 a 1993 las inversiones por estos conceptos se en aproximadamente US\$137 millones.

5. OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

En Noviembre de 1987 se cumplieron 16 años de la energización a 220 KV de la Red de Interconexión y de la iniciación de la operación del Sistema Eléctrico Colombiano en forma interconectada.

EL3 Durante estos 16 años el Sistema Interconectado se ha venido desarrollando de acuerdo con las necesidades energéticas del país, y de la misma forma, su operación ha evolucionado año tras año con el objeto de mantener el suministro de energía a los consumidores con la confiabilidad, seguridad y calidad requeridas y al mínimo costo. Para este fin ISA, ha acometido diferentes estudios e investigaciones, logrando implementar avanzadas técnicas en la Ingeniería de Operación.

En 1980 se inició un Planeamiento operativo que se desarrolla con la participación de las Empresas socias de ISA y la coordinación de esta última.

Los beneficios de la Operación Óptima se distribuyen entre las Empresas Socias de ISA e incluyen, tanto el aprovechamiento de vertimientos y reducción de generación térmica, como el cubrimiento de la demanda en el corto plazo.

El año de 1987 se caracterizó por un verano muy seco. En consecuencia, las reservas hidráulicas muestran un descenso del 64.9% en el comienzo del año, al 31.5% al final del verano. Después hubo una recuperación para finalizar el año con 53.6%, siendo éste el valor más bajo de los últimos tres años. Al finalizar el verano de 1988 las reservas hidráulicas estaban tan sólo en el 22.1%.

Los beneficios de la operación óptima integrada, distribuidos entre las Empresas Socias, alcanzaron durante 1987 \$7.800 millones, correspondientes a la utilización óptima de los diferentes recursos disponibles para el cubrimiento adecuado de la demanda.

En ese año, la capacidad de transformación se incrementó con la entrada en servicio del segundo banco de autotransformadores en la Subestación San Carlos a 500/230/34.5 KV de 225 MVA, permitiendo aumentar las transferencias hacia la Costa Atlántica. Adicionalmente entraron en servicio los transformadores a 230/115 KV en las Subestaciones Juanchito-CVC- (2x90 MVA), Tunal-EEEB-(150 MVA), Ancón Sur-EEPPM- (180 MVA) y San Bernardino-ICEL-(150 MVA) en Popayán, lográndose con este último, junto con las líneas de conexión del proyecto Betania, la mejoría en la prestación del servicio en el suroccidente del país.

6. EXPANSION DEL SISTEMA

6.1. Terminación de Obras de generación

La capacidad efectiva del sistema se incrementó durante el período 1986-1987 debido a la entrada en operación de las centrales: San Carlos II-ISA-(620 MW), Termoguajira II-CORELCA- (160 MW), Betania-ICEL-ISA-(500 MW), Paraiso-La Guaca- EEEB-(600 MW), llegando en Diciembre de 1987 a 8.208 MW. En 1988 entraron en operación las centrales hidroeléctricas de Calderas-ISA-(18 MW)-, Playas-EPM-(200 MW)-, Jaguas-ISA-(170 MW).

El Proyecto Hidroeléctrico del Guavio completa ya cerca de ocho años en la ejecución de sus obras civiles, tanto en la zona de presa, como en las obras subterráneas. Esta ejecución ha tenido gran cantidad de problemas y atrasos, originados en su magnitud, en las características inherentes a la geología del sitio, en los impactos de tipo socio-económico que se han generado principalmente por el cambio en los usos del suelo, que acarrearán una modificación sustancial de algunos programas de construcción de los dos contratistas de las obras civiles más importantes, lo que se refleja en unos mayores períodos de construcción.

Debido a la importancia del proyecto, y a la magnitud de los recursos comprometidos en él, el Gobierno Nacional y las empresas del sector eléctrico han acordado unas nuevas reglas de manejo de la ejecución y de las decisiones, a través de una redefinición de la estructura de propiedad, vigente desde diciembre de 1986 cuando se decidió aumentar la propiedad de los socios de 20% a 40%, como de la participación de los socios en el proceso de toma de decisiones.

En el transcurso del año 1988, el Gobierno Nacional definirá el nuevo Plan de Expansión de Generación.

6.2. Transmisión.

Se adelantaron actividades en los siguientes aspectos:

- Ampliación de la capacidad de transformación de las Subestaciones a 500 KV.

- Apertura y Cierre de la Licitación para el suministro de materiales para la construcción del segundo circuito de la línea de 500 KV entre San Carlos y Sabanalarga.

- Fabricación del 60% de las estructuras y cables necesarios para la construcción de la línea Ancón Sur-Esmeralda, y la fabricación de equipos y contratación de obras civiles para la ampliación de las respectivas subestaciones.

Se adelantaron también actividades relacionadas con el segundo Plan de Transmisión. En este sentido se pueden mencionar los siguientes puntos:

- Contratación del trazado y plantillado de la línea La Mesa - Ibagué y diseño de la subestaciones La Mesa e Ibagué a 230 KV.

- Se abrió concurso de méritos para el trazado y diseño de la línea Betania-Ibagué.

- Se adjudicó el concurso de méritos para el diseño de la línea Cerromatoso-Apartadó.

- La Subestación Villavicencio está programada para entrar en operación en 1992, época para la cual estar disponible la línea que la debe alimentar.

- Se contrató el diseño de las soluciones para cumplir con los requerimientos de ampliación de los equipos de comunicaciones del sistema interconectado.

- Para la línea de interconexión con Arauca se han adelantado las siguientes actividades: trazado y diseño, inicio de construcción de obras civiles y de la fabricación de materiales, construcción y energización provisional de las líneas a 34.5 KV Caño Limón-Arauca y Caño Limón - Arauquita, diseño e inicio de la construcción de las obras civiles de las subestaciones y de la fabricación de equipos y materiales para las mismas. El proyecto entrará en servicio a finales de 1989.

En el cuadro No. 7, se presentan las líneas de transmisión definidas para el período 1988-2001, y en la mapa II-1 se muestra la ubicación de los proyectos de generación y líneas de transmisión.

Con el propósito de conformar una infraestructura confiable para atender los requerimientos de demanda en el área de CORELCA se adelantaron las siguientes obras:

- Avance en la construcción de la subestación Cuestecita a 220/110 KV, la cual estará en servicio en diciembre de 1988.

- Avance al 56% en la construcción de la Subestación Montería a 110 KV, la cual está prevista para entrar en servicio en febrero de 1989.

- Diseño y fabricación de equipos para las Subestaciones Lórica y Corozal.

7. FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGIA

El aprovechamiento y desarrollo de Fuentes de Energía no Convencionales dentro del contexto energético juega un papel preponderante para el mejoramiento del nivel de vida de las regiones rurales aisladas, que por su ubicación geográfica presentan dificultades técnicas y económicas para su incorporación al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Dotar de energía a estas regiones rurales es un requerimiento inaplazable, de manera tal que se contribuya al desarrollo económico del país. Para este propósito el Ministerio de Minas y Energía a través de sus organismos adscritos y vinculados, viene ejecutando programas de evaluación, difusión, aprovechamiento y aplicación de las Fuentes de Energía no Convencionales.

Dentro de la vigencia de convenios de cooperación con otros países, se acordó con la República Federal de Alemania un programa de Cooperación Técnica que consta de cuatro proyectos, cuyos objetivos son impulsar la solución a las necesidades energéticas de las comunidades rurales. Los proyectos son:

Análisis de la situación energética, instalación y demostración de tecnologías para el aprovechamiento de Fuentes No Convencionales en la Costa Atlántica. Este proyecto denominado Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica - PESENCA - es adelantado actualmente por la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica - CORELCA - y el Instituto Colombiano Agropecuario - ICA -.

Investigación de posibilidades de producción y aprovechamiento de biogas: selección, construcción, prueba y adaptación de plantas de biogas, adelantado por la Corporación Autónoma Regional del Cauca - CVC -.

Instalación, prueba y puesta en servicio de plantas de gasificación térmica de biomasa en la Costa del Pacífico de Colombia, a cargo de la CVC.

Desarrollo, instalación de unidades flotantes para la producción de energía mecánica y/o eléctrica, el cual viene en desarrollo a través de la GTZ y la Universidad de los Andes.

Por otra parte, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) mediante Convenio de Cooperación Técnica con el Gobierno Italiano concluyó el estudio Plan de Desarrollo Energético para los Territorios Nacionales, cuyos objetivos son encontrar una respuesta adecuada a las demandas energéticas de Leticia en el corto plazo, y planear el desarrollo energético de los Territorios Nacionales (incluido Leticia), buscando utilizar en lo posible recursos locales.

Respecto a geotermia y con base al Convenio suscrito con la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) se adelantó la primera fase de prefactibilidad del proyecto Geotérmico Binacional Chile - Cerro Negro - Tufiño, con la participación de ICEL - INECEL.

- Avance en el suministro de equipos para la ampliación de la Subestación Termocartagena, prevista para octubre de 1988.
 - Se ejecutaron las obras civiles de la ampliación de la Subestación San Juan, prevista para septiembre de 1988.
 - Se terminó la construcción de la línea a 66 KV Termocartagena-Mamonal.
 - Se llegó al 90% de la construcción del cruce sobre el Río Magdalena de la línea Sabanalarga-Fundación, prevista para entrar en servicio a finales de agosto de 1988.
- Con el propósito de mejorar la confiabilidad, atender los requerimientos de demanda y disminuir las pérdidas en el área de ICEL, se adelantaron las siguientes obras:
- Terminación de la línea Betania-Popayán, y de la subestación San Bernardino 230/115/34.5/13.2 KV (150 MVA).
 - Se avanzó en la construcción de la línea Popayán-Pasto a 230 KV.
 - Adquisición de alambro de aluminio por \$1.540 millones, para los proyectos de transmisión del ICEL.
 - Avance en la subestación San Felipe 230/115/34.5/13.2 KV (150 MVA).
 - Diseño de la subestación Jamondino, anillo de 115 KV de Pasto y ampliación de la subestación Pasto.
 - Diseño de la línea Villavicencio-Granada y de la subestación Granada 115/34.5/13.2 KV (25 MVA).
 - Diseño de la línea Santuario-Puerto Rico (Caquetá) 115 KV.
 - Rediseño de la línea Bucaramanga-Ocaña-Cúcuta a 230 KV.
 - Avance en la construcción de la línea Villavicencio-Puerto López a 115 KV.
 - Diseño de la línea Viterbo-Cértegui(Chocó) a 115 KV.
 - Se contrataron los estudios de diseño y se adquirieron materiales para la línea de interconexión a Yopal.
 - La Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá contrató el estudio y diseño de las líneas asociadas al Proyecto Guavío.
- Las Empresas Públicas de Medellín realizaron: Diseño de la Línea Guatapé - Envigado 220 KV, Miraflores - Ancón Sur 220 KV., Río Grande - Santa Rosa 110 KV, Interconexión Occidente - Envigado 220 KV, Variantes de Líneas a 220, 110 y 44 KV. Licitaciones de las líneas Barbas - Tasajera - Occidente 220 KV, Occidente Ancón Sur 220 KV, Occidente - Belén 110 KV, Occidente - Colombia 110 KV, Equipo de centro de control y comunicaciones. Adicionalmente a esto se mejoró la capacidad de transformación al cambiar una unidad de 90 MVA por autotransformadores 180/180/60 MVA a 220/110 /46 KV en Ancón Sur y la ampliación de la Subestación Piedras Blancas, en las Subestaciones de Guatapé y Oriente se instalaron los equipos a 220 KV para incorporar la energía del Proyecto Hidroeléctrico de Playas.

OLADE y la firma Consultora Italiana AQUATER, la cual concluyó a finales de 1987. Actualmente se gestiona con OLADE la financiación de Investigaciones complementarias de prefactibilidad de este proyecto que consiste en la ejecución de perforaciones someras de diámetro reducido.

El recurso maremotriz presenta un potencial de interés para la producción de energía eléctrica en la Costa Pacífica Colombiana; el ICEL teniendo en cuenta que de estudios previos identificaron cinco proyectos que suman una potencia de 300 MW con características técnicas y económicamente atractivas para su aprovechamiento, gestiona la financiación ante COLCIENCIAS para continuar las investigaciones respectivas.

En materia de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas y en concordancia con la reorientación de la inversión en el Sector Eléctrico, se está promoviendo la ejecución de un plan de recuperación de pequeñas plantas con el propósito de lograr el aprovechamiento de tales recursos sin grandes inversiones. Al respecto el ICEL ha realizado un inventario preliminar de pequeñas centrales para identificar cuáles pueden ser económicamente recuperadas.

Dentro de estos mismos lineamientos, la CVC con la asesoría de técnicos del Gobierno Japonés, adelantó un estudio de recuperación de nuevas pequeñas centrales que en total suman 14.190 KW.

Mediante convenio suscrito con el Ministro de Israel se acordó el desarrollo de investigación conjunta de Fuentes No Convencionales en Colombia. El programa de acciones a efectuar conjuntamente entre 1988 y 1989 incluirá estudios avanzados de factibilidad, especialmente en energía solar, biomasa, energía eólica y desalinización del agua entre otros.

7.1. Programa de Desarrollo Comunal basado en Fuentes Alternas de Energía.

Este programa pretende hacer un planeamiento y demostración energética en áreas aisladas, de tal forma que la comunidad pueda usar sus recursos naturales en el desarrollo de actividades y servicios que por falta de abastecimiento de energía no se han podido ejecutar.

Se pretende usar los recursos locales de energías no convencionales que sean transformables, en tiempos y costos razonables, para cubrir la demanda energética en programas de salubridad, educación, comunicaciones, conservación de alimentos, ampliación de la frontera agrícola, agua potable, y desarrollo de la pequeña industria, artesanía y comercio. Este programa debe hacerse con la participación de la comunidad y el apoyo mancomunado de una serie de instituciones de diferente orden.

Con este proyecto se iniciaron estudios de planeamiento para tres localidades, Primavera en los Llanos Orientales, Acandí en la zona de Urabá y Pizarro en la desembocadura del Río Baudó en el Chocó.

CUADRO No. 7

LÍNEAS DE REFUERZO A LA RED

AÑO	LÍNEA	Long. (Km)	No. Ctos	Vol. (Kv)	EMPRESA	LÍNEA	Long. (Km)	No. Ctos	Vol. (Kv)	EMPRESA
1988	I. Guajira- Cuestecital	95.0	1*	230	CCA	Popayán-Pasto	193.0	1	230	ICEL
1989						Esmeralda - La Hermosa	24.0	2	230	CHEC
						Ancón Sur - Esmeralda	132.4	2	230	ISA
						Guadalupe IV-El Salto	8.0	1	230	EPM
						Palos - C. Limón	245.0	1	230	ISA
1990						B/quilla-(s/larga Soledad)	16.3	2	230	CCA
						Sabanalarga - Fundación	92.6	1	230	CCA
1991	Ila Tasajera - Barbosa	15.0	1	230	EPM	Occidente - Ancón Sur	28.4	1	230	EPM
	Ila Tasajera -Occidente	23.1	1	230	EPM	Occidente - Envigado	27.8	1	230	EPM
						San Carlos - Barranca	183.2	1	230	ISA
						Barranca - Palos	95.7	1*	230	ICEL
						Los Palos - Ocaña	222.0	1	230	ICEL
						San Mateo (Cúcuta).	110.0	2	230	ISA
						Ila Mesa - Ibagué	210.0	1	230	CVC
						Pasto - Tunaco	110.0	1	230	CCA
1992	Iguavio - Circo	106.5	2	230	EEEB	Cuestecita - Valledupar	200.0	2	230	ISA
	Iguavio - Circo	166.0	1*	230	EEEB	Betania - Ibagué	250.0	1	230	ISA
	Iguavio - Villavicencio	77.0	1*	230	EEEB	San Carlos - Cerromatoso.	133.0	1	230	ISA
	I Tunal - Villavicencio	79.0	1*	230	EEEB	Chinú - Sabanalarga	183.0	1	230	ISA
						Cerromatoso - Urrá	84.0	1	230	ISA
						Urrá - Apartadó	58	1	230	ISA
1996	Calima III - Vijes	50.0	2	230	CVC	(1)				
1997	Miel I - Dorada	35.0	1	230	CHEC					
	Miel I - Mariquita	40.0	2	230	CHEC					
	Urrá I - Urrá II	30.0	2	500	CCA					
	Urrá I - (Cerromatoso	88.0	1	500	CCA					
	Chinú).									
1988										
1999	Cañafisto - Ancón Sur	36.0	4	230	ISA					
	Cañafisto - Esmeralda	180.0	1	500	ISA					
2000										
2001	Miel II - Mariquita	20.0	1	230	CHEC/ICEL					

* Línea perteneciente a una transmisión de doble circuito.

(1) Se efectuó el análisis para encontrar el plan óptimo de refuerzos en el periodo 1996-2000

CAPITULO II

REALIZACIONES EN MATERIA DE PETROLEO Y GAS

En desarrollo de los objetivos globales de la política sectorial, en el sentido de lograr el aprovechamiento integral de los recursos energéticos con que cuenta el país y el adecuado abastecimiento de las necesidades nacionales de energía, la tarea del gobierno, en cuanto se refiere a los hidrocarburos, se ha orientado al impulso del suministro de gas combustible al sector residencial y al sector de transporte público, al refuerzo de la actividad exploratoria para garantizar los niveles previstos de producción, consumo interno y exportación más allá del año 2.000, al desarrollo de la red de oleoductos, poliductos y gasoductos, al ensanche en plantas de refinación y petroquímica, a la comercialización interna y externa, así como a garantizar la viabilidad financiera de Ecopetrol y la transferencia de recursos al sector social y a las áreas de influencia regional de la actividad petrolera.

1. PROGRAMA GAS PARA EL CAMBIO

Es conveniente reafirmar la gran significación que ha alcanzado el gas natural como alternativa de suministro energético. El programa "Gas para el Cambio" ha permitido y permitirá un mayor uso de este combustible tanto para la generación eléctrica y el consumo del sector industrial, como para el uso en el sector residencial.

Como es sabido, el país cuenta con reservas suficientes de gas natural para respaldar el programa, las cuales se detallan a continuación.

CUADRO No. 8
RESERVAS PROBADAS Y PROBABLES DE GAS NATURAL
GIGA PIES CUBICOS -GPC-
(en 31 de diciembre/1987)

REGIONES Y CUENCAS	PROBADAS PROBABLES		TOTALES
Guajira	2.930.7	1.750.0	4.680.7
Valle Inferior del Magdalena	90.0	1.000.0	1.090.0
Valle Medio del Magdalena	578.3	578.3	
Valle Superior del Magdalena	26.8	26.8	
Llanos	102.0	102.0	
Otros	314.5	517.7	832.2
Total	4.042.3	3.267.7	7.310.0

Se observa que los mayores volúmenes de reservas probadas y probables corresponden a La Guajira. Al ampliar el mercado del gas con la construcción del Gasoducto Central, que unirá los campos de la Guajira con el interior del país, se podrá lograr un óptimo aprovechamiento de las reservas probadas y se contará con mayores alicientes para la búsqueda y desarrollo de nuevas reservas.

El programa de Gas para el Cambio se diseñó para dos fases, una de corto plazo y de ejecución inmediata, que se centra en la masificación del uso de gas natural para el sector residencial y de gas comprimido para transporte público, en ciudades y regiones cercanas a los depósitos y gasoductos existentes. La segunda fase comprende el abastecimiento, la integración y la extensión de los suministros gasíferos, mediante la construcción de los gasoductos Ballenas-Barrancabermeja-Bogotá y el gasoducto Aplay-Bogotá.

Con el avance de ambas fases se logra mejorar el abastecimiento de gas natural en todo el país.

A continuación se detallan las realizaciones correspondientes a las dos fases del programa.

1.1. Realizaciones - Gas Natural

Se ha estimulado la acción de las compañías distribuidoras encargadas del servicio domiciliario de gas natural en las áreas de influencia de los gasoductos y se ha avanzado en el suministro de gas natural comprimido para el sector transporte.

En las zonas de influencia de los gasoductos actuales (Costa Atlántica, Santander y Huila) hubo un incremento de 58.753 instalaciones, correspondientes especialmente a familias de bajos ingresos en barrios populares, que representan un aumento de 67% con respecto al número de instalaciones existentes en agosto de 1986.

En el cuadro No. 9 se describe la distribución regional de instalaciones domiciliarias existentes en los años 1986 y 1987 y el programa de nuevos usuarios en 1988.

El programa incorporó al servicio de gas natural a las ciudades de Barrancabermeja, Soledad, Ciénaga y Malambo. Se adicionaron también 5 estaciones de gas natural comprimido en Barranquilla.

Cartagena y Neiva. Se proyecta la instalación de otras 65 estaciones de gas natural comprimido entre 1988 y 1992, las cuales atenderán 13.000 vehículos, de transporte público principalmente, con un ahorro de 4.550 b/d de gasolina motor.

CUADRO No. 9
PROGRAMA DE GAS NATURAL
INSTALACIONES DOMICILIARIAS

	Programa		
	Dic. 31 1986	Dic. 31 1988 Usuarios	Nue- vos
1. Surtigas			
- Cartagena	10.534	19.608	12.000
- Sincelejo	2.568	3.011	3.000
- Sahagún	—	—	1.000
Subtotal	13.102	22.619	16.000
2. Gases del Caribe S.A.			
- Barranquilla	24.008	37.199	15.000
- Soledad	117	1.159	1.000
- Malambo	—	86	1.300
- Santa Marta	4.009	6.705	3.000
- Rodadero	1.281	1.698	200
- Sabanalarga	968	1.147	500
- Otros	—	—	3.700
Subtotal	30.383	47.994	24.700
3. Alcanos del Huila Ltda			
- Neiva	19.563	21.478	3.000
4. Gases de la Guajira Ltda			
- Riohacha	1.288	2.208	1.990
- Maicao	—	—	700
Subtotal	1.288	2.208	2.890
5. Gasorient			
- Bucaramanga-Girón- Floridablanca	30.480	37.821	4.575
- Piedecuesta	—	—	5.706
- Otros	—	—	6.419
Subtotal	30.480	37.821	16.700
6. Metrogas			
- Floridablanca	6.090	7.990	8.400
7. Gases de Barranca- bermeja			
- Barrancabermeja	—	560	3.000
8. Llanogás			
- Villavicencio	—	—	3.000
TOTAL	100.906	140.670	77.490



1.2. Realizaciones - Programa Gas Propano (GLP)

El programa de Gas Propano, como sustituto transitorio del cocinol y la energía eléctrica en el sector residencial de Bogotá, "Plan Gas 40 libras", logró una cobertura de 66.650 familias en 177 barrios populares durante 1987, superando así las metas inicialmente propuestas.

Asimismo, la sustitución de GLP por gas natural, ha permitido mejorar el suministro de gas propano en el occidente del país y en otras regiones y poblaciones alejadas de los gasoductos y de los yacimientos de gas natural.

1.3. Proyectos en curso

1.3.1. Gasoductos Urbanos e Intermunicipales

Durante el último año se suscribieron contratos para la instalación o ampliación de gasoductos urbanos en las ciudades de Cartagena, Barranquilla, Neiva, Bucaramanga, Barrancabermeja, Sincelejo y Villavicencio. En el Departamento de la Guajira se aseguró el suministro de gas en Uribia y Manaure y se inició el gasoducto de Maicao. En el cuadro No.9a se relacionan los proyectos de Gasoductos que se encuentran en desarrollo.

Igualmente se adelantan o están en estudio proyectos de gasoductos intermunicipales para otras ciudades de la Guajira y la Costa Atlántica, así como en el área de influencia de los gasoductos existentes y del proyectado Gasoducto Central. Se estima que en 1988 se construirán 300 kilómetros de gasoductos intermunicipales para atender cerca de 45 áreas urbanas.

a) Gasoductos Urbanos

Siguiendo la política de Gas para el Cambio, el Ministerio ha evaluado cerca de 130 proyectos que contemplan la construcción de gasoductos urbanos en varias ciudades del país, en los cuales participan varias empresas con una vasta experiencia en el área de distribución de Gas Natural y GLP. Cabe anotar que el 25% de los proyectos que se han autorizado para estudios preliminares y definitivos corresponden a ciudades de la Costa Atlántica.

Este programa espera cubrir en un mediano plazo 1.285.000 viviendas de diferentes estratos, ubicadas principalmente en el área de influencia del Gasoducto Central: es decir que cerca del 24% de la población nacional utilizará gas natural como medio de cocción y calentamiento de agua; en estos usos el nuevo energético estará desplazando en un 65.6% al propano, 66.5% al querosene en un 60.1% al cocinol y en 38.7% a la electricidad. Con ello se logra un aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles, mejorando a la vez las posibilidades y la economía del consumidor residencial de energía.

CUADRO No. 9a
PROYECTOS DE GASODUCTOS APROBADOS

Nombre	Zona	Empresa
A.- TRONCALES		
Sahagún	Costa	Promigas S.A.
TermoChinú-Chinú	Costa	Promigas S.A.
Cartagena-Turbaco-Arjona	Costa	Promigas S.A.
Planeta Rica	Costa	Promigas S.A.
San Onofre	Costa	Promigas S.A.
Sampués	Costa	Promigas S.A.
B.- URBANOS		
Cienaga	Costa	Colgas S.A.
Sincelejo	Costa	Surtigas S.A.
Valledupar	Costa	Colgas S.A.
Malambo	Costa	Gases del Caribe S.A.
Galapa	Costa	Gases del Caribe S.A.
Baranoa	Costa	Gases del Caribe S.A.
Soledad	Costa	Gases del Caribe S.A.
Santa Marta	Costa	Gases del Caribe S.A.
Piedecuesta	Interior	Gasoriente S.A.
Barrancabermeja	Interior	Gasoriente S.A. & Gases Barrancabermeja
Aipe	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Villavieja	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Campoalegre	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Rivera	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Palermo	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Tello	Interior	Alcanos del Huila & Neivana de Gas Ltda.
Villavicencio	Llanos	Unigas S.A.

b) Gasoducto Apiay-Villavicencio-Bogotá

Con el objeto de llevar gas natural para los sectores populares en el sur de Bogotá se adelanta la construcción de un gasoducto desde los campos de Apiay, en el Departamento del Meta, el cual, luego de abastecer las necesidades de gas natural en Villavicencio, permitirá disponer de volúmenes aproximados a los 12 millones de pies cúbicos por día, para beneficiar cerca de 200.000 familias de bajos ingresos al sur de Bogotá. Una vez se cuente con el suministro del Gasoducto Central, el tramo de gasoducto Villavicencio-Bogotá será utilizado para movilizar combustibles líquidos derivados del petróleo desde Bogotá hacia los Llanos.

Se proyecta que el tramo de gasoducto Villavicencio-Bogotá, con un extensión de 101 kilómetros y un costo de 3.000 millones de pesos, estará en servicio a finales de 1988.

1.3.2. Gasoducto Central: Ballenas - Barrancabermeja - Bogotá

En noviembre del año 1987 se terminó el estudio de factibilidad del Gasoducto Central para sus dos etapas, entre Ballenas (Guajira) y Barrancabermeja, la primera y entre Barrancabermeja y Bogotá, la segunda.

El estudio concluye sobre la conveniencia de la construcción del gasoducto desde la Guajira hasta Bogotá, en razón de los altos beneficios económicos para el país, puesto que:

- Permite optimizar el aprovechamiento de las reservas de gas natural.
- Permite diversificar las opciones para el consumidor residencial, industrial y del sector transporte.
- Promueve la eficiencia de suministros alternos competitivos.
- A mediano y largo plazo promoverá la sustitución de gas natural por carbón.
- Incentiva nuevas exploraciones para gas natural.

La inversión total requerida por el proyecto se estima en US\$318 millones para las dos etapas según el siguiente detalle:

CUADRO No. 10	
INVERSION EN EL GASODUCTO CENTRAL- US\$ MILLONES	
Ballenas - Barrancabermeja	161.5
Barrancabermeja - Bogotá.....	102.0
<hr/>	
Sub-Total Inversión Inicial.....	263.5
Inversión después de 1995.....	54.5
<hr/>	
Inversión Total.....	318.0

En la actualidad se avanza en el proceso de licitación para la ejecución de la obra, la cual será manejada por la empresa PROMIGAS S.A., titular también del Gasoducto Troncal de la Costa Atlántica.

La licitación que se hizo para el gasoducto es llave en mano, e incluye la financiación para el 70% de la obra. La construcción se hará a partir de 1989 y se estará terminando al finalizar 1990.

El Gasoducto Central hará posible el abastecimiento con gas natural para la mayor parte de municipios en la Guajira, Cesar, Bolívar, Santander, Antioquia, Cundinamarca, Tolima y Boyacá (ver mapa II-1).

1.4. Realizaciones Energía Doméstica Popular

Ha sido de especial interés, por parte del Gobierno Nacional, el lograr una implementación adecuada de las políticas en materia de energía doméstica popular contenidas en el Programa Gas para el Cambio, que incluye los subprogramas de gas propano (GLP) y gas

natural, expuestos anteriormente, y entre cuyos objetivos se destaca la atención en el suministro de los energéticos más apropiados y económicos para los sectores residenciales de más bajos ingresos.

En desarrollo de lo anterior, se expidió el Decreto 1911 de 1987, mediante el cual se confirmó la Comisión del mismo nombre (Comisión de Energía Doméstica Popular), con el fin de coordinar, en la ciudad de Bogotá y áreas vecinas, el desarrollo de los programas alternativos antes mencionados hacia las clases menos favorecidas y dar una mejor orientación en la distribución del Cocinol.

Este Decreto constituye, además, un avance en la reglamentación sobre el uso de cocinol, estableciendo claras y precisas facultades sancionatorias: garantiza la representación de la comunidad al usuario, a través de tres miembros activos designados por la Federación Comunal de Bogotá y fortalece la Secretaría Ejecutiva adscrita a esta Comisión, como oficina o dependencia que cuenta con la infraestructura necesaria para su buen funcionamiento.

Mientras se logra el suministro de gas natural, las acciones de la Comisión están encaminadas a mantener la real cobertura actual del consumo de cocinol, procurando establece su verdadera demanda y mejorando la prestación del servicio. Así mismo y en forma paralela se adelanta el desarrollo alterno del programa popular de gas propano, para la atención de la demanda energética insatisfecha, con lo cual se facilitará hacia el futuro la implementación del gas natural y la sustitución generalizada del cocinol.

1.4.1 Programa Cocinol

Con el objeto de lograr la real cobertura del consumo de cocinol, de propiciar la participación y el control popular, así como mejorar la prestación del servicio, se han adelantado las siguientes realizaciones, contando con el apoyo y colaboración de la Alcaldía Mayor de Bogotá, de Ecopetrol y de Colgas.

A. Desmonte de los expendios particulares

Se llevó a cabo el proceso de negociación y desmonte definitivo de todos los expendios particulares existentes en la ciudad, con el fin de terminar la venta privada del combustible, que en su momento fue objeto de serios cuestionamientos por las diversas situaciones anómalas a que dio lugar.

Por esta negociación la empresa Colgas, como mandataria de Ecopetrol, compró los tanques y elementos accesorios, así como la titularidad de los cupos, a cada uno de los expendedores por la suma de \$550.000. Estos se vieron liberados de una actividad que, ejercida licitamente, había dejado de rendirles provecho económico, toda vez que el margen de utilidades establecido a su favor en la estructura de precios del combustible no se incrementó desde 1980.

De otra parte se propició la capacitación y la organización del gremio, con el fin de lograr que éste desarrolle actividades económicas alternas.

Al desaparecer la posibilidad del tráfico ilícito a gran escala y con ello evitar la suspensión del servicio, y al vincularse los antiguos usuarios de estos expendios al sistema Colgas-Bidones, o al

dar el paso al Programa Popular de Gas Propano, se establece un importante avance en la racionalidad de la distribución del cocinol y se pone fin a una época llena de válidas inquietudes.

B. Plan Bidonización

Fruto de la anterior gestión, hoy cerca del 70% del total de hogares que consumen el cocinol se ven atendidos a través del sistema Colgas-Bidones, lo que representa para estas familias gozar de evidentes ventajas tales como.

- Puntualidad en las entregas del combustible, se establece un horario con anticipación para que la comunidad reciba el cocinol a una hora determinada, evitándose de este modo las largas colas de espera.

- Rapidez y agilidad en la venta: el usuario requiere aproximadamente de media hora para poder comprar su cocinol, evitando con esto la pérdida de tiempo de días enteros, como suele ocurrir en la distribución de tanque fijo.

- Llenado adecuado de los bidones: el bidón trae señalada la capacidad de los cinco galones y el llenado es efectuado previamente con procedimientos técnicos de la empresa Colgas.

- Mayor seguridad: no se producen gasificaciones peligrosas y los camiones repartidores cuentan con las condiciones técnicas y de seguridad necesarias.

- No hay tanta manipulación política ni social: el usuario recibe el cocinol solamente con la presentación del carnet, las juntas y los comités controlan la venta pero no la realizan.

- Se evita el tráfico de cocinol a gran escala: la comunidad observa la cantidad de cocinol que llega al punto de distribución, convirtiéndose el mismo usuario en el inspector que evita la desviación o tráfico ilícito.

- Los usuarios no se afectan por las suspensiones que se presentan en el transporte y distribución de carrotaques y expendios fijos por irregularidades y tráfico ilícito del cocinol.

- Se garantiza la reposición gratuita de los bidones, cuando estos se deterioran por el uso normal.

C. Cobertura real del servicio

Al mayor control legal establecido por el Decreto 1911 y al señalado desmonte de los expendios particulares, se suman otras medidas que en su conjunto logran que el combustible llegue en la actualidad al mayor número posible de usuarios reales, estas son.

- Todos los usuarios son señalados por la Junta de Acción Comunal en los listados que anualmente presentan para su revisión y aprobación al Ministerio de Minas y Energía.

- El Ministerio en asocio con el D.A.A.C.D. y en coordinación con las Juntas de Acción Comunal, asumió a partir de este año directamente, todos los procesos de carnetización de usuarios.

- La Oficina de Energía Doméstica Popular cuenta ahora con mayores recursos humanos, fueron creadas dos nuevas asistencias, y también materiales, por ejemplo, radiopatrullas, lo que le permite ejercer en mejor forma el control que le corresponde.

- En los municipios de Cundinamarca y Boyacá a donde llega el suministro de cocinol, también han sido objeto de especial atención, por parte del Ministerio de Minas y Energía, quien en coordinación con las respectivas alcaldías y los promotores de Acción Comunal ha llevado a cabo un proceso encaminado a que sean las respectivas Juntas de Acción Comunal, a través de los comités de cocinol, quienes se encarguen del manejo y distribución del cocinol: anteriormente, aún siendo adjudicados los cupos con carácter comunal, venían siendo manejados por particulares, situación propicia a la manipulación política y social.

La carnetización de estos usuarios está siendo coordinada por el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Oficina de Energía Doméstica Popular.

D. Mayor participación y control de la comunidad

El Ministerio ha establecido una serie de medidas por las cuales se amplía la ingerencia social, con el objeto de hacer más idóneo la prestación del servicio.

- Como se señaló anteriormente, al crearse la comisión como organismo de coordinación y consulta del Ministerio, se dio cabida a representantes de la comunidad, abriéndose así un significativo espacio para la participación ciudadana en instancias decisorias, conforme al espíritu de la Ley 11 de 1986.

- Igualmente la comunidad está representada por un delegado permanente, escogido por la Asamblea de las Asociaciones del Distrito, en el Comité de Verificación del Servicio, creado en junio de este año.

- La comunidad de usuarios es igualmente autónoma en la conformación de los Comités de Cocinol y de Gas, quienes tienen precisas facultades y cuya importancia es elevada en la cabal ejecución de los programas.

- En el propósito de facilitar la gestión de la propia comunidad, en la prestación de los servicios se mantiene en la ciudad más de 350 expendios cuya titularidad corresponden a las Juntas de Acción Comunal y quienes a través de los Comités de Cocinol los administran y controlan.

- Conforme a todo lo anterior con el desmonte de los expendios particulares el 100% de la distribución del cocinol, tendrá la coordinación y control de la comunidad a través de sus Juntas y Comités, en el entendido de que a mayor amplitud de la base social fiscalizadora habrá un más adecuado desarrollo del programa.

E. Mejora en el servicio

- El mencionado Plan de Bidonización permite, al establecerse un estricto cumplimiento de los horarios de distribución, disminuir sustancialmente el tiempo que el usuario gasta en la consecución del combustible.

- La oficina de atención al usuario en Colgas se reestructuró para poder atender efectivamente las quejas y reclamos de los usuarios, así como para poder brindar la información requerida.

1.4.2. Programa popular de gas propano

Este programa se enmarca dentro de la política general del actual gobierno de mejorar las condiciones de vida de los sectores sociales menos favorecidos.

A. Objetivos

- Dar respuesta inmediata a las comunidades pobres que no cuentan con ningún medio energético para calentar el agua y la cocción de los alimentos.

- Aprovechar para el consumo doméstico un combustible que cuenta con las mejores garantías de producción y abastecimiento futuro, y que además ofrece una serie de ventajas comparativas como la comodidad, seguridad, limpieza y eficiencia.

- Masificar el consumo de gas y proveer a los usuarios de los equipos necesarios para que se habitúen a su uso en la perspectiva futura del suministro de gas natural por redes domiciliarias.

- Disminuir los altos índices de accidentalidad, principalmente infantil, que se presenta por el uso doméstico de combustibles inapropiados tales como el cocinol.

Las condiciones económicas para la vinculación del usuario son altamente favorables pues el programa establece una financiación a 2 años de los equipos con cuotas fijas, la instalación domiciliaria gratuita y además la opción de entregar la estufa de gasolina como parte del precio.

B. Cobertura

El programa se ha desarrollado en cuatro etapas así.

- Inicialmente se atendieron 57 barrios, a los cuales anteriormente les asignaron cupos de cocinol, pero que debido a dificultades de orden técnico y económico por parte de Ecopetrol nunca recibieron el combustible. Esta etapa se encuentra plenamente concluida.

- Previa evaluación de las necesidades energéticas en las zonas periféricas de la ciudad, se atendieron 100 barrios que no contaban con ningún servicio energético para la cocción de los alimentos. Estos barrios en su mayoría son nuevos asentamientos que difícilmente han accedido a la prestación de otros servicios básicos.

- Se han atendido 12 barrios que cuentan con servicio de cocinol, pero que debido a su alta población, el volumen de este no es suficiente para cubrir las necesidades del total de la población. Con este propósito se vincularon especialmente barrios de la zona 19, Ciudad Bolívar, de Bogotá donde las necesidades eran apremiantes.

- En una última etapa que se inició en noviembre de 1987 y que se ha venido desarrollando durante el presente año, se vincularon 25 barrios que contaban con el servicio de cocinol pero que decidieron hacer el tránsito de manera voluntaria al Programa de Gas Propano. Estos barrios en su mayoría son de estrato medio y medio bajo, y sus vecinos prefieren cubrir un costo mayor pero gozar de un elemento más cómodo. Esta etapa se encuentra en pleno desarrollo y esperamos que para el presente año se vincularán unas 20.000 familias en estas condiciones.

Es así como durante este período se han beneficiado 75.000 familias en 196 barrios populares de la ciudad de Bogotá.

C. Distribución

Para garantizar una eficiente distribución de este producto, Colgas ha previsto un horario por el que los carros distribuidores pasan por los diferentes barrios por lo menos dos veces por semana. Adicional al servicio de los carros campaneros se procedió a la instalación de tiendas de distribución minorista, las cuales fueron reglamentadas por el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 03393 del 20 de noviembre de 1987. A la fecha más de 70 de estos depósitos brindan un servicio cercano y permanente en los barrios del programa.

D. Participación de la comunidad

En octubre de 1987 se realizó el Primer Encuentro de Gas para el Cambio, con la participación activa y decidida de las Juntas de Acción Comunal de los barrios vinculados.

Una de las conclusiones fundamentales de este diálogo entre la comunidad y el Ministerio fue la de garantizar la participación organizada de los usuarios en la ejecución y desarrollo de este programa, fue así como el Ministerio expidió la Resolución 3514 del 3 de diciembre de 1987, mediante la cual se autorizó a las Juntas de Acción Comunal para la constitución de -Comités de Gas-, cuyas funciones principales son las de promover y fiscalizar el desarrollo del programa popular. De igual manera el D.A.A.C.D. procedió a expedir la Resolución 003 mediante la cual se establecieron los mecanismos y plazos para la conformación de dichos comités.

Durante 1988 con la orientación de funcionarios del Ministerio de Minas y Energía se han constituido más de 100 comités comunales de gas en la ciudad de Bogotá.

Dados los excelentes resultados del programa en Bogotá, se ha iniciado un programa similar en el Departamento de Cundinamarca por el cual se espera atender las necesidades de 12.000 familias de escasos recursos económicos que se han visto en la obligación de utilizar leña, con el consecuente deterioro ambiental, y otro tipo de combustibles que como la llamada gasolina blanca y el cocinol son igualmente inadecuados. Entre los municipios donde se lleva el programa están Sopó, Zipaquirá, Cota, Chía, Facatativá, etc.

2. RESULTADOS DE LA ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Para poder mantener hasta más allá del año 2.000 la capacidad de producción y exportación de petróleo, es necesario contar con la debida actividad exploratoria en búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos. En la modalidad de desarrollo actual de la industria petrolera colombiana, se trata de lograr mediante la participación de la inversión pública nacional, a través de la actividad directa de Ecopetrol, así como mediante la participación de la inversión privada, nacional y extranjera, en contratos de asociación. La continuidad en los bajos niveles de precios internacionales del petróleo, ha determinado una disminución en la actividad exploratoria por parte de las empresas petroleras transnacionales en todo el mundo. Para esta eventualidad, Ecopetrol diseñó un plan exploratorio que contempla el incremento de su actividad directa y de riesgo compartido en la búsqueda de petróleo, contando para ello con el respaldo financiero del Fondo Nacional de Exploración.

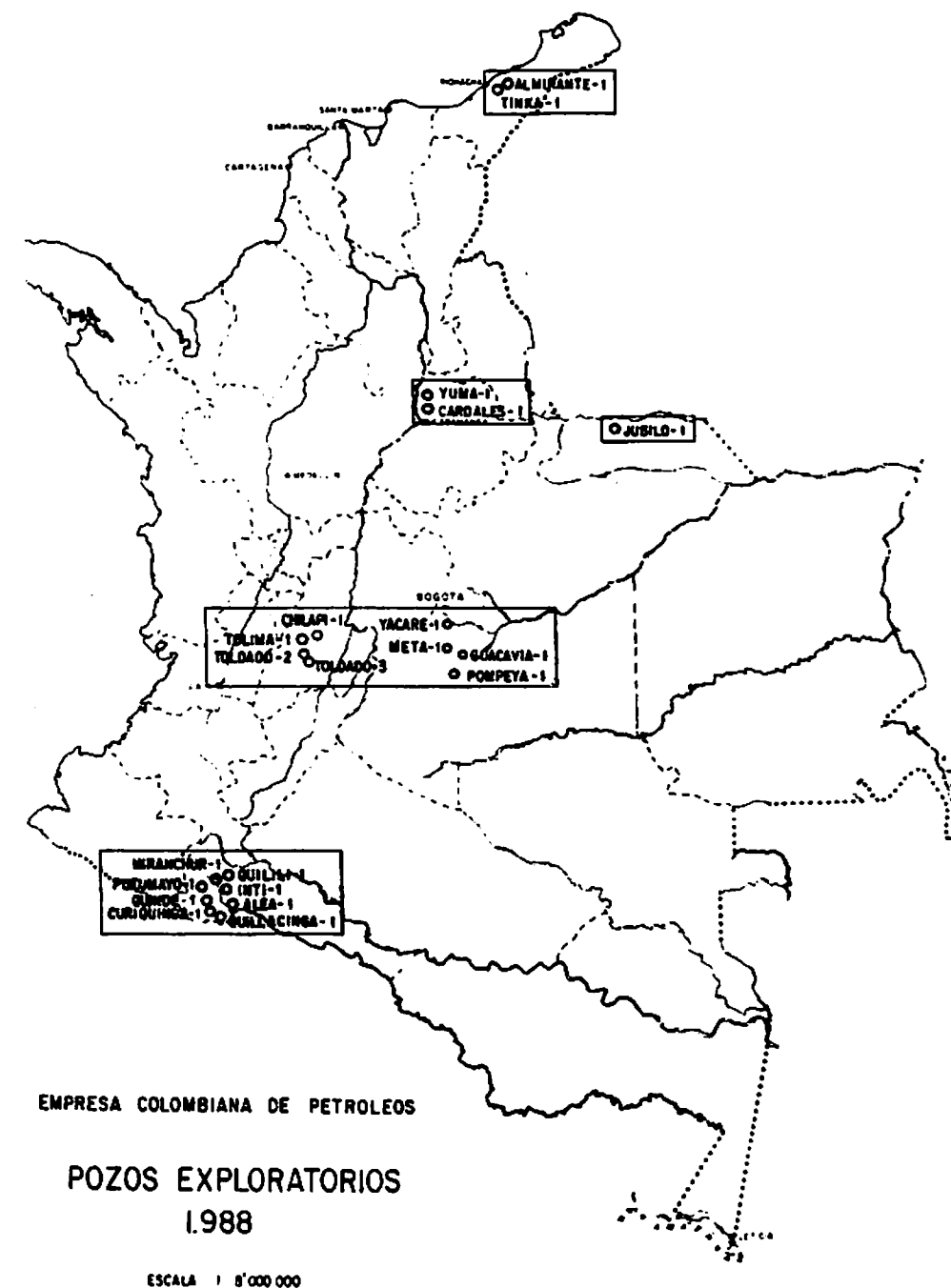
Se ha ampliado así el menú de formas de exploración y asociación de capitales en la actividad exploratoria y producción de los futuros hallazgos.

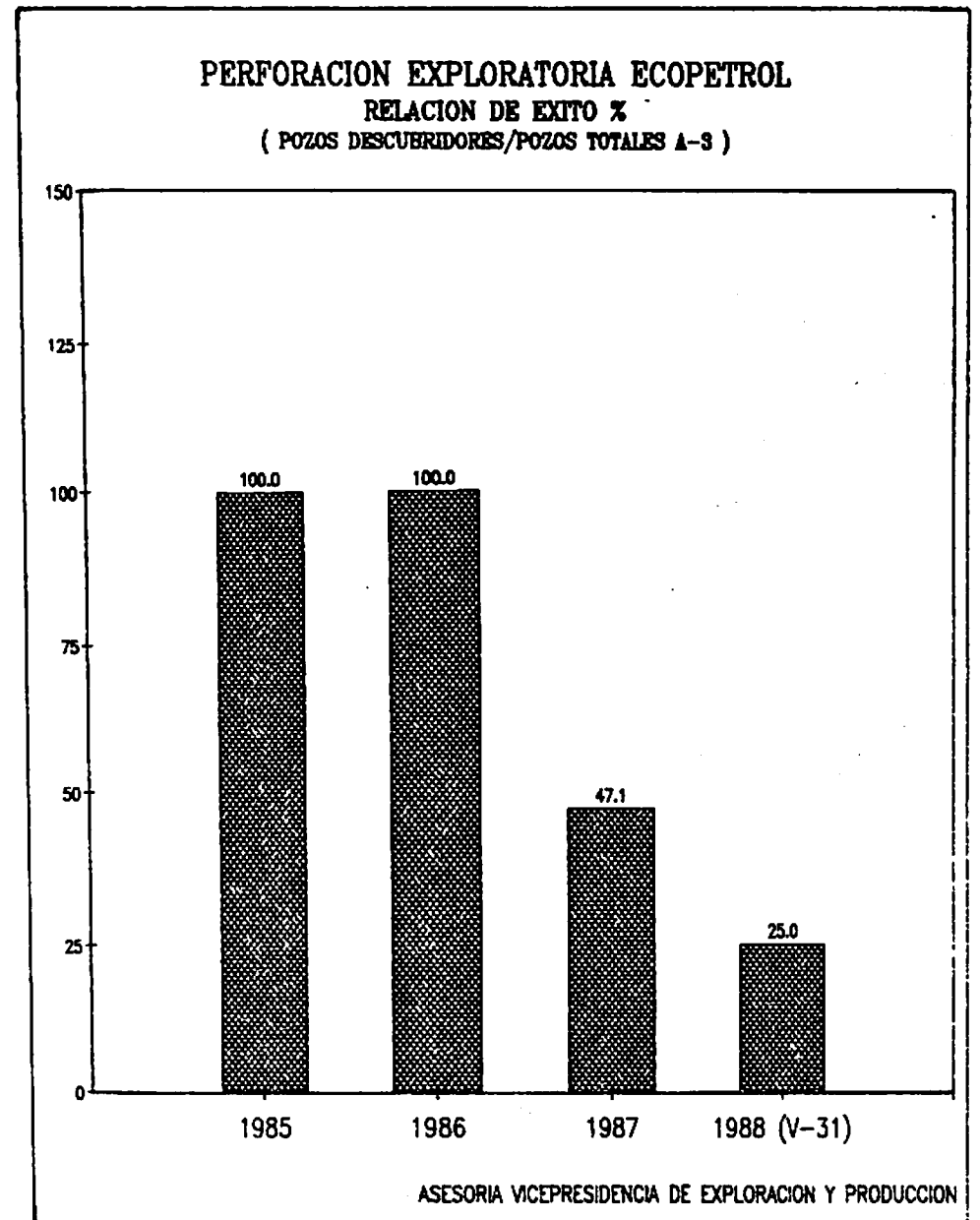
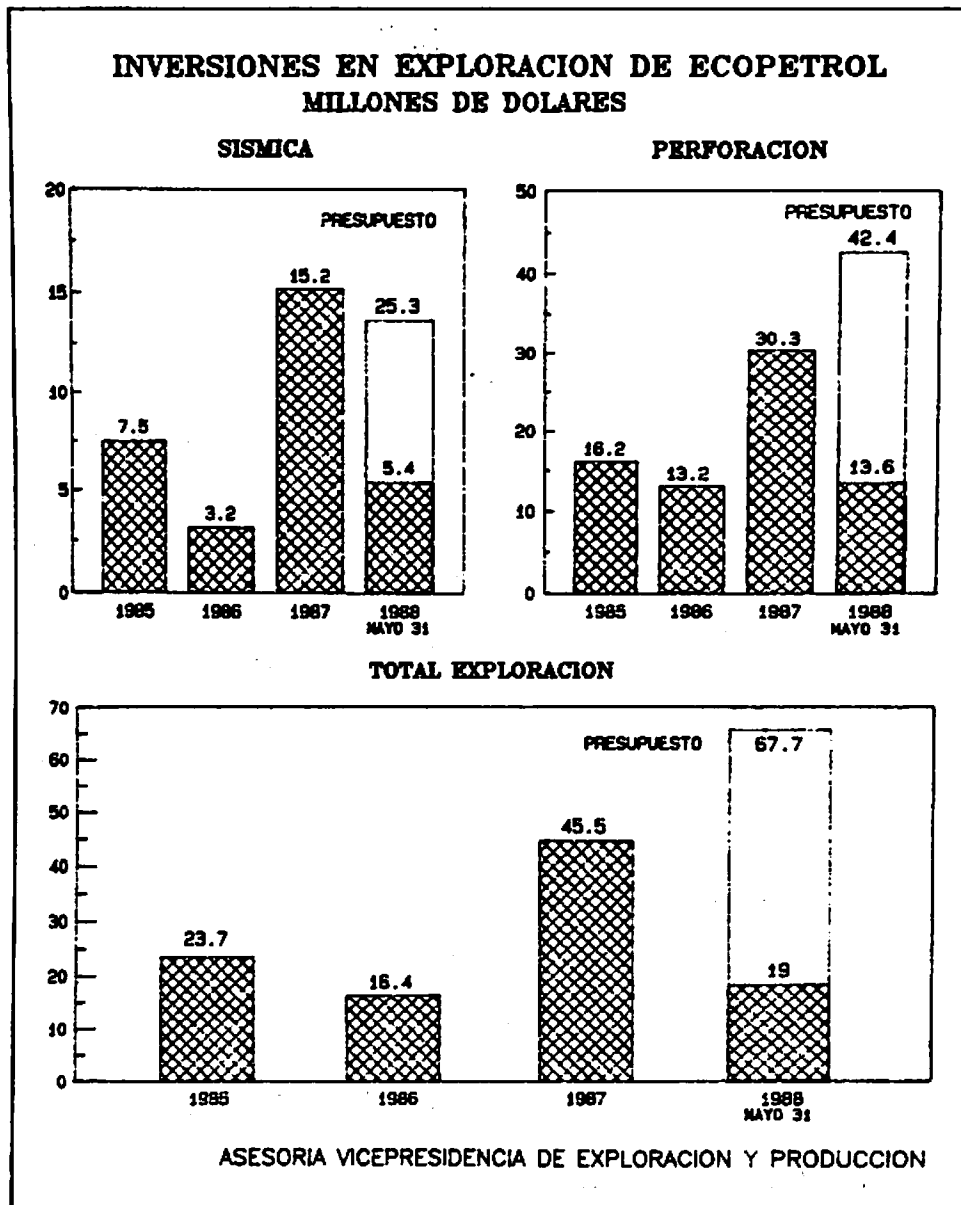
2.1. Actividad exploratoria de Ecopetrol

En el transcurso de los dos últimos años Ecopetrol ha llevado a cabo directamente las siguientes actividades de exploración:

Fotogeología.....	126.480 km ²
Aeromagnetometría	24.604 km
Sismografía.....	4.037 km
Geoquímica.....	2.077 muestras
Perforación exploratoria	30 pozos

En comparación con años anteriores, la actividad exploratoria de Ecopetrol se muestra en el siguiente cuadro y en los gráficos II-2 a II-4.





CUADRO No 11
ACTIVIDAD EXPLORATORIA DIRECTA DE ECOPETROL
1985 - 88 (mayo)

	1985	1986	1987	1988 (hasta mayo)
Sísmica (Kms)	2.092	740	3.125	912
Total pozos exploratorios	7	7	19	9
Pozos exploratorios A-3	5	5	17	8
Pozos descubridores	5	5	8	2
Relación éxito/fracaso	1:1	1:1	1:2	1:4
Reservas de crudo descu- biertas (Mbls)	12.7	18.3	81.0	12.0
Reservas descubiertas por pozo (Mbls/pozo)	2.5	3.7	4.8	1.5
Gas Natural:				
Reservas descubiertas de gas/año-GIGA PIES CUBICOS (GPC)	13.7	8.7	17.2	

Hasta finales del mes de mayo de 1988 Ecopetrol había perforado 9 pozos exploratorios y mantenía uno en perforación. Se proyecta perforar otros 14 pozos para un total de 22 pozos exploratorios en el año 1988. Mientras que en años anteriores Ecopetrol no perforaba más de 7 pozos exploratorios, en la presente administración pasó a un promedio de 18 pozos/año.

Ecopetrol concentra sus esfuerzos en las áreas que se consideran con menor riesgo y en donde se ha probado la existencia comercial de hidrocarburos, como es el caso de las cuencas de los Llanos Orientales, Valle del Magdalena, Guajira, Catatumbo y el Putumayo.

La creciente dificultad para encontrar petróleo, se evidencia por la relación decreciente de éxito/fracaso y de reservas descubiertas por pozo perforado.

El total de nuevas reservas descubiertas por la empresa estatal en los 2 últimos años ascendió a 111 millones de barriles de crudo y 26 GPC de gas natural.

2.2. Actividad privada en exploración

Como se sabe, las compañías privadas han contado en los últimos dos años con varias opciones para el desarrollo de la actividad exploratoria que adelantan en el marco de los contratos de asociación. Además de la modalidad tradicional, en la que tales empresas corren con todo el riesgo de la exploración, se han desarrollado negociaciones para contratos de riesgo compartido con la empresa estatal.

A mediados de 1988 se encontraban vigentes 91 contratos de asociación, incluyendo 7 en la nueva modalidad de "Participación de Riesgo", 2 contratos especiales y 3 contratos de evaluación técnica. En los dos últimos años se han firmado 40 nuevos contratos

de asociación y están actualmente pendientes de firma o en negociación 22 contratos más. A continuación se resume la actividad en materia de contratación en los últimos dos años y en el gráfico respectivo se compara la evolución histórica de los contratos.

CUADRO No. 12
ESTADO DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

Estado	1986	1987	1988	
	Jul.31	Dic.31	Dic.31	Junio 20
Vigentes	80	77	87	91
Firmados	4	9	24	11
Renunciados	11	18	14	7
Pendientes de firma				5
En negociación				17
Total suscritos	205	213	237	248
Total Renunciados	126	136	150	157

En cuanto se refiere a los pozos exploratorios perforados por las empresas privadas en el marco de los contratos de asociación, éstos ascendieron a un total de 48 en el año 1987, en comparación con 36 pozos en 1986 y 52 pozos en 1985. A mediados del año 1988 se habían perforado 27 pozos exploratorios por parte de los asociados de Ecopetrol.

La relación éxito/fracaso para el caso de la actividad privada ha mejorado sustancialmente en el presente año. En efecto, por cada 2 pozos perforados uno resultó descubridor de crudo, en comparación con años anteriores cuando un pozo de cada cinco resultaba productor.

El total de reservas descubiertas en los contratos de asociación durante 1987 fue de 153 millones de barriles de petróleo y 12 GPC de gas natural, en comparación con 110.5 millones de barriles de petróleo en el año 1986. En el primer semestre de 1988 se descubrieron 60 millones de barriles de petróleo y 250 GPC de gas natural.

CUADRO No. 13

CONTRATOS DE ASOCIACION
ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Actividad	1985	1986	1987	1988
			(Primer Semestre)	
Sísmica (Kms)	11.373	8.676	4.632	4.063
Total pozos exploratorios	52	36	48	27
Pozos exploratorios A-3	37	30	42	22
Pozos descubridores	8	6	8	10
Relación éxito-fracaso	1:4	1:5	1:5	1:2
Reservas descubiertas por año (Mbls)	94.8	110.5	153.0	60.0
Reservas descubiertas por pozo (Mbls)	2.6	3.7	3.8	2.7
Gas Natural:				
Reservas descubiertas por año (GPC)	17.8	—	12.0	250.0

2.3. Resumen actividad exploratoria

Teniendo en cuenta el total de las reservas descubiertas por Ecopetrol y las compañías asociadas, se concluye que mediante una actividad exploratoria adecuada, el país ha podido mantener su autosuficiencia y capacidad de exportación en materia petrolera y está incrementando sus índices de capacidad de producción de gas natural, con lo cual se garantizan aún más los suministros de este energético para cubrir la demanda adicional de los proyectos que están en marcha dentro del Programa de Gas para el Cambio.

En el cuadro 14 se resume el total de la actividad exploratoria en el país.

CUADRO No. 14

TOTAL ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN EL PAIS

Actividad	1985	1986	1987 (Primer Semestre)	1988
Sísmica (Kms)	13.465	9.416	7.757	4.975
Total pozos exploratorios (1)	68	49	69	36
Pozos exploratorios A-3	42	35	59	30
Pozos descubridores	13	11	16	12
Relación éxito/fracaso	1:3	1:3	1:4	1:2.5
Reservas descubiertas/año (Mbles)	107.5	128.8	234.0	72.0
Reservas descubiertas/pozo (Mbles)	2.5	3.7	4.0	2.4
Gas Natural: Reservas descubiertas/año (GPC)	31.5	8.7	29.2	250.0

(1) Incluye los pozos perforados en áreas de concesión.

La labor exploratoria directa de Ecopetrol continúa con la ejecución de 15 nuevos pozos, mientras que las compañías privadas perforarán otros 40.

CUADRO No. 15

HISTORIA DE LOS CONTRATOS DE ASOCIACION (a diciembre de cada año)

AÑO	FIRMADOS	RENUNCIADOS	VIGENTES
1975	10	4	28
1976	11	10	29
1977	8	10	27
1978	11	10	28
1979	9	12	25
1980	18	3	40
1981	12	11	41
1982	8	12	37
1983	22	18	41
1984	23	5	59
1985	30	3	86
1986	9	18	77
1987	24	14	87

Al finalizar el año 1988 se espera tener firmados nuevos contratos de asociación para adelantar la exploración de la Cuenca del Pacífico, para la cual existe gran interés y expectativas entre compañías petroleras internacionales.

La reactivación de la actividad exploratoria y las adiciones de reservas permiten hoy una mayor certidumbre sobre las futuras exportaciones petroleras. En el plan "Ecopetrol año 2000" se demuestra como, con inversiones de alguna importancia en desarrollo de campos y nuevos oleoductos, los descubrimientos actuales y los previstos, con el actual nivel de exploración, permitirán duplicar las exportaciones actuales, sin necesidad de aumentar los niveles de producción en Caño Limón.

CUADRO No. 16

RESERVAS DE PETROLEO CRUDO (MBSL)

(MAYO 31 DE 1988)

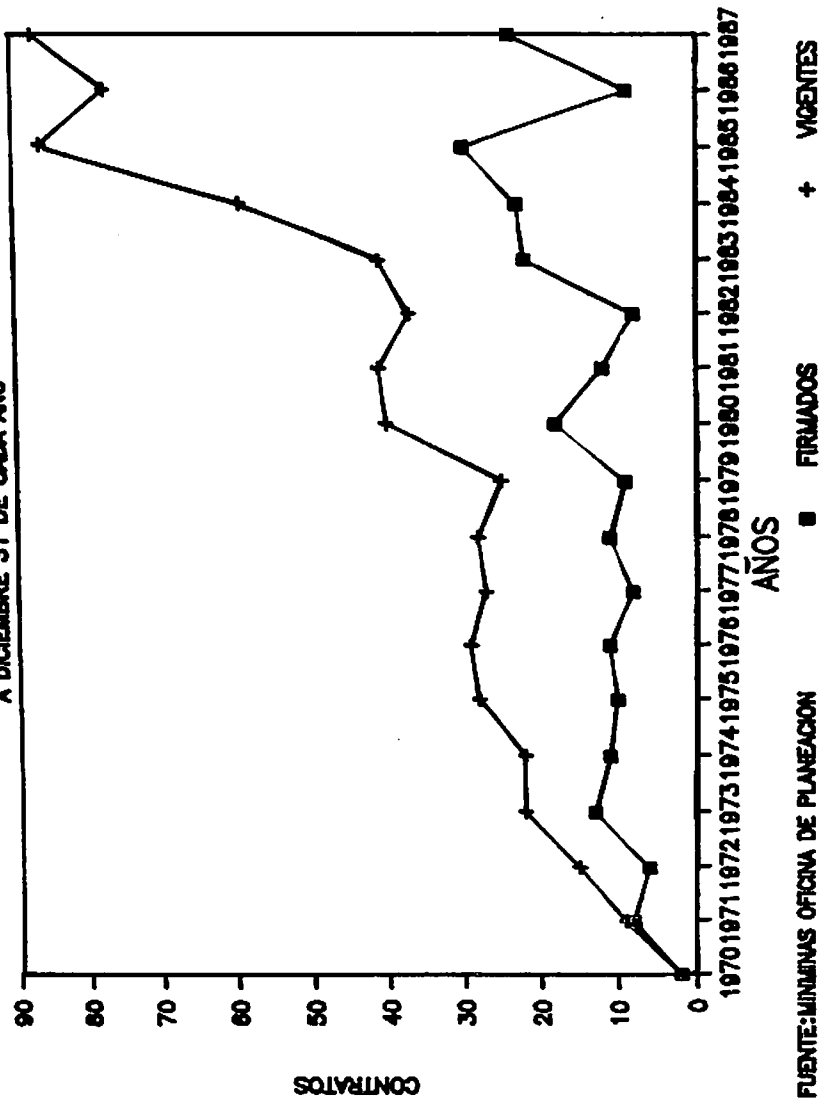
CUENCA	PROBADAS	NO PROBADAS	TOTAL
Llanos	1.176.7	640.3	1.817.0
V. Medio Magdalena	412.7	351.0	763.7
V. Inf. Magdalena	2.1	234.4	236.5
V. Sup. Magdalena	335.3	277.1	612.4
Putumayo	37.0	257.9	294.9
Catatumbo	71.9	81.3	153.2
Otros	—	343.9	343.9
	2.035.7	2.186.0	4.221.7

Del total de reservas probadas, 67% corresponden a Ecopetrol y 33% a participación de empresas privadas en áreas bajo contratos de asociación y de concesión.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

HISTORIA CONTRATOS ASOCIACION

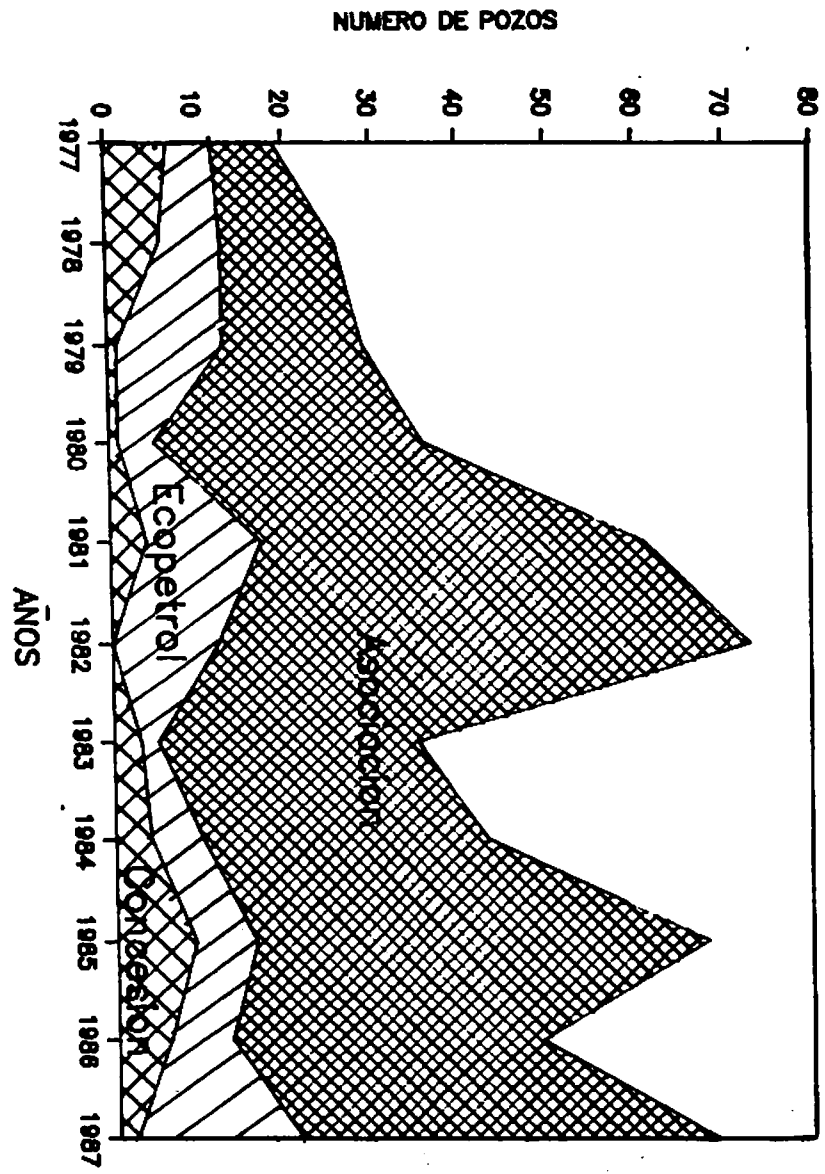
A DICIEMBRE 31 DE CADA AÑO



FUENTE: MINIMINAS OFICINA DE PLANEACION

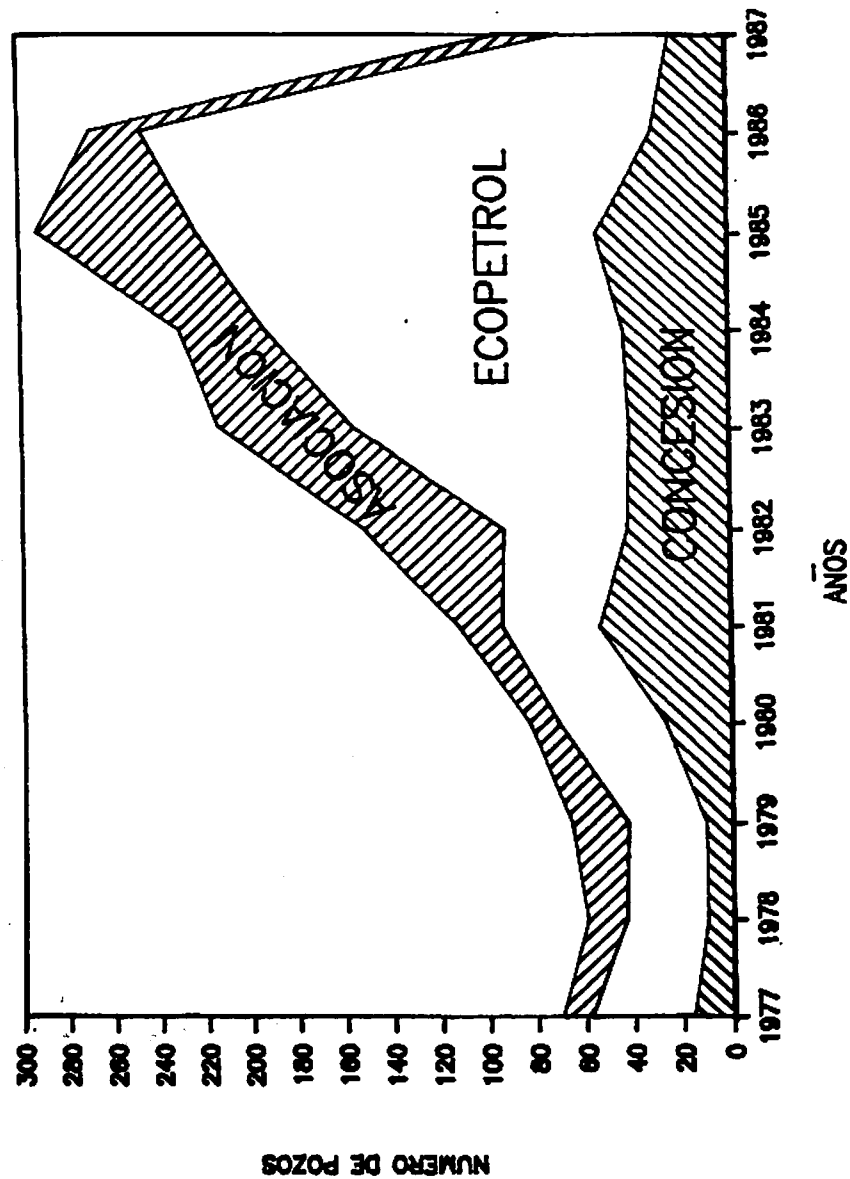
POZOS EXPLORATORIOS

En Colombia



Fuente: MINIMINAS Oficina Planeacion

POZOS DE DESARROLLO



Fuente : Minminas—Oficina de Planeación

3. DESARROLLO DE OLEODUCTOS

La infraestructura de oleoductos para el transporte del petróleo producido en Colombia, se ha desarrollado teniendo en cuenta las necesidades previstas para la refinación en el país y los planes de exportación de los excedentes de producción. En los últimos dos años la actividad en oleoductos se ha orientado a la construcción y refuerzo de las líneas requeridas para movilizar la producción proveniente de las áreas potencialmente más ricas, como es el caso del oleoducto Dina-Barrancabermeja y el Oleoducto Central de Los Llanos, los cuales permitirán superar las limitantes existentes en transporte en Huila y en el Piedemonte Llanero.

La construcción del Oleoducto Central de Los Llanos es una obra de gran importancia, ya que permitirá evacuar un gran volumen de crudo que se encuentra represado por limitaciones para su transporte terrestre. Conviene destacar los avances logrados durante 1987 en los varios tramos de este oleoducto, a saber:

- Sector El Porvenir-Velásquez. En enero se firmó el contrato para la construcción de 270 Kms en 12" y 14". Posteriormente se planteó su ampliación que se aprobó en octubre de 1987.

- Estaciones de bombeo y construcción de tanques. Se elaboraron los contratos y se inició su construcción. Teniendo en cuenta estos desarrollos, la zona de Velásquez, en el Valle Medio del Magdalena y donde se ubicará la posible estación Vasconia del Oleoducto Central de Los Llanos, se constituye en el punto crítico de la red de transporte crudo por oleoducto, pues allí convergen las producciones provenientes del Huila, con las de Meta-Casanare y las de la misma zona de Velásquez-Cocorná. Se prevee contar allí con un movimiento diario de 250.000 barriles hacia 1992 para ser movilizados a Barrancabermeja, Cartagena para la refinación y hacia Coveñas, a través de un nuevo oleoducto, para la exportación de excedentes.

Las inversiones de Ecopetrol para transporte y almacenamiento de crudo ascienden a 31.719 millones de pesos, en el presente año, destacándose los gastos en la conclusión del Oleoducto Central de Los Llanos, con 15.956.3 millones y los proyectos Vasconia-Coveñas, Sebastopol-Barrancabermeja, y los tanques de almacenamiento en Vasconia, en El Porvenir y en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, con un total de 15.763 millones de pesos invertidos. Para 1990 se ha previsto la terminación de los Oleoductos Huila-Vasconia y Vasconia-Coveñas, así como la ampliación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas.

4. PRODUCCION NACIONAL DE HIDROCARBUROS

4.1 Producción de Petróleo Crudo

Hacia finales de 1987 se obtuvo la máxima producción de crudo en la historia petrolera del país, 412.820 barriles por día y el mayor nivel de exportaciones, 185.000 barriles/día.

La producción de petróleo se ha incrementado desde 1980 principalmente como efecto de la política de contratación y precios que ha mantenido el país, las que representan un adecuado aliciente para la inversión nacional y extranjera en exploración y desarrollo de nuevos campos, así como en el mantenimiento de los niveles de producción en campos antiguos.

En el año 1987 el nivel promedio fue de 385.300 barriles/día, los cuales representaron un incremento de 27.4% con respecto al año 1986.

Los aumentos de producción se originaron principalmente en el contrato de asociación Cravo Norte en Arauca y en los distritos Bogotá (campos Ariari-Apiay) y Cóndor de producción directa de Ecopetrol. Los descensos más notorios correspondieron a la producción de campos antiguos en áreas aún bajo concesión.

En los primeros 5 meses de 1988 la producción de petróleo registró un promedio de 359.100 barriles por día. El descenso en comparación con 1987, se originó en su mayor parte en el ya referido contrato de asociación de Cravo Norte, como consecuencia de las dificultades para el transporte, a raíz de los atentados y destrucción de varios tramos del oleoducto.

Teniendo en cuenta el potencial de Caño Limón y de otros campos en el área de Los Llanos y el Huila, se estima que es posible llegar a una producción promedio de medio millón de barriles en el país, una vez se superen las dificultades anotadas en cuanto a transporte.

En el cuadro a continuación se detalla la producción nacional de petróleo crudo, en los últimos dos años y los cinco primeros meses de 1988.

CUADRO No. 17
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO (BDP)

ECOPETROL	1986	1987	1988
BOGOTA	7.2	14.5	15.1
CONDOR	16.8	19.7	19.1
EL CENTRO	26.5	24.6	24.0
NORTE	6.4	5.8	5.8
SUR	16.3	14.9	14.9
TOTAL ECOPEPETROL	73.3	79.5	78.9

COMPAÑIA	CONTRATO	1986	1987	1988
ARGOSY	PUTUMAYO	1.6	1.0	0.8
CHEVRON	CUBARRAL	10.7	11.8	12.7
ELF-AQUITAINE	CASANARE	5.3	6.8	5.9
HOCOL	PALERMO	10.5	13.3	19.6
INTERCOL	ARAUCA	1.1	2.2	2.4
INTERCOL	SABANA-YAGUARA		0.1	
LASMO	SANTIAGO	0.7	1.2	1.3
OCCIDENTAL	CRAVO NORTE	110.7	187.0	157.6
OCCIDENTAL	LAS MONAS	4.7	3.9	3.6
PETROCOL	HUILA	1.9	2.0	1.5
TEXAS	COC.NARE. ANGELES	15.5	14.4	14.2
OTRAS MENORES			0.1	
TOTAL ASOCIACION		162.7	243.7	219.6

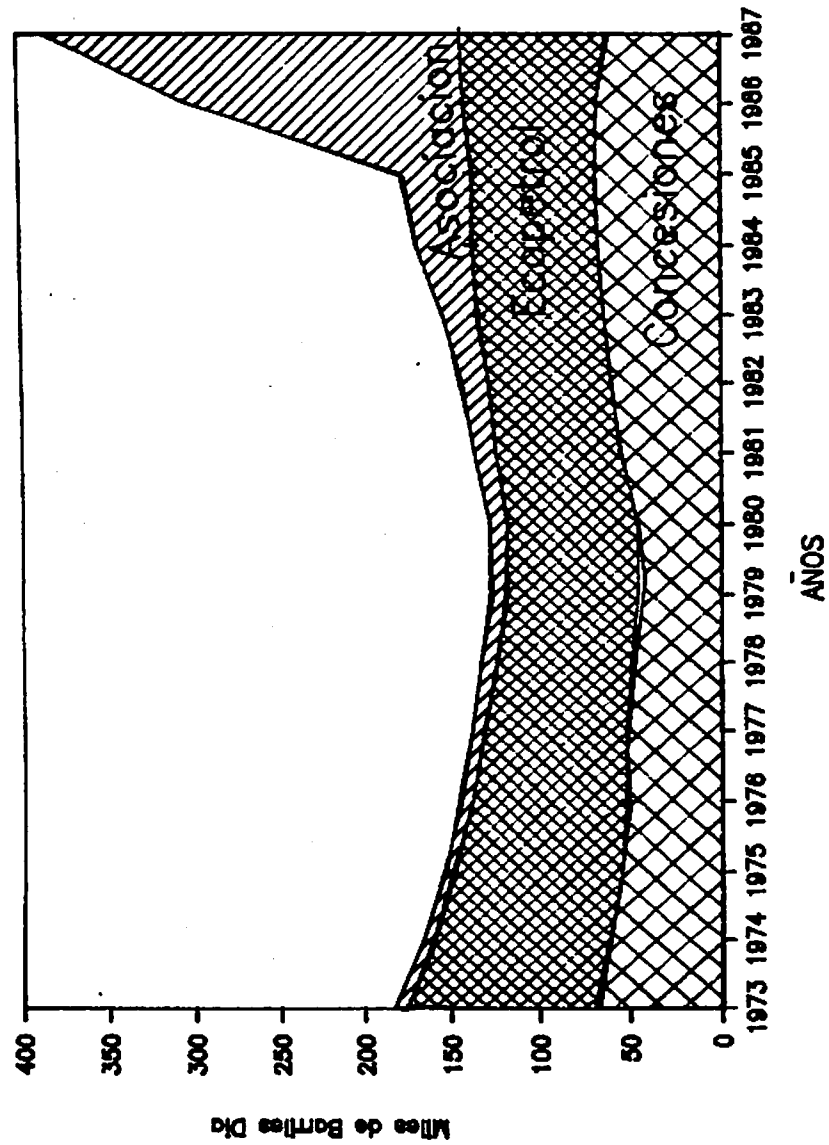
COMPAÑIA	CONCESION	1986	1987	1988
ELF-AQUITAINE	TRINIDAD	1.8	2.7	1.9
HOCOL	NEIVA	34.7	35.7	35.1
INTERCOL	PROVINCIA	16.0	15.9	15.7
PETRONORTE	ZULIA	1.4	0.8	1.4
TEXAS	VALLE MEDIO	12.5	7.0	6.4
TOTAL CONCESION		66.4	62.1	60.5
TOTAL PAIS		302.4	385.3	359.1

4.2. Suministros de Gas Natural

En el cuadro a continuación se detalla el suministro de Gas Natural en los últimos 2 años, por campos y regiones. Se observa allí que el total de suministro nacional aumentó en 2.6% durante 1987 hasta un nivel promedio de 391.96 BTU por día, equivalentes a 65 mil barriles/día de petróleo.

Los yacimientos en la Costa Atlántica suministran 68% del total y la zona de Barrancabermeja el 31% de los requerimientos nacionales de gas.

PRODUCCION DE PETROLEO POR CAMPOS



Fuente : Minminas—Oficina de Planeacion

CUADRO No. 18

SUMINISTRO DE GAS NATURAL POR CAMPOS

Millones de BTU por día

CAMPOS	1986	1987
Zona Norte	264.732	267.242
- Guajira	231.264	238.426
- Difícil	21.595	18.823
- Jobo Fablón	7.681	6.539
- Sucre	4.192	3.454
Zona Barrancabermeja	112.892	120.086
- Payoa	45.844	42.121
- Provincia	55.417	63.308
- Lisama	11.631	14.657
Otras zonas	4.419	4.596
- Río de Oro	2.630	2.261
- Tello (gas asociado)	1.789	2.285

El principal sector consumidor de gas es el termoeléctrico (44%), Ecopetrol consume cerca del 29%, la industria 23 y el sector petroquímico el 4%.

5. REFINACION, PROCESAMIENTO, Y TRANSPORTE DE PETROLEO CRUDO Y DERIVADOS

Las actividades relacionadas con el procesamiento de crudos y el transporte de los productos derivados del petróleo están a cargo de la empresa oficial Ecopetrol, que para tal efecto opera los complejos industriales de Barrancabermeja y Cartagena y demás refinerías en el país, contando también con una extensa infraestructura de transporte y almacenamiento a lo largo y ancho del país, para cumplir cabalmente con el objetivo central de la empresa, cual es el suministro oportuno y económico de energía derivada del petróleo a la sociedad colombiana y la extracción y transformación racional de las reservas nacionales de hidrocarburos.

A continuación se presenta un resumen de las operaciones realizadas por Ecopetrol, en materia de refinación y transporte durante el año 1987 y los primeros meses de 1988.

5.1 Procesamiento de crudos y producción de refinados

Es altamente satisfactorio para Ecopetrol destacar como una de sus realizaciones de 1987 el haber refinado el mayor volumen de petróleo crudo en la historia del país, 224.7 KBPD, como resultado de la autosuficiencia en producción de crudos y de la eficiente operación de diversas plantas de proceso. Este valor representa un incremento del 11.6% con relación a 1986, año en el que se refinó un promedio de 201.3 KBPD.

5.1.1 Cargas de petróleo crudo a las refinerías

En el Cuadro No. 20 se compara la refinación de crudo en 1987 y primeros meses de 1988, con la de años anteriores.

El Complejo Industrial de Barrancabermeja (CIB) procesó en 1987, 149.4 KBPD, lo que equivale al 66.5% del total nacional. En 1988, hasta el mes de mayo, se habían cargado en el CIB 143.51 KBPD.

En la Refinería de Cartagena se cargaron en 1987, 71.2 KBPD equivalentes al 31.7% de la carga total del país. Durante el año de 1988 (incluido el mes de mayo) se ha cargado 64.2 KBPD.

CUADRO No. 19

CARGAS A LAS REFINERIAS (1)

Miles de barriles por día

Año	Barranca	C/gena	Otras	Total	Crudo Impor- Nal.	Impor- tac.
1983	125.9	53.8	5.9	185.6	145.9	39.3
1984	128.7	53.7	5.9	188.3	145.3	43.0
1985	128.4	52.6	4.2	185.2	166.7	18.5
1986	140.7	56.4	4.2	201.3	201.3	-
1987	149.4	71.2	4.1	224.7	224.7	-
1988						
(mayo)	143.51	64.2	4.0	211.7	211.7	-

(1) Incluye crudos nacionales, importados y derivados importados (Gasóleos atmosféricos y cera aceitosa 1979-1983).

Las otras refinerías (Tibú, Orito y Plato) procesaron en 1987, 42 KBPD, lo que constituyó el 18% restante de la carga nacional.

La Refinería de Cartagena tuvo durante el mes de julio de 1987, el máximo volumen de carga de toda su historia, con 75.8 KBPD, lo que equivale a un incremento del 6.9% respecto al año 1986.

En el mes de agosto de 1987, el Complejo Industrial de Barrancabermeja logró el récord de máxima carga de operación con 170.1 KBPD y en octubre de 1987, el de máxima carga promedio mensual con 161.5 KBPD, siendo éstos los volúmenes más altos procesados en la historia de este Distrito. Estos valores representan respectivamente, un incremento del 6.3% y 5.6% con relación a 1986.

La Refinería de Orito operó en 1987 y primeros meses de 1988 a máxima carga con 1.3 KBPD procesados.

La Refinería de Tibú, aunque tiene una capacidad de 5.0 KBPD, sólo cargó 2.3 KBPD, como consecuencia de la baja demanda en su área de influencia.

En la Refinería de Plato, por su parte, se procesaron sólo 600 BPD de condensados, por la declinación del campo de El Dificil. Para 1988, el volumen procesado equivale a 500 BPD.

5.1.2 Producción de Refinerías

En el Cuadro No. 21 se detallan los productos obtenidos de la refinación nacional de crudos.

CUADRO No. 20

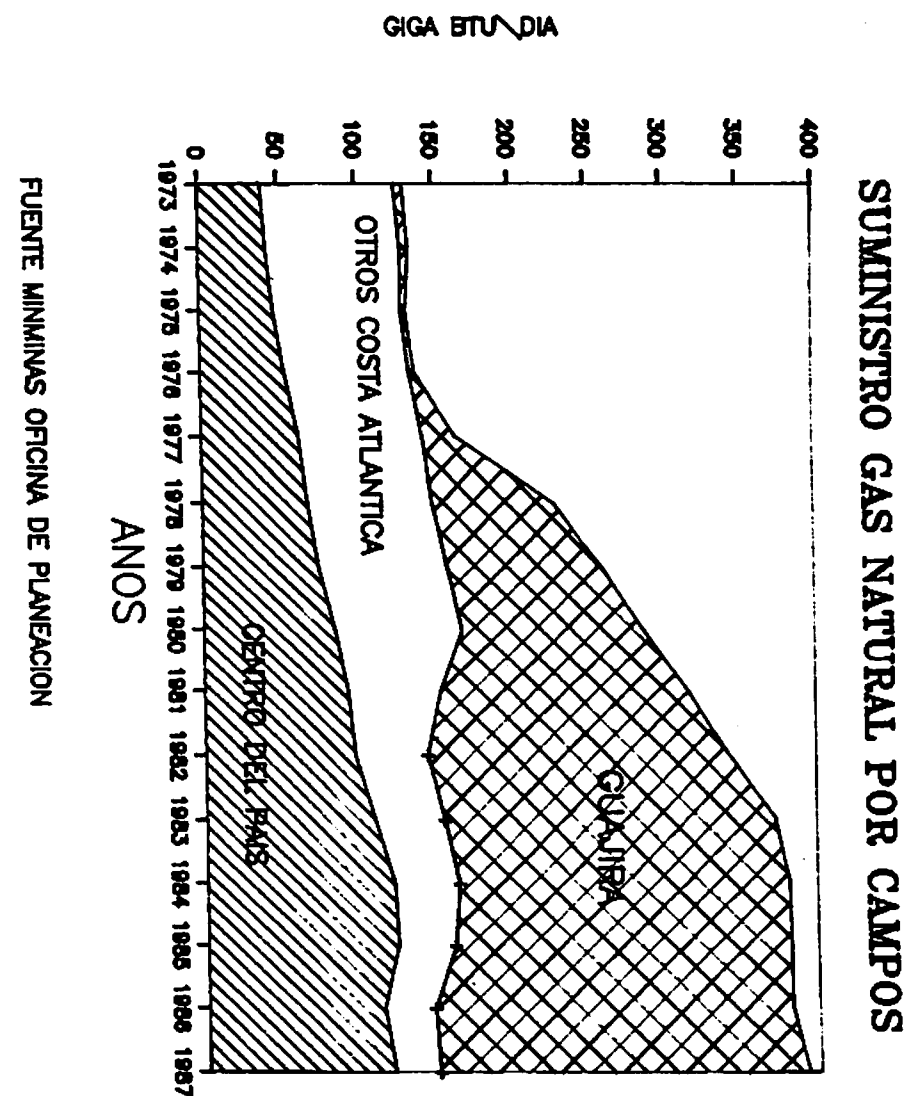
PRODUCCION DE DERIVADOS

Miles de barriles por día

DERIVADOS	1984	1985	1986	1987	1988 Mayo
Productos Blancos					
Gasolina motor (Regular y Extra)	65.3	62.1	70.6	81.0	72.00
Bencina Industrial y Cocinol	5.0	4.5	4.5	4.1	5.00
Destilados Medios (Turbocomb. queroseno y ACPM)	41.7	46.4	48.5	54.7	50.50
Gasolina de Aviación	0.9	0.9	0.9	0.7	0.7
Gas Propano	8.0	8.5	9.5	9.6	9.9
Alquilbenceno	0.4	0.4	0.4	0.4	0.34
Aromáticos	0.8	0.8	1.0	1.1	1.21
Ciclohexano	0.4	0.5	0.5	0.5	0.48
Disolventes					
Alifáticos	0.9	1.0	1.1	1.2	1.18
Parafinas	0.6	0.4	0.4	0.4	0.50
Bases Lubricantes	1.8	2.0	2.0	1.7	2.00
Total productos blancos	125.8	127.5	139.4	155.4	143.80
Productos negros					
Combustóleo	53.2	54.1	55.7	63.2	58.80
Alquitrán					
Aromático	0.7	0.7	0.6	0.7	0.5
Asfaltos	2.7	2.5	2.7	2.9	3.0
Total productos negros	56.6	57.3	59.0	66.8	62.30
Total Derivados	182.4	184.8	198.4	222.2	206.1

Las refinерías produjeron un promedio de 155.4 KBPD de productos blancos, lo cual representó un rendimiento del 69.2% del crudo cargado. De este volumen, 150.1 KBPD correspondieron a combustibles (gas propano, cocinol, bencina industrial, gasolina motor corriente y extra, gasolina de aviación, turbocombustible, queroseno y ACPM) y los restantes 5.3 KBPD a productos petroquímicos y disolventes.

De la producción diaria de residuos o productos negros, 63.2 KBPD correspondieron a combustóleo, 2.9 KBPD a asfalto y 700 BPD a alquitrán aromático. Tanto los asfaltos como el alquitrán aromático, se destinaron en su totalidad al consumo interno del país. En cuanto al destino de la producción total de combustóleo, 4.6 KBPD se consumieron en el país y el excedente se colocó en el renglón de exportación. Para atender las necesidades del mercado nacional de combustible industrial se continuó con el esfuerzo de reemplazar este combustóleo (producto generador de divisas) por Crudo Castilla y gas natural, dentro de la política del mejor aprovechamiento de los recursos energéticos existentes en el país.



FUENTE MINIMINAS OFICINA DE PLANEACION

SUMINISTRO GAS NATURAL POR CAMPOS

Adicionalmente, el Complejo Industrial de Barrancabermeja produjo y suministró al país, productos petroquímicos y otros insumos industriales especiales como : ciclohexano, benceno, tolueno.

Oxileno, xilenos mezclados, disolventes alifáticos, parafinas, bases para lubricantes, azufre y ácido nafténico.

5.1.3 Suministro de refinados

Como consecuencia del incremento en la refinación de crudo, el país logró atender la totalidad de la demanda nacional de combustibles, con excepción de la gasolina motor regular y se logró también un ahorro considerable de divisas por los siguientes conceptos:

a) Reducción de 8.1 KBPD en las importaciones de gasolina motor, no obstante el crecimiento normal de la demanda. En 1986 se importaron 21.0 KBPD, mientras que en 1987 esta cifra alcanzó los 12.9 KBPD.

b) Incremento de 6.0 KBPD en las exportaciones de combustóleo, que pasaron de 52.6 KBPD en 1986 a 58.6 KBPD en 1987.

c) Exportación de 6.5 KBPD de excedentes de ACPM, en comparación con los 2.0 KBPD de 1986.

d) Exportación de 1.5 KBPD de gasóleo excedente que no pudo ser convertido en gasolina por la reparación de la unidad de ruptura catalítica de la refinería de Cartagena.

Durante 1987 Ecopetrol suministró a la industria nacional, a través de su filial Poliolefinas Colombianas S.A., 67.015 toneladas métricas de diferentes resinas de polietileno de baja densidad. De esta cantidad se produjeron internamente 47.768 toneladas métricas y se importaron 19.337 toneladas, cantidad superior en 2.124 toneladas a las importadas en el año anterior.

En los primeros 5 meses de 1988 se produjeron 24.487 toneladas métricas y se importaron 17.000 toneladas métricas de los referidos productos.

Durante los cinco primeros meses de 1988, las refinerías han producido un total de 143.8 KBPDC de productos blancos, lo cual significa un decremento de 7.5% con respecto a 1987.

El volumen de productos negros producidos en el mismo período, fue de 62.3 KBPDC, que implica un descenso de 6.74% con respecto a 1987.

La disminución de la producción en lo que va corrido del año de 1988 especialmente en cuanto a gasolinas, se origina en el mantenimiento de las unidades de craqueo de las refinerías y ha implicado una disminución en los inventarios e incremento en las importaciones de gasolina, (3.2% respecto del pronóstico), en la cantidad requerida para satisfacer el déficit de producción y los incrementos normales de la demanda.

En los primeros meses del año no se ha efectuado ninguna exportación de gasóleo, pues se considera que ofrece mayor incentivo su procesamiento en las refinerías del país.

5.2 Proyectos de inversión en refinación

La ejecución presupuestal para el año de 1987 fue del orden de

los \$2.978 millones. Se manejaron en el área de refinación un total de setenta y cinco proyectos, de los cuales cincuenta y cuatro fueron terminados y los restantes se desarrollan durante 1988.

Dentro de las actividades más relevantes en el mejoramiento de las operaciones de refinación se destacan:

5.2.1 Refinería de Cartagena

Se iniciaron los proyectos para la construcción de la nueva planta de amina, (como complemento en la construcción de una planta de azufre), con el fin de remover los compuestos de azufre, reducir las emisiones de óxido de azufre a la atmósfera y aumentar las ventas de azufre elemental. Se construyeron nuevos tanques de almacenamiento con miras a facilitar el manejo de los

productos con cargas altas de crudo. Se amplió la planta de asfalto con el propósito de suplir las necesidades de la costa norte y se construyó una nueva torre de agua enfriante que reducirá en un 51% el afluente actual de la bahía. Debido a su magnitud, la ejecución de estos proyectos demandará un período superior a los dos años.

5.2.2 Complejo Industrial de Barrancabermeja

- Se contrató la ejecución de la ingeniería detallada en el proyecto de ampliación de la capacidad de procesamiento de crudos, con el fin de aumentar la carga de crudo liviano a 170 KBPD y de crudo pesado a 163 KBPD.

- Prosigue este año el desarrollo de las diferentes fases de los proyectos de modernización y ensanche de las unidades recuperadoras de vapores de la Orthoflow y Modelo IV, y la Unidad de Ruptura Catalítica UOP.

- En el último trimestre de 1987 se ejecutaron los trabajos de optimización de la Unidad de Ruptura Catalítica Modelo IV, para la obtención de gas propano.

Esta unidad inició operaciones a comienzos de 1988.

5.3 Control del medio ambiente

Dentro de las actividades más importantes del Complejo Industrial de Barrancabermeja, sobresalen los proyectos para la eliminación de las ciénagas aceitosas, y el control de la contaminación de la Ciénaga Miramar y las bases para los estudios de contaminación atmosférica, relleno sanitario y disposición de desechos sólidos industriales. En la refinería de Cartagena se redujo el consumo de agua salada para enfriamiento y se inició un programa para la disposición final de lodos, mediante el proceso de degradación microbiológica.

5.4 Transporte de crudo y productos

La red de transporte de Ecopetrol está constituida por oleoductos que movilizan el petróleo crudo desde los campos petroleros a las refinerías; poliductos que llevan los combustibles desde las refinerías hasta los centros de consumo; un combustoleoducto que transporta desde Barrancabermeja hasta Cartagena el combustóleo excedente con destino a la exportación y los gasoductos que distribuyen el gas natural proveniente de los diferentes campos de producción a los centros de consumo.

La red de oleoductos y poliductos se complementa con el transporte por vía marítima, fluvial y terrestre.

El Mapa II-2 presenta la red nacional de transporte de hidrocarburos en sus diferentes modalidades. Al finalizar 1987 la red nacional de oleoductos y poliductos en operación totalizó 8.806 kilómetros, de los cuales 6.557 kilómetros (6.280 en operación y 277 en construcción) pertenecen a Ecopetrol (74.5%) y 770 kilómetros corresponden al oleoducto Caño Limón-Coveñas, construido por la asociación Occidental (25%), Shell (25%) y Ecopetrol (50%).

El distrito de Oleoductos alcanzó el 25 de agosto de 1987 la cifra de 1.000 millones de barriles de productos blancos crudos y combustóleo transportados por sus diferentes líneas.

De igual forma, el oleoducto Caño Limón-Coveñas totalizó, el 19 de noviembre, la cifra de 100 millones de barriles transportados por su red desde cuando inició operaciones.

En el mes de diciembre, el tanquero Atlantic Assurance recibió por parte de la Asociación Cravo Norte el barril número 100 millones, en el Terminal Marítimo de Coveñas.

5.4.1 Transporte por Oleoductos

El transporte de petróleo crudo durante 1987 a través de los oleoductos de Ecopetrol, teniendo en cuenta sólo las entradas primarias, fue en promedio de 187.3 KBPD, cifra superior en 30.4% a los 143 KBPD transportados en 1986 (Tabla No. 1). Esta variación fue determinada por el incremento en los volúmenes despachados desde el Huila con destino al Complejo Industrial, al mayor transporte de crudos de Coveñas a Cartagena, al aumentar la carga de la refinera y disminuir substancialmente los cabotajes debido a la mayor capacidad del oleoducto y a la mayor utilización del oleoducto transandino, en virtud del Convenio CEPE-ECOPETROL.

Por los oleoductos construidos en asociación con CEPE (Lago Agrío-Colón) y con Oxy/Shell (Caño Limón-Coveñas) se transportó un promedio de 201.6 KBPD.

En 1988, el volumen total transportado por estos oleoductos de asociación disminuyó a 165.9 KBPD, debido a que CEPE superó su situación de emergencia.

CUADRO No. 21

TRANSPORTE DE CRUDOS POR OLEODUCTOS

Sectores	Miles de barriles por día					Variación 87/86 (%)	Variación 88/87
	1984	1985	1986	1987	1988		
Oleoductos de Ecopetrol							
Ayacucho-Barranca	7.3	31.8	29.5	27.2	26.5	7.8	(2.6)
Dina-Barranca	25.9	35.0	44.0	57.0	55.0	29.5	(3.5)
Dina-Velásquez (1)	18.9	18.0	18.5	13.3	20.9	28.1	57.1
Galán-Ayacucho							
Coveñas	7.1	19.5	27.0	18.3	21.3	32.2	16.4
Coveñas-Cartagena	35.6	59.0	60.4	65.7	2.4		
Orito-Tumaco (2)	15.0	16.0	16.0	30.8	26.90	92.5	(12.7)
Subtotal (3)	67.1	100.8	143.6	187.3	189.7	30.4	1.28
Oleoductos en Asociación							
Caño Limón							
Coveñas	110.2	186.5	153.7	69.2		(17.6)	
Lago Agrío-Colón	15.1	12.2				(19.2)	
Subtotal	0.0	0.0	110.2	201.6	165.9	69.2	(17.70)
Total (3)	67.1	100.8	253.8	388.9	355.6	53.2	8.56

(1) Corresponde a diluyente entregado a la Texas para movilizar sus crudos del área de Cocorná y que están parcialmente contabilizados en el oleoducto Dina-Barrancabermeja.

(2) Incluye el crudo Oriente de Ecuador que se transportó desde Mayo 5 de 1987 (15.073 barriles por día) según el Convenio CEPE-ECOPETROL.

(3) Sólo considera sectores primarios (no incluye Galán-Ayacucho-Coveñas).

5.4.2 Transporte por Poliductos

En 1987 el transporte de combustible en el país, teniendo en cuenta únicamente los bombeos desde las refineras, fue de 331.9 BPD por kilómetro (B-Km/d), cifra que comparada con los 313.0 B-Km/d transportados en 1986, representa un incremento del 6.0%. La red total de poliductos transportó 195.7 B-Km/d, cifra superior en un 4.2% a la registrada en el año de 1986.

CUADRO No. 22

TRANSPORTE DE PRODUCTOS REFINADOS POR POLIDUCTOS

Sector	Miles de barriles por día						Varia- ción(%)1988 mayo
	Kms.	1984	1985	1986	1987	87/86	
B/meja-Bucaramanga	95	7.3	8.0	8.4	9.1	8.3	9.3
B/meja-Sebastopol	111	95.2	98.1	102.4	106.8	4.3	113.2
B/ventura-Yumbo	98	6.8	9.0	8.0	9.3	16.3	3.9
Cartagena-B/quilla	103	11.2	11.4	8.6	9.9	15.1	10.8
Total sectores primarios	407	120.5	126.5	127.4	135.1	6.0	137.2
Otros sectores							
Sebastopol-Medellin	168	16.2	16.9	17.6	18.4	4.5	18.9
Sebastopol-Pto. Salgar	135	78.5	80.6	84.3	87.8	4.2	88.8
Pto. Salgar-Bogotá	138	51.3	54.8	56.4	57.8	2.5	57.8
Pto. Salgar-Mariquita	55	24.4	23.5	25.8	28.0	8.5	28.4
Mariquita-Manizales	70	17.9	16.5	18.2	19.0	4.4	19.2
Mariquita-Gualanday	123	3.9	5.3	6.4	7.9	23.4	8.1
Gualanday-Neiva	157	1.8	3.0	3.6	3.4	(5.6)	3.7
Manizales-Yumbo	233	9.7	8.2	9.8	9.7	(1.0)	12.4
Pozos Colorados							
B/meja Medellín-Yumbo	499	20.7	26.7	23.4	21.4	(8.5)	30.4
Total	1.985	344.9	362.0	372.9	388.5	(4.2)	410.3

5.4.3 Transporte por Combustoleoducto

El transporte de combustóleo por tubería desde Barrancabermeja hasta Cartagena con destino a la exportación fue de 29.3 KBPD, lo que muestra un incremento del 15.8% con relación al volumen transportado en el año anterior. La movilización del combustóleo de exportación se complementa con el transporte por el Río Magdalena.

5.4.4 Transporte por Gasoductos

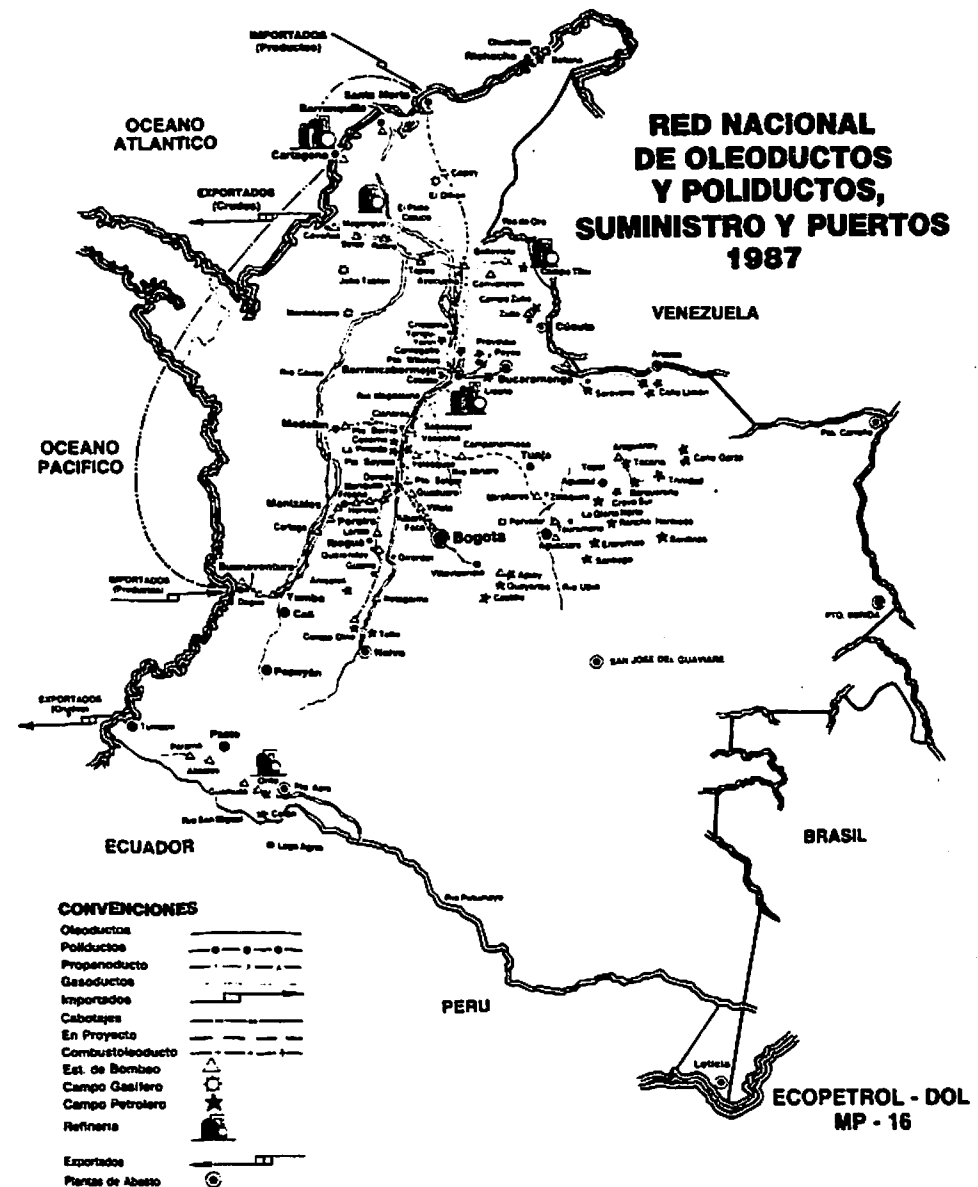
Los gasoductos son operados por compañías particulares.

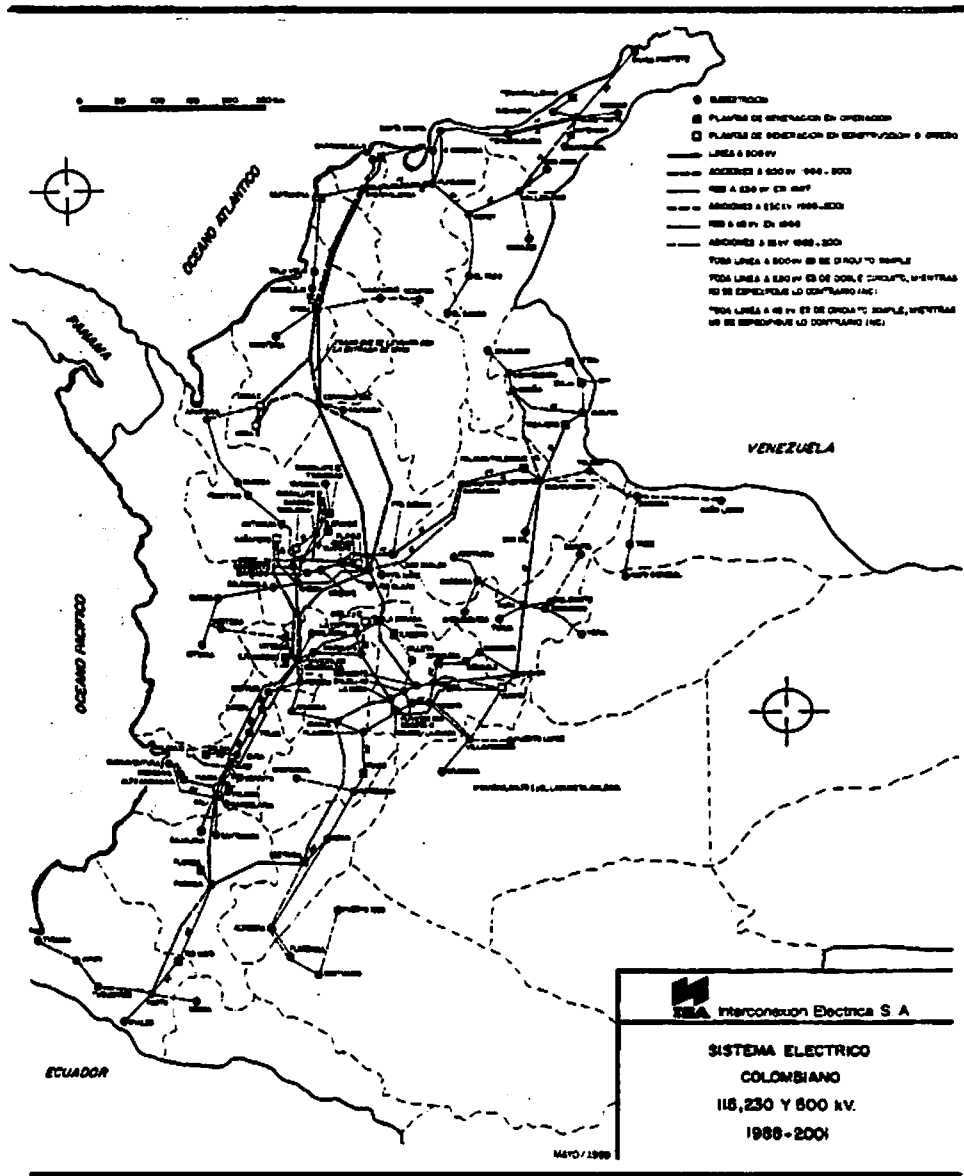
Durante 1987 se transportó por los diferentes gasoductos del país un promedio de 391.9 MPCD de los cuales 267.2 MPCD correspondieron a la Costa Atlántico y 124.7 MPCD a la zona central del país. El consumo total de gas natural durante el año fue equivalente a 63.2 miles de barriles día de combustóleo. (Un barril de combustóleo corresponde a 6.2 millones de pies cúbicos de gas en promedio).

5.4.5 Transporte de petróleo crudo por carreteras

El transporte terrestre de crudos alcanzó en 1987 en promedio 23.5 KBPD con un incremento del 53.8% sobre el volumen registrado en 1986. Para este año se observó un aumento sustancial en el transporte de crudos Aplay, Casanare y Arauca. Las mayores rutas fueron: Aplay-La Dorada con 10.1 KBPD y Casanare-Barrancabermeja con 9.3 KBPD.

Sin embargo durante los cinco primeros meses de 1988, el crudo transportado en la ruta Casanare-Barrancabermeja disminuyó sustancialmente (21.48%), como consecuencia del mal estado de la vía.





CUADRO No. 23
TRANSPORTE TERRESTRE DE CRUDO
(Barriles por día)

Trayecto	1984	1985	1986	1987	Variac. Variac.	
					87/86 (%)	1988 88/87 (mayo) (%)
A-Carrotanque						
Dina-B/meja	1.800	—	—	—	—	—
Dina-La						
Dorada	400	—	6	—	—	—
Ortega-La						
Dorada	400	—	3	—	—	—
La Caña						
da-Dina	200	200	—	132	—	186 40.90
Apiay-Aya-						
cuchoT	1.700	—	—	—	—	—
Texas-Aya-						
cucho	—	—	892	—	—	—
Apiay-La						
Dorada	4.100	6.500	6.205	10.118	63.1	10.439 3.17
Casanare-B/meja	4.400	4.900	7.051	9.300	31.9	7.302 (21.48)
Santiago-Aya-						
cucho*	—	—	—	645	—	—
Santiago-B/meja	—	—	—	1.145	—	1.297 13.13
Chichimene-La						
Dorada	—	—	491	547	11.4	569 4.02
Río Zulia						
B/meja	—	—	—	—	—	—
Arauca-B/meja	—	—	—	2.162	—	2.389 10.50
Toquí-Toquí-						
La Dorada	—	—	—	65	—	—
Los Mangos-La						
Dorada	—	—	—	49	—	—
Subtotal						
carrotanque	13.000	11.600	15.293	23.518	53.8	22.182
B - Ferrocarril (1)						
Dina-B/meja	800	—	—	—	—	—
Bonza-B/meja	—	1.300	86	—	—	—
Gloria Norte-						
B/meja (2)	—	—	143	—	—	—
Subtotal						
Ferrocarril	800	1.300	229	—	—	—
C - Total						
Transporte						
Terrestre	13.800	12.900	15.522	23.518	51.5	—

(1) Este servicio se suspendió desde mayo de 1986 por incapacidad de los FF.NN.

(2) Desde mayo de 1986 se transporta por carrotanque con la mezcla Casanare.

5.4.6 Transporte fluvial de hidrocarburos

La movilización de hidrocarburos por esta vía durante 1987 fue de 21.3 KBPD, sustancialmente igual al del año anterior. Este transporte se realiza exclusivamente por el Río Magdalena, siendo el combustóleo para exportación su más importante renglón.

CUADRO No. 24
TRANSPORTE FLUVIAL DE HIDROCARBUROS
(Miles de barriles por año)

Trayecto	1984	1985	1986	1987	87/86 (%)	Variac. 1988 (Mayo)
B/meja-Cartagena (1)	6.855	6.035	6.599	6.714	1.7	21.75
Cartagena-B/meja (2)	762	800	944	884	(6.4)	439
B/meja-Barranquilla(3)	200	233	171	152	(11.1)	68
Cicuco-Cartagena (4)	—	95	—	70	—	103
Barranquilla-B/meja	38	—	—	—	—	—
Yarirí-B/meja	108	42	—	—	—	—
La Rompida-B/meja	—	29	20	—	—	—
Plato-B/meja (5)	—	—	6	—	—	—
Pinto-B/meja (6)	—	—	—	10	—	—
Total	7.963	7.234	7.740	7.830	1.2	27.85
Promedio diario (KBPD)	21.76	19.82	21.21	21.3	—	18.32

(1) Combustóleo pesado y Benceno de exportación.

(2) Diluyente para el combustóleo y gasóleo.

(3) Ciclohexano para Monómeros Colombo-Venezolanos.

(4) En octubre/87 se suspendió inyección de crudo Cicuco a la línea de 18' Ayacucho-Covenas.

(5) Fondos de la Refinería de Plato.

(6) Crudo Caño-Limón por reparación de oleoducto.

5.4.7 Transporte marítimo de hidrocarburos

Los cabojates efectuados por Ecopetrol en 1987 en las rutas de Tumaco-Cartagena, Cartagena-Buenaventura, Cartagena-Pozos Colorados (Santa Marta) y Coveñas-Cartagena, alcanzaron un promedio de 32.6 KBPD, lo cual representa una disminución del 1.8% respecto al volumen registrado en 1986. Esta disminución fue originada por la reducción en el cabotaje de crudo Orito que sale de Tumaco hasta Cartagena, el cual se destinó a la exportación y a la disminución en el cabotaje de crudo Caño Limón a Cartagena debido a la gran capacidad del oleoducto. Del total de los cabotajes el 4.1% corresponde al crudo Orito; el 33% al crudo Caño Limón, el 30% lo constituyen los combustibles cargados en Cartagena y transportados por el Canal de Panamá hasta Buenaventura, para atender parcialmente la demanda del occidente del país y el 32.9% restante lo representa el transporte de excedentes de nafta virgen y gasolina motor de la refinería de Cartagena hacia Pozos Colorados con destino al Complejo Industrial, para ser luego distribuidas como gasolina motor en el centro del país.

CUADRO No. 25
TRANSPORTE MARITIMO DE HIDROCARBUROS
(Miles de barriles por año)

Puertos y Trayectos	Variac.					
	1984	1985	1986	1987	87/86 (%)	
Tumaco-Cartagena (1)	6.206	6.081	1.205	484	(59.8)	
Cartagena-Buenaventura (2)	2.542	2.928	2.520	3.576	41.9	
Cartagena-Pozos Colorados (3)	3.075	2.231	2.478	3.921	58.2	
Coveñas-Cartagena (4)	1.228	—	5.932	3.935	(33.7)	
Total Cabotajes	13.051	11.240	12.135	11.916	(1.8)	

(1) Crudo Orito para la Refinería de Cartagena.

(2) Derivados para consumo de la zona occidental del país.

(3) Excedentes de nafta virgen y gasolina motor hacia Barrancabermeja.

(4) Crudo para la Refinería de Cartagena.

5.4.8 Distrito Caño Limón-Coveñas

Esta dependencia de Ecopetrol tiene a su cargo la operación del oleoducto Caño Limón-Coveñas y del Terminal Marítimo en este puerto, construido por la Asociación Cravo Norte. Ecopetrol (50%), Occidental (25%) y Shell (25%) .

Durante 1987 se transportaron 186.5 KBPD. El mayor volumen se presentó en el mes de agosto con un promedio equivalente a 208.2 KBPD. La mayor tasa de bombeo fue de 234.3 KBPD y el menor volumen promedio (145.4 KBPD) se presentó en el mes de junio, ocasionado por los graves daños que sufrieron los motores de las unidades principales de bombeo en las estaciones de Caño Limón, Banadía, Samoré y Toledo.

Los porcentajes de participación de los asociados en la entrega de crudo por el oleoducto es del 60% para Ecopetrol, 20% Occidental y 20% para Shell. Durante el año fueron atendidos por la Unidad de Almacenamiento Flotante del Terminal Marítimo de Covenas I -Floating Storage Unit, (FSU) un total de 110 buques. El mayor volumen embarcado para exportación por cuenta de Ecopetrol fue del orden de los 844.0 BLS, con destino a Rotterdam.

Es importante destacar que durante el período 1986-1987 la operación a cargo del distrito Caño Limón-Covenas movilizó un total de 63.9 MBLS de crudo de propiedad de Ecopetrol, que corresponden a un ahorro de divisas de mil millones de dólares al valorizar, tanto las exportaciones como el crudo refinado en el país.

En el año de 1988 (enero a junio), transportaron 153.7 KBPD, lo cual equivale a una disminución, respecto de 1987, de 17.6%. Este descenso en el volumen transportado es debido a la obligada suspensión del servicio, como consecuencia de los atentados realizados a este oleoducto.

5.4.9 Convenio CEPE-ECOPETROL

A raíz de la destrucción parcial del sistema del oleoducto transcuatoriano ocasionada por el sismo de marzo de 1987, se protocolizó un convenio entre CEPE y ECOPEPETROL con el fin de transportar el crudo Oriente producido en los campos de Lago Agrio-Ecuador hasta el Puerto fluvial de Colón en Colombia y de allí a Tumaco, a través del oleoducto Transandino.

El convenio estipula el transporte de treinta y cinco millones de barriles. De mayo a diciembre de 1987 se movilizaron 5.5 millones de barriles entre la estación de Lago Agrio (Ecuador) y el terminal de Ecopetrol en el puerto colombiano de Tumaco.

5.4.10 Proyectos de Inversión

En la vigencia de 1987 se ejecutaron obras por valor de M\$15.269 y se cerraron ocho proyectos de un total de cuarenta, provenientes de vigencias anteriores o iniciados en el año.

Los principales proyectos son:

a. Centrales de abasto de las zonas de frontera desde Venezuela hasta la Amazonía Colombiana.

Con el fin de tener presencia y cooperar con el desarrollo de las distintas regiones del país, Ecopetrol adelantó la construcción de varias plantas que complementan las ya existentes de Arauca, Aguazul y Saravena. La planta de Leticia entró en operación en noviembre 12 y la de Puerto Carreño fue recibida el 22 de octubre. Además se completó y se puso en operación la planta de Puerto Inírida recibida el 23 de octubre.

Las plantas de San José del Guaviare y Puerto Asís tuvieron avances significativos y se calcula que estarán construidas para 1988.

b. Poliducto Sebastopol-Medellín-Yumbo

El 5 de noviembre se terminó satisfactoriamente la primera etapa de este proyecto que establece una vía alterna para el suministro de combustibles al occidente del país, con capacidad de desplazar un volumen hasta 8.5 KBPDC. Queda pendiente la construcción de las estaciones de Cisneros y Aburrá.

Este proyecto no sólo amplía la cobertura de transporte de combustibles líquidos blancos al área de Antioquia sino que optimiza el transporte al área de Cali e intermedios.

La operación completa de este poliducto requiere el apoyo de las autoridades del área metropolitana de Medellín que permitan la utilización del terreno en donde se construirá la estación de bombeo para impulsar los combustibles al occidente.

c. Ampliación de la capacidad de almacenamiento

En la estación Sebastopol se instalaron dos tanques de 50.8 KBLS cada uno, para el almacenamiento de productos. En la estación de Ayacucho se puso en servicio, en el mes de agosto, un tanque nuevo con capacidad de 100 KBLS y se recibió lámina para construir otro de 250 KBLS. Con estos proyectos se busca dar más capacidad operativa al sistema.

d. Oleoducto Central de los Llanos

Tal como se anotó en el numeral 3, el Oleoducto Central de los Llanos es una obra de gran importancia para el transporte de la producción actualmente represada por dificultades de transporte en esa región.

e. Variante Santa Rosa-Pereira

f. Ampliación del Oleoducto Sebastopol-Galán

El 30 de septiembre de 1987 se firmó el acta de iniciación de obra para la construcción de ochenta kilómetros de 20" de diámetro. Este proyecto es indispensable para aumentar la capacidad de transporte de los crudos que se producen en el sur del país, en los Llanos Orientales (Meta y Casanare) y en el Medio Magdalena.

g. Oleoducto del Alto Magdalena

Este oleoducto surgió de la necesidad de desalojar las mayores disponibilidades de crudo que se pronostican en el Alto y Medio Magdalena y Llanos Orientales, que no pueden ser procesados y deben destinarse a exportación.

Ecopetrol ha manifestado su interés de participar en este proyecto y para el efecto se están dando los pasos conducentes para su realización, conjuntamente con las compañías productoras del área.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

6. COMERCIALIZACION DE HIDROCARBUROS

Durante el período agosto/86-mayo/88, se consolidó la organización de la Vicepresidencia Comercial con la creación de las Divisiones de Combustibles Líquidos y la de Gas Natural y Combustibles Domésticos.

Vale la pena resaltar el trabajo realizado con el fin de incrementar la participación en el mercado de combustibles y lubricantes por parte de las Terpel. Fue así como se logró la creación de Terpel del Occidente, para participar en el mercado del área Suroccidental del país.

Adicionalmente, se expidió un decreto autorizando la creación de la compañía "Holding" denominada Terpel Inversiones S.A., la cual permitirá a Ecopetrol una mayor participación y control sobre las sociedades, buscando así el objetivo de tener el 50% del mercado de combustibles para el año 2000.

El buen manejo de las exportaciones de crudo y combustóleo (fuel oil), permitió obtener precios convenientes en el mercado internacional, aumentando también los volúmenes exportados y reduciendo las importaciones, lo que se reflejó en una balanza comercial positiva de MUS\$796 en 1987, superior en un 137% en relación con 1986.

En la distribución de gas domiciliario, el número de viviendas conectadas se incrementó en un 39.4% en 1987, en comparación con el número registrado a diciembre 31/86.

6.1. Comercio Nacional

6.1.1. Ventas de Productos Industriales

Durante el período agosto/86-mayo/88, ECOPEPETROL suministró a la industria nacional 20.04 KBPD de productos industriales, tales como: disolventes alifáticos, productos petroquímicos, parafinas, azufre y otros.

Las ventas nacionales de productos como xilenos, alquilbenceno, tolueno, asfaltos sólidos y crudo castilla, experimentaron aumentos importantes en este lapso.

El valor de los productos industriales vendidos (excluido polietileno), le representaron a ECOPEPETROL, ingresos por M\$64.10 en el tiempo ya señalado.

Igualmente en el período mencionado, ECOPEPETROL atendió la

demanda nacional de polietileno de baja densidad a través de su filial POLICOLSA, suministrando 122.87 miles de toneladas, de las cuales 88.46 miles de toneladas fueron de producción nacional y el resto importadas. El total de las ventas equivalen a M\$26.297.66.

En el cuadro de la página siguiente se detallan las ventas de productos industriales en el período 1986-1988 (Mayo).

6.1.2. Actividades de las Sociedades Terpel S.A.

Las sociedades de economía mixta TERPEL S.A., están constituidas por siete empresas, en las cuales ECOPEPETROL es socio mayoritario. Estas tienen amplia presencia en la distribución de combustibles y lubricantes en áreas de influencia de sus sedes seccionales como son: Bogotá, Bucaramanga, Manizales, Pereira, Mariquita, Medellín, Buga, Barranquilla y Neiva.

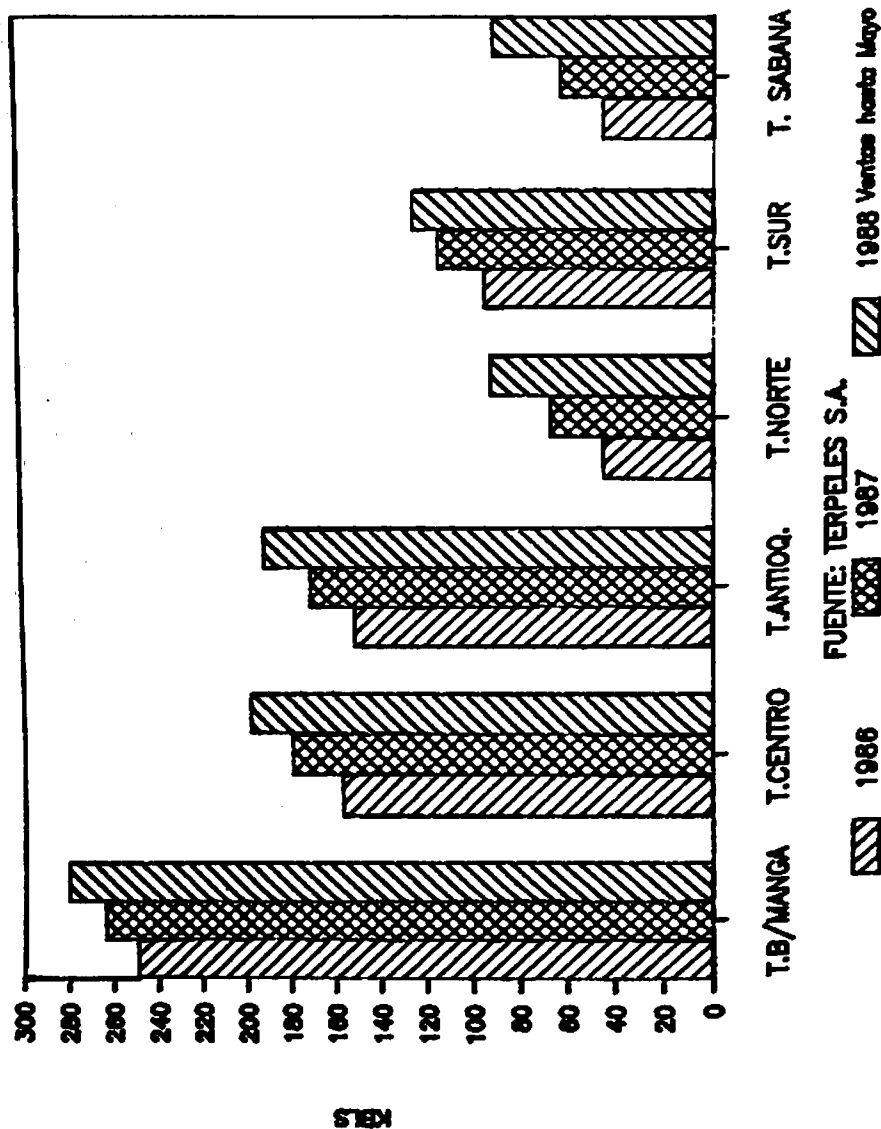
En marzo de 1988 fue creada Terpel del Occidente S.A., con la cual se espera aumentar la participación en el mercado de combustibles y lubricantes, en los Departamentos del Valle, Cauca, Nariño y la Intendencia del Putumayo.

Las ventas de combustibles de los Terpeles en 1987, alcanzaron un total de 10.2 MBLS incluido el Crudo Castilla, lo que representó un 15.5% de incremento con relación a 1986. (Gráfico No. 1).

En cuanto a lubricantes, las ventas en 1987 ascendieron a 2.9 MGLS, mostrando estabilización con relación a 1986, fenómeno característico para todas las grandes compañías involucradas en este negocio.

En lo referente a la administración, la creación de una compañía "Holding" denominada "Terpel Inversiones S.A.", permitirá coordinar los planes de desarrollo de las mismas y unificar criterios y políticas en las áreas comercial, administrativa y financiera.

PROMEDIO MENSUAL DE COMBUSTIBLES



FUENTE: TERPELES S.A.
 1986 1987 1988 Ventas hasta Mayo

6.1.3. Plantas de Abasto Territorios Nacionales

En desarrollo de la política del Estado para las zonas de frontera, a partir de septiembre de 1987 se pusieron en servicio nuevas plantas para el suministro de combustibles en Puerto Carreño, Puerto Inírida y Leticia, lo cual ha permitido estabilizar el suministro y los precios de estos productos en esas regiones.

El suministro a las plantas de Puerto Carreño y Puerto Inírida se hace desde Bogotá, utilizando transporte terrestre y fluvial por los ríos Meta y Guaviare. La planta de Leticia se abastece desde Manaos, mediante convenio establecido con PETROBRAS. La nueva planta de abasto en San José del Guaviare, que entró en operación a principio de año, facilita la entrega de combustibles a Puerto Inírida y a sitios aislados como Mitú.

Adicionalmente se adelanta el proyecto de planta de abasto en Puerto Asis, para atender el área del Putumayo y dar apoyo a la planta de Leticia.

6.1.4. Nuevas Normas

En materia legal se expidió la Ley 39 de 1987 que declara como servicio público la distribución de petróleo y sus derivados; el Decreto 1286 de 1987 modificó y adicionó el Decreto 2011 de 1986, haciendo más ágil la prestación del servicio de gas natural, al igual que la iniciación de planes pilotos antes de la concesión.

Asimismo, se concedieron 8.000 millones de pesos a las empresas de gas de la Costa Atlántica, para financiar a muy bajo costo las acometidas domiciliarias a 120 mil familias usuarias de los estratos 1 y 2. Se creó la Comisión de Energía Doméstica Popular en la ciudad de Bogotá, donde se eliminaron los expendios privados de cocinol, beneficiando con un mejor servicio a 350.000 familias.

Se adelanta la preparación de un proyecto de decreto que establezca el procedimiento para la fijación del precio de la gasolina y los márgenes de comercialización, incluyendo el volumen de evaporación. Se buscará mejorar también las normas de combustibles líquidos.

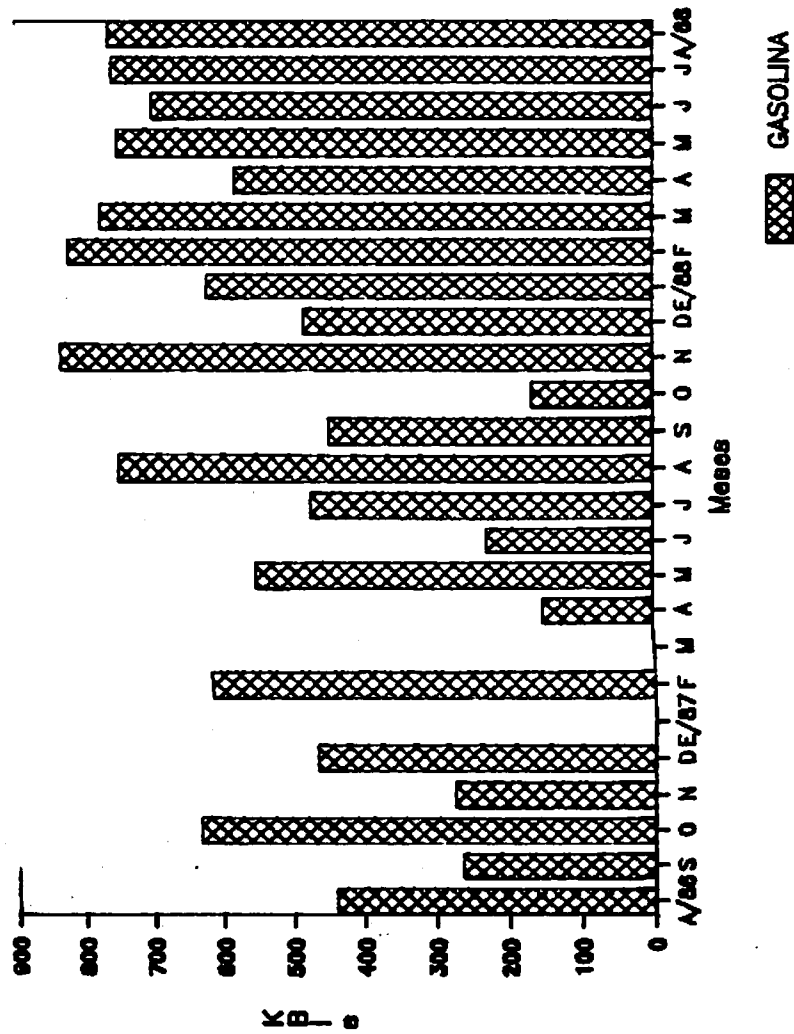
6.2. Comercio exterior

En el periodo agosto/86-mayo/88, el precio del petróleo crudo tuvo oscilaciones de acuerdo con las cotizaciones internacionales. El nivel más bajo fue de US\$12.04/Bl. en agosto/86, y el más elevado fue de US\$20.09/Bl. en julio/87. Actualmente se sitúa alrededor de US\$15.00/Bl.

IMPORTACIONES DE GASOLINA MOTOR

Agosto 1986 - Agosto 1988

Gráfica 1A

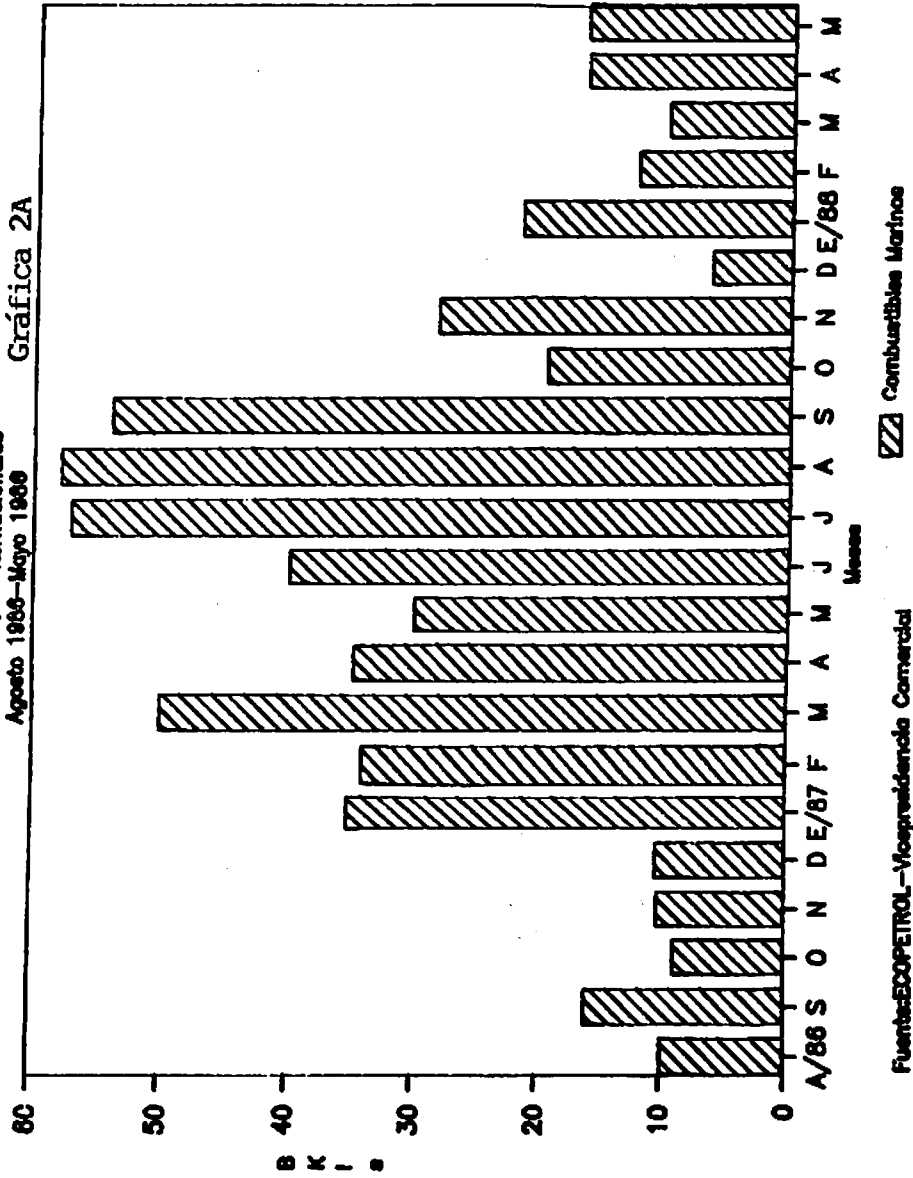


Fuente: ECOPEPETROL - Vicepresidencia Comercial

VENTAS DE COMBUSTIBLES MARIÑOS

Navas en Vigas Internacionales
Agosto 1986 - Mayo 1988

Gráfica 2A



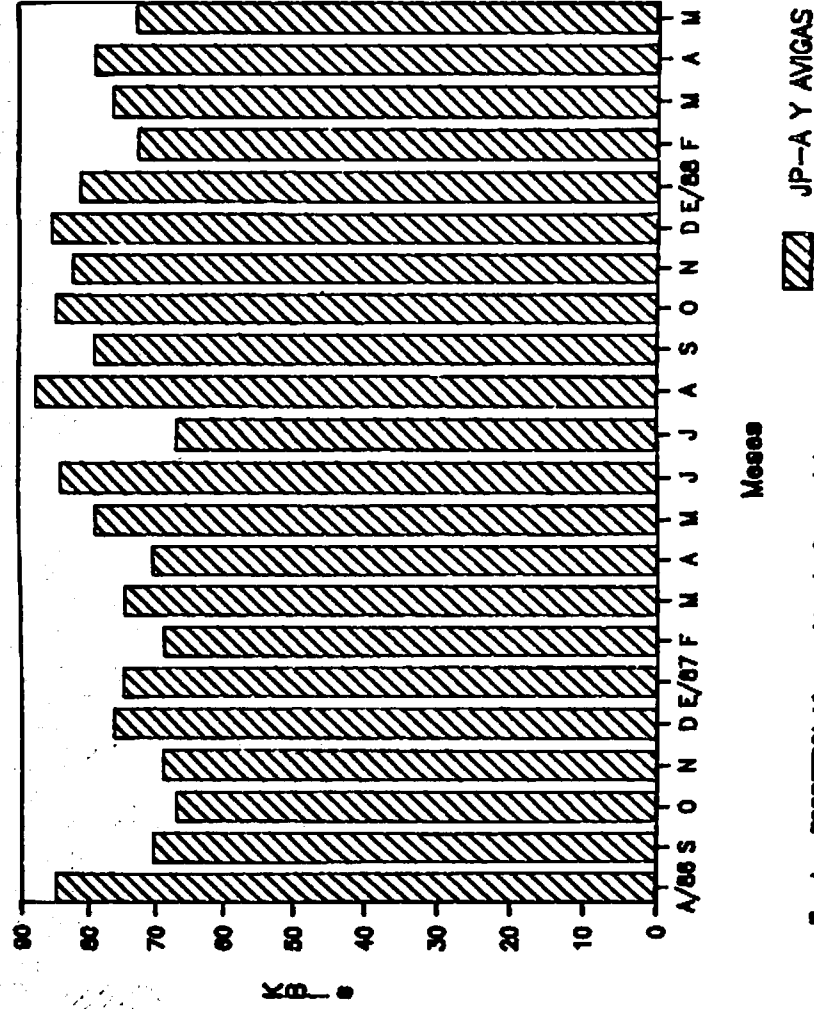
Fuente: ECOPEPETROL - Vicepresidencia Comercial

VENTA DE COMBUSTIBLES AEREOS

Naves en viajes internacionales

Agosto 1988 - Mayo 1988

Gráfica 3A



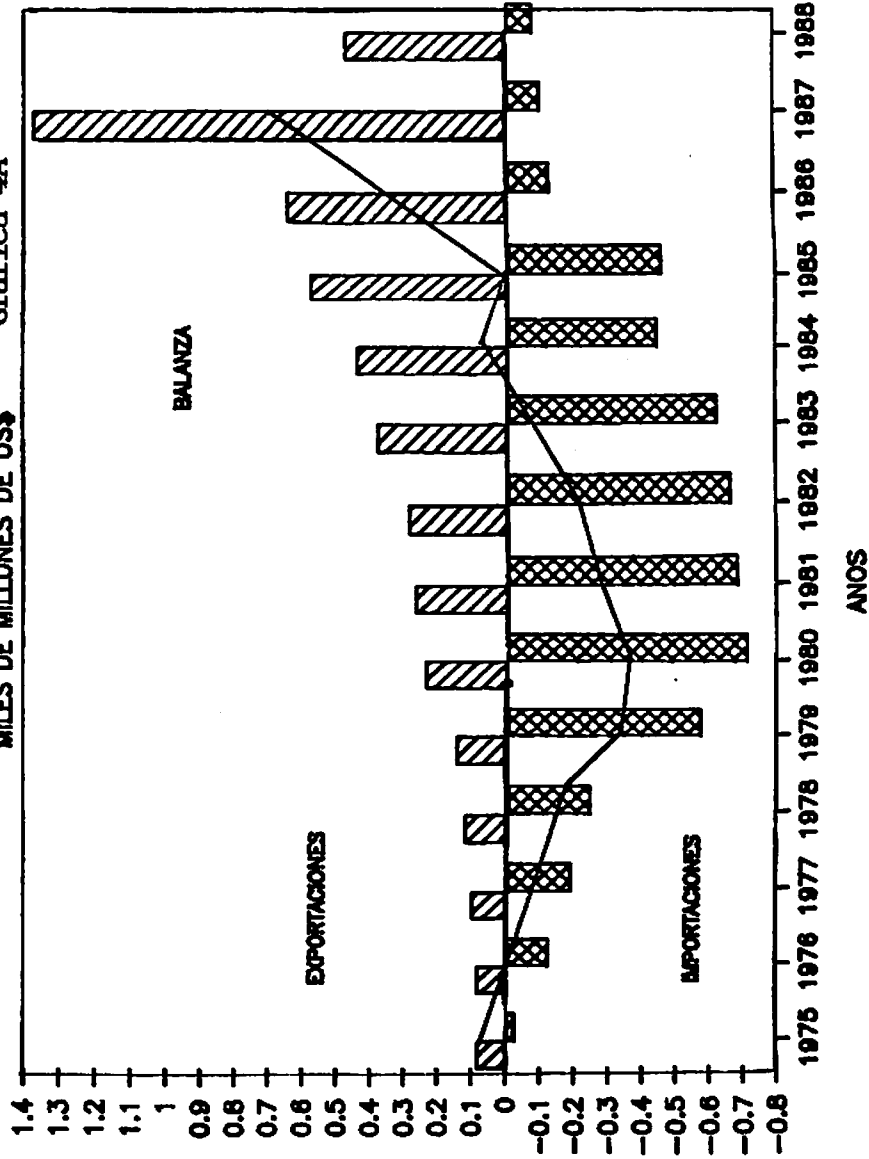
Fuente: EDCOPETROL. Vicepresidencia Comercial

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCURBUROS

1975 - JUNIO 1988

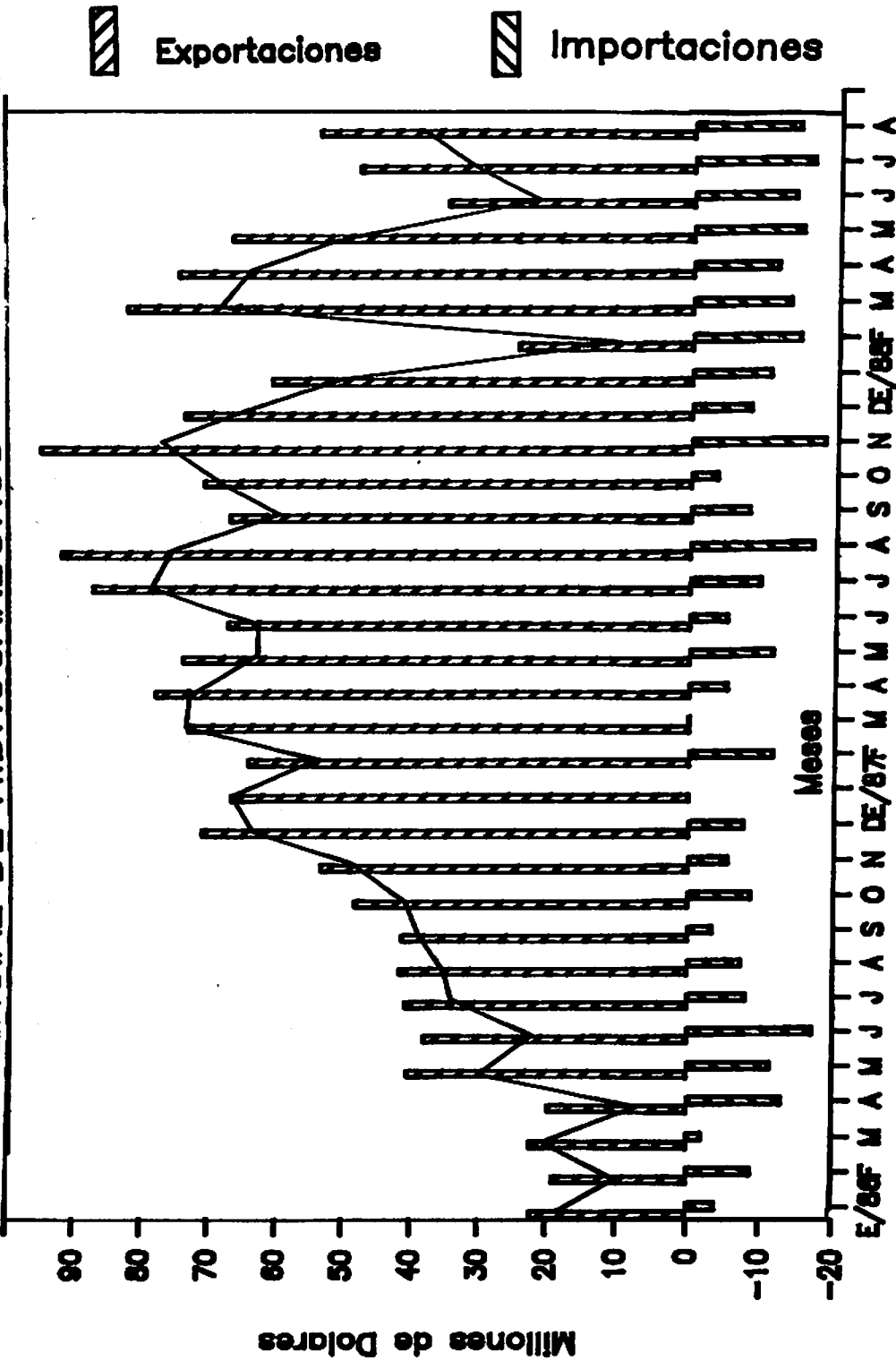
MILES DE MILLONES DE US\$

Gráfica 4A



FUENTE MINIMAS - OFICINA DE PLANEACION

BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS 1986-1988 Gráfico 2-A



Durante el año 1987, Ecopetrol exportó un volumen de 51.8 millones de barriles de petróleo y derivados, por un valor de 896 millones de dólares. El volumen de exportaciones se incrementó en 36.2% y el valor en 94% con respecto a 1986.

Las exportaciones de combustóleo (fuel oil), se han visto afectadas por las regulaciones sobre reducción en el contenido de azufre, de acuerdo con las especificaciones impuestas en la Costa Este de Estados Unidos. Su mejor precio fue de US\$17.94/Bl., en julio/87.

En septiembre de 1986, comenzaron las exportaciones de ACPM en un volumen aproximado de 600.000 barriles trimestrales. El precio ha sido estable, situándose cerca de US\$18.00/Bl.

Con el fin de abastecer el país en gasolina, se han efectuado las importaciones necesarias, equivalentes a 4.7 millones de barriles, según se muestra en el gráfico 1-A. También se importaron los combustibles requeridos para la planta de abasto de Leticia y la parafina necesaria para completar el abastecimiento nacional. El valor total de las importaciones fue de 99.5 millones de dólares.

Las ventas de bunkers marinos y combustibles aéreos en viajes internacionales, se muestran en los Gráficos 2-A y 3-A.

La balanza comercial resultante de las operaciones de Ecopetrol fue de 796 millones de dólares en 1987, con aumento de 137% respecto a 1986, tal como se muestra en el gráfico 4-A.

7. LA ACTIVIDAD PETROLERA Y EL DESARROLLO REGIONAL Y SOCIAL

Un aspecto fundamental de la política petrolera, como parte integral de la política económica y social del gobierno actual, es el de procurar que los beneficios obtenidos por la nación en la explotación de sus hidrocarburos, reviertan en una parte importante hacia el desarrollo de otros recursos y sectores económicos, especialmente en obras de amplio beneficio social y desarrollo regional, como son los programas del Plan Nacional de Rehabilitación. Asimismo, los mayores niveles de producción de hidrocarburos permiten que los municipios y departamentos productores obtengan más recursos para financiar sus respectivos programas de desarrollo.

A continuación se resumen las acciones del gobierno en estos aspectos:

7.1 Transferencias al Gobierno Central y al Plan Nacional de Rehabilitación

Desde el año de 1987 Ecopetrol viene participando directamente en el suministro de recursos financieros para los programas de desarrollo nacional.

Las ganancias alcanzadas en 1987 le permitieron a Ecopetrol llevar a cabo la transferencia de más de 8.000 millones de pesos al Fondo Vial Nacional, para financiar el Plan Nacional de Rehabilitación. Además colocó \$260.000 millones en el Fondo de Monedas Extranjeras.

En 1988 Ecopetrol puede llegar a pagar 22.000 millones de pesos por concepto de Impuesto a la Renta, 57.400 millones de pesos por concepto de transferencias a la nación y otras entidades territoriales, 22.200 millones en aportes a Carbocol y 9.500 millones en transferencia al Fondo Vial, para financiar programas del Plan Nacional de Rehabilitación.

7.2. Regalías departamentales y municipales

7.2.1. Recursos disponibles

Como resultado de las operaciones petroleras, ECOPETROL hizo transferencias por regalías a la nación, departamentos, intendencias, municipios y Corpes Regionales, donde se encuentran las explotaciones de hidrocarburos, por un valor de \$17.800 millones en 1986 y \$44.490 millones en 1987.

Así mismo, con el propósito de facilitar a las entidades regionales la utilización de las regalías en planes de inversión de mayor alcance social, orientados a satisfacer necesidades básicas de su población, se han venido suscribiendo convenios de anticipos de regalías en los que la empresa presta, además del apoyo financiero, una asesoría técnica y administrativa para su adecuada ejecución.

Desde agosto de 1986 hasta junio de 1988 se han suscrito acuerdos por un valor de \$24.392 millones distribuidos en la forma que se indica en el cuadro de la página siguiente.

7.2.2. Gas Costa Afuera (Nuevas Regalías)

La presente administración consideró que lo equitativo con los departamentos y municipios del litoral, en los cuales se ha desarrollado producción gasífera Costa Afuera, debía ser el reconocimiento de un ajuste por regalías pasadas y futuras correspondientes. En consecuencia el Ministerio expidió la Resolución 1057 de enero 20 de 1987.

Por este concepto el Departamento de la Guajira y el Municipio de Manaure, que poseen en la plataforma marina el campo gasífero de Chuchupa, recibieron durante el año de 1987 regalías por valor de \$1.450 millones.

CUADRO No. 27
ANTICIPO DE REGALIAS
PLAN DESARROLLO SOCIAL
INDICE DE CONTRATOS
AGOSTO 1986 A JUNIO 1988

CONTRATO	REGION	VALOR CONTRATO
LEG-117-86	Manaure (La Guajira)	70.000.000
LEG-012-87	San Luis de Paleno (Inted Casanare)	247.000.000
LEG-038-87	Departamento (Santander)	5.820.000.000
LEG-056-87	Puerto Boyacá (Boyacá)	44.000.000
LEG-107-87	Departamento (Nariño)	30.000.000
LEG-178-87	Departamento (Antioquia)	2.764.300.000
LEG-217-87	Departamento (Norte de Santander)	200.000.000
LEG-218-87	Trinidad (Intend Casanare)	35.000.000
LEG-245-87	Villavicencio (Meta)	800.000.000
LEG-256-87	Barrancabermeja (Santander)	918.000.000
LEG-428-87	Neiva (Huila)	465.000.000
LEG-429-87	Departamento (Guajira)	1.000.000.000
LEG-430-87	Intendencia (Putumayo)	1.300.000.000
LEG-431-87	Puerto Wilches (Santander)	100.000.000
DIJ-011-88	Ortega (Tolima)	20.000.000
DIJ-013-88	Orito (Putumayo)	300.000.000
DIJ-054-88	Departamento (Bolívar)	1.500.000.000
DIJ-072-88	Intendencia (Casanare)	2.200.000.000
DIJ-100-88	Yopal (Casanare)	160.000.000
DIJ-134-88	Departamento (Huila)	596.000.000
DLI-163-88	Departamento de Antioquia	5.822.900.000
Total contratos firmados	24.392	200.000

Por acuerdo firmado el 9 de abril de 1987 en el Municipio de Villanueva, al sur de la Guajira, entre el Ministro de Minas y Energía, el Presidente de Ecopetrol y el Gobernador de la Guajira, se definieron los siguientes puntos:

a. Pago de regalías causadas

Ecopetrol pagó, según el acuerdo, al Departamento de la Guajira y al Municipio de Manaure, en adición al valor liquidado por el Ministerio de Minas y Energía de las regalías causadas por la explotación común del Campo Chuchupa desde el inicio de su operación comercial, un equivalente de intereses a la tasa de 31.62% anual calculados a partir del momento en que se ha debido efectuar cada pago. Liquidados a 31 de marzo de 1987, estos intereses ascendieron a la suma de \$430.710.527 para el departamento y \$113.921.711 para el Municipio de Manaure, lo que en adición a las cifras liquidadas por el Ministerio, elevaron el saldo de la deuda reconocida por Ecopetrol en esa fecha a \$1.051.173.744.18 para el

departamento y \$277.201.505.31 para el municipio.

b. Gas para las poblaciones vecinas a los campos

El Ministerio de Minas y Ecopetrol se comprometieron a suministrar gas domiciliario a los Municipios de Manaure y Uribia, y a estudiar la modalidad más apropiada para su servicio en Maicao. Ecopetrol acometerá directamente las obras necesarias,

El departamento y Ecopetrol acordaron capitalizar por partes iguales la empresa Gases de la Guajira a fin de darle mayor capacidad de cubrimiento y operación.

c. Contribución a obras básicas de desarrollo

El Ministro de Minas y Energía y Ecopetrol se comprometieron a promover el desarrollo regional y la construcción de obras fundamentales para la población.

- Ecopetrol comprará títulos de la FEN hasta por \$700 millones para que ésta financie el Plan de Electrificación de la Guajira, que ejecutará directamente la Electrificadora del departamento.

- Finalmente Ecopetrol se comprometió a anticipar \$1.500 millones con cargo a las regalías futuras del gas, con destino a la ampliación del acueducto de Riohacha. De esta suma se firmó un convenio de anticipo de regalías por valor de \$1.000 millones de pesos.

CUADRO No. 28
PRICIPALES RECEPTORES DE REGALIAS
(Junio 87-88)

Departamento y Municipio	Valor Millones \$
Intendencia Arauca	9.962
Depto del Huila	4.196
Depto Santander	2.620
Dpto Antioquia	1.747
Municipio Arauca	2.827
Municipio Neiva	479

7.3 El programa de Ecopetrol de relaciones y ayuda a la comunidad

La industria petrolera ha venido adquiriendo una creciente influencia en el desarrollo económico y social del país.

Como consecuencia del deseo de la nueva administración de ampliar y reforzar los programas de integración con la comunidad, así como también para llegar a ella con más eficiencia, la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó en febrero de 1987 la creación de la Dirección de Relaciones con la Comunidad, como parte integral del organigrama de Ecopetrol, con la misión fundamental de establecer y poner en práctica las políticas y mecanismos de trato e integración con las comunidades, en las áreas de influencia de las actividades de la industria petrolera.

Esta nueva Dirección coordina la acción externa que Ecopetrol lleva a cabo a través de sus distritos operativos y otras dependencias.

Adicional a lo anterior, la empresa consideró necesario establecer oficinas regionales en lugares donde no funcionan distritos operativos y por esta razón se crearon ya las oficinas de Ecopetrol en Arauca, Neiva, Saravena, Coveñas, Riohacha y Yopal, en su orden.

a. Relaciones con la comunidad, área de Ecopetrol

A través de los Distritos Operativos y de la Dirección de Relaciones con la Comunidad, Ecopetrol ha intensificado notablemente sus relaciones con la población, coordinando los planes conjuntos que gobierno y empresa determinen para el desarrollo regional.

Los gerentes de los Distritos y el Director de Relaciones con la Comunidad cuentan con el amplio apoyo de la Presidencia de Ecopetrol y de su Junta Directiva, con el fin de que en su área de influencia, Ecopetrol esté presente en la colaboración de las soluciones de problemas generales de la región.

La inversión de la empresa en el desarrollo de estos planes alcanzó una suma de \$1.070 millones de pesos.

b. Área de Asociación

Anterior a esta administración, la participación del 50% de Ecopetrol en programas de integración con la comunidad no se mostraba y todo el esfuerzo de colaboración era presentado por el Operador de la Asociación. Por decisión de la Junta Directiva en diciembre de 1986, Ecopetrol ha entrado a participar directamente en la prestación de las ayudas a la comunidad que las diferentes asociaciones determinen en sus áreas de influencia.

En 1987 la inversión en planes de integración con la comunidad tuvo un costo de \$777 millones de pesos.

8. LA CONSOLIDACION FINANCIERA DE ECOPETROL Y LA POLITICA DE PRECIOS

8.1 El ajuste de los precios en los combustibles

8.1.1 Necesidades del ajuste

El ajuste en los precios de los combustibles lo realiza cada año el Estado, dado el incremento anual que sufren los costos de producción, transporte y refinación del petróleo, los de importación de gasolina y la distribución interna de los combustibles. Aunque desde 1981 los precios internacionales del petróleo y la gasolina crecieron a un menor ritmo, Ecopetrol continúa subsidiando los combustibles, puesto que el precio final no alcanza a cubrir los costos de producción y la demanda de gasolina resulta superior a la capacidad de producción del país. Esto obliga a Ecopetrol a importarla a precios que no son compensados por los precios internos de venta.

Al igual que el aumento decretado en diciembre de 1986, el incremento de diciembre de 1987 se originó en la necesidad de mantener los precios internos en consonancia con los precios internacionales del crudo y derivados, teniendo en cuenta que el país es exportador de crudo a partir de 1986.

Por otro lado, se consideró necesario evitar el desbordamiento de la demanda de gasolina, lo cual requiere mantener los precios de la misma en términos reales.

Por último, los continuos atentados perpetrados contra el Oleoducto Caño Limón-Coveñas desde 1986, han ocasionado pérdidas cuantiosas a Ecopetrol, que constituyen un elemento adicional para reajustar el nivel de los precios, el cual pudo ser menor de no haberse presentado estos atentados.

A pesar de lo anterior, el aumento decretado en diciembre de 1987, del 19.8% para la gasolina motor, fue inferior a la inflación registrada en ese año del 24.02%. Los recursos provenientes del ajuste se destinarán a la ejecución del Plan Vial Nacional y a la conservación de la red actual de carreteras a través del Fondo Vial, el cual recibirá fondos por valor de \$16.000 millones adicionales, superiores en un 25% a los recibidos en 1986. También se trasladarán \$18.000 millones al Presupuesto Nacional por concepto de impuesto a la renta y se podrán otorgar \$35.000 millones por concepto de regaldas departamentales y municipales.

Finalmente, el incremento servirá para financiar buena parte de los proyectos contemplados en el Plan Nacional de Rehabilitación y Lucha contra la Pobreza Absoluta por la suma de \$14.000 millones adicionales.

8.1.2 Incidencia en otros precios

En cuanto al efecto del aumento de los precios de la gasolina sobre el costo del transporte, debe recordarse que los combustibles constituyen solamente el 22% de los costos de operación del parque automotor; por lo tanto, el incremento en el precio de la gasolina afecta solo en aproximadamente 4.5% los costos del transporte traduciéndose en un aumento del 1% sobre el precio de los bienes transportados. Adicionalmente, el aumento en las tarifas del transporte incide en tan solo 0.5% sobre el costo de vida de la familia obrera, ya que el transporte representa apenas el 2.2% de los gastos de la misma.

8.1.3 Resumen de los ajustes efectuados

En general, el aumento de los precios de los combustibles obedece a la aplicación de una política integral del Gobierno con respecto a los precios y a los salarios, afectando más a los que tienen mayores ingresos que a las clases de menores recursos.

Es así como el precio al público de la gasolina regular, presentó un incremento de 19.8%, siendo inferior al incremento registrado en el año anterior de 22.4% e inferior a la inflación en 4.2 puntos.

Al igual que en 1986 y teniendo en cuenta la política planteada por el Gobierno, el precio del cocinol no se aumentó mientras que el gas propano y gas natural se aumentaron bastante por debajo de la inflación.

Es importante aclarar que los incrementos que se realizaron por encima de la inflación afectan principalmente a los propietarios de vehículos particulares, en su mayoría de clase alta y media, que son los mayores consumidores de gasolina extra, la cual se aumentó en un 26.5%.

Para la Bencina Industrial, el Avigas y el Turbocombustible, los incrementos fueron de 26.5%, 24.9% y 28.4%, respectivamente.

Vale la pena resaltar que los incrementos mencionados se reflejarán en un aumento de los ingresos de Ecopetrol de sólo 17.7%, mientras que los recursos del Fondo Vial se incrementaron en un 25%.

En el cuadro No.29 se detallan los precios vigentes y los decretados en los dos últimos años.

8.1.4 Evaluación del precio de la Gasolina Regular

En el comportamiento histórico del precio de la gasolina regular se distinguen dos períodos, tal como se presenta en el cuadro No.30.

El primero a partir de 1975 hasta 1980, en donde el incremento en los precios internacionales del petróleo y la condición de importador neto del país, obligó a realizar incrementos anuales en promedio de 54.9%. Durante este período los incrementos en términos reales fueron del 24.5%, superior a los índices inflacionarios de ese período.

La segunda etapa, que cubre el período 1981-1988, se caracteriza por incrementos en los precios similares a los de la inflación interna; presentándose, sin embargo, una ligera disminución de los precios en términos reales, de 1.0% en promedio anual durante el período.

La gasolina regular pasó de \$131/Galón en 1987 a \$157/Galón en 1988, el cual al expresarlo en dólares al cambio de \$297.50/US\$, tendríamos un precio de US\$0.53/Gal, se encuentra que la gasolina de Colombia continúa siendo una de las más baratas del mundo, inclusive que la de algunos de los países de Latinoamérica, excepción hecha de Ecuador y Venezuela, tal como se presenta en el Cuadro No. 30.

8.1.5 Pérdidas por importación de gasolina para 1988

Durante 1988 se importarán aproximadamente 21.700 BLs/Día de gasolina con el fin de abastecer la demanda que no puede ser atendida con la producción nacional. El precio esperado de importación para este combustible es de US\$17/Bl, que con impuestos y otros gastos de importación alcanza US\$ 18.1/Bl equivalentes a US\$0.43/Gal muy superior a los US\$0.32/Gal que recibe Ecopetrol del precio al público. Esta situación le representa pérdidas a esa empresa por la cuantía de US\$36.6 millones equivalentes a \$10.886 millones.

CUADRO No. 29
**EVOLUCION HISTORICA DEL PRE-
 CIO AL PUBLICO**
**DE LA GASOLINA REGULAR \$/Ga-
 lón**

AÑO	CORRIENTES (1)	VARIACION %	CONSTANTES DE 1978 (2)	VARIACION %
1975	3.77	8.6	7.60	(11.9)
1976	7.13	89.1	11.97	57.5
1977	9.95	39.6	12.49	4.3
1978	12.89	29.5	13.78	10.3
1979	22.02	70.8	19.06	38.3
1980	33.57	52.5	22.77	19.5
1981	44.84	33.6	23.86	4.8
1982	55.26	23.2	23.61	(1.1)
1983	67.03	21.3	23.92	1.3
1984	79.34	18.4	24.37	1.9
1985	89.10	12.3	22.06	(9.5)
1986	107.00	20.1	22.30	1.1
1987	131.00	22.4	22.12	(0.8)
1988	157.00	19.8	21.73 (3)	(1.8)
TASA DE CRECIMIENTO 1975-1980			54.9	24.5
TASA DE CRECIMIENTO 1981-1988			19.6	(1.0)

- (1) Corresponde a los precios promedios anuales.
 (2) Se ajustaron los precios con el índice de precios al consumidor promedio año, cuya base fue fijada por el DANE en 100 para diciembre de 1978.
 (3) Suponiendo una inflación del 22% en el período 88/87.

CUADRO No. 30
**COMPARATIVO DEL PRECIO AL
 CONSUMIDOR DE LA
 GASOLINA REGULAR EN DIFEREN-
 TES PAISES**

	US\$/GAL. (1)	DIFERENCIA CON EL PRECIO EN COLOMBIA %
Brasil	1.08	103.77
Argentina	1.31	147.17
Chile	1.28	141.51
Ecuador	0.36	(32.08)
Méjico	0.82	54.72
Panamá	1.90	258.49
Perú	1.21	128.30
Puerto Rico	1.26	137.74
Uruguay	2.29	332.08
Venezuela	0.25 (3)	(52.83)
U.S.A.	0.94	77.36
Colombia	0.53 (2)	

- (1) Precios de otros países extractados del boletín de Energy Detente, Volumen IX No. 7 de mayo 11 de 1988.
 (2) Tasa de Cambio utilizada para 1988 = 297.50 \$/US\$.
 (3) Se tomó la Tasa de Cambio (14.50 Bs./US\$).

8.2 Inversiones de Ecopetrol

8.2.1 Ejecución Presupuesto de Inversiones 1987

CUADRO No. 31
INVERSIONES ECOPETROL 1987

Millones de Pesos

Exploración y desarrollo.....	45.225.1
Refinación y petroquímica.....	5.092.9
Transporte y almacenamiento.....	17.488.1
Inversiones en otras áreas.....	3.130.0
Inversiones ordinarias.....	7.827.0
TOTAL INVERSIONES.....	78.763.1

La ejecución del presupuesto de inversiones de ECOPETROL en 1987 fue de \$78.763.1 millones inferiores en \$28.505.7 millones (26.6%) al año anterior (26.6%).

Sin incluir Cravo Norte, las inversiones fueron de \$63.871.9 millones, lo cual representó un incremento del 14% respecto al año 1986.

El 57.4% de las inversiones correspondió a la actividad de exploración y desarrollo de campos petrolíferos propios y a la participación en los contratos de asociación. En esta área la inversión se redujo en 45.1% respecto a 1986, debido principalmente a los menores requerimientos en el desarrollo de la asociación Cravo Norte cuya inversión en 1987, por parte de Ecopetrol, fue de \$14.891 millones.

En cumplimiento de las actividades relacionadas con la exploración y desarrollo de campos propios, la inversión fue de \$27.095 millones de los cuales \$11.998 millones estuvieron dirigidos a la realización del programa exploratorio con perforación de diecinueve pozos y 3.125 Km de cubrimiento sísmico.

En las demás etapas del programa se adelantaron obras relacionadas con la puesta en marcha de estaciones de recolección y tratamiento de petróleo crudo, aguas residuales, construcción de la línea de transporte de petróleo crudo entre Casabe y el Complejo Industrial de Barrancabermeja y la construcción de las líneas de distribución e inyección de agua de alta presión para Recuperación Secundaria en Casabe.

Entre otros proyectos se destaca el desarrollo de los campos Galán-Llanito, Lisama-Nutria-Tesoro en el Distrito de Producción El Centro y la terminación de la primera etapa del proyecto de inyección de vapor en el Distrito Norte, al concluirse la perforación de doce pozos de avanzada y el adelanto de las obras de infraestructura e inyección cíclica.

En los campos de Apiay-Ariari se avanzó en la construcción del sistema de tratamiento de agua, construcción e interconexión de dos tanques de almacenamiento, y el tendido de 59.4 Km de líneas de transferencias entre los campos La Reforma, La Libertad y Guayuriba.

En contratos de asociación la inversión totalizó \$18.130 millones de los cuales \$14.891 millones se concentraron en la Asociación Cravo Norte, registrándose avance en la construcción de las facilidades de producción y la perforación de ocho pozos de desarrollo.

En el área de Transporte y Almacenamiento, cuya inversión alcanzó el 22.2% de la inversión total, se destacan: la construcción del Oleoducto Central de los Llanos (Apiay-Yopal-Velásquez) con un avance significativo en la construcción de las estaciones de bombeo y tendido de la tubería, la construcción del oleoducto Puerto

Colón-San Miguel para transporte de crudo del Ecuador hacia Tumaco, y la entrada en operación de las plantas para el suministro de combustibles en Puerto Carreño, Leticia y Puerto Inírida, que hacen parte del Proyecto "Plantas de abastecimiento de los Territorios Nacionales".

CUADRO No. 32
PLAN INVERSIONES ECOPETROL
1988

	Millones de Pesos
Plan quinquenal de exploración.....	20.128.6
Desarrollo campos propios.....	30.461.1
Desarrollo campos en asociación.....	18.649.2
Oleoducto Central de los Llanos.....	15.956.3
Programa de Gas.....	8.934.5
Refinación y petroquímica.....	13.612.0
Otros de transporte y almacenamiento.....	15.763.1
Otros proyectos.....	27.458.8
TOTAL.....	150.963.6
EJECUCION ESPERADA.....	130.600.0

8.2.2 Programa de Inversiones para 1988

El programa de inversiones de Ecopetrol para 1988 asciende a \$ 150.963.6 millones de los cuales se espera una ejecución aproximada de \$130.600 millones (86.5%).

- Desarrollo campos propios

En el Programa de Desarrollo de Campos Propios se prevé una inversión de \$30.461.1 millones, 20.2% de la inversión total, de los cuales se destacan el desarrollo de los campos de Aplay-Ariari con una inversión de \$9.043.0 millones; en el distrito de producción de El Centro; el desarrollo de los campos Lisama-Nutria-Tesoro-Peroles cuya inversión prevista asciende a \$4.232.0 millones, la recuperación secundaria de Casabe con \$4.183 millones; el campo La Cira con \$1.766.6 millones y Gala-Llanito con \$1.185.5 millones; en el Distrito Norte, el desarrollo de inyección con vapor en el Campo de Tibú con una inversión de \$2.687 millones; la perforación y terminación de 15 pozos productores en la formación Barco del Campo Tibú para reducir el espaciamento en los actuales modelos de inyección y cuya inversión para 1988 asciende a \$1.163 millones, y, en el Distrito Sur, el Plan 35 años ECOPETROL con una inversión para 1988 de \$2.486 millones, cuyo proyecto total comprende la perforación de 29 pozos de los cuales se esperan completar 15 en la presente vigencia.

- Plan Quinquenal de Exploración

En el Plan Quinquenal de Exploración se prevé una inversión de \$20.129 millones, 13.3% de la inversión total para 1988. Durante el quinquenio 1988-1992 se ha programado la perforación de 105 pozos exploratorios de los cuales veinte se perforarán en la presente vigencia en áreas reservadas por Ecopetrol para su actividad directa, donde los estudios geológicos y geofísicos indican prospectos con buenas posibilidades de obtener acumulación de hidrocarburos. Se localizan en las cuencas sedimentarias de los Llanos Orientales, Valles Medio, Superior e Inferior del Magdalena, Putumayo, Catatumbo y Guajira. Con este programa se propone mantener la autosuficiencia del país, y en lo posible, generar divisas con la exportación de hidrocarburos.

- Contratos de Asociación

En el área de contratos de asociación la inversión estimada para la presente vigencia asciende a \$18.649 millones, 12.4% de la inversión total. Se destacan los siguientes contratos: Cravo Norte, cuya inversión por parte de Ecopetrol en la vigencia asciende a \$7.436 millones, de los cuales \$5.426 millones están suscritos en el Contrato OXY-Cravo Norte y \$2.010 millones presupuestados directamente en el Distrito Caño Limón-Coveñas que opera el oleoducto del mismo nombre.

La asociación "Casanare" con ELF- Aquitaine, cuya inversión se estima en \$4.414 millones para mantener la producción y continuar con el programa de desarrollo. Se perforarán 9 pozos así: dos pozos en Cravo Sur y Morichal, tres en Tocaría y un pozo por cada campo en Caño Garza, Barquereña, Gloria Norte, también, se construirán las bodegas de producción, las de cementos y las de lodos en la base de Yopal.

La asociación Texas-Cocorná cuya inversión se estima en \$2.243.2 en la presente vigencia con el fin de mantener la producción y adelantar programas de desarrollo. Se perforarán 37 pozos de desarrollo y se terminarán los sistemas de recolección de crudo.

La Asociación Hocol-Palermo cuya inversión asciende a \$1.451 millones en la cual se prevé la terminación de los servicios de producción, la construcción de las baterías El Monal y Satélite y la construcción de bodegas y áreas administrativas.

La Asociación Texas-Nare cuya inversión asciende a \$877.6 millones para la perforación de 10 pozos y la complementación de los servicios de producción.

- Transporte y Almacenamiento

En el área de transporte y almacenamiento la inversión prevista para la presente vigencia asciende a \$31.719.4 millones (21.0% del total).

- Refinación y Petroquímica

En el área de refinación y petroquímica, cuya inversión prevista para 1988 asciende a \$13.612 millones (9.0% del total). Se destacan la Planta de Asfalto de Aplay, usando Crudo de Castilla cuya inversión estimada en 1988 asciende a \$5.395 millones. En el

Complejo Industrial de Barrancabermeja se prevé una inversión en proyectos especiales del orden de \$5.991 millones, entre los cuales se destacan el procesamiento de crudos pesados, la optimización de la Planta de Balance, la modernización de la Planta Orthoflow, el mejoramiento de la Planta de Parafinas, la optimización del Factor de Servicio en el Modelo IV y la modernización de la Planta de Alquilación.

En cuanto al proyecto de construcción de una nueva refinería, se ha previsto para 1988 la ingeniería básica, la selección y negociación de tecnologías, la compra de terrenos y demás estudios y actividades preliminares.

- Desarrollo Gas Natural

En el Programa de Desarrollo de Gas Natural, cuya inversión para 1988 se estima en \$8.934.5 millones (5.9% del total) se destacan la Planta de Gas de Apiay, el Gasoducto Apiay-Bogotá y el Gasoducto Ballenas-Maicao.

- Otros proyectos

En otros proyectos, cuya inversión prevista para 1988 asciende a \$27.459 millones (18.2% del total), se destaca el desarrollo del Instituto Colombiano del Petróleo, la optimización de la Generación Eléctrica en el Complejo Industrial de Barrancabermeja, la construcción de dos calderas en el Distrito de Cartagena, los puentes sobre los ríos Guamués y Putumayo; el banco de datos técnicos, con sus programas especializados, así como otros programas ordinarios de mantenimiento de las instalaciones en cada uno de los Distritos de ECOPETROL.

9. ACTIVIDADES DE PLANEACION CORPORATIVA

Con el objeto de garantizar una planeación integrada del sector hidrocarburos, conjuntamente con el resto del área energética nacional y con el fin de conducir en forma armónica la política y ejecución de los programas petroleros, se llevó a cabo una reorganización interna en Ecopetrol, como consta en el Acta 1724 de septiembre 10/86 de la Junta Directiva, mediante la creación de un Comité de Planeación Corporativa, como organismo asesor de la Junta Directiva y la Presidencia de la Empresa, con la función básica de dirigir la formulación de los objetivos y estrategias para la planeación a mediano y largo plazo.

Dicho Comité quedó conformado así:

- Dos miembros de la Junta Directiva.
- El Presidente de la Empresa.
- Los Vicepresidentes y demás miembros del Comité Ejecutivo.
- El Director de Planeación Corporativa.

Adicionalmente se estableció la Dirección de Planeación Corporativa como dependencia de la Presidencia de la Empresa, con la función básica de analizar y recomendar al Comité de Planeación Corporativa las acciones y guías para la formulación de la planeación a mediano y largo plazo.

9.1. El Plan Ecopetrol año 2000

Durante 1987, como actividad principal de Planeación Corporativa se preparó el "Plan de Desarrollo Año 2000", que establece un conjunto de acciones y define los medios que permitirán la ejecución de las políticas que ha trazado la Empresa para su desarrollo.

Estas políticas, enmarcadas dentro de las del sector energético se establecen en los siguientes términos:

- Mantener el autoabastecimiento en el suministro de petróleo crudo, ampliar la actividad exploratoria directa de la empresa y crear incentivos para incrementar la participación del capital privado nacional y extranjero en esta actividad.
- Mantener la producción de todos los campos a niveles técnicamente recomendables, y económicamente rentables para continuar con las exportaciones que generan divisas, buscando el mejoramiento del sector externo y de la economía nacional.

- Fomentar la exploración en busca de gas natural, lograr el más adecuado aprovechamiento de las reservas ya descubiertas y de las que se descubran como resultado de los planes exploratorios y ampliar su cobertura para sustituir el uso de otros combustibles.
- Autoabastecer la demanda nacional de combustibles líquidos y fomentar la sustitución de importación de derivados petroquímicos.
- Adecuar permanentemente la infraestructura de transporte y almacenamiento para el manejo apropiado y oportuno de la producción, la transformación y la comercialización del petróleo crudo, sus derivados y el suministro de gas natural.
- Ampliar la cobertura y mejorar las condiciones de comercialización nacional e internacional de los productos de Ecopetrol.
- Fomentar la participación de la Empresa en los programas de desarrollo social en las zonas de influencia petrolera.
- Facilitar la creación y el mantenimiento de un ambiente de trabajo que permita la máxima productividad de los recursos humanos de Ecopetrol.
- Continuar la ejecución de los programas de sustitución y ahorro de energía, reducción de pérdidas y protección del medio ambiente en todas las áreas de actividad petrolera en el país e impulsarlos a nivel nacional.
- Realizar e impulsar programas de investigación y desarrollo tecnológico en áreas propias de la industria petrolera y afines.
- Estimular el desarrollo de la industria y de la ingeniería nacional.
- Definir áreas de actividad económica para realizar inversiones externas nacionales e internacionales y establecer los mecanismos de participación en ellas.

Dentro del "Plan de Desarrollo Año 2000" se establecen los programas para el abastecimiento de petróleo, productos blancos y gas natural; la comercialización de productos; la investigación y desarrollo tecnológico; las relaciones con la comunidad y el área financiera. Los objetivos a alcanzar con estos programas y los resultados económicos y financieros se resumen a continuación:

- El programa exploratorio contempla como meta el descubrimiento de 1800 MBLS, de reservas adicionales recuperables. Este objetivo se logra a través de una actividad exploratoria directa de ECOPETROL con la perforación de 368 pozos exploratorios durante el período 1988-2000 y de la actividad esperada de las compañías asociadas que contempla la perforación de 807 pozos exploratorios en el mismo período.
- Se espera que con la explotación adicional de las nuevas reservas, la producción total de crudos se incremente desde el nivel actual de los 400 KBPD hasta un tope cercano a los 620 KBPD en 1993, terminando el siglo con un nivel de producción cercano a los 450 KBPD; garantizándose en esta forma la autosuficiencia petrolera por lo menos hasta el año 2000.
- La red de transporte de crudos y productos debe adecuarse para responder a las nuevas producciones de crudos y al crecimiento de la demanda de productos, para lo cual se ampliará la capacidad de algunos poliductos y oleoductos, entre ellos el Central de

los Llanos, el de Caño Limón-Coveñas y además se contempla la construcción de un nuevo oleoducto entre Vasconia y Coveñas para poder evacuar desde 1990 con destino a la exportación, parte de los crudos que afluyan al área de Vasconia en el Magdalena Medio.

- Para el abastecimiento de productos blancos se contemplaron las opciones de importar el total de faltantes, refinar crudos en el exterior o ampliar la capacidad nacional de refinación. Los estudios realizados muestran la conveniencia económica, logística y estratégica de construir una nueva refinería a conversión total, la cual ha sido programada con una capacidad inicial de 60 KBPD, ampliable a 100 KBPD a finales de siglo, para entrar en operación en 1993 y localizada en el área de La Dorada.
- Las reservas actuales de gas natural totalizan alrededor de 4.400 GIGAS de pies cúbicos (4.4 x 10¹²), de los cuales cerca del 80% corresponden a los yacimientos de la Guajira. Dentro de la actividad exploratoria descrita anteriormente se proyecta el hallazgo de nuevas reservas en magnitud de 2.600 Gigas de pies cúbicos.

Como antes se hizo referencia, para el aprovechamiento de estas importantes reservas de gas natural se ha diseñado el programa "Gas para el Cambio", que busca masificar el uso de este energético en los sectores doméstico, industrial y de transporte.

El programa comprende el incremento de la distribución en las zonas próximas a los actuales campos de producción y la construcción de los gasoductos Central y Apiay-Bogotá que finalmente traerán el gas a los centros de consumo del interior del país.

- Las inversiones requeridas por ECOPETROL para cumplir los objetivos trazados totalizan 4.560 millones de dólares durante el período 1988-1995.

- Los resultados financieros de la operación de la Empresa permitirán trasladar un volumen importante de recursos al Estado como impuesto y a las comunidades de orden nacional, departamental y municipal a través de las regalías como un soporte básico a los programas de desarrollo económico y social. Se estima que el total de dichas transferencias será de 752 millones de dólares en 1988, elevándose progresivamente hasta alcanzar los 1.420 millones de dólares en 1995.

- A estos resultados contribuyen ampliamente los volúmenes de exportación de crudo de Ecopetrol, que pasarán de 104 KBPD en 1988 a 164 KBPD en 1995, generando de otra parte un aporte significativo de divisas a la balanza comercial del país.

Vale resaltar también la importante participación que la Dirección de Planeación Corporativa ha venido teniendo en la concepción y análisis de proyectos tan significativos para el país como la construcción de la nueva refinería y el Gasoducto Central, como también su participación en la planeación integral del sector energético a través de distintos grupos de trabajo de carácter interinstitucional que laboran en la solución de problemas específicos del sector energético del país.

10. DESARROLLO TECNOLÓGICO

10.1 Instituto Colombiano del Petróleo (ICP)

Continuando con las labores iniciadas a principios de 1986, en el sentido de lograr un proceso de asimilación y creación de tecnologías en el país, a través de recursos humanos existentes en Ecopetrol y de nuevos profesionales seleccionados en las mejores universidades del país, el ICP orientó sus actividades hacia la promoción y ejecución de la investigación aplicada para el óptimo desarrollo de la industria petrolera colombiana, a la prestación de servicios técnicos, operacionales y especializados y al fomento de la industria nacional en el suministro de elementos requeridos por el sector petróleo.

Igualmente, se pusieron en ejecución de las estrategias de equipamiento y planta física que se propusieron en el Plan Estratégico de Desarrollo, lo cual permitió adelantar también las actividades del Plan Operacional.

A continuación se detallan las principales estrategias y actividades desarrolladas por el IPC.

10.1.1 Recursos humanos

Se avanzó en la capacitación de personal, contando para ello con el apoyo y cooperación de las diferentes dependencias de Ecopetrol. Esta labor incluyó el adiestramiento en el país de 75 profesionales de diferentes disciplinas en labores operativas y la especialización en el exterior de 9 profesionales en aspectos específicos de la ingeniería.

Teniendo en cuenta las áreas de investigación del IPC, se seleccionaron y ubicaron 22 candidatos en diversas universidades de Estados Unidos y Europa. Igualmente, se estructuró un programa de formación científica a alto nivel en el país. Este programa estará a cargo del Instituto Francés del Petróleo, Texas A&M y Colorado School of Mines, previendo su iniciación para mediados de 1988.

10.1.2 Equipamiento

Tomando en consideración las diversas tareas de investigación, servicios y control de calidad que el IPC debe adelantar en el futuro, se desarrolló una labor de identificación de los requerimientos de laboratorios y equipos y se elaboró el plan de inversiones en equipamiento para el año de 1988.

10.2 Los Grupos de Integración Industrial- G.I.I. en Ecopetrol

El ICP continuó la labor de divulgación y promoción en Ecopetrol de los denominados Núcleos de Articulación con la Industria (NAI), con el fin de identificar los bienes y productos de importación que pueden ser fabricados por industrias colombianas.

Como resultado de esta actividad se logró, en el primer año, una sustitución de importaciones equivalente a \$630 Millones y en 1987 una sustitución superior a los \$1.000 Millones. Con los planes de sustitución que están en marcha se espera lograr, en el año 1992, un nivel de \$11.500 Millones de productos nacionales en el inventario de Ecopetrol, equivalentes al 32% del valor total de dicho inventario.

Para alcanzar estas metas, el plan de desarrollo del IPC prevee la instalación de 10 laboratorios de tecnología de materiales y ensayos no destructivos, la formación de recursos humanos para trabajar en los mismos y la continuidad de los programas de investigación y desarrollo conjunto con los Grupos de Integración Industrial (G.I.I.).

11. LA POLITICA INTERNACIONAL DEL PETROLEO

Un interés primordial del Gobierno ha sido el de buscar una mayor integración para el mejoramiento de las relaciones comerciales, a través de fórmulas de beneficio económico mutuo, con países amigos, particularmente en la región Latinoamericana. El Ministerio de Minas y Energía, en conjunto con Ecopetrol, han adelantado una serie de acciones de cooperación técnica y transferencia tecnológica, las cuales se han reflejado en los acuerdos y realizaciones que se detallan a continuación:

11.1 Acuerdos con Ecuador

Tal vez el más conocido logro hasta el momento, ha sido el acuerdo con el Ecuador, país con el cual se hizo la interconexión de los oleoductos Transandinos, para resolver, en parte, la emergencia surgida allí en el transporte de los crudos de exportación.

Más significativos tal vez, han sido los acuerdos para la exploración y explotación conjunta de las áreas potencialmente petrolíferas de fronteras. Se llevó a cabo una interpretación mancomunada de la geología en las Cuencas del Putumayo Colombiano y del Oriente Ecuatoriano, la cual permitió identificar estructuras comunes en las que se perforaron los pozos exploratorios denominados Frontera I en el lado ecuatoriano y Quillacinga en el lado colombiano, ambos productores. El crudo descubierto está siendo desarrollado y será comercializado conjuntamente.

11.2 Acuerdos de intercambio con Venezuela

Además de los acuerdos sobre intercambio de información y trabajo conjunto respecto a la geología en el área fronteriza del Arauca Colombiano y del Apure Venezolano, se concretaron también acuerdos de cooperación entre Ecopetrol y Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA), para la comercialización de fuel-oil, venta de crudo colombiano y compra de gasolina venezolana. Igualmente se tienen acuerdos de cooperación para solucionar la contaminación de ríos, derivada de los atentados a los oleoductos colombianos.

11.3 Acuerdos con el Perú

En reunión de los Presidentes de Colombia y Perú, llevada a cabo en la frontera el 24 de abril del presente año, se acordó un

plan de acción bilateral. En lo que hace referencia al sector energético se previó el establecimiento de un grupo de trabajo conformado por representantes de Ecopetrol y Petroperú, con el objeto de concretar acuerdos sobre exploración y explotación de hidrocarburos en la frontera común, así como de suministro de combustibles en la región de Leticia y la eventual formación de una empresa binacional de servicios petroleros. Para estos efectos ambas empresas petroleras suscribieron en la misma fecha y lugar un convenio general de colaboración.

11.4 Convenio Tecnológico con Canadá

Con el objeto de lograr el apoyo en la interpretación de la información geológica para el desarrollo del Proyecto Minero del Guainía, a finales de 1987 se adelantaron acuerdos con la Agencia Canadiense para el Desarrollo Internacional (ACDI).

11.5 Convenio con el Brasil

Con ocasión de la visita del Presidente del Brasil, doctor José Sarney a Colombia, a principios del mes de febrero de 1988, se firmaron un memorando de entendimiento en materia de intercambio y cooperación en el área de carbón, un convenio complementario relativo a la cooperación entre los dos países en materia petrolera y un convenio complementario para el desarrollo de los recursos minerales en el área de frontera.

El convenio de cooperación en materia petrolera establece las bases para un acuerdo entre las empresas Ecopetrol de Colombia y Petrobras de Brasil, sobre venta de combustible para satisfacer las necesidades de Leticia; la promoción de transferencia de tecnología entre el Instituto Colombiano de Petróleo (IPC) y BRASPETRO, y la cooperación entre Ecopetrol y Braspetro para programas de exploración y nueva refinería en Colombia.

11.6 Convenio con Israel

En la visita del Ministro de Energía e Infraestructura de Israel, en abril de 1988, se llevó a cabo la firma de un memorando de entendimiento que incluye un acuerdo para suministro a largo plazo de carbón colombiano, así como el intercambio de petróleo crudo colombiano por gasolina de Israel y la posibilidad de un Joint-venture para procesar petróleo crudo colombiano en Israel.

11.7 Acuerdo con México

En el mes de mayo de 1988 se firmó un acuerdo de cooperación entre la Secretaría de Energía de México y el Ministerio de Minas y Energía de Colombia mediante el cual, en la parte de energía, se estableció un programa conjunto que incluye el intercambio de información, transferencia y desarrollo tecnológico, intercambio de expertos y la formación de cuadros técnicos, con la participación de las empresas e institutos especializados en ambos países.

Se manifestó allí el interés por la posibilidad de establecer empresas mixtas y convenios a largo plazo para suministro de carbón térmico colombiano, la participación mejicana en la construcción de ductos y obras petroleras que requiera Colombia, así como el mantenimiento de los convenios de suministro de gasolina mejicana a Colombia.

11.8 Colombia en el mercado mundial del petróleo

11.8.1 Reunión de GIPLACEP en Cartagena

En el mes de mayo pasado se llevó a cabo en Cartagena la 5a. reunión del Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo GIPLACEP.

Este grupo fue creado en Puerto La Cruz, Venezuela, en agosto de 1983, con la participación de los Ministros de Energía de Ecuador, México, Trinidad Tobago y Venezuela. Colombia se incorporó a principios de 1987. Los objetivos básicos son los de intentar una cooperación más intensa en el terreno petrolero y un análisis de la situación petrolera y sus incidencias en el panorama regional. Adicionalmente se procura propiciar un mayor intercambio de bienes y servicios.

11.8.2 Participación en reunión OPEP

La mayoría de estudios sobre la coyuntura petrolera mundial indican una tendencia a que la situación de excedentes de capacidad de producción se mantenga por algunos años más, lo cual torna frágil e inestable el mercado mundial. A mediano plazo se espera una tendencia más firme de los precios por la declinación en la producción de E.U. y algunos exportadores importantes del Grupo NO OPEP, lo cual hará que una parte importante de los suministros se concentre nuevamente en los países miembros de OPEP, a tiempo que se reducen los excedentes actuales en capacidad de producción.

Por la razón anterior Colombia asistió como observador a la conversación entre países de la OPEP y el grupo de países independientes NO OPEP y manifestó públicamente su apoyo a estas conversaciones. Sin embargo, ha señalado también que no puede ofrecer reducciones en su producción, dado que sus inversiones en exploración, desarrollo y sistema de transporte en los últimos años, están apenas consolidándose, puesto que el país volvió a ser exportador solamente en 1986 sin que haya estabilizado aún su nivel de exportaciones.

CAPITULO III:

REALIZACIONES EN MATERIA DE MINERIA

Con base en un análisis técnico y económico sobre disponibilidad de reservas explotables a costos competitivos, dinamismo y perspectivas de los mercados internacionales y domésticos, y externalidades, relacionadas principalmente con el desarrollo regional y generación de empleo, la política minera en los dos últimos años buscó apoyar la pequeña y mediana minería, y fortalecer los proyectos mineros de exportación.

Además, dentro del Comité de Política Minera, que agrupa alrededor del Ministerio de Minas y Energía a las Empresas e Institutos Públicos del sector, así como al Departamento Nacional de Planeación y al Banco de la República, también se definieron otros programas de acción, acordes con los objetivos de la administración del Presidente Virgilio Barco Vargas. Ellos tienen que ver con la minería de exportación y con un nuevo Código de Minas.

1. PROGRAMA DE APOYO A LA PEQUEÑA Y MEDIANA MINERIA DE METALES PRECIOSOS Y CARBON

En razón al alto contenido de empleo en las actividades de pequeña y mediana minería de esos recursos, por la posibilidad de incrementar en forma importante su productividad, y en consecuencia los ingresos de amplios grupos de población, así como por su potencial contribución al fortalecimiento de la balanza de pagos del país, mediante el aumento directo de las reservas internacionales del Banco de la República, en el caso de los metales preciosos, y por su efecto indirecto a través de la sustitución de otros energéticos exportables, en el caso del carbón, este programa de apoyo cubre interrelacionadamente los siguientes subprogramas en las áreas jurídica, de crédito, de asistencia técnica, procesamiento y comercialización, y apoyo a la comunidad, sobre los cuales se pueden describir los siguientes objetivos específicos y avances logrados.

1.1. Subprograma jurídico

Teniendo en cuenta que más del 80% de los pequeños y medianos mineros no tienen legalizada su situación, este programa pretende superar el obstáculo y en consecuencia, facilitar el acceso del minero a los programas de crédito y fomento, y a un ambiente económico y social más favorable.

1.1.1. Carbón

En lo concerniente a este recurso el subprograma jurídico pretende:

- Revisar la actual legislación y, dentro del nuevo Código Minero que se debe promulgar antes del 31 de diciembre de 1988, según las facultades otorgadas por el Congreso de la República en la Ley 57 de 1987, hacer los ajustes que se estiman convenientes.

- Introducir la tecnología de informática al manejo de los expedientes.

- Encargar a CARBOCOL de la administración de los recursos carboníferos del país.

Las acciones se han venido orientando principalmente a la pequeña y mediana minería ubicada en las siguientes regiones:

- Cundinamarca.
- Boyacá.
- Antioquia y Caldas.
- Valle y Cauca.
- Norte de Santander y Santander.
- Cesar.

Respecto a sobre Informática se debe manifestar que se hizo el diseño global del sistema y de los formularios de captación de información, se evaluaron las herramientas de apoyo en graficación, y se adquirieron dos equipos de computación Microvax II con sus correspondientes periféricos, para operación interconectada entre el Ministerio y CARBOCOL.

Con base en los aportes que el Ministerio ha entregado a CARBOCOL para la administración de los recursos carboníferos, esta entidad dio impulso a la contratación con explotadores de hecho, ubicados en las regiones antes descritas. Al efecto, de 324 solicitudes de contratación que se han recibido, 63 se convirtieron en contrato, 34 tienen informe de visita técnica y están para definir contrato, 95 están para recibir visita técnica, 102 se encuentran en el Ministerio en proceso de verificación topográfica y análisis de superposiciones, 12 se encuentran por fuera de las áreas de aporte y 18 fueron archivadas.

Así mismo, dentro de esta política de administración, cabe anotar la incorporación de un área importante de la Jagua de Ibirico, en el Cesar, al esquema de contratación CARBOCOL-Minero, lo que ha permitido recibir 41 solicitudes más, de las cuales 18 ya se convirtieron en contrato, 20 están en estudio y 3 fueron archivadas. En realidad, teniendo en cuenta que la compañía Marathon Ltda. desistió ante el Consejo de Estado la demanda que había hecho contra la Nación, y renunció a todas las expectativas que tenía respecto a negocios de derechos mineros en esa área, el Ministerio pudo asignar a CARBOCOL el aporte correspondiente, y lograr los resultados descritos.

En lo atinente a la revisión legislativa, el estado de avance se expone con detalle en el numeral 7 de este capítulo.

1.1.2. Metales Preciosos

Con una filosofía similar a la expuesta anteriormente, y dentro de programas integrales, ECOMINAS, en materia de metales preciosos, ha seleccionado 4 nuevas áreas mineras para su desarrollo: Traira en Vaupés, Vetas-California en Santander, el sur de Bolívar, y Ataco en el Tolima.

Además, hay que anotar que una de las acciones fundamentales, al igual que en el carbón, es la expedición del nuevo Código de Minas.

1.2. Subprograma de crédito

Este subprograma se plantea teniendo en cuenta que muchos de los pequeños y medianos mineros de metales preciosos y de carbón, aun teniendo sus títulos en orden, no pueden ofrecer a los bancos comerciales e intermediarios financieros el tipo de garantías que ellos demandan, o no poseen la capacidad administrativa que les permita cumplir con los requisitos y trámites exigidos por esas entidades, y en consecuencia no tienen acceso a los mecanismos regulares de crédito.

1.2.1. Carbón

El subprograma esta orientado básicamente a los siguientes puntos:

- Crear, por primera vez, líneas de crédito específicas.
- Desarrollar, y aprovechar, los canales y sistemas que faciliten la utilización de las líneas de crédito.
- Establecer mecanismos y convenios de garantía que faciliten el otorgamiento de crédito a los mineros.

Dado que CARBOCOL no es un ente financiero, con entidades especializadas en esta área se han adelantado convenios fiduciarios, que permiten a la pequeña y mediana minería del carbón, disponer de líneas de crédito por cerca de \$ 1.056 millones, de los cuales \$ 580 son aportados por el Fondo Nacional del Carbón, y los \$ 476 restantes por las entidades financieras.

Cuadro No. 33
LINEAS DE CREDITO DISPONIBLES
(millones de pesos)

Entidad	Destino	
	Activo Fijos y Comercialización	Capital de trabajo
Caja Agraria	200	200
Corfiboyaca	50	26
Banco Cafetero	250	250
Financiacoop	80	
Total	580	476

Para el otorgamiento del crédito, además de utilizar los canales incluidos en el cuadro anterior, CARBOCOL presta la asesoría técnica y administrativa al solicitante para la tramitación del crédito y su posterior proceso de inversión.

Adicionalmente, para garantizar los créditos otorgados a los mineros se ha establecido también un convenio con el Fondo Nacional de Garantías, por el cual se emiten Certificados de Garantía Carbonífera -CGC-.

Dentro del subprograma de crédito hasta la fecha se han recibido 23 solicitudes por un valor cercano a los \$ 1.026 millones, de los cuales 16, por un valor de \$ 419 millones, cuentan ya con un concepto favorable, y están en proceso de desembolso.

Regionalmente las solicitudes mencionadas se discriminan así:

Cuadro No. 34

SOLICITUDES DE CREDITO POR DEPARTAMENTOS

Departamento	Número de Solicitudes	Valor Millones \$
Boyacá	11	175
Cesar	1	40
Cundinamarca	4	582
Norte de Santander	4	138
Valle	3	91
Totales	23	1.026

1.2.2. Metales Preciosos

En relación a estos Recursos y el subprograma de crédito minero, se ha continuado con la ejecución de los planes piloto de crédito con recursos aportados por el Banco de la República, y asistencia y estudios técnicos de proyectos por parte de ECOMINAS y el Ministerio, representado este último por las Zonas Regionales Míneras.

El Banco de la República bajo convenio con el Ministerio, ECOMINAS y el Fondo Nacional de Garantías ha ampliado su cupo de redescuento vía Fondo de Fomento Industrial de \$ 150 a \$ 250 millones, flexibilizando los requisitos para este tipo de créditos. Además se ha suscrito un contrato de fiducia entre el Banco de la República y la Caja Agraria por \$ 100 millones para otorgar créditos a los pequeños mineros.

Estas experiencias apuntan hacia la definición de los programas de crédito y asistencia técnica dentro del propuesto Fondo de Fomento Mínero. Este tendrá un carácter especializado en la promoción de la pequeña y mediana minería, en todas las etapas de su actividad, y será administrado por ECOMINAS, como un sistema de manejo de cuentas, en cuya dirección concurrirán el Ministerio, el Banco de la República, el Departamento Nacional de Planeación, INGEOMINAS y ECOMINAS. En el diseño y organización del Fondo de Fomento Mínero se considera la experiencia del Fondo Nacional del Carbón.

Con el fin de conocer con más precisión los aspectos técnicos, legales, administrativos y sociales que se relacionan con el pequeño y mediano minero de metales preciosos, ECOMINAS llevó a cabo en los meses de abril y mayo de 1988 una encuesta minera, que cobijó las explotaciones auríferas que determinan el 60% de la producción de oro. Este trabajo, forma parte de los estudios básicos de los programas de crédito minero y asistencia técnica que pueden ser cubiertos con los recursos del propuesto Fondo de Fomento Mínero. En esa labor se identificaron necesidades de crédito que bien podrían ascender a unos \$ 18.000 millones.

En el cuadro siguiente se presenta un escenario de actuación del mencionado Fondo:

CUADRO No. 35

PROGRAMAS DE DESARROLLO MINERO
FONDO DE FOMENTO MINERO
\$ Millones de 1987

RUBRO	1988 - 1990	1991 - 1992
Programa de Crédito	2.200	3.460
Programa de Asistencia Técnica	1.392	1.779
Programa de Exploración	1.400	1.365
TOTAL	4.992	6.604

1.3. Subprograma de Asistencia Técnica

La asistencia técnica resulta indispensable para que el pequeño y mediano minero puedan mejorar su explotación, para que tengan mayores oportunidades respecto a los mecanismos de crédito y su situación jurídica. Acciones de este tipo contribuyen a transformar la minería artesanal, en una minería eficiente y racional.

1.3.1. Carbón

El subprograma pretende desarrollar en las diferentes regiones acciones que cubran el mejoramiento de condiciones técnicas de seguridad en las explotaciones, para lograr de manera integrada lo siguiente:

- Una información sobre actividades y posibilidades institucionales.
- Contribuir a una formación básica de la población minera para el manejo económico y seguro del recurso energético.
- Crear una estructura e infraestructura para la higiene y la seguridad minera.

Dentro del tema de información institucional, se resaltan las posibilidades que tienen el minero y las personas y funcionarios relacionados con la actividad extractiva, de apoyarse en entidades del orden nacional o regional. En este proyecto, que cuenta con la participación activa del SENA se atienden dos frentes: Campañas de divulgación y foros.

De estos últimos se realizaron 5 eventos, dirigidos a mineros y a las personas involucradas en el sector carbón, así como a autoridades, jueces y empresarios. En cuanto a divulgación se realizó

Adicionalmente, para garantizar los créditos otorgados a los mineros se ha establecido también un convenio con el Fondo Nacional de Garantías, por el cual se emiten Certificados de Garantía Carbonífera -CGC-.

Dentro del subprograma de crédito hasta la fecha se han recibido 23 solicitudes por un valor cercano a los \$ 1.026 millones, de los cuales 16, por un valor de \$ 419 millones, cuentan ya con un concepto favorable, y están en proceso de desembolso.

Regionaicamente las solicitudes mencionadas se discriminan así:

Cuadro No. 34

SOLICITUDES DE CREDITO POR DEPARTAMENTOS

Departamento	Número de Solicitudes	Valor Millones \$
Boyacá	11	175
Cesar	1	40
Cundinamarca	4	582
Norte de Santander	4	138
Valle	3	91
Totales	23	1.026

1.2.2. Metales Preciosos

En relación a estos Recursos y el subprograma de crédito minero, se ha continuado con la ejecución de los planes piloto de crédito con recursos aportados por el Banco de la República, y asistencia y estudios técnicos de proyectos por parte de ECOMINAS y el Ministerio, representado este último por las Zonas Regionales Míneras.

El Banco de la República bajo convenio con el Ministerio, ECOMINAS y el Fondo Nacional de Garantías ha ampliado su cupo de rescuento vía Fondo de Fomento Industrial de \$ 150 a \$ 250 millones, flexibilizando los requisitos para este tipo de créditos. Además se ha suscrito un contrato de fiducia entre el Banco de la República y la Caja Agraria por \$ 100 millones para otorgar créditos a los pequeños mineros.

Estas experiencias apuntan hacia la definición de los programas de crédito y asistencia técnica dentro del propuesto Fondo de Fomento Mínero. Este tendrá un carácter especializado en la promoción de la pequeña y mediana minería, en todas las etapas de su actividad, y será administrado por ECOMINAS, como un sistema de manejo de cuentas, en cuya dirección concurrirán el Ministerio, el Banco de la República, el Departamento Nacional de Planeación, INGEOMINAS y ECOMINAS. En el diseño y organización del Fondo de Fomento Mínero se considera la experiencia del Fondo Nacional del Carbón.

Con el fin de conocer con más precisión los aspectos técnicos, legales, administrativos y sociales que se relacionan con el pequeño y mediano minero de metales preciosos, ECOMINAS llevó a cabo en los meses de abril y mayo de 1988 una encuesta mínera, que cobijó las explotaciones auríferas que determinan el 60% de la producción de oro. Este trabajo, forma parte de los estudios básicos de los programas de crédito mínero y asistencia técnica que pueden ser cubiertos con los recursos del propuesto Fondo de Fomento Mínero. En esa labor se identificaron necesidades de crédito que bien podrían ascender a unos \$ 18.000 millones.

En el cuadro siguiente se presenta un escenario de actuación del mencionado Fondo:

CUADRO No. 35

PROGRAMAS DE DESARROLLO MINERO
FONDO DE FOMENTO MINERO
\$ Millones de 1987

RUBRO	1988 - 1990	1991 - 1992
Programa de Crédito	2.200	3.460
Programa de Asistencia Técnica	1.392	1.779
Programa de Exploración	1.400	1.365
TOTAL	4.992	6.604

1.3. Subprograma de Asistencia Técnica

La asistencia técnica resulta indispensable para que el pequeño y mediano minero puedan mejorar su explotación, para que tengan mayores oportunidades respecto a los mecanismos de crédito y su situación jurídica. Acciones de este tipo contribuyen a transformar la minería artesanal, en una minería eficiente y racional.

1.3.1. Carbón

El subprograma pretende desarrollar en las diferentes regiones acciones que cubran el mejoramiento de condiciones técnicas de seguridad en las explotaciones, para lograr de manera integrada lo siguiente:

- Una información sobre actividades y posibilidades institucionales.
- Contribuir a una formación básica de la población mínera para el manejo económico y seguro del recurso energético.
- Crear una estructura e infraestructura para la higiene y la seguridad mínera.

Dentro del tema de información institucional, se resaltan las posibilidades que tienen el minero y las personas y funcionarios relacionados con la actividad extractiva, de apoyarse en entidades del orden nacional o regional. En este proyecto, que cuenta con la participación activa del SENA se atienden dos frentes: Campañas de divulgación y foros.

De estos últimos se realizaron 5 eventos, dirigidos a mineros y a las personas involucradas en el sector carbón, así como a autoridades, jueces y empresarios. En cuanto a divulgación se realizó

una campaña sobre el Programa de apoyo a la Industria del Carbón, la cual incluyó avisos de prensa, comerciales en radio y televisión, vallas publicitarias, impresión de 10.000 afiches con 5 temas referentes a higiene y seguridad minera, impresión de 40.000 folletos con normas prácticas de seguridad en minas subterráneas de carbón, y publicación de 8.000 cartillas didácticas sobre el decreto 1335 de 1987, reglamento de seguridad en labores subterráneas. Así mismo, se efectuó un seminario para la divulgación de este decreto, con asistencia de más de 80 funcionarios de las entidades gubernamentales que tienen que ver con la aplicación pertinente (MINMINAS, MINSALUD, ISS, SENA, INDUMIL, CARBOCÓL y ECO-MINAS). De este evento se sacaron conclusiones que facilitarán tareas posteriores de divulgación.

Con relación a la formación básica de la población minera, incluidos el personal técnico, profesional, administrativo y operativo de las minas, se realizaron seis seminarios en las diferentes regiones carboníferas. Los temas tratados fueron planeamiento y desarrollo, y acciones de salvamento minero. Este último a cargo de expertos ingleses.

Dentro de un convenio de cooperación técnica entre el gobierno de Colombia y el del Reino Unido, y utilizando la infraestructura de las Estaciones de Salvamento Minero más adelante descritas, se definió un Plan de Asistencia Integral para la capacitación de pequeños y medianos mineros. Este plan, surge del análisis muestral de 41 minas en el país destinado a diagnosticar la situación técnica y empresarial de la minería del carbón.

Así mismo, con personal de las Estaciones, en el área de Ubaté se capacitaron siete empresarios mineros de la zona en temas relativos a seguridad y administración. Instrucción similar se les dio en la Estación de Jamundí a diez técnicos del área de Popayán.

Sobre capacitación en operación de pequeñas y medianas minas de carbón, se han realizado convenios con Universidades y Centros de educación superior. Ellos se relacionan con las siguientes entidades:

Centro del Carbón de la Universidad Nacional, para las Zonas de Influencia de las Estaciones de Salvamento.

Estación Tulio Ospina Vásquez, en Amagá, para la Zona de Antioquia y Caldas.

Instituto de Recursos Mineros y Energéticos de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, para la Zona de Influencia de las Estaciones de Salvamento de Sogamoso y Ubaté.

Escuela de Minas de la Universidad Francisco de Paula Santander, para la Zona de Influencia de la Estación de Salvamento de El Zulia.

Fundación Universitaria de Popayán, para la Zona de Influencia de la Estación de Jamundí.

Actualmente se adelantan gestiones para lograr convenios similares que cubran el área del Cesar, Departamento en el cual se han identificado tres áreas Carboníferas importantes: La Loma, La Jagua y El Descanso.

En lo pertinente a higiene y seguridad minera, el proyecto sigue siendo desarrollado con base en la instalación de 5 Estaciones de Apoyo y Salvamento Minero (E.A.S.M.) ubicadas en Sogamoso (Boyacá), Ubaté (Cundinamarca), Jamundí (Valle del Cauca), Amagá (Antioquia) y El Zulia (Norte de Santander), así como también con una Estación de Apoyo en Valledupar (Cesar). Estos centros, que son un acercamiento de las posibilidades y garantías técnicas modernas al minero, se terminaran de construir en octubre próximo cuando se finalice la de Amagá. Se han realizado por medio de un convenio de cooperación técnica entre los gobiernos de Colombia y Polonia, y tendrán un costo de \$ 380 millones. Para estas Estaciones se han efectuado compras de equipo de salvamento por valor de \$ 182 millones y otras dotaciones por valor de \$ 70 millones.

Las Estaciones iniciaron sus actividades en sedes provisionales, con el denominado Plan 218, el cual consistió en recoger y analizar información, y ejecutar planes de seguridad y salvamento minero en 218 minas previamente escogidas, según información del último censo minero de carbón. Hasta el momento se han elaborado fichas técnicas para 269 minas ubicadas a lo largo del país, y a las cuales también se les ha prestado apoyo en aspectos de seguridad e higiene minera.

Además, se elaboró el Reglamento de Seguridad e Higiene para las Labores Subterráneas, del cual como ya se mencionó, se hacen las tareas de divulgación pertinentes y necesarias. Próximamente se entrará en la etapa de verificación sobre su cumplimiento. Como complemento a esta definición, se está elaborando el Reglamento de Seguridad Industrial para las Labores de Minería Superficial, actividad que se desarrolla conjuntamente con los Ministerios de Salud y Trabajo.

Hasta el momento, y desde que se montaron las Estaciones, en cinco de ellas se han llevado a cabo 38 acciones de emergencia.

Dentro de la implementación pertinente, y con el ánimo de facilitar el adecuado funcionamiento de las Estaciones, se está negociando un convenio entre CARBOCÓL y el ISS, tendiente a garantizar la prestación de atención médica al personal de ellas.

Como labores específicas de las Estaciones, adicionales a las ya mencionadas, se pueden relacionar las siguientes, desarrolladas para una mayor capacitación del recurso humano vinculado a la minería del carbón:

Con duración de un mes en Polonia, se hizo la capacitación técnica en seguridad y salvamento de los Jefes de las Estaciones.

Se identificó un potencial de 1.500 mineros, con edades entre 22 y 40 años, como cuerpo básico de socorredores.

Se formaron 32 mineros socorredores. Doce en Amagá, quince en Sogamoso y cinco en El Zulia.

Con la colaboración de expertos de Polonia, se hizo el adiestramiento en las labores de manejo y operación de equipos a diez profesionales y diez técnicos de las Estaciones.

1.3.2. Metales Preciosos

Dado que CARBOCÓL asistirá técnicamente a los mineros del

carbón, se amplían las posibilidades del Ministerio y de ECOMINAS para prestar este tipo de colaboración a los demás mineros, en especial los de metales preciosos.

Las Zonas Regionales Mineras del Ministerio realizaron no menos de 20 visitas mensuales a los pequeños mineros en los dos últimos años, no solo con el ánimo de asistirlos en lo referente a la producción, sino también para informarlos sobre los trámites que deben adelantar respecto a los diferentes subprogramas.

ECOMINAS ha desarrollado un programa integral de apoyo en el distrito minero de Marmato-Caldas, el cual es considerado como Plan Piloto de Fomento en áreas con alta concentración de pequeños mineros; se concluye este programa con la modernización de equipos de beneficio de minerales, contratación de áreas para exploración y explotación en las zonas aledañas, instalación de un Almacén de implementos e insumos, e instalación de un laboratorio. Próximamente se hará la inauguración del taller de fundición de oro, y se adelantan las acciones y estudios sobre asistencia técnica y desarrollo cooperativo. Algunos de estos proyectos cuentan con la colaboración de la Caja de Crédito Agrario y la financiación de FONADE.

Las seccionales regionales mineras del Ministerio adelantan convenios de cooperación para asistencia técnica con los Departamentos de Investigación de las Universidades Colombianas en las áreas de transformación y beneficio.

1.4. Subprograma de Procesamiento y Comercialización

Uno de los problemas fundamentales de la minería colombiana está en el acceso y el manejo de los mercados. Este subprograma pretende consolidar y crear los mecanismos que garanticen la venta de los productos mineros en cantidades y precios apropiados y que, en particular, le permitan al pequeño y mediano minero, un acceso directo a los consumidores finales de los productos.

1.4.1. Carbón

Con destino a fortalecer las posibilidades de comercialización, CARBOCOL hace investigaciones sobre los canales existentes en las diferentes regiones. Las metas de este trabajo son, por el lado de la oferta identificar las posibles fuentes de reducción de costos en la extracción y en los sistemas y procedimientos de suministro, mientras que por el lado de la demanda, se busca un mayor crecimiento mediante el apoyo al desarrollo de proyectos particulares y pilotos de sustitución e innovación.

En este sentido vale la pena resaltar que las líneas de crédito se han adicionado en lo pertinente a comercialización y, en cada una de las regiones carboníferas, se han creado Comités Departamentales del Carbón, donde con la moderación de CARBOCOL y la participación de productores, consumidores y entidades de gobierno local, se plantean los principales problemas que afronta el sector carbonífero y se establecen las posibles soluciones. Uno de los puntos donde estos comités han tenido una exitosa actuación está en la concertación sobre precios de venta en boca de mina.

1.4.2. Metales Preciosos

En complemento a lo expuesto en el punto 1.3.2, también es de

resaltar que el Ministerio reabrió su laboratorio de fundición en Ibagué, Pasto y Bucaramanga, mientras que el Banco de la República ha abierto nuevas oficinas de compra de oro en Manizales, Leticia y La Dorada y abre, por esta época, oficinas en Acandí, Puerto Inírida y Caucasia.

Adicionalmente, se puede mencionar que CARBOCOL trabaja en la identificación del potencial de sustitución de otros combustibles por carbón, y ha entrado a participar en CARBONORTE.

1.5 Subprograma de Apoyo a la Comunidad

En su mayor parte, las áreas de actividad de la pequeña y mediana minería carecen de infraestructura apropiada, de transporte y dotación de servicios. En consecuencia, el objetivo del subprograma es contribuir a proveer y coordinar el mejoramiento de la infraestructura vial, eléctrica, de comunicaciones, los equipamientos sociales, etc, en las regiones carboníferas. Con este fin, CARBOCOL está concertando contratos y convenios con las diferentes entidades competentes, de acuerdo con unas prioridades establecidas de común acuerdo con los mineros. Hasta el momento se han comprometido \$96 millones, y las obras definidas incluyen la financiación compartida para la construcción, reconstrucción y pavimentación de vías utilizadas para el transporte del carbón, y obras de drenaje para las mismas. También, con financiación compartida, se incluye la construcción de escuelas y guarderías para los hijos de los mineros, dotación de equipos para los hospitales regionales, suministro de tuberías para acueductos veredales y electrificación de zonas carboníferas.

Por otro lado, en conjunto con la Universidad Nacional (Departamento de Antioquia) se ha venido desarrollando un programa de conservación del medio ambiente en el Bajo Cauca, en las cuencas de los ríos Nechí y Tigüí.

Son también objeto de los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería otros minerales diferentes del oro y el carbón, y son atendidos por las seccionales regionales del Ministerio y ECOMINAS, en las áreas de minerales metálicos y no metálicos.

2.- RESULTADOS DEL PROGRAMA DE EXPLORACION

Este programa se orienta, en primer lugar, a la terminación de la cartografía geológica del área andina, de algunos sectores de la Orinoquia y Amazonia comprendidos dentro del escudo de la Guayana, y de las Costas Pacífica y Atlántica. Esta tarea es indispensable para el desarrollo posterior de las labores de exploración detallada y evaluación de reservas para nuevos proyectos mineros.

Con el ánimo de dar un soporte sólido para el cumplimiento de esos objetivos, una de las principales tareas adelantadas fue la culminación del proceso de reestructuración del INGEOMINAS, en los decretos 1366 y 2356 de 1987.

2.1 Cartografía y Estudios Geológicos.

Las actividades de cartografía y estudios geológicos, que buscan fundamentalmente la elaboración de la Carta Geológica del País, tienen como principal protagonista al INGEOMINAS. Aquí la organización, mediante una adecuada sistematización y archivo de la información disponible y programada, permite el avance permanente en el conocimiento geológico de Colombia.

A partir de las investigaciones geológico-mineras adelantadas en el país, por parte del gobierno nacional e iniciadas con la Comisión Científica Nacional creada en 1916, el país posee la siguiente información de cartografía geológica:

A nivel general se ha cubierto la totalidad del territorio nacional a escalas que oscilan entre 1:1.000.000 y 1:1.500.000. Estos resultados se han compendiado en el Mapa Geológico Generalizado de Colombia, del cual se han publicado cinco ediciones. Para la sexta edición se revisó detalladamente, se elaboraron cortes geológicos generalizados y se preparó una memoria sobre la Geología de Colombia. Tanto el mapa como la memoria están siendo publicados.

A escala 1:500.000 se posee la cobertura del 95% del país en mapas geológicos, fotogeológicos y de reconocimiento en 31 planchas a esta escala, y que conforman el Atlas Geológico.

A escalas que fluctúan entre 1:250.000 y 1:400.000 se han publicado geológicos generalizados de los Departamentos de Antioquia, Bolívar, Quindío, Risaralda, Caldas, Tolima, Cauca y Narino.

A escala semidetallada 1:100.000 se ha adelantado la cartografía geológica sistemática de la zona Andina, que corresponde al área del país con mayor estudio geológico. El cubrimiento del país en estas escalas equivale al 22% del área nacional. Recientemente, dentro de esta escala y geología sistemática se hicieron revisiones de campo, columnas litoestratigráficas, leyendas, cortes geológicos y memorias en las planchas 206, 225, 190, 169, 189, 172 y 192.

Así mismo en la investigación geológica básica que describimos se debe informar sobre los siguientes trabajos: Transectas Geológicas Norte de Suramérica; Mapa geológico de Cundinamarca; Revisión estratigráfica y cartográfica de la plancha 114-Dabeiba; Estudio estratigráfico del límite Cretáceo-Terciario en la Cordillera Oriental; Paleofallas asociadas a la sedimentación del Mesozoico Inferior en Colombia; Mapa Circum-Pacífico de Recursos Minerales, Energéticos y Geológicos; Biocronología y Geocronología de Mamíferos Friasenses (Mioceno Medio) en Colombia; Rasgos Tectónicos de la Costa Pacífica de Colombia mediante el estudio de imágenes de satélite y radar; Fotogeología de la Serranía de Naquen; Base Planimétrica con información tectónica del Macizo de Garzón.

2.2. Exploración detallada

Dentro del sector estatal son varios los proyectos de exploración detallada que se realizaron y que tienen que ver principalmente con carbón y metales preciosos.

2.2.1. Carbón

Buscando la escala apropiada, los trabajos de exploración de carbón se adelantan según las posibilidades de mercado.

a) Alto Sanjorge (Córdoba)

El área se encuentra ubicada en el Aporte 848, en los Municipios de Montelíbano, Puerto Libertador y Buena Vista, al sur del Departamento de Córdoba; la extensión explorada fue de 75.000 hectáreas. El Estudio tuvo como objeto la investigación Geológica del yacimiento y la prefactibilidad de un proyecto minero para consumo interno. Se consideraron dos alternativas de producción: - 1.5 Millones de toneladas - año para abastecimiento de una termoeléctrica instalada en el área del proyecto.

- 4 Millones de toneladas - año de las cuales 1.5 millones de toneladas se destinarán para consumo de la térmica en boca de mina y 2.5 millones para abastecimiento de la Costa Atlántica.

El estudio iniciado en octubre de 1984 se desarrolló en 3 fases.

La fase I - Geología de Superficie - finalizó en mayo de 1985.

La fase II - Geología del Subsuelo - se inició en junio de 1985 y se terminó a finales del primer trimestre de 1986. Como resultado de estas fases se seleccionó una área de aproximadamente 45 Km² (área de Las Palmeras) en la cual se demostraron reservas de carbón térmico por 515 millones de toneladas susceptibles de ser exploradas a cielo abierto. En el primer semestre de 1986 se invirtieron en el estudio 174 millones de pesos.

A mediados del segundo semestre de 1986 se inició la Fase III, consistente en la prefactibilidad técnico-económica del proyecto.

Durante este semestre la inversión ascendió a la suma de \$ 67

millones de pesos. En el primer semestre de 1987 finalizaron las actividades correspondientes a la Fase III, habiéndose efectuado una ejecución presupuestal de \$ 140 millones de pesos para una inversión total en el estudio de aproximadamente 805 millones de pesos.

Los resultados del estudio están en Interconexión Eléctrica S.A. "ISA" para que el proyecto de 1.5 millones de toneladas-año sea considerado dentro del plan de expansión del sector eléctrico.

b) San Luis (Santander)

El área carbonífera de San Luis se encuentra ubicada en el municipio de El Carmen, 40 kilómetros al sur de Barrancabermeja. Con el objeto de evaluar técnica y económicamente su potencial, CARBOCOL mediante contrato suscrito con CARBORIENTE adelanta los estudios que servirán de base para declarar viable el proyecto.

El programa de estudios fue diseñado para ser desarrollado en tres fases; la Fase I, realizada en el año de 1986, correspondió a los estudios de exploración geológica de superficie y en ella se invirtieron \$34.6 millones.

Como resultado de la Fase I, se seleccionó el área en donde se adelantaría la Fase II, investigación del subsuelo, mediante perforaciones, la cual se inició en marzo de 1987 y terminó en junio de 1988. La inversión total de la Fase II fue de \$364.7 millones. Aquí se comprobó la existencia de carbones térmicos y coquizables y se determinó la geometría del yacimiento.

La fase III comprenderá el estudio de prefactibilidad técnico-económica para el montaje de un proyecto minero de carbón, con producción del orden de 0.5 - 1.0 millón de toneladas - año, con destino al consumo interno y exportación. La iniciación de esta fase se hará en el segundo semestre de 1988, mediante convenio con el Brasil.

c) Amagá (Antioquia)

En consideración a las posibilidades carboníferas que presenta el área de Amagá-Venecia-Bolombolo, ubicada dentro del aporte 1986, al suroeste de Medellín, en el municipio de Venecia, se decidió adelantar un estudio con el objetivo de identificar y calificar reservas carboníferas suficientes, y establecer la factibilidad de un proyecto minero con miras a satisfacer un posible incremento de demanda de carbón en la región.

Para dar cumplimiento a lo anterior, la Junta Directiva de CARBOCOL autorizó la apertura de un concurso privado de méritos, para lo cual en 1987 se elaboraron los términos de referencia correspondientes, se invitaron firmas nacionales y se recibieron las propuestas técnicas y económicas presentadas por ellas. En el primer semestre de 1988 se adelantó el proceso de evaluación y se negoció la propuesta económica con el consultor que ocupó el primer lugar en la evaluación técnica.

En el segundo semestre de 1988 se firmará el contrato y se iniciarán los estudios que tendrán una inversión de \$ 370 millones de pesos de 1987, los cuales serán cubiertos con recursos propios de CARBOCOL.

d) El Descanso (Cesar)

El área de El Descanso, seleccionada para adelantar los estudios, tiene una extensión de 13.000 hectáreas y está localizada en el departamento del Cesar en jurisdicción de los municipios de Agustín Codazzi, Becerril y El Paso, en los aportes 871 y 875 de CARBOCOL.

Con base en estudios geofísicos, realizados por AGIP Carbones de Italia y Chanbonnages de Francia, que identificaron un depósito carbonífero importante, y después de un intento fallido por llevar a cabo estudios de factibilidad con AGIP para un proyecto superior a 5 millones de toneladas año, CARBOCOL decidió recibir propuestas para estudios de factibilidad del orden de 10 millones de toneladas. Después del análisis de propuestas y de haber seleccionado la más económica, en diciembre de 1987 se firmó el contrato respectivo.

Los estudios se iniciaron a partir de enero de 1988 y tendrán una duración de 42 meses, tiempo durante el cual se hará la exploración y evaluación del yacimiento, incluyendo cálculo de reservas y determinación de la calidad, diseño minero para una mina de cielo abierto del orden de 10 millones de toneladas-año con destino a la exportación, estudio y selección de un sistema de transporte mina-puerto y selección y estudio de un sitio para puerto en la Costa Atlántica.

La inversión total del estudio asciende a la suma de \$2.197 millones de 1987.

e) Río Inguito - El Tambo (Cauca) Procarbón de Occidente

El área está localizada a la margen izquierda del río Cauca, en jurisdicción del municipio El Tambo (Cauca). La extensión es de 24.600 Has.

La investigación geológica de superficie y de subsuelo permitió seleccionar el sector de Seguengue, en donde se calcularon reservas del orden de 13 millones de toneladas en la categoría de demostradas y de 8 millones de toneladas inferidas, para un total de 21 millones de toneladas. El nivel de estudio permitió establecer la factibilidad del proyecto minero Seguengue, Mina La Honda, para una producción de 120.000 ton-año, con una inversión total de \$ 355 millones.

En 1986 se inició el período de Ingeniería y Construcción del Proyecto, en el cual se han hecho inversiones del orden de \$ 130 millones en labores de preparación y desarrollo de la mina que permitirán una producción de 25.000 toneladas en 1988. El proyecto podría satisfacer la demanda y cubrir el déficit de la producción de carbón en el Valle y Cauca.

f) Río Pance - Río Jordán (Valle) Procarbón de Occidente

Con base en las investigaciones geológicas realizadas en el período 1982-1985 en el área Río Pance-Río Jordán (Valle), PROCARBON presentó a fines de 1986 el estudio técnico-económico de un proyecto minero. En el área se logró identificar un total de 2.700.000 toneladas de carbón en la categoría de demostradas, con un rango de calidad entre bituminoso y antracítico.

Este proyecto queda a la expectativa de desarrollo dependiendo de la demanda futura en la región.

g) La Ferreira (Valle) Chidral - Cartón de Colombia

El área está localizada al sur del municipio de Jamundí, en donde los resultados de la investigación han demostrado condiciones geológicas complejas, que han llevado a los contratistas a prolongar el periodo de exploración con el fin de evaluar reservas y precisar la calidad de los carbones, que permitan establecer al segundo semestre de 1988 la factibilidad de un proyecto minero de por lo menos 60.000 toneladas-año.

h) Tasajero y El Zulia - Santiago (Norte de Santander) - CARBONORTE

En el área de Tasajero se adelantó la investigación geológica que permitió determinar la factibilidad técnico-económica de un proyecto minero para una producción del orden de 40.000 ton-año.

A partir del segundo semestre de 1987 se dió comienzo al periodo de montaje y construcción.

En el área de El Zulia-Santiago los resultados de la investigación geológica permitieron calcular reservas del orden de 14 millones de toneladas demostradas. El estudio permitió establecer las factibilidades de tres proyectos mineros con una producción total de 90.000 ton-año, para abastecimiento a la Central Térmica de Tasajero.

De otra parte, CARBOCOL a fines de 1987 capitalizó en la sociedad CARBONORTE la suma de \$ 29.4 millones de pesos para que esa sociedad realice durante 1988 los estudios geológicos y de factibilidad minera en un área del Sinclinal de El Zulia, sector Campomorta, con el fin de cubrir futuras demandas de la Central Térmica y ante una eventual ampliación de la misma.

2.2.2 Metales Preciosos

a) Programa Piloto Distrito Minero de Marmato

En desarrollo del programa integral ya mencionado en el aporte de apoyo a la exploración en las zonas aledañas a Marmato con la selección de ocho áreas particulares la contratación de áreas para la exploración detallada a riesgo y futura explotación. En mayo de 1988 se habían perfeccionado 22 contratos y se tramitaban 9 más. Los contratistas en virtud de esta operación, reciben asistencia técnica por parte de ECOMINAS en exploración, y evaluación técnico-económica de los proyectos de desarrollo de depósitos.

Adicionalmente y con el fin de prevenir los problemas socioeconómicos de la región causados por el próximo agotamiento de las mineralizaciones de la Zona Alta de Marmato, se ha seleccionado una nueva Zona localizada al Norte del Municipio para su evaluación y futura explotación técnica por parte de los actuales pequeños mineros.

b) Nuevos proyectos en metales preciosos

ECOMINAS ha seleccionado varias zonas promisorias para efectuar programas exploratorios similares a los desarrollados en el Distrito Piloto de Marmato, o sea, complementación de la explora-

ción preliminar para posterior contratación de bloques o zonas promisorias para exploración detallada a riesgo por el sector privado. Las zonas seleccionadas son como ya se dijo: Traira en Vaupés en zona limítrofe con el Brasil y perteneciente al llamado Escudo de Guayana con características similares a los encontrados en los depósitos de Guainía. Riosucio y Atrato en el Chocó que de acuerdo con estudios efectuados por Ingeominas y el PNUD en 1976, representan un importante potencial minero en oro y platino. La región aledaña a los actuales distritos mineros de Vetás y California en Santander. El Sur de Bolívar en el franco oriental de la Serranía de San Marcos, en donde existen numerosos asentamientos de pequeños mineros procesando elevados tenores de oro. El distrito minero de la cuenca del Río Saldaña en el Tolima, en jurisdicción del Municipio de Ataco, con evidencias de altos potenciales tanto para la minería de aluvión como de veta, y la zona denominada Caño Negro en el Macizo Quetame, Cundinamarca, en donde se encontraron indicios de mineralizaciones y valores interesantes de oro, plata y otros metálicos en estudios efectuados en 1976 y 1987 durante las campañas exploratorias de uranio.

El costo total de estos proyectos en su fase de prospección o complementación de exploración preliminar se ha estimado en \$2.415 millones para su ejecución entre 1988 y 1992, de acuerdo con el plan de Desarrollo de Ecominas. Los recursos para su desarrollo procederán esencialmente del propuesto Fondo de Fomento Minero y de las solicitudes de crédito que se efectuarían al FONADE.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

3. PROYECTOS DE GRAN MINERÍA

El carbón se ha constituido en los últimos lustros en una pieza estratégica para el desarrollo y dinámica económica mundial. En primera instancia es uno de los elementos con prioridad para la sustitución de los hidrocarburos y, en segundo término, es el soporte para grandes proyectos industriales.

3.1 El Cerrejón Zona Norte

Las operaciones de minería en la Guajira comenzaron en 1983. El período de explotación comenzó formalmente en febrero 26 de 1986, fecha en la cual se hizo el primer embarque de carbón por la infraestructura básica del proyecto. No obstante esto y en consideración a la posibilidad técnica y a las ventajas de carácter operacional, financiero y comercial, se decidió construir algunas obras temporales que permitieron exportar carbón a partir de febrero de 1985.

Las cifras anuales de producción han sido las siguientes:

1983.....	50.000 Tons.
1984.....	777.000 Tons.
1985.....	2.650.000 Tons.
1986.....	5.084.000 Tons.
1987.....	7.600.000 Tons.
1988.....	2.055.000 Tons. (primer trimestre)

3.1.1 Actividades Desarrolladas en 1987

a) Minería

Carbón durante el año de 1987 la producción de carbón fue de 7.6 millones de toneladas, las que comparadas con la meta propuesta de 8.6 millones representan el 89% de cumplimiento.

Estéril - Se removieron en el mismo período 47.9 millones de metros cúbicos de material estéril que representan el 75% de la meta propuesta.

Descapote - Para obtener una (1) tonelada de carbón fue necesario remover 6.3 metros cúbicos de material estéril. La relación prevista fue de 7.5 a 1.

b) Puerto y Ferrocarril

Embarque - Durante 1987 se embarcaron 8.2 millones de toneladas de carbón de las cuatro calidades que se producen en El Cerrejón Zona Norte. Mas del 78% de las toneladas embarcadas fueron de la calidad estandar.

Inventarios - A 31 de diciembre los inventarios de carbón en Mina y Puerto, incluidas las bases de las pilas, eran de 977.000 toneladas.

Durante 1987 la cantidad de carbón transportada por el Ferrocarril, desde la Mina hasta el Puerto, fue de 8.3 millones de toneladas.

c) Costos de Operación

Gastos - La operación demandó gastos por US \$ 218.7 millones para atender los pagos corrientes a salarios por US \$ 70.0 millones; adquisición de materiales y suministros por US \$ 73.5 millones; contratación de servicios US\$56.5 millones y gastos generales US\$ 18.7 millones.

Ingresos - La venta de servicios permitió la recaudación de US \$ 4.5 millones.

Egresos - La relación de los gastos corrientes netos en la producción, con las 7.6 millones de toneladas producidas en el mismo período indica que la tonelada de carbón producido tuvo un costo de US\$28.7 Este real es inferior al costo unitario esperado de US\$ 30.2 por tonelada.

d) Inversiones de Capital

Capitalización - Lo invertido neto en bienes de capital durante el año 1987 fue de US\$104.6 millones. Se había presupuestado US \$ 150.4 millones.

• La venta de bienes de capital excedentes de la etapa de la construcción produjo ingresos por US\$2.0 millones.

e) Personal

Empleos - A 31 de diciembre de 1987 la nómina para la operación registraba 4.604 empleados, de los cuales 129 tenían contratos temporales y 4.475 contratos permanentes. Los contratos permanentes están distribuidos en 1.247 Profesionales colombianos, 3.130 no profesionales y 98 extranjeros.

La producción del 20% exigida por la Ley entre profesionales extranjeros y colombianos, está superada en El Cerrejón Zona Norte, donde la proporción llegó apenas al 13%.

3.1.2 Actividades Desarrolladas en 1988

a) Operaciones

Durante 1988 y hasta Abril del mismo año se produjeron 2.8 millones de toneladas de carbón. La remoción de estéril para el mismo período alcanzó los 20.6 millones de metros cúbicos.

El último pronóstico del Operador indica que, durante 1988, se producirán 10.5 millones de toneladas de carbón.

Durante los primeros cuatro meses del presente año se han transportado por el ferrocarril 2.7 millones de toneladas de carbón.

cifra que corresponde también a la cantidad de despachada por Puerto Bolívar hacia los compradores de ultramar.

b) Costos e Inversiones

El costo de las operaciones durante los primeros cuatro meses de 1988 ascendió a US\$ 74.5 millones, lo que para una producción de 2.8 millones de toneladas en el mismo período, arroja un costo unitario de US\$ 26.8. El precio de venta acumulado para el mismo fue de US\$26.8.

La inversión del capital durante el primer trimestre del año ascendió a US\$15.0 millones.

c) Asuntos Sobresalientes

Durante el mes de marzo se extrajeron 6.5 millones de metros cúbicos de material estéril, que corresponden a la máxima producción lograda por el Complejo.

Los Índices de Frecuencia y Gravedad para el primer trimestre de 1988 fueron de 1.24 y 15.12, respectivamente. La meta para el año es de 0.3 para el índice de Frecuencia y de 3.0 para el índice de Gravedad OP.

3.2 Proyecto Cerrejón Zona Central

La Zona Central de El Cerrejón comprende una extensión de 10.000 hectáreas, en las concesiones 3155 y 3156, originalmente pertenecientes al IFI, y que luego quedaron incorporadas a los aportes otorgados por el Ministerio de Minas y Energía a CARBOCOL. Las reservas contenidas en esta vasta extensión de tierra son del orden de 600 millones de toneladas con una calidad promedio de 12.200 BTU.

CARBOCOL, previos los trámites de una licitación internacional, contrató con el Consorcio Colombo-Español DOMI-PRODECO-AUXINI la explotación de 10 millones de toneladas durante un período de 10 años, a partir de Septiembre de 1982. Este Contrato se dió por terminado en agosto 31 de 1985, cuando estaba en ejecución el tercer año de minería. El Contratista alcanzó a explorar 1.600.000 toneladas de carbón y a remover 10 millones de metros cúbicos de estéril.

A mediados de 1987 se llegó aun acuerdo con el Consorcio DOMI-PRODECO-AUXINI, mediante el cual se le compraron los equipos e instalaciones utilizados en la mina y se le reconocieron los pagos a que tenía derecho contractualmente en cuantía que ascendió \$3.090.730.607, despues de descontar la parte no amortizada del anticipo. Las demás reclamaciones del Consorcio se sometieron a un Tribunal de Arbitramento constituido de común acuerdo por las partes, que falló en contra de CARBOCOL en marzo de 1988. En el momento cursa ante el Consejo de Estado recurso de anulación del laudo por considerar CARBOCOL que adolece de fallas jurídicas de fondo.

Desde la fecha de terminación del Contrato hasta Marzo del año en curso, la Mina estuvo en receso, limitándose las labores a las actividades de mantenimiento de equipo e instalaciones, despachó a Termogujira de 60.000 toneladas y al exterior de 80.000 toneladas que se tenían apiladas en Albania (Complejo Zona Norte).

El laboratorio de Zona Central continuó trabajando en el análisis de muestras remitidas por el Proyecto Zona Norte y controló la calidad de los despachos de carbón de Zona Central apiladas en Albania.

El 16 de diciembre de 1987, se firmó un Convenio con la Comunidad de El Cerrejón mediante el cual se autorizó a CARBOCOL la exploración de 500.000 toneladas de carbón, por medio de un Contrato de explotación que CARBOCOL suscribiría con un contratista que seleccionaría.

Se adelantó así un proceso de invitación a firmas de ingeniería nacionales con el objeto de reactivar la explotación minera, que concluyó con la celebración de un contrato de prestación de servicios con la firma PINSKY Y ASOCIADOS S.A., para la extracción de 50.000 toneladas en un período de 15 meses y que termina el 12 de junio de 1980. La licitación se cerró el tres de diciembre de 1987 y se recibieron dos ofertas presentadas por la firma PINSKY Y ASOCIADOS S.A., y por un consorcio de siete firmas conformado por: ARINCO S.A., CONCIVILES S.A, MORA MORA Y CIA LTDA, JULIO GERLEIN ECHEVERRIA, SOCOCO S. A., CONCONCRERO S. A. y los TOPOS CONSTRUCCIONES.

Silmultáneamente con la licitación de la explotación se adelantaron trámites para contratar el transporte terrestre entre Zona Central y Albania. El consorcio TRANSPORTE SANCHEZ POLO Y CIA. LTDA. y ADMINISTRADORES DE TRANSPORTE & CIA. LTDA. fue el ganador de la licitación respectiva, y en febrero de 1988 se les adjudicó el Contrato.

El carbón proveniente de esta explotación será transportado y embarcado por las instalaciones de Zona Norte con destino a los mercados del Caribe y Brasil.

3.3 Proyecto de La Loma

Respecto a este proyecto, que se realiza en el área correspondiente al aporte 831 asignado a CARBOCOL, se definió un contrato de explotación con la firma DRUMOND, el cual tendrá una vigencia de 30 años e inversiones por cerca de US\$581 millones, los cuales serán financiados en cerca del 70% por la Banca Internacional para la firma contratista; de la inversión total US\$349 millones se llevarán a la mina, US\$149 a obras de infraestructura, US\$55 se destinarán a obras de puerto y cerca de US\$28 se destinarán a obras de apoyo. El proyecto que será montado durante el período 1990-1992, empezará su etapa de producción en 1993 con 1.8 millones de toneladas, y alcanzará su máximo planeado en el año 2000 con una explotación de 10 millones de toneladas. Se espera que las regalías que otorgue el proyecto, favoreciendo principalmente la región, superen los US\$1.000 millones y que gene s de renta y remesas no menos de US\$1.200 millones. Estas cifras se calculan previendo una estabilidad en los precios. Además se estima que se crearán cerca de 3.000 empleos directos, y no menos de 4.000 indirectos.

4. RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE CARBOCOL

4.1 Consolidación financiera de CARBOCOL

Durante el último trimestre de 1987 y en lo corrido de 1988 se ha venido desarrollando, tanto a nivel teórico como práctico, un esquema financiero mediante el cual se resuelva en el mediano plazo, la sustitución de déficit de CARBOCOL, y se fortalezca y sanee su situación financiera.

Este esquema consiste en ceder una porción de la deuda externa de CARBOCOL a ECOPETROL y en compensación, ECOPETROL podría recibir acciones de CARBOCOL o un porcentaje del Contrato de Asociación entre CARBOCOL e INTERCOR para explotar la Zona Norte del Cerrejón.

Este esquema fue aprobado por el Consejo Nacional de Política Económica y Social (Conpes) en noviembre de 1987 y está previsto se firmen los convenios definitivos en junio de 1988; se persigue, como se mencionó anteriormente, consolidar financieramente a CARBOCOL utilizando los posibles excedentes de liquidez de ECO-PETROL.

Con respecto a los recursos financieros para cubrir las necesidades financieras y de los proyectos, tanto durante 1988 y 1989, se han gestionado y desembolsado parcialmente los siguientes empréstitos:

- En noviembre de 1987 se firmó un empréstito por US.\$45 millones con el Export Development Corporation de Canadá. Fueron desembolsados US.\$19 millones aproximadamente en marzo de 1988, y el saldo será utilizado para cubrir los gastos del Proyecto Cerrejón Zona Norte en equipos y maquinaria procedentes del Canadá.

- En enero 8 de 1988 se firmó el Crédito Concorde por US.\$1.000 millones, de los cuales a CARBOCOL le correspondieron US.\$260 millones. El primer desembolso del crédito por US.\$219 millones se recibió el 26 de mayo de 1988.

- Del Fondo de Promoción de Exportaciones (PROEXPO) ,en abril de 1988 DE 1988 se recibieron \$6.000 millones en abril 27 de 1988.

Además, durante el período fue necesario asegurar recursos de crédito por US.\$100 millones con bancos internacionales para capital de trabajo, debido especialmente a las demoras presentadas en los desembolsos de los préstamos de largo plazo. En este aspecto, el apoyo de la Banca Internacional fue definitivo y se obtuvieron condiciones financieras muy favorables.

Entre otras acciones en el campo financiero vale la pena señalar las siguientes:

- Negociación con Eximbank U. S. A. Durante el período se adelantaron negociaciones con el Export Import Bank de los Estados Unidos y Pefco, tendientes a mejorar las condiciones de la oferta de marzo 22 de 1985 para un crédito por US.\$170 millones. Ellas culminaron en mayo 16 de 1988 con la aceptación por parte de CARBOCOL de la oferta de Pefco para otorgar directamente el mismo crédito, pero en condiciones mucho más favorables. Con el nuevo acuerdo se logró una reducción del costo efectivo del crédito de 12.90% a 11.70% anual, y un ahorro en costos financieros por US.\$11 millones aproximadamente.

4.1.1 Aportes de Socios

El capital pagado de CARBOCOL pasó de \$55.609.6 millones en diciembre 31 de 1986 a \$69.609.5 millones en junio de 1988, con un aumento del 25.45% durante dicho período.

Este aumento de capital fue realizado en su totalidad por ECO-PETROL y su participación pasó del 48.9% al 59.2%.

4.1.2 Aspectos Contables y Fiscales

En 1987 se adoptaron políticas contables y fiscales con base en criterios de largo plazo y con el fin de reflejar en los Estados Financieros la realidad económica de los proyectos, en especial del Proyecto Zona Norte.

Fue así como con la asesoría de la firma Páez y Asociados se modificaron algunas políticas contables, en especial las que tienen que ver con el tratamiento de los costos financieros, la diferencia en cambio y amortización de activos.

Durante 1987 se registraron pérdidas por \$6.588.7 millones, causadas esencialmente por los gastos financieros, y la depreciación de activos; la operación del Cerrejón Zona Norte debió alcanzar el equilibrio operativo durante 1987 y se espera que en 1988 se comiencen a generar excedentes para cubrir parcialmente gastos financieros y operativos.

4.2 Promoción al uso del carbón, investigación y desarrollo tecnológico

Se llevaron a cabo todas las gestiones necesarias para la realización de un Convenio sobre Transferencia de Tecnología con la firma UBE Industries Ltd. del Japón, con miras a la promoción del uso y comercialización del carbón colombiano.

Se está ejecutando la revisión del borrador del estudio de factibilidad para el montaje de una planta lavadora para producir carbón de baja ceniza. En dicha fase han participado las firmas internacionales: Nissho Iwai Corporation, UBE Industries Ltd., y FLUOR y LEE INFANTE como firma nacional.

Se inició con recursos de la Organización Latinoamericana de Energía OLADE un estudio sobre el abastecimiento de carbón y sustitución de energéticos por carbón en Centro América y el Caribe.

4.3 Programa de Sustitución

Fue presentado el Plan de Sustitución y se inició una divulgación de este, tanto interna como externamente. Se realizaron estudios sobre este mismo tema a nivel más profundo con la colaboración del Pacto Andino y con Técnicos Franceses de la firma Transenerg.

Se evaluó el impacto socio-económico de la posible sustitución, en Boyacá y Cundinamarca, de carbón por Gas Natural. Estas consideraciones son tenidas en cuenta en la implementación de la política energética.

Con miras a propiciar la expansión y el desarrollo de la utilización del carbón colombiano, se llevaron a cabo los dos siguientes eventos: "Primer encuentro sobre equipos para el manejo, beneficio y utilización del carbón" y "Seminario Taller Latinoamericano sobre utilización del carbón", contando este último con el auspicio de OLADE. Se llevaron a cabo algunas gestiones tendientes a definir el manejo financiero del programa de incentivos como base fundamental para poner en marcha el Plan de Sustitución que fue presentado a la Administración de la Empresa y al Ministerio de Minas y Energía en el año 1986.

4.4 Investigación y Desarrollo Tecnológico

Se completó la Fase I de Caracterización de los carbones de Norte de Santander, lo cual ha permitido clarificar la calidad de estos carbones para lograr su uso óptimo, sea para la termoeléctrica o para cumplir con requerimientos de exportación.

En el área de Investigación y Desarrollo Tecnológico es de mencionar que, el Comité Técnico Directivo del Fondo Nacional de Investigación del Carbón -FONIC-(fundado por CARBOCOL y Colciencias) aprobó la financiación de los siguientes proyectos:

Optimización de la planta piloto de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, para la producción de gas combustible y semicoque a partir de carbón por pirólisis primaria.

Análisis de ciertos procesos carboquímicos en algunos carbones colombianos (incluye cinco proyectos de postgrado en Ciencia Técnica del Carbón de la Facultad Nacional de Minas - Medellín).

Estructuración de un proyecto de apropiación y transferencia de tecnología de gasificación de carbón.

Investigación sobre fabricación de briquetas cilíndricas con diferentes carbones colombianos. Al respecto, se firmó un convenio de Cooperación Internacional con la República Popular China para la realización de un estudio de factibilidad.

Estudio de factibilidad para el montaje de una planta demostrativa de gasificación de carbón en Antioquia para la obtención de un gas combustible de bajo poder calorífico para uso en el sector industrial.

Modelo computarizado para el diseño de sistemas de transporte neumático del carbón.

Diseño y evaluación técnico-económica de la conversión de calderas pirotubulares de fuel-oil a carbón.

Evaluación de los principales consumidores potenciales de carbón en el sector industrial.

Investigación sobre preparación y utilización de "Slurries" (mezclas densas carbón-agua) con carbones colombianos, desagregación tecnológica del proyecto de una planta piloto y montaje de ensayos básicos en laboratorio.

Hidrocrackeo catalítico de bitúmenes naturales y sintéticos - Primera Etapa.

Combustión espontánea del carbón

- Investigación sobre mezclas óptimas de carbón para producir coque de altas especificaciones en hornos de solera.

- Lavado de carbones. Proceso de bajo costo: limpieza de carbones con el uso de hidrociclones o concentrador de espiral.

- Modelo geoestadístico de los depósitos de carbón del sector Sahita en el Cerrejón Zona Norte.

Se impulsaron gestiones tendientes a identificar y adelantar proyectos de desarrollo tecnológico. De estos los más importantes fueron:

- Realización por parte del Japan Consulting Institute, de sendos estudios de pre y factibilidad sobre el proyecto de obtención de amoníaco y úrea a partir de la gasificación del carbón. El propósito es divulgar y promocionar dicho estudio de factibilidad en los sectores público y privado, para lo cual, se ha venido contando con la colaboración del IFI y de otras entidades estatales.

- Se analizaron y evaluaron algunas propuestas relacionadas con el montaje en Colombia de plantas piloto o comercial para la producción de mezclas densas - carbón - agua ("Slurries"). Entre las principales están las presentadas por UBE Industries Ltd. del Japón y por Snampogretti de Italia.

- Se han adelantado algunas gestiones con ISA con miras a realizar un estudio sobre la caracterización y utilización de las cenizas producidas en las térmicas a carbón.

- Participación en el proceso de análisis, evaluación y recomendaciones de los aspectos técnicos propuestos para el Proyecto de la Loma por DRUMMOND.

4.5 Fondo Nacional del Carbón

Respecto al Fondo Nacional del Carbón cabe resaltar las cifras globales de ingresos y egresos del Fondo, tomadas del resultado de ejecución presupuestal.

CUADRO No. 36
INGRESOS Y EGRESOS FONDO
NACIONAL DEL CARBON

	Millones de Pesos		
	1986	1987	1988 (1er. Trimestre)
Ingresos por impuestos, regalías rendimientos financieros y otros	2.336.3	4.042.0	776.0
Egresos			
Transferencias a Departamentos y Municipios	828.9	1.266.1	269.0
Transferencias a Corporaciones Autónomas Regionales	130.0	199.0	42.0
Ley 55 (Minminas e Ingeominas)	139.3	297.3	106.4
Región Planificación Costa Atlántica	114.9	175.3	36.3
Transferencia a CARBOCOL	60.2	106.0	20.2
Para programas Fomento Minero	937.2	1.434.0	203.4
TOTAL	2.210.5	3.477.7	677.8

El Fondo ha venido disponiendo de recursos para la correcta ejecución de los programas de Fomento Minero, aspecto muy importante, por cuanto es prioridad del Gobierno Nacional el desarrollo de la industria minera y la rehabilitación de las zonas mineras.

Adicionalmente, se destaca el incremento en los ingresos del Fondo Nacional del Carbón y por ende en la participación que de tales recursos se hace a los municipios productores de carbón, a los departamentos y corporaciones autónomas de desarrollo regional del producido económico de las explotaciones adelantadas en su zona de influencia y por reasignación a entidades cuya función es fundamental en la industria minera como son el Ministerio de Minas y el INGEOMINAS. Para 1987 y 1988 se contribuyó con algunos recursos para apoyar el programa especial del Censo Nacional Minero.

4.6 Comercialización de carbón en el período agosto de 1986 y junio de 1988

4.6.1 Situación del Mercado

Durante 1986 se presentó una fuerte caída en los precios del petróleo, que conllevó a que algunos consumidores prefirieran utilizar fuel oil. Esto unido a la continua expansión de proyectos carboníferos, tanto en países tradicionalmente exportadores como en los considerados nuevos (Colombia, China), creó una situación de sobreoferta de aproximadamente 10 millones de toneladas para 1987.

Las expectativas de la inminente imposición de sanciones a Suráfrica en septiembre de 1986, por parte de algunos países europeos y Estados Unidos, crearon una gran incertidumbre en los consumidores finales, los cuales acumularon grandes inventarios de carbón surafricano a bajo precio. Por su parte, los exportadores surafricanos adoptaron una política muy agresiva, en el Lejano Oriente y en Europa Mediterráneo, para tratar de colocar los volúmenes perdidos por las sanciones impuestas. Esto repercutió principalmente en las negociaciones de Australia con los consumidores de su principal mercado, el japonés, y estas a su vez a las negociaciones de Europa con todos los productores.

Para mantener su competitividad frente a Suráfrica, los productores australianos presionaron a su gobierno, logrando que el control de precios sobre sus exportaciones de carbón fuera eliminado. La situación de fletes deprimidos y la posibilidad de negociar a precios FOB más bajos, les permitió a los productores australianos ser muy competitivos en Europa. Como resultado de todo lo anterior, el primer semestre de 1987 se caracterizó por negociaciones lentas y complejas y una disminución de los precios en todas las áreas.

A pesar de la situación reinante en el primer semestre, durante el segundo los precios aumentaron ligeramente. Dicho aumento se debió inicialmente a un crecimiento en los fletes marítimos debido a la compra masiva de granos por parte de los soviéticos y a la guerra en el Golfo Pérsico.

Al mismo tiempo, los principales productores adoptaron posiciones más firmes en sus niveles de precios. Es así, como en Australia, los productores incrementaron sus precios como resultado de las diversas huelgas, de la revaluación del dólar australiano frente al dólar americano y del cierre de varias minas improductivas.

Suráfrica por su parte, sufrió una gran huelga de mineros en agosto que originó un aumento importante de sus salarios, el rand continuó revaluándose frente al dólar y las tarifas de transporte ferroviario fueron incrementadas dramáticamente. Todo esto impidió que los precios del carbón surafricano se mantuviera a los bajos niveles del primer semestre.

Es así como 1987 termina con una situación de escasez de carbón a nivel mundial, donde países como Colombia cuentan con compromisos de venta que superan su disponibilidad; los fletes

continúan con tendencia a la alza, lo cual se refleja en una baja competitividad por parte de los australianos para colocar su producción en el mercado europeo. Suráfrica requiere cubrir el aumento significativo de sus costos y revaluación de su moneda, para lo cual comienza a ofrecer su carbón a precios sensiblemente superiores a los ofrecidos durante 1987. Como resultado de lo anterior, al final del año 1987 se preveía en el mercado internacional una expectativa de incremento de precios para 1988.

Durante el primer trimestre de 1988, los consumidores contaban con grandes inventarios de carbón, debido primordialmente a que el invierno fue suave. Esta situación, en conjunto con el hecho de que los fletes siguieron subiendo y que el precio del petróleo disminuyó, trajo como consecuencia que estos no cerraran los negocios de compra, mientras que los productores, por tener compromisos de venta superiores a las disponibilidades, presionaban por un incremento en los precios-TM de carbón.

Debido a que, durante el segundo trimestre de 1988 los consumidores vieron reducidos sus inventarios, y se mantuvo la presión de los productores para incrementar los precios de venta, se logró cerrar las negociaciones pendientes con precios que oscilan entre US.\$3,00 y US.\$5,00-TM, por encima de los niveles de precios pactados para 1987.

4.6.2 Actividades Comerciales

Carbocol enfrentó la compleja situación del mercado internacional del carbón durante el período en estudio, a través de emprender una política agresiva de mercadeo. Esta le permitió la colocación de toda la producción exportable para 1987 y 1988, así como un gran porcentaje de la producción para 1989 y 1990, llegando a concretar contratos de venta hasta por 18'330.000 TM durante el período 1987-1990, garantizándole así a CARBOCOL, una gran estabilidad comercial.

Durante el período comprendido entre agosto de 1986 y junio de 1988, se exportaron 15'517.000 de TM, con destino a Europa, Estados Unidos, Lejano Oriente y Sur América distribuidos así:

CUADRO No. 37

EXPORTACIONES DEL CERREJON

TON. EXPORTADO ZONA	(Cifras en miles de TM)	%
Europa	12.594	81
Lejano Oriente	975	6
Estados Unidos	1.196	8
Latinoamérica	7525	
TOTAL.....	15.517	100

Durante 1987 del Cerrejón Zona Central se exportaron 80300 TM por un valor aproximado de 1.7 millones de dólares y del Cerrejón Zona Norte, conjuntamente con INTERCOR, se exportaron 8.207.000 TONELADAS que le representaron a CARBOCOL una facturación del orden de \$121,6 millones de dólares.

Las exportaciones colombianas aumentaron en un 43% durante el período comprendido entre 1986-1987 (3,6 millones de toneladas métricas) cifra que corresponde al 57% de participación en el incremento de la demanda mundial del carbón (6.3 millones de TM) para el mismo período.

El Complejo Carbonífero de El Cerrejón se posicionó en el mercado internacional al alcanzar una participación del 5.5% del total de la demanda mundial del carbón térmico.

Se consolidó la red de agentes comerciales de CARBOCOL a través de la consecución de 7 agentes nuevos. Se cuenta con 19 compañías en los diferentes mercados, lográndose así una presencia efectiva en los países importadores de carbón en Europa, Lejano Oriente, Norte América y Sur América.

Durante el período agosto de 1986 a junio de 1988, se realizaron visitas de preventa y postventa a los clientes. Se asistieron a pruebas de combustión con miras a reafirmar las relaciones técnico-comerciales con los mismos, garantizándose un adecuado uso del carbón colombiano en sus plantas e identificando nuevos mercados que por limitaciones técnicas habían sido descartadas en el pasado.

Como elemento de apoyo a la labor comercial, se continuó con el desarrollo del sistema de información del carbón, el cual consolidó la información comercial y financiera necesaria para un adecuado control y seguimiento de las actividades de CARBOCOL, así como la creación de bancos de datos, relacionados tanto con información de oferta y demanda de carbón a nivel mundial como con información logística sobre Estados Unidos y Europa Norte

5. RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE INGEOMINAS

La actividad del Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Minero INGEOMINAS, se enfoco hacia los siguientes propositos:

- Culminar la reestructuración, para conformar legalmente un moderno organismo de investigación científica en el campo de las Ciencias de la Tierra, adecuado a nuestras necesidades como país en desarrollo.

- Continuar con mayor celeridad la cartografía geológica sistemática del territorio, y comenzar la exploración geológica de la parte colombiana en el Escudo de la Guyana.

- Reorganizar la División de Hidrogeología y descentralizar sus servicios con secciones en las Regionales de Cartagena e Ibagué.

- Crear la División de Geología Ambiental a nivel Nacional para la investigación de amenazas geológicas naturales.

- Crear la Subdirección de Geofísica, integrando el Observatorio Vulcanológico de Colombia con sede en Manizales a esa dependencia, comenzar el montaje de la Red Sismológica y de Vigilancia de Volcanes, integrar las labores de prospección geofísica para minerales y agua subterránea y organizar varios proyectos de investigación geofísica.

- Crear la División de Química Ambiental dentro de la Subdirección de Investigaciones Químicas.

- Implantar la sistematización computarizada en las áreas técnico-científicas y administrativas.

- Adecuar los edificios tanto en Bogotá, como en las Regionales, y redistribuir los aspectos físicos.

- Mejorar el bienestar social de los funcionarios de INGEOMINAS en las áreas de salud, educación y recreación.

El Instituto logro en buena parte estos propositos, realizando una gran cantidad de actividades, dentro de las cuales se destacan las siguientes, además de las ya anteriormente mencionadas.

- La Oficina de Planeación elaboro el Plan de Desarrollo 1988-

1992, primer plan quinquenal que permitira encausar la labor del Instituto en los años venideros, con diagnosticos objetivos y recursos necesarios para las áreas de Dirección-Planeación, Exploración Geológica, Geología Aplicada, Geofísica, Investigaciones Químicas y Apoyo Administrativo.

- En la sede central de Bogotá se instalo una red local de microcomputadores para las áreas de Planeación, Geología Aplicada, Exploración Geológica, Geofísica, Biblioteca y Administrativa. Se instalo un microcomputador en el Laboratorio Químico y otro en la Oficina Regional de Cali.

Durante vigencia 1987 se ejecuto un presupuesto total de \$1172.8 Millones, de los cuales \$956.7 Millones provenian del presupuesto nacional y \$216.1 Millones provendran de recursos propios. Los gastos y reservas suman \$1.118.5 Millones dejando un superavit de \$54.3 Millones. A 31 de Diciembre el estado de Liquidez mostraba un total disponible de \$506.8 Millones contra un total exigible de \$415.6 Millones.

En cuanto a personal se tenían 537 funcionarios activos para fines de año, habiendo nombrado 39 funcionarios nuevos y retirado 38. La planta de personal se ha venido renovando con personal joven seleccionado de acuerdo con las normas del servicio civil para la carrera administrativa. Hubo 28 comisiones al exterior y el personal técnico-científico y administrativo participo en numerosos cursos de capacitación. En el campo de bienestar social se realizaron varios campeonatos deportivos y las Segundas Olimpiadas Nacionales del INGEOMINAS.

En servicios administrativos se puede destacar la realización de una serie de construcciones en la sede de Bogotá, por un total de \$8.375.050,91, dentro de las cuales particularmente importante la Sala de Ventas. Además se adquirio una casa en Manizales por \$23.727.000 como sede del Observatorio Vulcanológico de Colombia.

La Biblioteca Central proceso, almaceno y difundio la información bibliográfica en el área de las Ciencias de la Tierra; clasifico 165 publicaciones, adquirio 71 nuevos libros, renovo la suscripción de 23 revistas especializadas, ingreso 52 nuevos informes, reorganizo la mapoteca, presto los servicios de canje, donación, prestamo interbibliotecario de las Regionales.

Con la vinculación del Profesor Clemente Garavito Baraya en la Dirección del Museo Geológico Nacional se ha iniciado un proceso de renovación del mismo, el cual incluye la exhibición de las colecciones nacionales de rocas, minerales y fósiles, la elaboración de nuevo material museográfico para divulgación y la extensión de los servicios educativos. Posteriormente comprendera el montaje del mastodonte de Pubenza y la restauración y modernización de los módulos de la exhibición científica educativa.

La Sección de Publicaciones imprimio tres numeros del Boletín Geológico (Vol. 28, Nos. 1,2 y3), los Boletines Informativos Nos. 28,29 y 30, el tomo II de las Memorias del Simposio Internacional de Neotectónica y Riesgos Volcanicos, y reimprimio la Publicación Geológica Especial No. 6. Además adelantó los procesos de separación de colores, revisión de bases topográficas, grabado de geología, levantamiento de nomenclatura, etc. de las planchas 190-

Chiquinquirá, 152-Soata, 165-Carmen de Atrato, 364 Timbio, 410 La Unión y 429 Pasto, las cuales se enviarán a la litografía para impresión en el primer semestre de 1988.

Durante el año se trabajo en 66 proyectos científicos, así:

Investigación geológica básica	8
Cartografía geológica sistemática.....	12
Geología marina	6
Recursos minerales	11
Hidrogeología.....	3
Vulcanología.....	8
Geología ambiental y deslizamientos.....	5
Geofísica.....	3
Investigaciones Químicas.....	10

La Subdirección de Cartografía Geológica fue transformada en Subdirección de Exploración Geológica, con Divisiones de Geología Básica. Mapa Geológico de Colombia y Sensores Remotos. Se revisó detalladamente el nuevo Mapa Geológico de Colombia a escala 1:1.500.000, se elaboraron cortes geológicos generalizados y se preparó una memoria sobre la Geología de Colombia. Tanto el mapa como la memoria serán publicados en el mes de julio de 1988.

En investigación geológica básica se trabajó en los siguientes proyectos: Transectas Geológicas Norte de Suramérica; Mapa Geológico de Cundinamarca; Revisión Estratigráfica y Cartográfica de la Plancha 114 Dabeiba; Estudio Estratigráfico del Límite Cretácico-Terciario en la Cordillera Oriental; paleofallas asociadas a la sedimentación del Mesozoico Inferior en Colombia; Mapa Circum-Pacífico de Recursos Minerales, Energéticos y Geológicos; Biocronología y Geocronología de Mamíferos Friasenses (Mioseno Medio) en Colombia; Rasgos Tectónicos de la Costa Pacífica de Colombia mediante el estudio de imágenes de satélite y radar; Fotogeología de la Serranía de Naquén; Base planimétrica con información tectónica del Macizo de Garzón.

En cartografía Geológica sistemática a escala 1: 100.000 con personal de la sede central de INGEOMINAS se hicieron revisiones de campo, columnas litoestratigráficas, leyendas, cortes geológicos y memorias en las planchas 206, 225, 190, 169, 189, 172 y 192. La subdirección de proyectos Geológicos se transformó en la subdirección de geología aplicada, con tres divisiones: Geología Ambiental, Hidrogeología y Recursos Minerales.

La División de Geología Ambiental llevó a cabo el Proyecto de Zonificación Geotécnica del Distrito Especial de Bogotá; el Estudio de Amenaza por Flujos de Lodo de Origen Volcánico a la Ciudad de Honda (Tolima); el Estudio del Deslizamiento de la Quebrada la Chapa, en Socha, Tasco y Paz del Río (Boyacá); el Estudio del Deslizamiento de El Salitre, en Paz del Río (Boyacá); el Estudio de la Concha Acústica en Villavicencio (Meta); y el Estudio del Deslizamiento de Cepitá (Santander). En lo sucesivo la División de Geología Ambiental y las Secciones de Geología Ambiental dentro de las diversas regionales de INGEOMINAS serán un apoyo esencial de la Oficina Nacional de Atención de Emergencias de la Presidencia de la República.

La División de Hidrogeología realizó durante el año seis cursos, así: "Hidrogeología y Pruebas de Bombeo para auxiliares" (Sincelejo); "Perforación, Limpieza, Desarrollo y Rehabilitación de Pozos de Agua" (Sincelejo); "Perforación, Limpieza y Desarrollo de Pozos de Agua" (Bogotá); "Geofísica Aplicada a las Aguas Subterráneas" (Bogotá); "Curso de Entrenamiento Básico en Hidrogeología para Profesionales del INDERENA" (Bogotá); y Curso de Entrenamiento Básico en Hidrogeología para Técnicos del INDERENA" (Bogotá). (Los cuatro primeros cursos se realizaron dentro del marco del convenio Colombo-Alemán). Además se hicieron estudios hidrogeológicos y perforaciones para abastecimiento con agua subterránea para las poblaciones de Santa Teresita, La Rinconada, Tacasaluma y Tacamochito (Bolívar), Santiago Apóstol y Caimito (Sucre), Buenos Aires y la Victoria (Córdoba), Tibasosa (Boyacá), la Granja Tibaitatá del ICA en Mosquera (Cundinamarca), y la Granja la Arcadia de IDIPRON en Funza (Cundinamarca). Adicionalmente se llevó a cabo el Inventario de Datos Hidrogeológicos en la Zona de Soacha y Balance Hídrico en la parte Centro-Occidental de la Sabana de Bogotá para la CAR, y la perforación exploratoria de la Formación Regadera en el Sur-Oriente de la ciudad de Bogotá, para la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá. Finalmente se preparó el Mapa Hidrogeológico de Colombia, Edición 1987, dentro del Programa Hidrogeológico Internacional de la UNESCO. Mediante la Creación de las Secciones de Hidrogeología en las oficinas regionales de Cartagena e Ibagué, en un futuro INGEOMINAS llevará a cabo una labor muy fructífera en la Costa Atlántica y el Alto Magdalena.

La División de Recursos Minerales terminó la preparación de la Segunda Edición del libro "Recursos Minerales de Colombia" el cual se publicó en dos tomos, con un total de 1.119 páginas, dentro de la serie Publicaciones Geológicas Especiales del INGEOMINAS. Tres Funcionarios de esta División han venido participando en el Proyecto de Exploración de Oro en la Serranía de Naquén (Guainía), en los aspectos de geología económica y geoquímica. Además realizó la exploración para carbones del área de Baraya, El Hoyo y Guanabanal (Cauca) y participó en la Caracterización de los Carbones de Golondrinas (Valle del Cauca) y Norte de Santander.

Una de las realizaciones importantes fue la creación de la Subdirección de Geofísica, con dos divisiones: Investigación Geofísica y Prospección. Dentro de la División de Investigación Geofísica se incorporó el Observatorio Vulcanológico de Colombia (Antigua Dirección Regional Manizales), se iniciaron los trabajos de la nueva Red Sismológica Nacional, el Proyecto GPS para medir el desplazamiento de las placas tectónicas que afectan a Colombia y el Proyecto de las Transectas Geológicas de los Andes del Norte. El Observatorio Vulcanológico de Colombia siguió la vigilancia del volcán Machín, en inmediaciones de Cajamarca (Tolima). La nueva Red Sismológica Nacional es de especial importancia para atender el fenómeno sísmico en Colombia, sustentar científicamente el Código Colombiano de construcción sísmo-resistente y apoyar las tareas de prevención contra los terremotos y maremotos.

La División de Prospección Geofísica realizó estudios de resistividad eléctrica y perfilaje eléctrico para búsqueda de agua subterránea en Mompós, Magangué, Santa Teresita, La Rinconada, Santiago Apostol y Caimito (Bolívar), Córdoba y sucre). Además llevó a cabo trabajos en los Proyectos de Prospección Aurífera del Río Timbiquí (Cauca) y Metales Preciosos del Pacífico (Ríos Guapí y Tmbiquí, Cauca), con métodos eléctricos, electromagnéticos, magnéticos y radiométricos.

Dentro de la Subdirección de Investigaciones Químicas se creó una nueva División de Química Ambiental y una nueva Sección de Beneficio y Transformación de Minerales como parte de la División de Minerales y Geoquímica.

La División de Control de Calidad realizó 10.480 análisis fisicoquímicos de diferentes materias primas, productos en proceso o terminados, tanto orgánicos como inorgánicos, con el fin de ejercer un control de calidad corroborar el cumplimiento de normas oficiales o internacionales. Se participó en 29 comités técnicos de INCO-TEC con el fin de elaborar, homologar y adoptar normas técnicas, que posteriormente son oficializadas por el Consejo Nacional de Normas y Calidades. Se participó en la Junta General de Aduanas y se colaboró con el Consejo Nacional de Estupefacientes.

Las Divisiones de Minerales-Geoquímica y Energéticos realizaron 104.773 análisis de elementos químicos en nuestras geológicas, cementos, cerámicas, suelos, etc., para la prospección de recursos minerales, caracterización de carbones, control de calidad, o usos agrícolas.

La subdirección de Investigaciones Químicas adelantó durante 1987 los siguientes estudios:

"Determinación de Metales Traza en el Río Magdalena".

"Estudio de la Química del Yeso y Obtención de Materia Prima para Uso Industrial".

"Soluciones Alternas a la Disposición de Cenizas de Carbón".

"Estudio de Correlación y Clasificación Geoquímica de los Cruces de los Llanos Orientales".

"Acidulación Parcial de Roca Fosfórica de Pesca".

"Caracterización de Carbones Valle del Cauca".

"Estandarización de Métodos para Análisis de CO₂, CL, F, Hg en Carbon. "Evaluación de la Concentración de Yodo en Sal en algunas regiones de Colombia"

"Caracterización Carbones Norte de Santander"

Además terminó los siguientes trabajos:

"Aplicación Directa de la Roca Fosfórica de Pesca a un Suelo de Los Llanos Orientales"

"Caracterización de los Carbones del Norte de Santander"

"Análisis Geoquímico de Extractos de Carbón por Cromatografía Líquida-Sólida"

"Métodos de Extracción de Bítumen de Carbón para Estudios de Geoquímica Orgánica"

"Nuevo Método para determinar la presencia de Petróleo en Lodos de Perforación por Análisis Termogravimétrico TG y Análisis Térmico Diferencial ATD"

"Estudio de la Reactividad de algunos carbones colombianos"

"Estudio comparativo de la extracción selectiva y secuencial del cobre en dos zonas mineralizadas colombianas"

"Seguimiento de la Eliminación del Flúor en niños intoxicados por una ingestión accidental con enjuagatorios en Bogotá"

"Evaluación de la ingesta diaria de Flúor por concepto de alimentos en las diferentes poblaciones bogotanas"

Durante 1987 la Oficina Regional de Bucaramanga trabajó en los siguientes proyectos: Cartografía Geológica y Prospección de Oro en la Serranía de San Lucas, Plancha 65 - Tamalameque y Plancha 75 - Aguachica; Mapa Geológico del Departamento de Norte de Santander; Revisión Cartográfica Geológica Plancha 66; Cartografía Geológica Plancha 122 - Fotointerpretación; Visitas Técnicas relacionadas con problemas de deslizamientos en los municipios de Cepitá, Guaca, Piedecuesta (Santander) y Abrego y Gramalote (Norte de Santander).

La Oficina Regional de Cali trabajó en los siguientes proyectos: Prospección Aurífera en el Río Timbiquí, Comunidades de Cheté y Coteje (Cauca); Revisión fotogeológica de la parte SE del Cuadrángulo N-6 Popayán; Geomorfología general y sedimentología de la Bahía de Tumaco (Nariño); Problemas relacionados con la línea de costa en los departamentos de Nariño, Cauca y Valle; Geomorfología, Riesgos Geológicos y Contaminación; Metales Preciosos de la Costa Pacífica del Valle y Cauca - Fase I; Neotectónica del SW de Colombia; Edición del Mapa Geológico del Departamento de Valle.

Trabajó en los siguientes proyectos: Prospección Aurífera en el Río Timbiquí, Comunidades de Cheté y Coteje (Cauca); revisión fotogeológica de la parte SE del Cuadrángulo N-6 Popayán; Geomorfología general y sedimentología de la Bahía de Tumaco (Nariño); problemas relacionados con la línea de costas en los Departamentos de Nariño, Cauca y Vall; Geomorfología, Riesgos Geológicos y Contaminación; Metales Preciosos de la Costa Pacífica del Valle del Cauca- Fase I; Neotectónica del SW de Colombia; Edición del Mapa Geológico del Departamento del Valle.

La Oficina Regional de Cartagena trabajó en los siguientes proyectos: Reconocimiento Geológico de la Franja Costera entre Cartagena y Santa Marta; Mapa Relieve de la Línea de Costa, Mapa de Rasgos Geomorfológicos, Mapa de Comportamiento de la Línea de Costa; Estudio de la Dinámica de las Playas de Cartagena; Estudio de la Dinámica de las Playas del Rodadero; Características Sedimentológicas del Cuaternario Tardío en el Golfo de Morrosquillo. Además su personal participó en los siguientes cruceros oceanográficos: Starella (Cauman Trench-Rosalinda), A.R.C Providencia (Pacífico X-Erfen 7), Cape Hatteras (Risalinda), Le Suroit (Diapicar).

La Oficina Regional de Guainía inició labores en 1987 con el proyecto: de Exploración Geológica Preliminar de la Serranía de Naquén (Guainía), orientado a la identificación de áreas promiso-

rias en oro, en un area de 450 Km² dentro del Escudo de Guayana. El proyecto avanza normalmente y se ha completado en un 50% para fines de año.

La Oficina Regional de Ibagué desarrolló durante 1987 los siguientes proyectos: Mapa Geológico del Departamento del Huila: Neotectónica y amenaza por inundaciones del Río Magdalena en el sector Ambalema (Tolima) - La Dorada (Caldas); Reconstrucción de la Historia Volcánica y Evaluación de las Amenazas Potenciales de los Volcanes Nevado del Tolima y Machín (Tolima); Vigilancia de los Volcanes Nevado del Tolima y Machín, Actividad Tectónica Cuaternaria del Abanico de Ibagué Cartografía Geológica, Prospección Geoquímica y Evaluación Preliminar de los Aluviones Auríferos de la Plancha 302-Aipe; Visitas Técnicas para evaluar amenazas geológicas en Agua de Dios (Cundinamarca), Aipe (Huila) y Flandes, Frías Honda, Ibagué y Villarica (Tolima).

La Oficina Regional de Medellín trabajó en los siguientes proyectos: Cartografía Geológica de las Planchas 93 y 94- Cáceres El Bagre, 185 - Bagadó, 114-Dabeiba, 205-Chinchiná, 106-Leberia; Mapas Geológicos de Caldas y Risaralda; Ofiolitas : "Vulcanismo Cenozoico en el Valle del Río Cauca entre Bolombo y supía; Laboratorio de Geoquímica; Amenazas Geológicas en el area Manizales-Valparaíso; Estudio Geotécnico de la carretera a Santa Elena; Deslizamiento de Villa Tina (Medellín); Derrumbe de Zarcitos (Montebello, Antioquia); Impacto Ambiental por la Actividad Minera aen el Bajo Cauca y NE de Antioquia; Reconocimiento de la Vida Minera en el Bajo Cauca y NE de Antioquia; Reconocimiento de las Zonas de inestabilidad ene el area urbana de Tutunendo; Riesgos Geológicos en el Barrio el Guayabo, Municipio de Itagüí; Riesgos Potenciales y problemas geotécnicos en algunos barrios del Municipio de Bello; Evaluación geotécnica de problemas actuales y potenciales en la Carretera. Medellín-Santa Fé de Antioquia; Reconocimiento aéreo a la región Punta de Ocaído, Dabeiba; Proyecto Mandí-Fase II; Estudio para metales Preciosos, especialmente Platino, en la cuenca de los ríos Iro Y Condoto.

La Oficina Regional de Popayán trabajó durante 1987 en los siguientes proyectos: Revisión de catografía Geológica en las Planchas 429, 410, 364 y el Cuadrángulo N-6; Ofiolitas; Sismicidad Histórica del Suroccidente Colombiano; Mapa de Amenazas Volcánicas de los Colcanes Puracé y Galeras; Exploración Geológica de los Carbones de El Hoyo, Baraya Y Guanabanal; (El Bordo, Cauca); Exploración Geológica Básica de Minerales No Metalicos de la Intendencia del Putumayo; Inventario Minero de la Costa Pacífica, Cuencas de los ríos Telembí-Patía y Guapi-Napí.

La Oficina Regional de Popayán tomó en arriendo una nueva casa en el centro de la Ciudad.

6. RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DE ECOMINAS

La actuación de ECOMINAS ha sido vital par la ejecución del programa de apoyo a la pequeña y mediana minería de metales preciosos descrito en el numeral 1 de este capítulo.

Adicionalmente a ellos, se pueden mencionar los planes de fomento de la esmeraldas y que incluyen la constitución de la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, entre ECOMINAS y los productores, talladores, comerciantes, joyeros y exportadores. En este sentido es conveniente anotar que con relación a esta piedra preciosa, es la primera vez en la historia colombiana que se unen los esfuerzos del Gobierno y del sector privado para este objetivo: La consolidación de la esmeralda Colombiana en un lugar de primacía en el Comercio Mundial.

En consecuencia, el comercio registrado de esmeraldas exportadas se ha incrementado significativamente hasta alcanzar un nivel de US \$ 62,4 millones en 1987, y se espera superar las US \$ 80 millones en 1988.

Las áreas de donde se efectuan las exportaciones de esmeraldas se incluan, junio de 1988, en 4 contratos de operación y exploración de las Zonas de Reserva especial de Muzo y 17 contratos de aportes menores.

7. RESULTADOS DE LAS ACTIVIDADES DEL IAN

El Instituto de Asuntos Nucleares IAN continua sus labores de investigación, adaptación y utilización de la tecnología atómica para beneficio de todos los sectores económicos del país, en especial el energético, de salud, agropecuario e industrial, así como también del medio ambiente. Además prosigue con su política de capacitación e intercambio de experiencias en todo lo relacionado con el uso pacífico de la energía nuclear.

7.1. Reactor Nuclear y Planta de Producción de Radioisótopos.

El Gobierno Nacional aprobó en diciembre de 1986 hacer contactos con el Gobierno de Canadá para lograr ampliaciones en la estructura de investigación, por un valor aproximado a los US \$ 10 millones. Durante los últimos 18 meses, se han adelantado las negociaciones pertinentes para definir el contenido de los contratos, que permitan ejecutar el proyecto. Así mismo se llevan a cabo conversaciones con la Comisión de Energía Atómica del Canadá, entidad ejecutora del proyecto, y con entidades financieras del mismo país, quienes entregarán los recursos necesarios por el valor total.

Se espera firmar contratos durante el segundo semestre de 1988, y seguidamente iniciar la ejecución del proyecto, la cual se estima durará 30 meses. Así, el IAN quedará dotado con un nuevo reactor de investigaciones de un megavatio (1000 kilovatios), con su actual reactor de veinte kilovatios, y de una serie de laboratorios para producir radioisótopos y sus compuestos, de uso en Colombia y, en algunos casos, para su exportación.

7.2. Acuerdo de Cooperación Internacional en el Campo Nuclear.

El Congreso aprobó, mediante la Ley 23 de 1988, el Acuerdo entre el Gobierno de Colombia y el Gobierno de Canadá para la cooperación en el uso pacífico de la energía nuclear, y mediante la Ley 12 del mismo año, el Acuerdo de Cooperación entre Colombia y Guatemala para el desarrollo y la aplicación de los usos pacíficos de la misma energía.

El primero de estos acuerdos permitirá recibir del Canadá todos los suministros relacionados con el proyecto mencionado en el numeral anterior, así como mantener en el futuro una cooperación práctica en el empleo de las tecnologías nucleares en diversas áreas. El segundo Acuerdo permitirá cooperar con Guatemala en el intercambio de tecnología nuclear y en la preparación de personas en el uso de tal tecnología.

7.3. Investigación y Prestación de Servicios.

Se ejerció un control de contaminación radiactiva a los alimentos que se importan, como las leches. El mismo control se ejerció a productos alimenticios exportados (café, levaduras, ácido cítrico, etc.), por solicitud de los países importadores.

Se midieron mensualmente las dosis de radiaciones ionizantes recibidas por cerca de 3.500 personas que laboran con ellas, en 550 centros del País.

Se otorgaron 245 Licencias para la importación y uso de materiales radiactivos en la Nación.

Se efectuaron las siguientes inspecciones radiográficas de soldaduras para ECOPETROL: oleoducto Sebastopol-Galán (80 Kms); oleoducto Aplay-Villavicencio (23 Kms); interconexión de los tanques de Aplay; oleoducto Galán Bucaramanga (226 Kms); estaciones de almacenamiento de combustible del Oleoducto Central de Los Llanos (5 estaciones).

Esterilización de material quirúrgico y estudios sobre desinfección de furtas y sobre conservación de alimentos.

Continuación de la exploración uranífera en el País y estudios de metalúrgica extractiva del uranio a partir de los minerales de Berlín (Caldas) y Zapatoca (Santander).

Apoyo al desarrollo del Plan Nacional de Cáncer, Fase II, en recepción y mantenimiento de equipos, control de calidad.

Importación, fraccionamiento y suministro de material radiactivo a la medicina nuclear en Colombia, por valor de 103 millones de pesos en 1986 y 124 millones de pesos en 1987. Desarrollo, fabricación y suministro de nucleoequipos para empleo en diagnóstico en medicina.

8. EXPLORACION EN LA ZONA MINERA DEL GUAINIA

El Ministerio de Minas y Energía el 6 de octubre de 1986 concedió a la Empresa Colombiana de Minas un aporte dentro de la Reserva Especial creada mediante Decreto 185 de 1985, para la explotación de oro y demás minerales y que incluye las Serranías de Naquén y Caranacoa en la Comisaría del Guainía.

Realizados algunos estudios preliminares de exploración por parte de Ecominas e Ingeominas, en estas áreas que abarcan 14.000 Kilómetros cuadrados y que según los resultados obtenidos tendrían gran potencial aurífero, se determinó la necesidad de establecer una empresa del Estado independiente que coordinara todas las tareas necesarias para el desarrollo tanto minero como socio-económico de esta apartada región del país.

A través de esta nueva Compañía un grupo pequeño pero muy calificado de especialistas colombianos procedentes de las diferentes entidades socias, se dedican de tiempo completo junto con una firma internacional asesora, a planear la exploración general del Escudo, la contratación de la explotación de las riquezas mineras y el desarrollo socio-económico de la zona.

Se tiene previsto que la sociedad en ningún momento invertirá capital propio en la exploración detallada en el desarrollo de los proyectos mineros; su función inicial es la de contratar la exploración general para preparar y conducir las negociaciones con inversionistas privados nacionales y extranjeros par la etapa de explotación y planear el desarrollo de infraestructura física y social en el área de influencia.

Se consideró importante que la sociedad iniciara con un capital suficiente que le permita un fácil acceso al crédito. Por esto la sociedad contará con un capital de \$5.000 millones, la mayor parte de estos constituye aporte en especie de los socios; por esto se valorizó en 2.250 millones de pesos el aporte de la Serranía de Naquén que será la forma de participación de Ecominas, correspondiente a aproximadamente el 45% de la Sociedad. ECOPETROL y CARBOCOL participarán con el pago de los salarios del personal que labora en la sociedad y los gastos de funcionamiento, así como con aportes en dinero. ECOPETROL tendrá un 45% de capital accionario. INGEOMINAS IAN colaborarán también en el manejo de la sociedad y el desarrollo de sus tareas. La Sociedad Minera del Guainía ya ha diseñado las fases del proyecto que llevará a cabo durante el primer año. Se están adelantando ya las primeras tres fases del programa:

La primera consiste en el reconocimiento geológico de la Serranía de Naquén. Se trata en esta fase, de conocer el área de trabajo y recoger la mayor información posible para reconocimientos posteriores. La segunda actividad es la preparación de un estudio socio-económico, el cual arrojará recomendaciones operativas par el desarrollo de la región y la marcha del proyecto. La tercera comprende la definición y diseño de los apoyos para las actividades de la sociedad. Actualmente ya se tienen definidas algunas necesidades básicas tales como: Instalación de un campamento y puesto de salud, aeropuerto y otras facilidades de transporte.

9. AVANCE DEL PROYECTO DE CENSO Y REGISTRO MINERO

A efectos de poder planificar, dirigir, controlar y evaluar el desarrollo de cualquier actividad, así como también identificar las alternativas y estrategias de un sector, o de cualquier actividad, la disponibilidad, solidez confianza, oportunidad y periodicidad de la información son fundamentales. Con el ánimo de darle estas características a la relacionada con la minería y contribuir al reordenamiento sectorial se llevan a cabo acciones tendientes a estructurar un registro minero y realizar un Censo Nacional minero.

9.1. Registro Minero

Los objetivos inmediatos del registro son:

- Agilizar mediante el uso de computador y tecnología actual, la tramitación, control y evaluación de solicitudes mineras, actualmente vigentes, tales como permisos, aportes, contratos de concesión, reconocimiento de propiedad privada y oposiciones.

- Disponer de una herramienta ágil para la toma de decisiones.

En el registro minero se consideran tres categorías de información a saber: Geológica, técnica minera y de economía (privada y social).

Los avances que se han logrado sobre este tópico son importantes, y se relacionan con el inventario de los requerimientos de información y el diseño de los elementos auxiliares de recopilación de datos. Este trabajo cuenta con la asesoría de expertos originados por la Organización de las Naciones Unidas quienes transmi-

ten e incorporan experiencias de otros países, como por ejemplo España.

9.2. Censo Nacional Minero

Siguiendo las recomendaciones del Estudio para la formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero, se ha venido preparando la realización de un Censo Minero, en colaboración con el Departamento Nacional de Estadística y el Departamento Nacional de Planeación.

Los objetivos que se han propuesto con la realización del Censo Nacional Minero son:

- Servir de referencia en el establecimiento de un sistema de información sobre explotaciones mineras.

- Mostrar la situación real y concreta del sector minero y su participación en los agregados nacionales, así como también sobre el estado jurídico y social de las explotaciones.

- Facilitar el establecimiento de referencias muestrales para las siguientes variables:

- Situación legal - Tipos de explotación - Volúmenes de producción - Utilización de recursos - Mercados - Problemas ambientales

- Relación con la infraestructura

- Facilitar la adopción de programas de fomento y asistencia.

En este censo, la unidad estadística de observación es la unidad de explotación minera, definida como el sitio en donde se extrae uno o varios minerales simultáneamente, sin tener en cuenta los accesos. El tendrá una cobertura geográfica total y simultánea de las explotaciones mineras en un período de referencia.

El 28 de julio de 1987, el DANE y el Ministerio de Minas suscribieron un Convenio de Cooperación Técnica para realizar el Censo, hacer un análisis de la información recolectada y divulgar los resultados. En ese mismo documento se definieron unas acciones organizativas, administrativas y técnicas, dirigidas a lograr el éxito del evento. Allí el DANE se encarga de la Dirección, Planeación, Coordinación y Ejecución, mientras que el Ministerio se compromete a apoyar las actividades del DANE y a financiar el Precenso, necesario para la planeación detalladas del Censo.

Como esquema organizacional se definió un Comité Directivo, integrado por el Ministro de Minas y Energía y los Jefes del DANE y DNP, teniendo como función básica asesorar al Comité Directivo y al DANE en los aspectos relacionados con el contenido del Censo, y en general con la ejecución y evaluación del trabajo.

Actualmente se ejecuta el Precenso, y se aspira a ejecutar el Censo durante el último trimestre de 1988, todo lo cual representará una inversión de \$95 millones financiados así:

- Presupuesto nacional 1987	\$ 5.000.000
- Aporte FNC	25.000.000
- Presupuesto nacional 1988	10.000.000
- Crédito Fonade	40.000.000
- Aporte FNC 1988	5.000.000

10. NUEVO CODIGO DE MINAS

Indiscutiblemente unos de los mayores tropiezos en el desarrollo del sector minero ha sido cierto anacronismo y la falta de adaptación legislativa al medio y a la época. Siguiendo las recomendaciones de los estudios para la formulación del Plan Nacional Minero, el Gobierno creó mediante Decreto 3166 de octubre 7 de 1986 una comisión de estudios de reforma de la Legislación Minera CERLM, compuesto actualmente por el siguiente grupo de especialistas en estas materias, para proceder a una revisión integral de la legislación existente y la elaboración de una nueva propuesta que permita superar los problemas mencionados.

Ministerio de Minas y Energía:

Douglas Velásquez Jácome

Presidente

Hernando Escobar Isaza

Secretario

Julio Sampedro Acevedo

Director de Minas

Clara Stella Ramos Sarmiento

Directora de Asuntos Legales

Ministerio de Hacienda:

Gerardo Hernández Correa

Ministerio de Salud:

José Manuel López Camargo

Congreso de la República:

Carlos Martínez Simahan

Senador

Jorge Eliseo Cabrera Caycedo

Representante

César Pérez García

Representante

Mario de Jesús Uribe Escobar

Representante

Consejo de Estado:

Antonio de Irisarri Restrepo

Magistrado

Colegio de Abogados:
José María Córdoba Pérez

ASOMICOL:
Joaquín Londoño Ortiz

AGEMPET:
José Darío Velásquez Hincapié

Universidad del Rosario:
Gustavo de Greiff Restrepo

Universidad Nacional:
Néstor Castro

CONSULTORES:
Zamir Silva Amin
José Hilario López Agudelo

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

Con base en el trabajo adelantado por esta Comisión se adelanta el proyecto pertinente, el cual deberá sancionarse antes del 31 de diciembre próximo. Las discusiones adelantadas, así como las conclusiones logradas, permiten asegurar que en esa fecha se dará solución al gran volumen de la problemática de la legislación minera, descrita en la exposición de motivos, que se hizo con relación a la Ley 57 de 1987, y que seguidamente transcribimos en forma parcial.

La dinámica de la actividad minera nacional, se haya enfrentada a graves obstáculos para su desarrollo. Es indudable que la falta de una planeación minera coherente y la inadecuada legislación

son las más protuberantes causas del insuficiente desarrollo y desorientación que los Estudios Para la Formulación de Plan Nacional de Desarrollo Minero EFPNDM anota al sector minero colombiano.

En primer término, la CERLM procedió a una recopilación, clasificación y evaluación de la normatividad sobre el contexto legal que rige las actividades mineras del país, que incluyó la recopilación de leyes, decretos y otras disposiciones de menor rango normativo, emanadas de los Ministerios de Minas y Energía, Hacienda, Trabajo y Salud, de la Junta Monetaria, del Conpes y otras entidades. Recolectó, evaluó y clasificó la jurisprudencia del Consejo de Estado relacionada con minería. Con la Facultad de Derecho de la Universidad de los Andes hizo un trabajo preliminar en Derecho Minero Comparado y revisó las tendencias normativas sobre minas en otros países, tanto desarrollados como en desarrollo. Consultó con el sector minero público y privado sus impresiones sobre cual debería ser la filosofía de un nuevo Código de Minas e hizo recomendaciones para el manejo de la minería de subsistencia.

Aunque nuestra legislación minera "moderna" rige desde el año 1970, cuando se reglamentaron las leyes 60 de 1967 y, especialmente, 20 de 1969, para recomendar la nueva normatividad que deberá regir los destinos de la actividad minera en el mediano y largo plazo, se hizo necesario hacer una cuidadosa revisión de la legislación expedida en esta materia.

La fuente básica del derecho minero colombiano es el Código de

Minas de 1887 que tiene su principal fuente en la legislación española que a su vez, por haber sido una Provincia Romana desde antes de la era cristiana, recibió toda la inspiración de los principios generales del Derecho Romano.

Sus más importantes antecedentes son: Las Leyes de Fuero Viejo de Castilla (1228), Fuero Real (1255), Las Siete Partidas de Alfonso Sabio (1256), El Ordenamiento de Alcalá (1348), Ordenamiento de Birbiesca (1387), Ordenanzas de Felipe II (Antiguas y del Nuevo Cuaderno, 1559), Leyes Sobre Salinas de Felipe II (1564) y Leyes Sobre Carbón de Carlos III y Carlos IV.

Al descubrimiento de América, España dictó un cuerpo de disposiciones especialmente aplicables a sus colonias denominadas Leyes de Indias (1680) reglamentarias de asuntos relacionados con la actividad minera tales como descubrimiento, laboreo; funcionarios del ramo de minas, licencias y juramento por el descubrimiento y explotación de minas, obligación de poblamiento y laboreo, reglamentación del trabajo en las minas por los indios; ensayo, fundición y marca del oro y plata, comercio del oro y de la plata, regalías e impuestos por explotación, privilegios de los mineros y azogueros mediante los cuales se le daban a estos una serie de preeminencias y especialmente para que no se les ejecutara por deudas sobre sus esclavos y negros, herramienta ni otras cosas necesarias para la labor de las minas.

Las Ordenanzas de Minería de Nueva España expedida por Carlos III (1783) para México regieron posteriormente en el Perú, Chile y Venezuela. En Colombia se pusieron en vigencia (1823) los Títulos 9 y 10 sobre la manera de laborar, fortificar, amparar y desahogar las minas.

El Decreto del Libertador (1829) definió las minas de propiedad de la República y las reglamentó.

De 1830 a 1858 se dictaron disposiciones sobre hallazgo de tesoros, competencia de los tribunales ordinarios y de juicios sobre minas, distribución de rentas por expedición de títulos mineros, registro de títulos mineros, porcentaje de los "quintos" por fundición.

Como la expedición de la Constitución de 1858 se declaró como bienes de la Confederación las vertientes saladas que pertenecían a la República, las minas de esmeraldas y las de sal gema que estén o no en tierras baldías sobre las demás minas los Estados Soberanos entraron a legislar cada uno independiente. La Constitución Federal (1863) no alteró la condición jurídica que la Constitución de 1858 había dado a las minas, y con base en ella se dictaron la Ley 13 de 1868 sobre explotación de minas y depósitos de carbón por cuenta de la Nación cuando estuvieren situadas en terrenos baldíos o que por cualquier otro título le pertenezcan; la Ley 37 de 1870 abolió el monopolio fiscal sobre las minas de esmeraldas hecho por la Ley de 1847, declarando libre su explotación; el Código Judicial Nacional (1872) traía disposiciones relacionadas con el denuncia de minas y el procedimiento judicial en caso de oposiciones; la Ley 29 de 1873 amplió la reserva de carbón al guano y otros abonos semejantes situados en baldíos; el Código Fiscal Nacional (1873) dispuso en su artículo 939 que en toda adjudica-

ción, la propiedad de las tierras baldías que se cedan, transfiera al interesado todas sus anexidades y productos, con excepción de las fuentes saladas, de sal gema y demás que legalmente sean de propiedad de la Nación, cuyo dominio se ha reservado la Unión, como en los casos de esmeraldas, sal gema, carbón y guano.

Con fundamento en las Constituciones de 1858 y 1863 los Estados Soberanos expidieron sus propias reglamentaciones. El de Antioquia dictó la Ley 28 de 1864 "Sobre Minas" en donde establece que pertenecen a la Nación las de esmeraldas y sal gema, al Estado Soberano las de oro, plata, platino y cobre y al dueño del terreno todas las demás de cualquier clase que fueran. Las minas del Estado Soberano podían transmitirse en propiedad a todos los nacionales o extranjeros mediante la adjudicación. En 1867 se expide la Ley 127 que corresponde al Código de Minas de Antioquia, adicionado y reformado posteriormente por la Ley 209 de 1871 que incluyó como minas pertenecientes al Estado las de esmeraldas, por la renuncia que de ellas hizo la Nación en 1870 y quedando sometidas entonces al sistema de la adjudicación. Esta Ley también estableció la redención a perpetuidad de las minas cuando se pagara de una vez y por 20 años el impuesto anual de estaca.

Los demás Estados Soberanos (Bolívar, Boyacá, Cauca, Cundinamarca, etc.) legislaron independientemente sobre las minas de su propiedad de acuerdo con el mandamiento constitucional, unas veces a través de los códigos de fomento, otras de disposiciones especiales y otras adoptando el Código de Minas de Antioquia.

Con la Constitución de 1886, donde la Nación se reconstituye en forma de República Unitaria, se dispuso en el artículo 202 sobre la propiedad minera, dando origen a la Ley 38 de 1887 (15 de marzo) que adoptó como Código de Minas para toda la Nación el del Estado Soberano de Antioquia (expedido en 1864) con las demás leyes hasta entonces vigentes. Desde tal fecha hasta hoy se han dictado infinidad de disposiciones en materias técnicas, económicas y legales relacionadas, vinculadas o análogas, que versan total o parcialmente, directa o indirectamente con actividades mineras, las minas, depósitos y yacimientos mineros.

Las leyes 60 de 1967 y 20 de 1969 así como sus decretos reglamentarios condicionados hoy en los Decretos 2477 de 1986 y 3062 del mismo año conforman el llamado "Estatuto de Minas" y son principalmente el conjunto de reglas vigentes sobre la materia.

Desde el punto de vista de la clasificación del dominio estatal del subsuelo, el "Estatuto de Minas" logró plenamente su propósito y, sobre todo en la práctica de ese principio, eliminó

de un tajo las intrincadas controversias judiciales originadas en la cotidiana disputa de los particulares de ese derecho que los constituyentes de 1886 consideraban como inherente a la Soberanía. También el Estatuto alcanzó sus objetivos en cuanto a la extinción, ipso-facto, de los numerosos títulos mineros inactivos radicados en cabeza de particulares, complementando en esta forma el objetivo de recuperar la riqueza minera a favor de la nación para someterla a su adecuada administración.

Sin embargo, hoy se discute doctrinaria, académica y jurisprudencialmente sobre la actual vigencia de algunas disposiciones e instituciones jurídicas del Código de Minas de 1887 y de varias disposiciones anteriores y del sinnúmero de normas legales posteriores que lo derogaron, reformaron o modificaron.

El sistema del "Estatuto Minero" ha llamado también la atención por cuanto es un caso excepcional en el país en el que la potestad reglamentaria se ha utilizado de modo tan amplio para regular íntegramente una materia a partir de unos pocos preceptos sustantivos.

Sabido es que la potestad reglamentaria es una competencia subordinada que no puede utilizarse para desbordar o contrariar la norma que reglamenta, pues los preceptos que así lo hicieran serán ilegales. De igual manera, por no ser una competencia principal y autónoma, no debe servir para llenar los vacíos de carácter legal que existan en las normas sustantivas. En otros términos, la potestad reglamentaria no puede remplazar válidamente al Congreso Nacional en su función de hacer las leyes, ni emplearse para derogar o modificar las preexistentes.

Los procedimientos legales establecidos para la administración de los recursos resultaron también en la práctica muy complicados para el pequeño y mediano minero y aún para quien pretendiera embarcarse en un proyecto de gran minería. Crea costos innecesarios de procedimientos que no favorecen la exploración y explotación a través de los mecanismos regulados en el Estatuto y en contra de la importancia innegable que tiene un trámite ágil. Las demoras y dispendiosas situaciones administrativas y los requisitos excesivos han sido causa de desestímulo de inversionistas y de la implementación incontrolada de las explotaciones "informales o de hecho".

"Cuando las normas se aplican en su totalidad y no producen resultados que satisfagan al interés social, deben ser modificadas buscando su verdadera operatividad", expresa los EFPNDM.

EL ARTICULADO DEL PROYECTO

Bases del Nuevo Código de Minas

El Artículo 1o. comprende el perfil del Nuevo Código de Minas para el cual se solicitan estas facultades siguiendo las recomendaciones del estudio para la Formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero en la Comisión de Estudio y Reforma de la Legislación Minera, con la concepción que las grandes modificaciones y las nuevas orientaciones del derecho minero deben buscar principalmente la operatividad de los principios ya consagrados en la Ley 20 de 1969, haciéndolos compatibles con la planificación y el desarrollo que requiere el país, bajo la premisa de que "las minas deberán ser para los mineros dentro del marco del respectivo título".

El Nuevo Código de Minas deberá reglamentar integralmente la materia y constituir un cuerpo armónico de disposiciones sustantivas y de procedimiento, que metódica y sistemáticamente organizadas permitan al gobierno adecuarlas a las situaciones económicas y sociales que se presenten en el futuro, contemplando principalmente las siguientes materias:

1. Bajo el principio de que el subsuelo, los yacimientos y depósitos de minerales y las minas pertenecen a la Nación en forma inalienable e imprescriptible, el Código de Minas comprenderá integralmente todos los asuntos relacionados con esta actividad.

Las canteras quedarán definidas dentro del contexto general de la exploración y explotación minera, aunque estableciendo procedimientos específicos por ser una actividad que afecta con gravedad al medio ambiente, al urbano y a la seguridad de los que en ella trabajan. De esta manera, se solucionará y unificará el problema de competencia que se viene presentando en expedición de licencias o permisos para la extracción de estos materiales.

Por lo que respecta a los materiales de construcción y de provenientes de los lechos de los ríos y aguas de uso público, la situación es mucho más clara porque de esta materia se ocupó ampliamente el Código de Recursos Naturales Renovables. Sin embargo, es necesario adoptar disposiciones que articulen y compatibilicen las normas de este Código con las relacionadas con la minería y,

sobre todo, eviten colisiones de competencia entre las distintas dependencias oficiales que administran unas y otras.

2. Terminado por la Ley 20 de 1969 con el obsoleto régimen de minas de propiedad privada o redimidas a perpetuidad y con el sistema de la adjudicación minera que paralizaron en su momento totalmente el desarrollo de la minería nacional pues se prestaba para obtención de títulos mineros sin ánimo de explotación, el nuevo Estatuto Minero procuró crear un método eficiente; sin embargo, sus resultados han sido negativos pues las licencias, permisos, concesiones y aportes consagrados en el nuevo Estatuto han servido también para congelar incontables depósitos, yacimientos de minerales y minas sin haberse logrado su adecuada exploración y explotación.

La ineficiencia del sistema está comprobada en las siguientes cifras: de 4.483 solicitudes de licencias, permisos, aportes en trámite ante el Ministerio de Minas y Energía entre 1982 y 1986, fueron solamente admitidas 175 y otorgadas 906, es decir menos del 25%; en el período 1982-1986 se suscribieron ocho contratos (uno en 1982, tres en 1984 y cuatro en 1986), siendo este un resultado altamente negativo con relación a la legalización de los trabajos de explotación minera. Sin embargo, en seis meses contados desde septiembre de 1986, dicha cifra se multiplicó por acción administrativa directa. Si la legislación minera pretende apoyar las actividades mediante títulos legales, la lentitud para definirlos niega la posibilidad de ejecutarla bajo el amparo de estos.

Pero, por otra parte, los asuntos en trámite u otorgados ante el Ministerio de Minas y Energía revela en mínima parte la legalización de título de la verdadera actividad minera. Tal situación deberá ser corregida y modernizada para hacerla eficiente, ágil y moderna, recurriendo a soluciones audaces, innovativas y coherentes.

El principio de "solicitante, solicitud y proyecto serio e idóneo" deberá ser entonces fundamento especial del nuevo Código. Se establecerán la formulación de los criterios de selección de posibles titulares de derechos mineros y un sistema de inhabilidades e incompatibilidades para ejercer actividades mineras.

3. No obstante la dificultad de clasificar la actividad minera se ha logrado dividirla en tres categorías o estratos básicos:

Dada la significación social de la minería artesanal o de subsistencia especialmente en las regiones pobres del país donde buena parte de la población obtiene sus ingresos de estas actividades, será materia de especial atención y reglamentación, dentro del esquema de darles asistencia técnica, financiera y apoyo institucional.

Dada la significación social de la minería artesanal o de subsistencia especialmente en las regiones pobres del país donde buena parte de la población obtiene sus ingresos de estas actividades, será materia de especial atención y reglamentación, dentro del esquema de darles asistencia técnica, financiera y apoyo institucional.

La minería de subsistencia (aluviones auríferos, esmeraldas y de carbón) implica frente a sus flacos rendimientos para los intere-

sados y para el país, un costo en deterioro social y ambiental verdaderamente alarmante. Frente a ella se requiere es advertir que dicha minería además de estar imposibilitada de cumplir con las elementales normas de salud y seguridad ocupacional en muchos casos trabaja en forma tan empírica e irracional que está produciendo un deterioro y pérdida de los mismos recursos mineros. Será por tanto obligación del Estado atenderla con carácter prioritario.

La asistencia técnica y financiera apropiada proveniente del Estado es importante en todas las etapas de la actividad de la pequeña y mediana minería. En general la asistencia técnica será prestada en forma coordinada por las seccionales mineras o regionales del Ministerio de Minas y Energía y de sus entidades adscritas y vinculadas (CARBOCOL, INGEOMINAS, ECOMINAS) o por las Facultades de Geología e Ingeniería de Minas. La financiera se canalizará a través del Fondo de Fomento Minero (FFM) que creará y regulará el Nuevo Código de Minas.

Para la gran minería deberán abrirse todas las posibilidades y alternativas para su contratación, según sea el caso y las circunstancias de los proyectos, adoptada a la que mejor se acomode a los intereses de la nación con un nuevo enfoque del contrato minero como otra alternativa a través de la cual el Estado pueda obtener también beneficios sociales, económicos y tecnológicos fácilmente identificables. Especial papel jugará como asesor en los convenios que suscriba la Nación, un Grupo de Negociación de Contratos conformado por expertos vinculados al Ministerio de Minas y Energía y sus entidades adscritas y consultores externos.

4. La pequeña y mediana minería deberá adquirir su título legal en forma rápida. Estos serán sometidos para todos los efectos al registro minero sistematizado que hará parte del sistema de información minera (SIM). La matrícula, catastro o registro minero fue considerado por el Código de Minas de 1987 y posteriormente por el Decreto 837 de 1938 y otras normas hoy se estima como un importantísimo sistema técnico dentro del reordenamiento del sector minero.

5. Recobrado para la República el dominio sobre todas las minas y extinguido los derechos de los particulares a que se refiere el Artículo 3o. de la Ley 20 de 1969, el nuevo Código reafirmará dicha extinción pues de ninguna manera el propósito que le anima es el de reabrir términos sobre aspectos que quedaron plenamente logrados en la referida ley.

6. La declaración de reservas especiales sobre algunas minas, yacimientos o zonas de perspectiva minera será materia de estudios técnicos y económicos que comprueben previamente la razón de tales reservas y la reglamentación a que se someterá.

7. La Ley 37 de 1931 declaró de utilidad pública la industria del petróleo en todas sus ramas y la Ley 20 de 1969 en su Artículo 7o. lo hizo para la industria minera. Esta declaración se justifica plenamente mantenerse, si se tiene en cuenta la activa intervención que desempeñará el Estado en esta nueva etapa del desarrollo de nuestra industria minera.

8. Se solicitan autorizaciones para expropiaciones en materia de actividades mineras en concordancia con el artículo 32 de la Constitución Nacional, manteniendo el espíritu del referido artículo 7o., pero adoptando las reglas sustantivas y de procedimiento para su ejecución y las debidas indemnizaciones en favor de quienes sufran perjuicios por su declaración.

9. Las servidumbres en favor de la minería, fundadas en la declaración de utilidad pública o de interés social de esta industria, deberán ser juiciosamente reglamentadas en su parte sustancial y procedimental, pues hasta ahora han sido inaplicables e improcedentes sus disposiciones.

10. Aunque se respetaran los derechos constituidos, adquiridos, concedidos u otorgados vigentes se requiere crear un mecanismo legal para declarar la extinción de los derechos que a cualquier título se hayan concedido u otorgado sobre los yacimientos, depósitos minerales y las minas, cuando no se cumpla con el objeto del nuevo Código de Minas o los requisitos para que fueron otorgados; ratificando la extinción consagrada en los artículos 3o. y 5o. de la Ley 20 de 1969.

11. El abastecimiento a la industria nacional con los productos mineros explotados es principio general que el nuevo Código deberá ratificar mediante normas que regulen la materia.

12. Con el aparente objeto de estimular la actividad minera, el actual Estatuto Minero es ampliamente liberal en materia de regalías, participaciones e impuestos. Este criterio general deberá ser revisado y adecuado al nuevo sistema que imperará bajo el Código de Minas, en el cual el estímulo a la actividad minera deberá actuar entre la gratuidad y el excesivo fiscalismo.

La inversión privada en la minería, particularmente la extranjera, se justifica por la escasez de recursos privados nacionales y del Estado, tanto de capital como técnicos. Se deberán señalar las bases e incentivos para una captación de esa inversión.

13. Se regulará la participación nacional, departamental y municipal con el producto de las utilidades en las explotaciones que contribuyan a resolver las serias dificultades económicas que frecuentemente se presentan en las zonas mineras por problemas de orden social y público. La creación del Fondo de Fomento Minero (FFM) y otros aspectos sobre el destino que se le dará a tales recursos deberán ser previstos en las disposiciones del Código.

14. La descentralización minera en favor de la pequeña y mediana minería con base en delegaciones, redistribución de funciones y de competencias será factor de una mayor agilidad administrativa.

15. El explotador de hecho, o sea la explotación de minas sin el correspondiente título originario ha sido un fenómeno propio del mismo ímpetu y dinamismo minero del país y una respuesta a la incapacidad del Estado de conceder el derecho oportunamente.

Con el nuevo Código de Minas la industria minera en todas sus fases será una actividad reglada, pronta y eficiente; su ejercicio fuera del marco legal constituirá un ilícito que dará lugar a sanciones.

El nuevo Código estaurirá también reglas para resolver los opuestos intereses que surgen en materia de posesión minera, evitando que quien posea título minero sea víctima de perturbación y despojo injustificado.

16. La Sociedad Ordinaria de Minas ha sido instrumento tradicional para el desarrollo de la minería colombiana y constituye, por lo tanto, un mecanismo legal de fácil manejo para los empresarios mineros. Por tal razón el nuevo Código mantendrá esta institución jurídica adaptándola a las circunstancias económicas y comerciales modernas. En igual forma se regularán los sistemas asociativos, consorcios, microempresas y cooperativas para desarrollar actividades mineras especialmente en su aplicación para la minería de subsistencia.

El consorcio o comunidad minera se configura también en minas cuando hay varios mineros procurando la explotación de uno o varios minerales depositados en un mismo yacimiento o área, situación que deberá ser sometida a reglamentación adecuada.

17. El nuevo esquema de Código requerirá lógicamente ajustar y adecuar a sus preceptos algunas funciones del Ministerio de Minas y Energía y de sus organismos adscritos y vinculados, para buscar su refuerzo institucional y financiero.

La asistencia técnica, será un medio indispensable, no solo para el apoyo al pequeño minero, sino también para evitar que se continúe destruyendo la riqueza minera con formas antitécnicas de explotación.

La interventoría y fiscalización minera será la facultad del Ministerio de Minas y Energía para vigilar e inspeccionar, directa o indirectamente, las actividades de esta industria, establecer sus pautas técnicas, económicas y comerciales.

18. Es muy importante lograr una real coordinación institucional entre quienes tienen que ver con la función de administrar los recursos mineros entre sí, y con las responsables de la conservación del medio ambiente.

El parágrafo del Artículo 1o. permite al Gobierno acoger las instituciones del Código de Minas de 1887 que considere viables así como derogar, reformar y subrogar las disposiciones que se hayan expedido en materia de minas con el objeto de hacerlas concordantes con el espíritu y la letra del Nuevo Código de Minas.

Con el Artículo 2o. se pretende que la asistencia técnica y financiera sea una actividad preferencial de estímulo del Estado frente a la pequeña y mediana minería. Para tal fin se adecuarán a las nuevas normas del Código algunas funciones del Ministerio de Minas y Energía, y de sus organismos adscritos; autorizándose la creación del Fondo de Fomento Minero, entidad que tendrá a su cargo la ejecución de estos planes.

En el Artículo 3o. se señala a la Comisión de Estudio y Reforma de la Legislación Minera (CERLM), adicionada por un Senador y un Representante, para continuar prestando sus invaluable servicios de asesoría al gobierno en la redacción y adopción del Código de Minas.

Honorables Congresistas:

La propuesta de expedir un nuevo Código de Minas, para lo cual se presenta el presente proyecto de ley a su consideración, proviene de un meditado estudio y análisis de orden legal, económico y técnico que implicó analizar la legislación minera desde el Código de Minas de 1887, evaluar las instituciones jurídicas arraigadas en nuestro derecho minero y formular soluciones modernas para adecuar la legislación con las necesidades actuales y el planeamiento del desarrollo minero del país, acorde con las recomendaciones de los Estudios para la Formulación del Plan Nacional de Desarrollo Minero (EFPNDM). Este trabajo se complementó con la participación de un grupo de expertos en áreas legales, técnicas y económicas, los cuales conformaron la Comisión de Estudio y Reforma de la Legislación Minera (CERLM). Los resultados de ambos invaluable aportes, será la obtención de una herramienta legal muy importante para la promoción y expansión ordenada de la industria minera, como se lo ha propuesto definitivamente el Gobierno del señor Presidente Barco.

11. EVOLUCION DEL SECTOR MINERO

La producción minera nacional se cuantifica para el año de 1987 en \$188.878 millones. El 23.4% del valor de la producción se originó en la minería del Cerrejón Norte, Cerromatoso S. A. y Acerías Paz de Río, el 4.5% en mineros de Antioquia y Frontino Gold Mine, y el 3.2% se registró en la industria cementera. El 68.9% restante se concentra principalmente en la Región Andina de Colombia y está constituida en su mayor parte por pequeña y mediana minería, con un impacto significativo en la generación de empleo e ingresos de la población en mes años de influencia.

Adicionalmente se deben resaltar las contribuciones a los fiscos municipales y regionales a través de impuestos y regalías, causados por las diferentes explotaciones mineras y que globalmente se cuantifican en \$6.000 millones para 1987.

11.1. Metales Preciosos

Este grupo donde se encuentra el oro, la plata y el platino, y que constituye la mayor fuente de divisas por parte de la pequeña y mediana minería, ha sido el más favorecido por las variaciones del sistema económico. La explotación de oro, que contribuyó en 1987 con el 98% del valor de la producción del grupo, se ve ampliamente favorecido, al recibir una permanente actualización de precios, los cuales en los últimos 10 años crecieron internamente a un promedio del 35%, superando ampliamente la evolución del índice de precios.

Este proceso que incrementó en forma apreciable las compras del Banco de la República, indudablemente facilitó la reapertura de minas marginales y seguramente motivó la inversión y reinversión para aumentar la producción.

CUADRO No. 38
EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE ORO EN COLOMBIA
(Onzas Troy)

Departamento Empresa	1977	1980	1984	1987
Por Departamentos:				
Antioquia	211.496	307.901	569.058	619.186
Caldas	3.610	6.490	11.315	33.278
Chocó	26.903	34.329	49.315	73.503
Nariño	7.656	16.728	20.288	24.363
Santander	1.322	15.985	75.149	17.952
Otros	6.151	129.006	74.764	85.483
Total Nacional	257.138	510.439	799.892	853.765
Por Empresas:				
Mineros de Antioquia	47.895	17.912	23.482	41.433
Frontino Gold Mines	23.575	48.341	48.456	35.657
Mineros del Chocó	9.673	6.622	2.364	2.816
Pequeños Productores	175.995	437.564	725.591	773.859

11.2. Esmeraldas

Sigue siendo un mineral que presenta cifras irregulares. Si bien es cierto que no han vuelto a operarse cambios tan bruscos como los detectados en los primeros años de la década de los 70, las cifras en volumen y valor, de año a año, son bastante heterogéneas.

Durante 1987 el volumen exportado llegó a 886.045 kilates, de los cuales el 63.6% se llevó a los Estados Unidos y el 20.8% a Japón. En términos de valor la cifra total llegó a US.\$62.4 millones, correspondiendo al Japón el 87.8% y a los Estados Unidos el 10.9%.

Pese a la importancia de las cifras anteriores, hay serios indicios que muestran una mucho mayor oferta externa de esmeraldas colombianas. Con el ánimo de identificar la exportación real, ECOMINAS ha desarrollado un estudio de diagnóstico sobre la industria de las esmeraldas en Colombia, como base para el lanzamiento de un programa integral que pueda predecir reformas y efectos positivos en cada etapa de desarrollo de esta industria.

Una acción importante para la organización y desarrollo de esta actividad misma, íntimamente ligada a la orfebrería, la constituye la reciente creación de la Federación Nacional de Esmeraldas de Colombia, institución de carácter gremial, integrado por los productores, talladores, comerciantes de esmeraldas y joyeros, con el objeto fundamental de sostener una activa y adecuada promoción del mineral en los mercados nacionales e internacionales. ECOMINAS participó como federado.

Otra acción sobresaliente, fue la solicitud de facultades, que solicitó para incluir dentro de las autorizaciones para la expedición del nuevo Código de Minas, para reducir el impuesto sobre las ventas aplicable a las joyas y piedras preciosas de origen nacional, del altísimo nivel del 35%, y que se había convertido en un considerable desestímulo para estas actividades en el país. Con base en la aprobación de estas solicitudes, se expidió el Decreto 2541 de 1987, el cual redujo dicho impuesto a la tasa ordinaria del 10%, aplicable a la mayoría de los bienes manufacturados en el país.

11.3. Carbón

El carbón, es bien sabido, marca la pauta de la minería colombiana en cuanto a riqueza cuantitativa y cualitativa de reservas, con un amplísimo margen de cobertura nacional y con proyecciones significativas hacia el mercado internacional.

Indudablemente los registros estadísticos sobre este mineral han cambiado sustancialmente con la explotación del Cerrejón y en general, con la incorporación de la Costa Atlántica en la producción de este combustible. Antes de 1982 no había cifras correspondientes a esta región y la producción nacional llegaba a 4.7 millones de toneladas. Para 1988 el total del país llegará a 19.6 millones de toneladas, y el 71% de este volumen se originará en el norte del país.

Las expectativas para los años 90 están puestas en exportar no menos de 30 millones de toneladas.

11.4. Minerales metálicos

El comportamiento de este grupo también se ha dinamizado en los últimos años, debido a la entrada en operación de grandes proyectos. Aquí la evolución corresponde básicamente a la explotación de mineral de níquel en Cerromatoso. Esta producción, en términos de volumen, desde 1983 ha imperado la tradicional explotación de mineral de hierro en Belencito-Boyacá.

CERRO MATOSO:

Aunque el proyecto de níquel de Cerro Matoso no cuenta con la participación del Ministerio en su manejo, es procedente presentar la siguiente síntesis:

La grave situación que ha venido afrontando CERRO MATOSO en los últimos años, obedece a problemas externos y no internos: uno de ellos fue la caída de precios presentada hasta el primer semestre del 87. También presentaba, entre otros una elevada deuda externa, al igual que problemas técnicos en lo que hace referencia a los hornos.

En el segundo semestre del 87, la situación de CERRO MATOSO cambió muy rápidamente debido a factores como los siguientes: un incremento en el precio del mismo; en enero el precio era de US.\$1.56 por libra de níquel, este mejoró un poco a mediados del año y en junio se situó en US.\$2. A partir del segundo semestre aumentó considerablemente, pasando de US.\$3 en noviembre y de US.\$4 en diciembre. A principios de febrero de 1988 tocó los US.\$5 y después bajó, estabilizándose en promedio de US.\$3.5 por libra de níquel. El factor principal que hizo aumentar el precio fue el mayor consumo de acero inoxidable, y por lo tanto del ferroníquel.

Otras causas que incidieron en el mejoramiento en la estructura financiera de CERRO MATOSO es un acuerdo preliminar en la reestructuración de su deuda externa, a la cual se le otorgaron plazos amplios para su amortización.

En lo que hace referencia a los costos de producción durante los años 1986 y 1987, estos disminuyeron en cerca del 19%. Esto hace que la empresa sea más competitiva a nivel internacional.

Dentro de este acápite es bueno traer a colación el monto de regalías generadas por Cerromatoso. Con los niveles de precios estipulados anteriormente durante 1987 la empresa canceló por ese concepto la cifra de \$587 millones. Esta cifra supera ampliamente los registros de 1985 y 1986 donde se cancelaron cifras cercanas a los \$ 150 millones para cada uno de esos años. Actualmente se estudia una redistribución de estos recursos, de una manera más consecuente con las necesidades y posibilidades de los municipios y organismos regionales.

11.5. Minerales no metálicos

El grupo sigue teniendo una alta dependencia del comportamiento del sector de la construcción. Tan solo se pueden mencionar pocas excepciones como la de sal. La explotación de este recurso se ha venido a menos en los últimos años, debido a la utilización de cuantiosos y costos inventarios acumulados progresivamente desde 1973, aproximadamente.

CAPITULO IV

PROGRAMAS INTERNOS DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Al Ministerio de Minas y Energía, como organismo rector de la política sectorial, le corresponde asimismo, velar por el cumplimiento de las directivas que en esta materia señala. Igualmente y por mandato legal se le ha asignado y viene cumpliendo, como se dijo anteriormente, la función del servicio de asistencia técnica gratuita a la pequeña minería.

Ha sido especial interés de la actual administración, fortalecer la estructura institucional del Ministerio con el fin de llevarlo a una situación acorde con las circunstancias actuales del sector minero-energético, para lo cual se han venido desarrollando programas de ampliación de la planta de personal, de capacitación, de dotación de equipo de cómputo y de tecnificación secretarial, los cuales son y serán complementados con la conformación de órganos asesores permanentes como la Comisión Nacional de Energía, la Comisión de Estudios y Reforma de la Legislación Minera y la Comisión de Política Minera.

A nivel de funciones, que por temas le corresponde adelantar al Ministerio de Minas y Energía, y que a su vez corresponden a las dependencias que lo integran, a continuación se presentan sus realizaciones:

1. PLANEAMIENTO

Las actividades desarrolladas en este campo por la Oficina de Planeación, tienden a incorporar el concepto de planeación estratégica. Para el efecto se fortalecen las áreas relacionadas con información energética y el análisis e implementación de los modelos econométricos, como herramienta básica para el planeamiento de la política sectorial. Igual actitud se tiene en el sector minero.

1.1 Información y sistemas

Durante los dos últimos años la Oficina de Planeación ha hecho una actualización de la información energética. En ese lapso de tiempo se logró completar la estadística sectorial y los balances energéticos hasta el año de 1987, complementando de esta forma el trabajo que el Departamento Nacional de Planeación y el mismo Ministerio habían hecho para la serie 1975-1982. De esta manera se dispone de una información sistemática, de la cual ya se han

hecho algunas publicaciones con una extensión limitada. Se publicaron algunos ejemplares de los Balances Energéticos y se terminó de preparar el material para una edición especial que muestre los principales resultados del Sistema de Informaciones Energéticas-SIE denominado "Anuario Estadístico Energético; Colombia 1975-1987". Así mismo se ha logrado establecer la publicación interanual "Balanza de Hidrocarburos" donde se muestra la evolución que en el corto plazo tiene el comercio exterior de los hidrocarburos.

De igual manera, y dentro de esta orientación de actualizar y mejorar la información energética se llevó a cabo el estudio de la distribución del gas licuado del petróleo para el período 1975-1987.

El flujo de la información de oferta de fuentes convencionales ha adquirido una regularidad aceptable, y se sustenta en informes que las empresas del ramo suministran periódicamente al Ministerio. En lo concerniente a la información de oferta de fuentes de energía no convencionales, y en gran parte de lo relacionado con la demanda y usos energéticos, la recopilación se hace cíclicamente y por medio de encuestas. Dentro de este marco, y teniendo en cuenta que los trabajos realizados anteriormente merecen una actualización que garantice la confiabilidad de la información inferida, se definieron convenios que le permitirán a la oficina recopilar abundante información primaria. Ellos son:

- **CONVENIO MINISTERIO-COLCIENCIAS:** Con el ánimo de seguir actualizando el SIE, de sistematizar los Balances Energéticos Nacionales, de capacitar al personal del Ministerio en el manejo de la información, de darle al mismo sistema un soporte institucional permanente y de hacer una adecuada difusión y publicación de los resultados obtenidos, COLCIENCIAS financiará con \$ 183 millones, un proyecto denominado "Apoyo al desarrollo del Sistema de Informaciones Energéticas", el cual se realizará en 4 años, a partir del mes de octubre de 1988.

- **CONVENIO MINISTERIO-JUNAC:** Con la misma consideración de apoyar el desarrollo de la capacidad técnica de la Oficina de Planeación del Ministerio, y con características de Plan Piloto Regional, la Junta del Acuerdo de Cartagena financiará en US\$ 24.712 un proyecto con los siguientes objetivos específicos: Hacer encuestas piloto del sector servicios, de usos en el sector industrial y de usos y consumos en el sector residencial rural. Su iniciación se hizo el 10. de agosto de 1988, y tendrá una duración de 11 meses.

1.1.2. Minería

Las actividades a este respecto se sintetizan en la estimación de los volúmenes y valores de la producción minera durante los dos últimos años, y la recopilación de la misma estadística correspondiente al período 1977-1987, la cual será publicada durante el año de 1988 en un documento que se llama "Anuario Minero 1988". Adicionalmente, la oficina ha venido apoyando las acciones que realiza el Ministerio para la ejecución del Censo Nacional Minero y Registro y Catastro y cuyos resultados darán información valiosa para las labores de planeamiento de este subsector.

1.2. Manejo de la Demanda

Básicamente en este campo las actividades de la oficina se relacionan con el mejoramiento y desarrollo de los modelos económicos y técnico-económicos, y a colaborar en el soporte técnico a la Comisión Nacional de Energía.

En este sentido es importante describir el apoyo que se viene recibiendo de la Organización de las Naciones Unidas -PNUD-, entidad que mediante Convenio COL 87-005, ha facilitado la colaboración de expertos en tareas encaminadas a contribuir con el fortalecimiento de la capacidad de planeamiento del Ministerio mediante un programa que tiene los siguientes objetivos:

Identificación de las tareas indispensables para lograr el fortalecimiento de la capacidad de planeamiento del Ministerio.

Desarrollo de metodologías que permitan evaluar las posibilidades de sustituciones económicas entre las fuentes de energía y establecer unas recomendaciones de política que faciliten la implementación de esas posibilidades. El desarrollo metodológico y los modelos pertinentes hacen referencia a electricidad, derivados del petróleo, carbón y gas natural.

Así mismo, la colaboración se ha extendido a prestar un respaldo al Grupo de Planeamiento Integrado, que se ha conformado en el sector energético con el apoyo de todas las entidades sectoriales, y donde se le ha dado énfasis al análisis de los costos de oportunidad de los principales energéticos, y a la formulación de una política de precios que conduzcan a un abastecimiento económico de energía, con prioridad el de suministro de carbón al sector eléctrico.

Por otro lado, la oficina adelanta actividades similares para el sector transporte y que se complementan con la actividad descrita anteriormente. Uno de ellos es un modelo técnico-económico que simula con gran aproximación la evolución del parque automotor y el consumo energético. Este estudio permite evaluar diferentes opciones de política respecto al suministro de combustibles. Por tal razón, sirve de base a las actividades que lleva a cabo un Comité Interinstitucional conformado por el Ministerio de Minas y Energía, Ministerio de Obras Públicas, Ministerio de Desarrollo Económico, el Departamento Nacional de Planeación, ECOPETROL, IFI e Instituto Nacional del Transporte, para evaluar posibilidades en materia de conservación y sustitución de energéticos en el sector transporte. En una primera etapa se están analizando las posibilidades o no de dieselización desde el punto de vista tanto económico como técnico, de infraestructura y ambiental y para lo cual se ha considerado conveniente conocer las experiencias en esta materia, de otros países del área latinoamericana. Para este efecto, se organizó, con el apoyo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), el foro sobre "Ventajas y Desventajas de la Dieselización del Sector Transporte en América Latina".

1.3 Precios de referencia del carbón

Conjuntamente con el Fondo Nacional del Carbón se hicieron los cálculos relacionados con la fijación de los precios de referencia para la liquidación de los impuestos a la producción estableci-

dos por la Ley 61 de 1979. En los dos últimos años la evolución de esta reglamentación fue la siguiente:

**CUADRO No. 39
PRECIO DE REFERENCIA IMPUESTO
A LA PRODUCCION DEL CARBON**

Resolución	Vigencia	Aplicación según Destino	Precio Fijado (\$ ton)
961-86	II Semestre 1986	Consumo Interno	1.306
		Exportación	2.080
2126-86	I Semestre 1987	Consumo Interno	1.306
		Exportación	2.080
1670-87	II Semestre 1987	Consumo	1.440
		Exportación	2.880
3936-86	I Semestre 1988	Consumo Interno	1.595
		Exportación	2.880
1903-88	II Semestre 1988	Consumo Interno	1.800
Exportación			3.060

EL3

Fuente: Oficina de Planeación Minminas

Por otra parte, debe mencionarse un proyecto que se está estructurando y que busca la identificación de la demanda de bienes y servicios en el Programa de "Gas para el Cambio". El suministrará al sector industrial colombiano un listado de por lo menos 300 ítems necesarios en el período 1989-1999, para cada una de las regiones del país.

1.4. Programa Uso Racional de Energía (PUR)

La Oficina de Planeación viene coordinando desde mediados de 1984 el Programa Uso Racional de Energía (PUR), con la colaboración de entidades y empresas tanto nacionales como extranjeras tales como: ECOPETROL, ISA, CARBOCOL, COLCIENCIAS, la Comunidad Económica Europea y la GTZ de Alemania Federal. El objetivo principal del programa es determinar pautas y proyectos específicos subsectoriales para la actualización tecnológica en el aspecto energético que induzca a los consumidores hacia su mejor alternativa de los recursos energéticos de que dispone, además recopila información sobre consumos reales y específicos de los diferentes energéticos e identifica el potencial de ahorro, sustitución y uso racional de energía que existe en el sector industrial. El PUR ha trabajado en cuatro (4) frentes principalmente:

1. Capacitación de recursos humanos

Se han realizado cuatro (4) cursos sobre orientación y aplicación de auditorías energéticas en el sector industrial, para que las plantas industriales dispongan de personal calificado en hacer diagnósticos de la situación energética de la planta y formular recomendaciones, con lo cual se ha contribuido a la capacitación de cerca de 200 ingenieros de 200 empresas e instituciones.

2. Asistencia técnica al sector industrial

Esta asistencia técnica se ha prestado en dos formas principalmente, como visitas técnicas y auditorías energéticas.

Las visitas técnicas son un prediagnóstico de la situación energética de la empresa. Se han realizado cincuenta (50) estudios de

este tipo que cubren los diferentes subsectores industriales. También se realizaron cinco visitas técnicas a centrales térmicas.

La Auditoría Energética es un análisis profundo y detallado de la situación energética de la planta, en donde se evalúan los focos de pérdidas energéticas y se plantean recomendaciones sobre acciones correctivas. En esta actividad se han realizado veinticinco (25) auditorías energéticas que cubren varios subsectores del sector industrial.

Otra forma de asistencia técnica son las asesorías específicas en cuanto a evaluaciones de equipos, tales como calderas, transformadores, sistemas de aire comprimido, etc., las cuales se hacen por solicitud de la empresa.

3. Divulgación

Se han hecho las siguientes publicaciones:

- Un directorio de empresas proveedoras de equipo y servicios especializados en Uso Racional de Energía.

- Una cartilla sobre la "Estructura Tarifaria del Servicio de energía Eléctrica no Residencial".

- Con la participación de Colciencias se publicó "Programa Nacional de Ciencia y Tecnología en Recursos Energéticos".

- En colaboración con el CIDI de Medellín y COLCIENCIAS se publicó la cartilla "Auditorías Energéticas Industria de Pulpa y Papel", y próximamente se publicará la cartilla del sector ladrillero.

4. Factibilidad del Centro de Uso Racional de Energía. Con la colaboración de la GTZ de Alemania Federal se han realizado los primeros estudios de prefactibilidad del Centro de Uso Racional de Energía que incluye aspectos como organización, funciones y red institucional.

Además de las actividades realizadas en estos cuatro (4) frentes se ha trabajado conjuntamente con PESENCA en el estudio sobre "Uso Racional de Energía en los Molinos de Arroz en Colombia". Esta última también trabajo en "Uso Racional de energía en el Sector Hotelero Costa Atlántica".

En el presente año se han realizado otras actividades complementarias a las propuestas en los cuatro frentes principales de trabajo y son:

- Elaboración de un documento sobre el subsector químicos que contiene entre otros puntos, la evolución histórica del consumo de energía en Colombia, los índices económicos del sector químico, los consumos y usos energéticos de este sector y el plan para desarrollar un proyecto demostrativo de conservación y ahorro de energía, también para este sector.

- Seguimiento a las empresas donde se realizaron visitas técnicas y/o auditorías energéticas, esto con el fin de medir el impacto de la asesoría técnica prestada por el Programa.

- Diseño y alimentación del Sistema de Información sobre Uso Racional de Energía, con el fin de conformar una base de datos que contenga la información necesaria sobre los consumos de energía de las empresas y las posibilidades teórico-reales de ahorro de energía.

1.5. Recursos del Presupuesto Nacional

Los recursos de Presupuesto Nacional son las principales fuentes de financiamiento del Ministerio para atender los gastos de funcionamiento, y los programas de inversión que adelanta, así como los requerimientos de las entidades adscritas que no pueden ser cubiertos con recursos propios o de crédito.

La Oficina de Planeación, en coordinación con la diferentes dependencias del Ministerio y con las entidades, elabora los planes y programas que anualmente se financian con los recursos de Presupuesto Nacional, así como su forma de ejecución, para lo cual cuenta con el apoyo de la Dirección General de Presupuesto y del Departamento Nacional de Planeación.

El siguiente cuadro presenta lo apropiado para 1988, y lo previsto para 1989, de acuerdo con las cuotas asignadas por el Ministerio de Hacienda para funcionamiento y por el CONPES, para inversión:

**CUADRO No. 40
PRESUPUESTO NACIONAL
SECTOR DE MINAS Y ENERGIA**

	MILES DE PESOS	
	1988	1989
FUNCIONAMIENTO		
Dirección Superior (MINMINAS)		
- Servicios personales	469.099	584.992
- Gastos generales	159.854	154.890
- Transferencias	109.553	137.635
SUB-TOTAL	738.506	877.517
IAN	232.429	532.601
INGEOMINAS	921.499	1.136.670
TOTAL	1.892.434	2.546.788
INVERSION		
Dirección Superior (MINMINAS)	286.400	341.700
INGEOMINAS	359.600	584.500
ICEL	3.556.060	5.496.000
IAN (1)	658.369	3.413.600
CORELCA	—	700.000
Aporte Fondo de Fomento Minero	—	2.000.000
Pago Servicio Deuda Externa (ICEL, CORELCA, BETANIA)	19.443.700 (2)	29.176.900
TOTAL	24.304.129	41.712.700

(1) Incluye financiamiento Reactor Nuclear.

(2) Excluye Central Hidroeléctrica de Betania.

1.6 Régimen Cambiario en minería e hidrocarburos

En desarrollo de la función asignada, por las normas legales, al Ministerio de autorizar las inversiones extranjeras en hidrocarburos y de conceptuar previamente al Departamento Nacional de Planeación en las relacionadas con minería, la Oficina de Planeación realiza los correspondientes estudios, para lo cual evalúa la información jurídica, técnica y económica del programa o proyecto objeto de la vinculación de la inversión extranjera, en armonía con los planes y las disposiciones que regulan estas actividades.

El documento "La Decisión 220 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena con Referencia al Régimen de Inversión Extranjera en Minería e Hidrocarburos en Colombia", que hace parte de los anexos de esta memoria, describe lo relacionado con las normas legales, que tanto a nivel Subregional Andino como interno, rigen esta materia en Colombia.

De la lectura del mencionado documento se observa la función asignada al Ministerio de Minas y Energía de fijar, de acuerdo con la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, los precios de estos productos, para efectos cambiarios y fiscales, correspondiendo a la Oficina de Planeación, la Secretaría de esta comisión.

Asimismo y con el objeto de presentar la evolución que han tenido los precios en referencia, en los anexos de esta memoria se incluye el documento "Política de Precios del Petróleo para Consumo Interno y de Exportación".

2. ASUNTOS LEGALES

Otra de las tareas fundamentales está en dotar al Ministerio, y en general a todas las instituciones y personas relacionadas con el sector, del marco jurídico y legal que permita una gestión racional, ágil y actualizada. En tal sentido la Dirección Legal del Ministerio desarrolló las siguientes actividades, varias de las cuales ya se han mencionado en la descripción del desarrollo de los programas del sector:

2.1. Innovaciones legales en materia de Minas

2.1.1. De carácter general

- Ley 57 de 1987, la cual otorga facultades extraordinarias para la expedición del Código de Minas.

- Ley 59 de 1987, que autoriza a las entidades descentralizadas adscritas o vinculadas al Ministerio de Minas y energía, para constituir sociedades o asociaciones.

- Decreto 2304 de 1987, modificatoria del Decreto 2477 de 1986,

en cuanto prorroga el término hasta el 1o. de enero de 1989 para que los explotadores de hecho o mineros informales legalicen sus explotaciones mineras.

- Decreto 1335 de 1987, por el cual se expide el reglamento de seguridad en las labores subterráneas.

- Decreto 2541 de 1987, expedido en ejercicio de las facultades otorgadas por el artículo 5o. de la Ley 57 de 1987, reduce al 10% el impuesto sobre las ventas de artículos de joyería y piedras preciosas y semipreciosas de origen nacional.

- Resolución 2567 de 1987, reglamentaria del numeral 6o., artículo 96 de la Ley 75 de 1986, sobre exención de derechos de aduana a las importaciones de equipos mineros.

2.1.2. Ejecución de Proyectos de Concesión de Minas

Durante los dos últimos años se han elaborado 18 proyectos de concesión de minas, 8 de los cuales se refieren a carbón, 8 a materiales de construcción, 1 de roca fosfórica y 1 de silice.

En cuanto a los restantes derechos mineros (aportes, licencias

y permisos), desde agosto de 1986 se han otorgado un total de 970 y se han recibido para legalización 1.781 solicitudes nuevas que se encuentran en trámite.

2.1.3. Reversión Contratos de Concesión de Minas

- Concesión No. 5611, Mina La Equis (Chocó)

- Se ha decretado la caducidad de 29 contratos de concesión.

2.2. Innovaciones legales en materia de hidrocarburos

2.2.1. De carácter general

- Ley 39 de 1987 sobre distribución del petróleo y sus derivados; las declara de servicio público y concede funciones al Ministerio de Minas para el otorgamiento de licencias relacionadas con la materia.

- Proyecto de Decreto Reglamentario del procedimiento para la fijación del precio de la gasolina y el margen de comercialidad, incluyendo el volumen por evaporación.

- Resolución 2093 de 1986. Se delega a los Gobernadores, Intendentes y Comisarios la expedición de licencias de funcionamiento de estaciones de servicio y transporte de combustibles.

- Decreto 1286 de 1987, modificatorio del Decreto 2011 de 1986 en cuanto establece la posibilidad de iniciar planes pilotos, antes de la concesión, para la distribución de gas natural, agilizando la prestación del servicio.

- Proyecto de Decreto Modificatorio del Decreto 285 de 1986, fijando un nuevo procedimiento para imposición de sanciones por incumplimiento y estableciendo precisiones técnicas en materia de almacenamiento, transporte y distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo.

2.2.2. Contratos de gasoductos en ejecución

Cartagena, Barranquilla, Piedecuesta, Neiva, Ballenas-Barranquilla-Cartagena, Bucaramanga, Girón, Sincelejo, Ciénaga, El Difícil-Barranquilla, Floridablanca, Barrancabermeja y Villavieja.

2.2.3. Gasoductos en trámite de contratación

Gasoducto Central, Valledupar, Campoalegre, Villavieja, Palermo, Rivera, Gaira, Galapa, Soledad, Malambo, Santa Marta, Baranoa, Termo Chinú, Cartagena-Turbaco-Arjona, A Baranoa, A Sampués, A Planeta Rica, Sahagún-Montería y San Onofre.

En trámites preliminares existen ciento cincuenta (150) solicitudes de diferentes municipios del país.

2.2.4. Reversión de contratos de concesión de petróleos

- Concesión Palagua No. 638, 7 de noviembre de 1986 (Antioquia-Boyacá).

- Concesión Ermitaño No. 416, 25 de junio de 1987 (Boyacá-Santander).

- Concesión Cantagallo No. 41, 24 de diciembre de 1987 (Antioquia-Bolívar).

- Concesión El Difícil, en trámite (agosto 25 de 1988). Magdalena.

2.3 Innovaciones legales en materia de energía eléctrica

- Resolución 1968 de 1986. Reglamentaria del Decreto 2377 de 1986, que otorgó la competencia al Ministerio de Minas y Energía en materia de licencias temporales y exenciones para la importación de equipos.

- Proyecto de Decreto Modificatorio de la Resolución 2360 de 1979, sobre reglamento para el suministro de energía eléctrica en el país por parte de las empresas que prestan este servicio, fijando el vínculo jurídico entre las empresas, los usuarios y suscriptores; responsabilidad, derechos y deberes de las empresas y de los suscriptores y usuarios; el procedimiento de facturación y sanciones para evitar y controlar el aumento de pérdidas negras de energía.

- Resolución 488 de 1988, la cual señala el precio unitario del Kw/h, para el cálculo del 4% que debe ser invertido en reforestación.

3. MINAS

Las principales actividades desarrolladas por la Dirección General de Minas, dentro de una estrategia de comunicación y enlace interinstitucional permanente, se pueden describir en cuatro grandes campos que incluyen programas trazados hacia la dignificación del trabajo minero, una mayor productividad y el cuidado de los diferentes recursos.

3.1. Asistencia técnica y fomento minero

Con el respaldo de una nómina cercana a los 150 funcionarios, ubicados estratégicamente en Bogotá, Medellín, Bucaramanga, Ibagué, Pasto y Quibdó para el servicio permanente de los pequeños y medianos mineros existentes en cerca de 60 municipios colombianos, las actividades determinaron más de 1.000 análisis de laboratorio para identificar la cantidad y la calidad de minerales contenidos en las rocas allegadas por los mineros a esas seccionales, estudio y transformación de más de 800 toneladas de minerales en las plantas de beneficio y ensayo de laboratorio para 1.274 rocas que identificaran tenores hasta de 250 gramos de oro por tonelada.

Además, las labores de la Dirección en este campo han sido las de dirigir y apoyar sustancialmente los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería descritos en el Capítulo III de este informe, los cuales han sido complementados con los siguientes convenios específicos:

- Convenio con Gobernación de Antioquia: Busca a nivel departamental dar una difusión importante a la filosofía de aprovechar racionalmente los recursos mineros en armonía con el medio ambiente.

- Convenio con Corponariño: Consiste en un trabajo conjunto que facilita a los mineros la reparación de equipos y asesoría sobre exploración, explotación, recuperación y comercialización del oro.

- Convenio Universidad Nacional: Pretende adelantar estudios sobre hornos de lecho fluidizado, a fin de recuperar metales por métodos pirométricos (tostación).

- Convenio Banco de la República: Busca enseñar a los mineros de los municipios antioqueños de Remedios, Segovia, Anorí, Amalfi y otros la técnica de cianuración para recuperación del oro.

3.2. Seguridad e higiene minera

Después de haber determinado el Reglamento de Seguridad en las labores subterráneas (Decreto 1335 de 1987), las actividades de la Dirección General de Minas en este campo se relacionan también con los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería descritos anteriormente. Adicionalmente, con las áreas pertinentes de los Ministerios de Trabajo y Seguridad Social y de Salud, Carbocol, Ecominas, Indumil, ISS y SENA, se trabaja en el tema de salud ocupacional, mediante el establecimiento de un Subcomité Técnico de Seguridad e Higiene Minera, creado por el Comité Nacional de Salud Ocupacional.

3.3. Fiscalización

Las labores de fiscalización, descritas en la Ley 1a. de 1984 se han cumplido satisfactoriamente. Ellas se relacionan con la liquidación de regalías y el estudio y confrontación de los informes de actividad de las explotaciones que tienen derechos mineros. Vale la pena resaltar la interventoría al contrato de construcción de la mina que con fines didácticos realiza el Centro Nacional Minero del Sena en Sogamoso.

3.4. Ingeniería

En esta área se realizan tres tipos de actividades: La primera se relaciona con la identificación, análisis, localización cartográfica y definición de áreas de solicitudes mineras tales como permisos, licencias, aportes, reconocimientos de propiedad privada, áreas de utilidad pública y otras destinadas a la investigación geológica minera.

El total de trámites de solicitudes mineras es el siguiente:

AÑO	CANTIDADES DE ESTUDIO
1987.....	4.778
1988 (Enero-julio).....	2.492
Estudios especiales para Carbocol.....	120
Definición áreas de oposición.....	296

La segunda se relaciona con la evaluación de informes de exploración y de montaje para ayudar a definir los términos de contratación. En general se evaluaron durante los últimos 18 meses 386 estudios. La última tiene que ver con el trámite de licencias para contratación, y los cuales llegaron a 35 en el mismo período.

3.5. Protección del medio ambiente

En desarrollo de sus funciones, relacionadas con la protección del medio ambiente en las actividades mineras, la Dirección de Minas adelantó la coordinación institucional con otras entidades oficiales, con el objeto de establecer políticas, procedimientos y soluciones de tipo general y específico. Esta labor se desarrolla con organismos como Inderena, Ministerio de Salud, DNP, SENA, Corporaciones Regionales, Carbocol, Ecominas y las entidades del sector eléctrico.

4. HIDROCARBUROS

Dentro de lo correspondiente al área de hidrocarburos, la Dirección respectiva ha cumplido también una ardua labor. Sus actividades básicas se han orientado a permitirle al país un escenario

seguro de la utilización de esos recursos energéticos no renovables, lo cual, teniendo en cuenta el comportamiento creciente de las tareas de exploración, refinación y exportación ha exigido un esfuerzo mayor. Dentro de este mismo esquema se ubican las labores de comercialización de hidrocarburos, tanto a nivel de derivados del petróleo como de gas natural y GLP, las cuales se relacionan directamente con el área básica del Plan Económico Nacional.

Podemos enfatizar las siguientes actividades:

- Debido al aumento en la capacidad de almacenamiento en tanques estacionarios en áreas de vital importancia para el país, tales como el Terminal de Yumbo en Cali de Inter Gases del Pacífico (107.000 galones) y Bucaramanga de Planta Andina de Gas (150.000 galones), Ecopetrol continuó avante en su política de suspender las entregas de gas por carro-tanque.

Es importante aclarar que la Planta de Inter Gases del Pacífico inició su funcionamiento dos años después de haber sido terminada dicha Planta por causas diferentes, entre las cuales se mencionan las quejas de orden público.

- En lo concerniente a Bogotá, en el mes de agosto se culminarán las operaciones de ampliación de la planta de GLP de Almagas en el Terminal de Mansilla, alcanzando una capacidad de 420.300 galones con un incremento del 78%; también está en construcción la Planta de almansilla que tendrá una capacidad de 18.000 galones y la Planta de Alsabana con 335.000 galones.

Aumentada la capacidad de almacenamiento con las diferentes plantas se obtienen resultados tales como: Implementación de política de traslado de las Compañías de GLP que operaban en Puente Aranda hacia el Terminal de la Sabana el cual está en condiciones de recibir y entregar por trasiego la totalidad del cupo adjudicado a Bogotá. Al contar con la capacidad suficiente de recibo se evita la quema de GLP, técnica que anteriormente era ejecutada por Ecopetrol debido a la imposibilidad de almacenamiento.

- Agilización de la operatividad de los Terpeles creados recientemente, tales como el de Puerto Carreño, Leticia, San José del Guaviare, contribuyendo de esta manera a un mayor abastecimiento de combustible por parte de empresas colombianas.

- Fijación de la nueva tarifa de regalía para el gas de la Guajira, considerando el porcentaje de utilización, equilibrio entre el valor de la regalía promedio del crudo en el país, regalía del gas, obteniéndose como resultado la expedición de la Resolución No. 002086 de julio 12 de 1988.

El valor de regalía para el gas de la Guajira quedó estipulado en US\$0.36/KPC, incrementándose el valor de ingresos por este concepto en 38,46%.

- Implementación de programas para ejercer un adecuado control de las importaciones de equipos para la industria petrolera, así como también sobre productos químicos utilizados en las diversas operaciones efectuadas, proporcionando un beneficio a la producción nacional.

- Ampliación de la planta de personal; para atender las funciones que se realizan en las diferentes zonas, donde este Ministerio

3.2. Seguridad e higiene minera

Después de haber determinado el Reglamento de Seguridad en las labores subterráneas (Decreto 1335 de 1987), las actividades de la Dirección General de Minas en este campo se relacionan también con los programas de apoyo a la pequeña y mediana minería descritos anteriormente. Adicionalmente, con las áreas pertinentes de los Ministerios de Trabajo y Seguridad Social y de Salud, Carbocol, Ecominas, Indumil, ISS y SENA, se trabaja en el tema de salud ocupacional, mediante el establecimiento de un Subcomité Técnico de Seguridad e Higiene Minera, creado por el Comité Nacional de Salud Ocupacional.

3.3. Fiscalización

Las labores de fiscalización, descritas en la Ley 1a. de 1984 se han cumplido satisfactoriamente. Ellas se relacionan con la liquidación de regalías y el estudio y confrontación de los informes de actividad de las explotaciones que tienen derechos mineros. Vale la pena resaltar la interventoría al contrato de construcción de la mina que con fines didácticos realiza el Centro Nacional Minero del Sena en Sogamoso.

3.4. Ingeniería

En esta área se realizan tres tipos de actividades: La primera se relaciona con la identificación, análisis, localización cartográfica y definición de áreas de solicitudes mineras tales como permisos, licencias, aportes, reconocimientos de propiedad privada, áreas de utilidad pública y otras destinadas a la investigación geológica minera.

El total de trámites de solicitudes mineras es el siguiente:

AÑO	CANTIDADES DE ESTUDIO
1987.....	4.778
1988 (Enero-julio).....	2.492
Estudios especiales para Carbocol.....	120
Definición áreas de oposición.....	296

La segunda se relaciona con la evaluación de informes de exploración y de montaje para ayudar a definir los términos de contratación. En general se evaluaron durante los últimos 18 meses 386 estudios. La última tiene que ver con el trámite de licencias para contratación, y los cuales llegaron a 35 en el mismo periodo.

3.5. Protección del medio ambiente

En desarrollo de sus funciones, relacionadas con la protección del medio ambiente en las actividades mineras, la Dirección de Minas adelantó la coordinación institucional con otras entidades oficiales, con el objeto de establecer políticas, procedimientos y soluciones de tipo general y específico. Esta labor se desarrolla con organismos como Inderena, Ministerio de Salud, DNP, SENA, Corporaciones Regionales, Carbocol, Ecominas y las entidades del sector eléctrico.

4. HIDROCARBUROS

Dentro de lo correspondiente al área de hidrocarburos, la Dirección respectiva ha cumplido también una ardua labor. Sus actividades básicas se han orientado a permitirle al país un escenario

seguro de la utilización de esos recursos energéticos no renovables. lo cual, teniendo en cuenta el comportamiento creciente de las tareas de exploración, refinación y exportación ha exigido un esfuerzo mayor. Dentro de este mismo esquema se ubican las labores de comercialización de hidrocarburos, tanto a nivel de derivados del petróleo como de gas natural y GLP, las cuales se relacionan directamente con el área básica del Plan Económico Nacional.

Podemos enfatizar las siguientes actividades:

- Debido al aumento en la capacidad de almacenamiento en tanques estacionarios en áreas de vital importancia para el país, tales como el Terminal de Yumbo en Cali de Inter Gases del Pacífico (107.000 galones) y Bucaramanga de Planta Andina de Gas (150.000 galones). Ecopetrol continuó avante en su política de suspender las entregas de gas por carro-tanque.

Es importante aclarar que la Planta de Inter Gases del Pacífico inició su funcionamiento dos años después de haber sido terminada dicha Planta por causas diferentes, entre las cuales se mencionan las quejas de orden público.

- En lo concerniente a Bogotá, en el mes de agosto se culminarán las operaciones de ampliación de la planta de GLP de Almagas en el Terminal de Mansilla, alcanzando una capacidad de 420.300 galones con un incremento del 78%; también está en construcción la Planta de almansilla que tendrá una capacidad de 18.000 galones y la Planta de Alsabana con 335.000 galones.

Aumentada la capacidad de almacenamiento con las diferentes plantas se obtienen resultados tales como: Implementación de política de traslado de las Compañías de GLP que operaban en Puente Aranda hacia el Terminal de la Sabana el cual está en condiciones de recibir y entregar por trasiego la totalidad del cupo adjudicado a Bogotá. Al contar con la capacidad suficiente de recibo se evita la quema de GLP, técnica que anteriormente era ejecutada por Ecopetrol debido a la imposibilidad de almacenamiento.

- Agilización de la operatividad de los Terpeles creados recientemente, tales como el de Puerto Carreño, Leticia, San José del Guaviare, contribuyendo de esta manera a un mayor abastecimiento de combustible por parte de empresas colombianas.

- Fijación de la nueva tarifa de regalía para el gas de la Guajira, considerando el porcentaje de utilización, equilibrio entre el valor de la regalía promedio del crudo en el país, regalía del gas, obteniéndose como resultado la expedición de la Resolución No. 002086 de julio 12 de 1988.

El valor de regalía para el gas de la Guajira quedó estipulado en US\$0.36/KPC, incrementándose el valor de ingresos por este concepto en 38.46%.

- Implementación de programas para ejercer un adecuado control de las importaciones de equipos para la industria petrolera, así como también sobre productos químicos utilizados en las diversas operaciones efectuadas, proporcionando un beneficio a la producción nacional.

- Ampliación de la planta de personal; para atender las funciones que se realizan en las diferentes zonas, donde este Ministerio

debe estar presente y así asegurar una máxima eficiencia en la exploración y explotación de hidrocarburos.

- Para el próximo 25 de agosto se efectuará la reversión de la Concesión El Difícil, por lo cual se creó un comité, con el fin de tener un control completo sobre el inventario físico de equipos, elementos existentes en el campo y en la segunda sección de la Planta de Gas ubicada en la ciudad de Plato. Con la información técnica recibida se hizo también una revisión evaluativa para observar comportamiento y producción actual del campo El Difícil.

- Evaluación técnica de los estudios presentados por las diferentes compañías para la instalación de gas domiciliario en 74 municipios que atenderían un total de 1.000.831 de usuarios. En período de enero a julio fueron instalados con servicio de gas natural un total de 28.182 usuarios, discriminados en la siguiente forma:

COMPañIA	MUNICIPIO	No. USUARIOS
Gases del Caribe	Barranquilla	4.478
	Santa Marta	1.113
	Sabanalarga	50
	Soledad	224
	Malambo	69
	Rodadero	250
	Ciénaga	152
	Bucaramanga	4.056
	Riohacha	3.052
	Cartagena	6.339
Gasoriente	Sincelejo	1.209
	Neiva	2.540
Gases de la Guajira	Floridablanca	2.964
	Surtigas	1.690
Alcanos del Huila		
	Metrogas	
Gases de Barranca		
	TOTAL	28.182

5. ENERGIA ELECTRICA

La Dirección General de Energía Eléctrica y Fuentes no convencionales ha venido coordinando las acciones de las distintas empresas del sector y en particular de las electrificadoras filiales del Icel y subsidiarias de Corelca. Dentro de tal coordinación se han ejecutado tanto las labores cotidianas como aquellas acciones especiales, siempre con miras a la ampliación de los servicios básicos de energía con especial atención hacia las clases menos favorecidas de la población, tanto en el área urbana como en la rural.

Para el desarrollo de esas actividades la Dirección cuenta actualmente con un grupo de diez profesionales en las áreas de ingeniería, economía y administración y con seis personas como auxiliares administrativos y secretarías, conformando así un grupo de trabajo homogéneo para alcanzar las metas propuestas. Ha sido en este último año que se ha logrado dotar de personal la Sección de Electrificación Rural y se han reforzado con profesionales las Secciones de Estudios Técnicos y de Estudios Financieros y Tarifarios.

Se ha aumentado la participación de la Dirección en representación del Ministerio de Minas y Energía en las Juntas Directivas de las electrificadoras filiales del Icel, y de las electrificadoras subsidiarias de Corelca, pasando de asistir a cinco juntas hace dos años a veintiuna en el presente. Esto ha permitido un control y un conocimiento más detallado del movimiento de las inversiones del Sector Eléctrico, sus necesidades y una visión global más amplia de la ubicación del Sector Eléctrico en el contexto de la economía del país, y un análisis más crítico de la problemática regional en la prestación del servicio, lo mismo que las relaciones del grupo con cada una de las electrificadoras y con el sistema interconectado para el intercambio de experiencias en busca de la optimización en los procesos de operación y comercialización.

Con el incremento del personal se está adelantando un control más efectivo de la aplicación de la Ley 56 de 1981 en cuanto a sus artículos 7 y 12, relacionados con el impuesto de industria y comercio y por la capacidad instalada de las plantas generadoras de energía eléctrica y a las inversiones en electrificación rural y reforestación y protección ambiental, con recursos provenientes del 4% del valor de las ventas de energía en bloque por los propietarios de las plantas generadoras.

Con el próximo aumento de la capacidad de proceso de información, la Dirección ampliará el manejo sistemático que lleva de la ejecución presupuestal de las electrificadoras, control de créditos, comportamiento de los embalses, incluirá la información de las zonas beneficiadas por los diferentes planes de electrificación rural adelantados en todo el territorio nacional, y coordinará la ejecución de una base de datos que permita implementar los datos de generación, transmisión y subtransmisión del sistema de requerimientos energéticos del país y las alternativas de solución a las necesidades, incluyendo la evolución de precios, demanda y oferta de materiales eléctricos destinados a las obras del sector eléctrico.

Dentro de la política del Plan de Ajuste del sector Eléctrico la Dirección viene participando junto con el Icel, Fen y las Electrificadoras del Huila, Tolima, Cauca, Nariño y Caldas, en discusiones del Plan de Inversiones y las proyecciones financieras, tendientes a la recuperación económica de dichas entidades. Así mismo, se han realizado visitas a las electrificadoras con el fin de revisar los sistemas contables, de inversión, y control de las ejecuciones presupuestales. En la actualidad se prepara el estudio sobre el modelo para control de presupuestos, estados y análisis financieros, con el fin de contar con un instrumento ágil de control y toma de decisiones para las empresas del sector eléctrico.

Para una adecuada prestación el servicio de energía eléctrica, siendo necesario regular y señalar los criterios comunes que deben reglamentar dicha actividad y las relaciones de las empresas con los usuarios de dicho servicio, se ha venido trabajando en el proyecto de Decreto que reemplazará la Resolución 2360 de 1979, Reglamento General para el Suministro de Energía Eléctrica en el País por parte de las empresas que prestan este servicio, pretendiéndose no sólo actualizar las medidas contempladas en el actual reglamento con relación a facturación, cobros, etc., sino abarcar

aspectos tales como el recibo de redes por parte de las electrificadoras, la relación de dichas empresas con ingenieros y técnicos constructores, y llenar los vacíos de los Decretos 2545 de 1984 y 1973 de 1985 sobre tarifas, facturación, cobro y reclamación en los servicios públicos.

Con el objeto de lograr la integración de todas las entidades del Sector Eléctrico del país para la solución de los diversos problemas que se presentan en cada una de las entidades del sector con miras a adoptar medidas racionales aplicables en todos los casos, la Dirección participa en diversos grupos y comités en ISA tales como el de planeamiento energético, el de operaciones, el financiero, el de pérdidas, el de desarrollo y el estímulo a la industria nacional, el de ambiental; además, se asiste en la FEN al de crédito y en ICONTEC al de normalización de voltajes, al de transformadores y al de energía solar.

En el área de Fuentes No Convencionales se está impulsando en la actualidad el Programa de Centros de Desarrollo en Áreas Aisladas del País, cuyo objetivo es el mejoramiento de las condiciones de vida de los habitantes de zonas aisladas, mediante la utilización integral de los recursos energéticos propios de la región, para que con una adecuada explotación de los recursos naturales participen en el incremento de la producción regional o nacional.

En cumplimiento de disposiciones del Gobierno con relación a la importación temporal de equipos y a la contratación directa de estudios de consultoría, la Sección de Estudios Técnicos emite los conceptos técnicos para que las firmas constructoras de proyectos eléctricos de interés nacional puedan dentro de la etapa de construcción utilizar equipos importados temporalmente, y expide los permisos para que las entidades del sector puedan contratar directamente estudios de consultoría cuando lo requieran, y de acuerdo con las cuantías previstas en el Decreto 222 de 1983.

En el área de estudios financieros se adelanta la revisión de las solicitudes de crédito antes de tramitarse ante el Departamento Nacional de Planeación y el Ministerio de Hacienda la aprobación del mismo. En cuanto a crédito interno se han revisado durante 1988 solicitudes de crédito para las empresas del Sector Eléctrico, a las cuales la FEN les ha asignado cupos de crédito con recursos internos, incluyendo las reservas de cupos de años anteriores, así:

	(Millones de pesos)
- Reservas de años anteriores	19.476.7
- Cupos asignados en 1988	18.027.9
- Recursos ordinarios	14.359.1
- Recursos ISS	1.222.5
- Recursos Línea Especial	2.446.3

En cuanto a los empréstitos externos que constituyen el denominado Crédito Sectorial se contrataron con el Banco Mundial 300.0 millones de dólares y con la Banca Comercial (CONCORDE) por 200.0 millones de dólares, para lo cual se han efectuado los trámites correspondientes ante el Departamento Nacional de Planeación y Ministerio de Hacienda y se esperan desembolsos en el segundo semestre del año.

A. ANEXO LEGAL

1. LEY 39 DE 1987 - Nov. 18

Por la cual se dictan disposiciones sobre la distribución del petróleo y sus derivados

El Congreso de Colombia

D E C R E T A:

ARTICULO 1o.- La distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo es un servicio público que se prestará de acuerdo con la Ley.

ARTICULO 2o.- Se entiende por:

Gran distribuidor mayorista: La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol).

Distribuidor mayorista: Toda persona natural o jurídica que a través de una planta de abastecimiento construida con el lleno de los requisitos legales, almacene y distribuya al por mayor combustibles líquidos derivados del petróleo, con excepción del gas licuado del mismo (GLP).

Distribuidor minorista: Toda persona natural o jurídica que expenda directamente al consumidor combustibles líquidos derivados del petróleo, con excepción del gas licuado del mismo (GLP), por intermedio de estaciones de servicio propias o arrendadas.

Gran consumidor: Toda persona natural o jurídica que, con adecuado almacenamiento para petróleo crudo y combustibles líquidos derivados del petróleo y con el lleno de los requisitos legales correspondientes, se provea directamente de las refinerías o plantas de abastecimiento para su propio uso industrial.

Transportador: Toda persona natural o jurídica que transporte hidrocarburos y combustibles líquidos del petróleo en vehículos automotores.

ARTICULO 3o.- El Gobierno podrá hacer la clasificación de las estaciones de servicio y de las empresas transportadoras que se encuentren dentro del artículo anterior, con el fin de exigir requisitos para su funcionamiento.

ARTICULO 4o.- Corresponderá al Ministerio de Minas y Energía el otorgamiento de las licencias de las distribuidoras de petróleo y sus derivados, de acuerdo con la clasificación y normas que dicte el Gobierno Nacional, normas que no podrán tener carácter retroactivo y que cuando perjudiquen un establecimiento que venga funcionando legalmente, proveerán a las correspondientes indemnizaciones. Ninguna autoridad podrá disponer el cierre o modificación de una estación distribuidora, sin el correspondiente permiso del Ministerio de Minas y Energía, con excepción de lo relacionado

con las normas de Planeación de Desarrollo Urbano y de orden público, en cuyo caso correspondería actuar a la autoridad municipal respectiva.

Asimismo, le corresponderá la aplicación de todas las sanciones que determinen los reglamentos del Gobierno, previo el procedimiento especial en ellos indicados y en su defecto el procedimiento gubernativo.

ARTICULO 5o.- Dentro del precio del galón de gasolina motor, al público, el Gobierno fijará el monto del margen de comercialización y el porcentaje por evaporación, pérdida o cualquier otro concepto que afecte el volumen de la gasolina.

ARTICULO 6o.- El Gobierno al señalar el margen y porcentaje, indicados en el artículo anterior, oírá previamente a las asociaciones o federaciones de los distribuidores minoristas y a los representantes de las distribuidoras mayoristas, sobre los elementos de juicio que se deban tener presentes al momento de ese señalamiento.

ARTICULO 7o.- Los distribuidores minoristas podrán conformar de acuerdo con la Ley, asociaciones y federaciones, con el fin de ser oídos por el Gobierno, conforme al artículo 6o. de esta Ley, de hacer peticiones respetuosas a las autoridades, y de tecnificar sus establecimientos de servicio, así como el de mejorar el nivel de vida de sus asociados. En todo caso sus asociaciones serán sin ánimo de lucro y se regirán por los estatutos que aprueben las autoridades respectivas.

ARTICULO 8o.- El Gobierno determinará las normas sobre calidad, medida y control de los combustibles y las sanciones a que haya lugar para los distribuidores que no observen la Ley.

ARTICULO 9o.- Esta Ley rige a partir de su publicación. Dada en Bogotá, D. E., a los... días del mes de... de mil novecientos ochenta y siete (1987).

El Presidente del honorable Senado de la República,

PEDRO MARTIN LEYES HERNANDEZ

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

CESAR PEREZ GARCIA

El Secretario General del honorable Senado de la República,

CRISPIN VILLAZON DE ARMAS

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

LUIS LORDUY LORDUY

REPUBLICA DE COLOMBIA - GOBIERNO NACIONAL

Publíquese y ejecútese

Bogotá, D. E., 18 de noviembre de 1987

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Minas y Energía

GUILLERMO PERRY RUBIO

2. LEY 57 DE 1987

"Por la cual se reviste al Presidente de la República de facultades extraordinarias para expedir el Código de Minas, para ajustar y adecuar a sus preceptos algunas funciones del Ministerio de Minas y Energía y de sus organismos adscritos o vinculados, para dictar normas de carácter tributario, cambiario y otras disposiciones, de conformidad con el numeral 12 del Artículo 76 de la Constitución Nacional".

El Congreso de Colombia.

D E C R E T A:

ARTICULO 1o.- Revístese al Presidente de la República de facultades extraordinarias, de conformidad con el numeral 12 del artículo 76 de la Constitución Nacional, por el término de un (1) año, a partir de la promulgación de la presente Ley, para expedir un Código de Minas que comprenderá los recursos naturales no renovables existentes en el suelo o en el subsuelo del territorio nacional, incluidos los espacios marítimos jurisdiccionales. Se exceptuarán de dicho Código los hidrocarburos en esta líquido o gaseoso. El Código de Minas regulará íntegramente la materia y constituirá un cuerpo armónico de disposiciones sustantivas y de procedimiento, que metódica y sistemáticamente organizadas, habrá de comprender los siguientes aspectos:

1. Reafirmar el principio de que el subsuelo, los depósitos, yacimientos minerales y las minas contenidas en el suelo o subsuelo, pertenecen a la nación en forma inalienable e imprescriptible, sin perjuicio de los derechos constituidos a favor de terceros. Dentro de este concepto quedan incluidas las canteras y los demás depósitos de materiales de construcción, así como los pétreos de los lechos de los ríos, aguas de uso público y playas.

2. Establecer la naturaleza y contenido del derecho de explorar y explotar los depósitos, yacimientos minerales y minas de que trata el numeral anterior y el objeto de los derechos que otorgue la nación sobre estos en favor de los particulares o de empresas u organismos públicos y definir las formas y modalidades de adquisición y transmisión de tal derecho. Adoptar igualmente las disposiciones sobre actividades mineras tales como prospección, exploración, explotación, aprovechamiento, fundición, transformación, comercialización, beneficio, transporte y procesamiento, y sobre los actos y contratos que respecto a los mismos se expidan y celebren.

3. Definir y diferenciar con base en criterios técnicos, económicos y sociales a la pequeña, mediana y gran minería y dictar las disposiciones sustantivas y de procedimiento que las regulen.

Las finalidades de esta diferenciación serán entre otras las de establecer trámites expeditos para el otorgamiento de los derechos mineros, un tratamiento fiscal preferencial y otras ventajas y estímulos a la pequeña y mediana minería.

El Código buscará también facilitar las inversiones en grandes proyectos mineros de manera que contribuyan al desarrollo socio-económico de las regiones donde se ubiquen, preserven el medio ambiente y se subordinen al interés nacional.

4. Establecer el Registro Minero y la obligación de inscribir en él todos los actos y contratos relacionados con las actividades mineras y dictar las disposiciones sustantivas y de procedimiento requeridas con tal fin.

5. Ratificar la extinción de los derechos de los particulares sobre las minas a que se refiere el Artículo 3o. de la Ley 20 de 1969.

6. Dictar las normas para que el Gobierno pueda declarar, por razones técnicas y económicas comprobadas, reservas especiales de carácter temporal sobre algunos depósitos, yacimientos minerales y minas y las regulaciones a las que debe someterse la administración en esta materia. En uso de esta facultad el Gobierno podrá ra-

tificar, modificar, abolir y reglamentar las reservas especiales constituidas en la actualidad.

7. Declarar de utilidad pública o de interés social la industria minera y las demás actividades a que se refiere el numeral 2o. de este artículo.

8. Adoptar las normas sustantivas y de procedimiento correspondientes a la expropiación en materia de actividades mineras y las indemnizaciones correspondientes. 9. Adoptar las normas sustantivas y de procedimiento correspondientes a las servidumbres en materia minera y a sus indemnizaciones.

10. Regular las condiciones extintivas de los derechos que a cualquier título hayan obtenido los particulares, o empresas u organismos públicos sobre los yacimientos, depósitos minerales y minas.

11. Dictar normas sobre el abastecimiento a la industria nacional de los productos mineros explotados.

12. Dictar las disposiciones sustantivas y de procedimiento que regulen el sistema legal y convencional de contraprestaciones económicas y de impuestos específicos a la actividad minera, y de las regalías y participaciones para la nación, departamentos, territorios nacionales, municipios y de entidades descentralizadas, sobre la actividad minera realizada en el país, estableciendo la proporción, la entidad o entidades que los recaudarán y el destino que se dará a tales recursos. Los recaudos de los impuestos específicos y regalías que afecten por igual a la pequeña y mediana, serán destinados como mínimo en un 70% a los municipios donde se desarrolle esa actividad; en la forma y proporción que señale el Código, los municipios deberán destinar estos recursos a la protección ecológica y ambiental.

13. Dictar las normas que regulen las delegaciones y competencias de los Gobernadores, Intendentes, Comisarios, Alcaldes y entidades descentralizadas del sector nacional, departamental y municipal, en materia de minas.

14. Definir qué debe entenderse por ejercicio ilegal de actividades mineras, determinar las sanciones administrativas a que dé lugar y dictar las disposiciones sustantivas y de procedimiento correspondientes.

15. Dictar disposiciones sustantivas y de procedimiento que regulen los sistemas asociativos, cooperativas y consorcios creados con objeto de desarrollar actividades mineras, así como las de las sociedades ordinarias de minas a las que se refiere el Capítulo XVI del Código de Minas adoptado por la Ley 38 de 1887, en las que podrá haber aporte estatal con capital privado y para expedir sus estatutos básicos.

16. Dictar las disposiciones sustantivas de competencia y procedimiento sobre protección ambiental y ecológica en actividades mineras.

PARAGRAFO.- El Gobierno en uso de las facultades que se conceden por la presente Ley podrá derogar, reformar, subrogar todas las disposiciones anteriores que hayan sido expedidas en materias relacionadas o vinculadas, que versen total o parcial, directa o indirectamente acerca de actividades mineras, las minas, depósitos y yacimientos minerales.

ARTICULO 2o.- Para la redacción del Código de Minas, en ejercicio

de las facultades conferidas en esta Ley, el Gobierno contará con la asesoría de la Comisión de Estudio y Reforma de la Legislación Minera (CERLM) integrada en la misma forma como se establece en el Decreto 3166 del 7 de octubre de 1986, adicionada por dos Senadores y tres Representantes designados por las mesas directivas de las respectivas Comisiones Primeras; por un consultor en materia de minas o geología designado por el Gobierno Nacional; un delegado del Ministro de Hacienda y Crédito Público, un delegado del Ministro de Salud y otro de la Facultad de Minas de la Universidad Nacional de Colombia. La Comisión expedirá su propio reglamento para el cumplimiento de sus actividades y podrá conformar subcomisiones de especialistas en diversas materias.

El Ministerio de Minas y Energía y sus organismos adscritos o vinculados proveerán los recursos necesarios para el funcionamiento de la Comisión.

ARTICULO 3o.- En el ejercicio de las facultades anteriores el Gobierno podrá ajustar al Código de Minas que se adopte las funciones de las dependencias del Ministerio de Minas y Energía o de sus organismos adscritos o vinculados, fortaleciendo la función de asistencia técnica, fiscalización e interventoría en las actividades mineras.

ARTICULO 4o.- El Gobierno podrá crear Fondos de Fomento Minero, en los términos previstos en el Artículo 2o. del Decreto 3130 de 1968, con la administración, recursos, forma y objeto que en el Código de Minas se señale.

ARTICULO 5o.- Revístese al Presidente de la República de Facultades Extraordinarias, de conformidad con el Numeral 12 del Artículo 76 de la Constitución Nacional, por el término de un año contado a partir de la promulgación de la presente Ley, para reducir la tarifa del impuesto sobre las ventas aplicable a artículos de joyería y piedras preciosas y semipreciosas de origen nacional; para modificar el Capítulo III y los Artículos 259 y 260 del Decreto-Ley 444 de 1967 sobre comercio de oro y platino; para establecer estímulos tributarios a la pequeña y mediana minería, dentro de las orientaciones generales de la política fiscal del Gobierno.

ARTICULO 6o.- La presente Ley rige a partir de su promulgación. La Comisión Primera del Senado, en sesión del día 23 de noviembre de 1987. -Acta 20-

El Presidente del honorable Senado de la República,

PEDRO MARTIN LEYES HERNANDEZ

El Presidente de la honorable Cámara de Representantes,

CESAR PEREZ GARCIA

El Secretario General del honorable Senado de la República,

CRISPIN VILLAZON DE ARMAS

El Secretario General de la honorable Cámara de Representantes,

LUIS LORDUY LORDUY

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,

LUIS FERNANDO ALARCON MANTILLA

El Ministro de Minas y Energía,

GUILLERMO PERRY RUBIO

3. LEY 59 DE 1987 - diciembre 30

Por la cual se autoriza a unas entidades a constituir sociedades o asociaciones

D E C R E T A:

ARTICULO 1o.- De conformidad con lo previsto por los ordinales 10 y 11 del Artículo 76 de la Constitución Nacional, las entidades descentralizadas u organismos adscritos o vinculados al Ministerio de Minas y Energía, así como sus organismos descentralizados de segundo grado, podrán constituir entre sí o con otras personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, sociedades o asociaciones destinadas a cumplir las actividades comprendidas dentro de sus objetivos.

El Gobierno Nacional expedirá los estatutos básicos correspondientes.

ARTICULO 2o.- Previa la creación de las sociedades o asociaciones, el Gobierno Nacional, determinará, en cada caso, el grado de tutela administrativa, las condiciones y los porcentajes de participación accionaria de cada una de las entidades a que se refiere el artículo primero de la presente Ley.

ARTICULO 3o.- Esta Ley rige desde su publicación en el Diario Oficial.

Dada en Bogotá, D. E., a los... días del mes de diciembre de mil novecientos ochenta y siete (1987).

El Presidente del Honorable Senado,

PEDRO MARTIN LEYES HERNANDEZ

El Presidente de la Honorable Cámara de Representantes,

CESAR PEREZ GARCIA

El Secretario General del Honorable Senado,

CRISPIN VILLAZON DE ARMAS

El Secretario General de la Honorable Cámara de Representantes,

LUIS LORDUY LORDUY

República de Colombia - Gobierno Nacional

Publíquese y ejecútense

Bogotá, D. E., a 30 de diciembre de 1987

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Minas y Energía,

GUILLERMO PERRY RUBIO

4. DECRETOS

DECRETO NUMERO 1911 DE 1987

(Octubre 9)

Por el cual se crea la Comisión de Energía Doméstica Popular para Bogotá, D. E., y áreas vecinas y se dictan disposiciones sobre cocinol y gas.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de las atribuciones del Artículo 120, Numeral 3o. de la Constitución Nacional y de las facultades legales, en especial las relativas a hidrocarburos contempladas en el Artículo 212 del Código de Petróleos, y

CONSIDERANDO:

Que de conformidad con la Ley 1a. de 1984 corresponde al Ministerio de Minas y Energía dictar los reglamentos y hacer cumplir las disposiciones legales de las actividades relacionadas con el transporte, refinación, distribución, procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables y los productos derivados;

Que de acuerdo con el Artículo 212 del Código de Petróleos, el

transporte y la distribución del petróleo y sus derivados constituyen un servicio público;

Que se vienen desarrollando en la ciudad de Bogotá, programas de energía alternativos al uso del cocinol y se iniciará en un futuro próximo la ejecución de los planes para la utilización del gas natural a través de redes domiciliarias en los barrios populares;

Que las Juntas de Acción Comunal vienen colaborando, en armonía con la Administración, en la prestación del servicio del cocinol a los usuarios y están coordinando la vinculación de los barrios al desarrollo del Programa de Gas Propano en Bogotá;

Que se deben garantizar los canales de participación de la ciudadanía, y en particular de los sectores populares, ofreciendo representación a sus voceros en los organismos y escenarios de discusión en los que de manera libre y tolerante Estado y comunidad expongan y evalúen el curso de las políticas oficiales, dentro del propósito de lograr una mayor injerencia social en su concepción y ejecución;

Que se hace necesario crear un organismo de consulta y coordinación permanente que oriente el control sobre la distribución del cocinol y los programas alternativos de gas natural y gas propano;

Que esta Comisión debe integrarse por las entidades del orden nacional y distrital y los representantes de la ciudadanía correspondientes, que tienen que ver con la planeación, financiamiento, operación y control de los programas de combustibles para los usos básicos de cocción de alimentos y calentamiento de agua por parte de la población de menores recursos;

Que se deben ajustar los procesos de control a la distribución del cocinol, y el eventual paso de los usuarios a otro servicio dictándose las disposiciones necesarias.

D E C R E T A:

ARTICULO 1o.- El Organismo creado como Comisión de Cocinol, en adelante se denominará "Comisión de Energía Doméstica Popular", y estará integrado así:

1. El Ministro de Minas y Energía, quien lo presidirá, o su delegado
2. El Alcalde Mayor de Bogotá o su delegado
3. El Presidente del Concejo de Bogotá (para la fecha de la reunión correspondiente).
4. El Director de Acción Comunal del Distrito.
5. El Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol o su delegado.
6. El Presidente de la Compañía Colombiana de Gas, Colgás.
7. El Gerente de la Empresa Gas Natural S. A.
8. Tres delegados de las Juntas Comunales de Bogotá, cuyos nombres se indicarán por la Federación Comunal de la ciudad debidamente acreditados por su Comité Ejecutivo, con la certificación de su Personería Jurídica expedida por el Ministerio de Gobierno, o, en su defecto, por la certificación de su existencia por el Departamento Administrativo de Acción Comunal del Distrito.

Actuará como Secretario Ejecutivo de la Comisión, la persona que designe el Ministro de Minas y Energía, quien tendrá voz en las deliberaciones de la Comisión.

ARTICULO 2o.- La Comisión, organismo de coordinación y consulta del Ministerio de Minas y Energía para el Distrito Especial de Bogotá y las áreas vecinas, coordinará y supervisará la distribución de

cocinol y el uso de energéticos alternativos y orientará los programas de gas natural y gas propano.

Se entiende por áreas vecinas, los municipios de Cundinamarca y Boyacá en todo lo relacionado con el actual suministro, o sustitución del cocinol.

ARTICULO 3o.- La Comisión se reunirá por convocatoria del Ministro de Minas y Energía cada tercer mes, en los primeros 10 días de los meses de marzo, junio, septiembre y diciembre.

ARTICULO 4o.- Son funciones de la Comisión de Energía Doméstica Popular, además de las relativas al cocinol, contempladas en el Artículo 3o. del Decreto 2493 de 1984, las siguientes:

a) Asesorar al Ministerio de Minas y Energía en la definición de políticas y programas relacionados con la distribución, comercialización y consumo de gas natural y gas propano.

b) Coordinar con las diferentes entidades gubernamentales la aplicación de políticas, medidas y reglamentaciones relacionadas con las actividades mencionadas.

c) Estudiar las solicitudes que hagan las comunidades para la vinculación a los programas de combustibles alternativos, resolver sobre las mismas, y ordenar su ejecución.

d) Las demás que le asigne el Ministerio, referentes a los programas de Cocinol, Gas Natural y Gas Propano.

ARTICULO 5o.- La Comisión de Energía Doméstica Popular, a través de su Secretario Ejecutivo, podrá retirar definitivamente las licencias o cupos de cocinol -además de los casos contemplados en el Artículo 10 del Decreto 2493 de 1984, y Artículo 3o. de la Resolución 517 de 1987- cuando las exigencias de un mejor servicio energético lo requieran, en los siguientes eventos:

a) Por notoria escasez o ausencia de los usuarios del cocinol en los expendios.

b) Por no corresponder las características socio-económicas del sector donde se expendia el producto, con las de las comunidades de menores recursos destinatarias al servicio.

c) Por solicitud de las comunidades para incorporarse a los programas alternativos al uso del cocinol, desarrollados por el Ministerio de Minas y Energía.

d) Por contar los usuarios del barrio respectivo con los equipos o instalaciones domiciliarias para el servicio del gas en sus cocinas.

e) Por encontrarse efectivamente gozando las comunidades del servicio de energéticos alternativos del cocinol.

ARTICULO 6o.- El retiro de licencias a que se refiere el artículo anterior, se hará mediante Resolución motivada expedida por el Secretario Ejecutivo previa citación y audiencia para escuchar a los interesados, y previo estudio de los informes, análisis y conceptos solicitados por el mismo Secretario.

Contra estas Resoluciones procede el recurso de reposición.

ARTICULO 7o.- El Artículo 10 del Decreto 2493 de 1984 quedará así:

ARTICULO 10. El Ministerio, a través de la Secretaría de la Comisión de Energía Doméstica Popular, podrá aplicar a quienes violen los reglamentos sobre transporte y comercialización del cocinol, las siguientes sanciones:

a) Reducción temporal o definitiva del cupo.

b) Multas hasta por un millón de pesos (\$1.000.000,00)

c) Suspensión o cancelación del cupo.

Las sanciones anteriores serán impuestas mediante resolución motivada, con base en los informes probatorios del caso y luego de escucharse en descargos a los afectados. Contra la respectiva resolución solo procederá el recurso de reposición.

Parágrafo 1o. Cuando contra la resolución que dispone la suspensión de un cupo de cocinol, se haya interpuesto recurso de reposición, la resolución que desata el recurso confirmando la anterior conlleva la cancelación automática del cupo.

Parágrafo 2o. Mientras se resuelve la suspensión de un cupo se podrá solicitar la interrupción provisional de los envíos del combustible al respectivo expendio o dirección.

Parágrafo 3o. El Ministerio en caso de suspensión o cancelación, podrá adoptar los procedimientos de traslado de cupos necesarios para restablecer el servicio a fin de no afectar a los usuarios.

ARTICULO 8o. Este Decreto rige a partir de la fecha de su publicación; modifica el Artículo 10 del Decreto 2493 de 1984 y deroga el Artículo 2o. del mismo Decreto y las demás normas que le sean contrarias.

Publíquese, comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D. E., a 9 de octubre de 1987

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Minas y Energía,

GUILLERMO PERRY RUBIO

.5 DECRETO NUMERO 2541 DE 1987

(Diciembre 30)

Por el cual se fija la tarifa del impuesto sobre las ventas, aplicable a artículos de joyería y piedras preciosas y semipreciosas, de origen nacional.

El Presidente de la República de Colombia, en uso de las facultades que le confiere el Artículo 5o. de la Ley 57 de 1987, y

CONSIDERANDO:

Que el Artículo 5o. de la Ley 57 de 1987 reviste al Presidente de la República de facultades extraordinarias, de conformidad con el numeral 12 del Artículo 76 de la Constitución Política, por el término de un año contado a partir de la promulgación de la citada Ley, para reducir la tarifa del impuesto sobre las ventas, aplicable a artículos de joyería y piedras preciosas y semipreciosas de origen nacional;

Que para fomentar la manufactura de artículos de joyería y de piedras preciosas y semipreciosas, de origen nacional, es necesario reducir la tarifa del impuesto sobre las ventas del 35% al 10%.

DECRETA:

ARTICULO 1o.- Fijase en el 10% la tarifa del impuesto sobre las ventas aplicable a artículos de joyería y piedras preciosas y semi-preciosas de origen nacional.

Los bienes a que se refiere este artículo son los comprendidos dentro de las siguientes posiciones arancelarias:

71.02, 71.03, 71.04, 71.12, 71.13, 71.14, 71.15, 91.01 y 91.09.

ARTICULO 2o.- El presente Decreto rige a partir de la fecha de su publicación y modifica, en lo pertinente, el Artículo 66 del Decreto 3541 de 1983.

Publíquese y cúmplase

Dado en Bogotá, D. E., a 30 de diciembre de 1987

VIRGILIO BARCO

El Ministro de Hacienda y Crédito Público

LUIS FERNANDO ALARCON MANTILLA

El Ministro de Minas y Energía,

GUILLERMO PERRY RUBIO

B. COMENTARIOS ECONOMICOS

6 LA DECISION 220 DE LA COMISION DEL ACUERDO DE CARTAGENA CON REFERENCIA AL REGIMEN DE INVERSION EXTRANJERA EN MINERIA E HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

La inversión extranjera y la importación de tecnología en Colombia vienen siendo reguladas desde 1967, por el Decreto-Ley 444, sobre régimen de cambios internacionales y de comercio exterior. El Decreto 1900 de 1973, puso en vigencia en el país el Régimen contenido en las Decisiones 24, 37 y 37A de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, y el Decreto 170 de 1977, las Decisiones 103, 109 y 110 de la Comisión.

La Decisión 220, de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, sustituye entre otras las Decisiones antes citadas y establece un régimen de inversión extranjera, con amplia participación del ahorro externo, dejando a la legislación de los países miembros de la subregión el desarrollo de las normas contenidas en dicha Decisión, con miras al fortalecimiento de la integración subregional para cuyo desarrollo económico y social se precisa de la inversión extranjera y la transferencia de tecnología necesarias para el cumplimiento de este objetivo.

El Gobierno Nacional mediante Decreto 1265 de 1987, reglamenta la mencionada Decisión 220, y el Consejo Nacional de Polí-

tica Económica y Social (CONPES), en desarrollo de las normas pertinentes del Decreto-Ley 444 de 1967, en armonía con la Decisión 220, dictó la Resolución 44 del 17 de julio de 1987, sobre el tratamiento a las utilidades de inversión extranjera.

A continuación se hará una referencia esquemática de la Decisión 220 con respecto al régimen de inversión extranjera en el sector de minas e hidrocarburos en el país.

1. Vinculación de la Inversión en Proyectos Mineros y de Hidrocarburos

1.1. Organismos nacionales competentes en materia de autorizaciones

El decreto 1265 de 1987, establece que toda inversión extranjera en Colombia deberá ser previamente autorizada por el Departamento Nacional de Planeación, con excepción, entre otras, de las inversiones extranjeras que se destinen a la exploración y explotación de petróleo y gas natural, las cuales solo requerirán autorización del Ministerio de Minas y Energía.

Las inversiones de capital extranjero en exploración y explotación de minas, beneficio y transformación de minerales, refinación, transporte y distribución de hidrocarburos requerirán según el mencionado Decreto 1265, además de la autorización del Departamento Nacional de Planeación, el concepto previo favorable del Ministerio de Minas y Energía.

Estas funciones las han venido ejerciendo los citados organismos de conformidad con el Decreto Ley 444 de 1967. Con respecto al término para diligenciar las solicitudes de inversión del Decreto 1265, establece:

- El Departamento Nacional de Planeación, tiene 45 días hábiles siguientes a la presentación, siempre que no se haya exigido documentación complementaria dentro de los 15 días hábiles siguientes y en este caso el plazo empezará a contarse a partir de esta última fecha.

- El Ministerio de Minas y Energía, tiene 45 días hábiles a partir de la fecha en que se formule la correspondiente solicitud.

- Las solicitudes que no fueren resueltas por los organismos competentes antes mencionados dentro de los términos establecidos, se considerarán aprobadas.

- Para la decisión del Departamento Nacional de Planeación, el término empezará a contarse una vez el Ministerio de Minas y Energía haya emitido el concepto favorable u opere el silencio administrativo positivo.

Las normas que venían rigiendo en esta materia, señalaban a estos mismos organismos lo siguiente:

- Al Departamento Nacional de Planeación, 60 días de plazo para su decisión, que se contaba a partir de la fecha en que se hubiera completado la presentación de la documentación requerida, y que podría ampliarse mediante providencia del Departamento Nacional de Planeación, hasta por 60 días más, cuando condiciones especialmente complejas del Proyecto así lo exigieran (Resolución 17 de 1972 del CONPES).

- Las solicitudes que no fueran resueltas por el Departamento Nacional de Planeación dentro de los plazos anteriores se consideraban aprobadas (Resolución 17 de 1972 del CONPES).

- El CONPES podría simplificar los trámites para la evaluación de la inversión de capital extranjero en sectores que tuvieran evidente importancia para el desarrollo económico y social del país o por razón de su reducida cuantía. (Resolución 17 de 1972 del CONPES).

- Al Ministerio de Minas y Energía, le señalaban un plazo de un mes, para emitir el concepto correspondiente, plazo que se contaba a partir de la fecha en que se hubiera completado la información. (Resoluciones 2437 de 1984 y 0023 de 1985 del Ministerio de Minas y Energía).

Los nuevos términos tienden a lograr una decisión más rápida de las solicitudes de inversión extranjera en el sector, con el silencio administrativo positivo, para el Ministerio de Minas y Energía, y la reducción de los términos, para el Departamento Nacional de Planeación.

1.2 Criterios de Evaluación

Para el estudio de las solicitudes de inversión extranjera el Decreto-Ley 444 de 1967 (Art.110), autorizó al Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) para señalar los criterios que debe aplicar el Departamento Nacional de Planeación en la evaluación de las solicitudes de inversión de capitales extranjeros dentro de ciertos parámetros, criterios que fueron establecidos por el CONPES, mediante la Resolución 17 de 1972, y que en su conjunto corresponden a:

- a) Vinculación de capitales e inversionistas nacionales.
- b) Contribución de la inversión a los procesos de integración subregional y latinoamericana.
- c) Efecto neto de la inversión sobre la balanza de pagos del país.
- d) Contribución de la inversión al mejoramiento del nivel de empleo en el país.
- e) El aporte del proyecto al desarrollo tecnológico, administrativo y comercial del país y la participación de personal nacional en su dirección.
- f) Grado de utilización inicial o posterior de materias primas nacionales y de partes o elementos fabricados o que se vayan a fabricar en el país.
- g) Incidencia del proyecto en el respectivo sector.
- h) Proporción entre el capital importado y las necesidades de inversión fija y capital de trabajo.
- i) Grado de competencia en el mercado del respectivo renglón de producción.

Las normas citadas anteriormente en este punto, prevén la preferencia al estudio de las inversiones que resulten en aumento o

diversificación de las exportaciones, así como aquellas que se destinen a proyectos que correspondan a las prioridades del desarrollo económico del país.

A su vez, el Ministerio de Minas y Energía evalúa la información jurídica, técnica y económica del programa o proyecto objeto de la vinculación de la inversión extranjera en armonía con los planes y las normas sectoriales que regulan las diferentes etapas de esta actividad. La información jurídica, técnica y económica que deben allegar los interesados a esta entidad, está expresamente determinada en las Resoluciones Ministeriales 2437 de 1984 y 23 de 1985.

El Decreto 1265 de 1987 (Art. 3o.), determina que para la autorización de inversión extranjera directa el Departamento Nacional de Planeación tomará en cuenta, entre otros criterios, los señalados en el Artículo 110 del Decreto 444 de 1967.

El Decreto 1900 de 1973, contenido entre otras de la Decisión 24 del Acuerdo de Cartagena, prohibía la autorización de inversión extranjera en actividades que se considerarán adecuadamente atendidas por empresas existentes, como también la adquisición de acciones, participaciones o derechos de propiedad de inversionistas nacionales, salvo que se tratara de evitar una quiebra inminente.

La Decisión 220 ratifica la prohibición de autorización de inversión extranjera en actividades que se consideren adecuadamente atendidas por empresas existentes. Con respecto a la autorización de inversión extranjera para la adquisición de acciones, participaciones o derechos de propiedad de inversionistas nacionales o subregionales destinada a la ampliación del capital de la empresa respectiva, la Decisión remite estas materias a lo dispuesto en las legislaciones de los países miembros. El Gobierno Nacional, mediante el Decreto 1265 de 1987, estableció que el Departamento Nacional de Planeación podrá autorizar la venta de acciones o cuotas de propiedad de inversionistas nacionales a inversionistas extranjeros siempre que se haya realizado oferta pública a inversionistas nacionales. Se exceptúa del requisito de oferta pública a inversionistas nacionales, cuando el inversionista extranjero interesado en adquirir las acciones, ofrezca simultáneamente a juicio del Departamento Nacional de Planeación, un significativo incremento de capital o aporte tecnológico a la empresa o cuando la operación represente menos del 10% del total de acciones o cuotas en que se encuentre dividido el capital de la sociedad o se trate de la dación en pago de acciones de propiedad de inversionistas nacionales a acreedores extranjeros.

Los criterios básicos de evaluación establecidos en el Decreto 1265, son los mismos que vienen regulando esta materia desde 1967 por el Decreto-Ley 444.

1.3. Modalidades de la Inversión Extranjera

Las modalidades de inversión extranjera directa prevista en el nuevo régimen de que trata la Decisión 220, son las mismas establecidas anteriormente y corresponden a los aportes provenientes del exterior de personas naturales o jurídicas extranjeras, representadas en moneda libremente convertibles o en bienes físicos o

tangibles, tales como plantas industriales, maquinarias nuevas y reacondicionadas, equipos nuevos y reacondicionados, repuestos, partes y piezas, materias primas y productos intermedios, así como la reinversión de utilidades y otros recursos patrimoniales.

Según la participación de los inversionistas extranjeros, las empresas se han clasificado como nacionales, mixtas o extranjeras tanto en el régimen anterior a la Decisión 220, como el contenido en ella. Con excepción de las empresas mixtas, las definiciones para otras empresas son las mismas contempladas en los regímenes en mención y corresponden a:

- Empresa Nacional.- La constituida en el país y cuyo capital pertenezca en más del 80% a inversionistas nacionales, siempre que, a juicio del organismo nacional competente, esa proporción se refleje en la dirección técnica, financiera, administrativa y comercial de la empresa.

- Empresa Extranjera.- La constituida o establecida en el país receptor y cuyo capital perteneciente a inversionistas nacionales es inferior al 51% o, cuando siendo superior, a juicio del Organismo Nacional competente, ese porcentaje no se refleje en la dirección técnica, financiera, administrativa y comercial de la empresa.

Con respecto a la empresa mixta, la Decisión 220 la define como la constituida en el país receptor y cuyo capital pertenezca a inversionistas nacionales en una proporción que fluctúe entre el 51% y el 80%, siempre que, a juicio del Organismo Nacional competente, esa proporción se refleje en la dirección técnica, financiera, administrativa y comercial de la empresa.

Esta definición concuerda con la establecida en las normas anteriores. Sin embargo, la Decisión 220, considera además como empresas mixtas aquellas en que participe el Estado, antes paraestatales o empresas del Estado del país receptor en un porcentaje no inferior al 35% del capital social y siempre que, a juicio del Organismo Nacional competente, el Estado tenga capacidad determinante en las decisiones de la empresa.

1.4. Registro de la Inversión Extranjera

La obligación de registro de toda inversión extranjera, previa la autorización correspondiente ante la Oficina de Cambios del Banco de la República, está establecida tanto en el nuevo como en el anterior régimen.

De acuerdo con el Decreto 1265 de 1987, el registro de la inversión extranjera da derecho a su titular a remitir al exterior sus utilidades dentro de los límites establecidos, y a reexportar el capital invertido, cuando venda sus acciones, participaciones o derechos a inversionistas nacionales o cuando se produzca la liquidación de la empresa, tratamiento que, en forma similar estaba dado en las normas anteriores. Igualmente el citado Decreto contempla como derecho de registro de la inversión extranjera la reinversión de utilidades con derecho a giro y la capitalización de los excedentes de utilidades generadas por la inversión extranjera, en los porcentajes, condiciones y términos que determine el Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES).

La Resolución 44 de 1987 del CONPES, establece que en adelante no se admitirán como inversión extranjera directa nuevas reinversiones y que para las utilidades retenidas en la empresa hasta 31 de diciembre de 1986, se seguirán aplicando las disposiciones vigentes sobre la materia en dicha fecha. Con respecto a la capitalización de excedentes de utilidades, dicha resolución dispone que podrá aprobarse como inversión extranjera directa la capitalización de utilidades que superen los límites de transferencia al exterior cuando el inversionista extranjero capitalice un monto igual traído del exterior, sin perjuicio de lo establecido en la Resolución 29 del CONPES, que permite capitalizar los excedentes de utilidades, siempre y cuando el 50% de la nueva inversión se destine a la adquisición de bonos del Instituto de Fomento Industrial (IFI). El registro de las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas natural, lo establece el Decreto 444 de 1967, para fines de llevar el movimiento de capitales extranjeros destinados a dichas actividades. Este registro, no se toma como base para el reembolso de capital y transferencia de utilidades, pues, como se explicará más adelante, el Estatuto Cambiario prevé un régimen especial que garantiza tales derechos de transferencia.

7. Régimen de Remesas al Exterior

En materia de transferencias al exterior, el Decreto 1900 de 1973, daba derecho a transferir en divisas libremente convertibles, las utilidades netas comprobadas provenientes de la inversión extranjera registrada, hasta el 14%, anual de la misma, y a su vez, autorizaba a los países miembros a convenir con las empresas extranjeras en el sector de productos básicos tratamientos diferentes, entendiéndose por sector de productos básicos las actividades primarias de exploración y explotación de minerales de cualquier clase, incluyendo los hidrocarburos líquidos y gaseosos, gasoductos, oleoductos y la explotación forestal.

En desarrollo de lo anterior el Gobierno Nacional expidió los Decretos 2719 y 2788 de 1973 y 1487 de 1974, mediante los cuales Colombia se acogía a las excepciones previstas en el Capítulo III del Decreto 1900, y se establecía por tanto, que las empresas extranjeras en este sector se regían por la legislación interna vigente el 15 de septiembre de 1973. Asimismo, estas disposiciones facultaban al CONPES para fijar a las empresas extranjeras tratamientos diferentes, y para determinar en cada sector minero el sistema y la forma de reembolsos por concepto de amortización de capitales extranjeros invertidos en el país, para la explotación de yacimientos minerales, por medio de contratos con empresas industriales y comerciales del Estado, sociedades de economía mixta sometidas al mismo régimen u otras entidades financieras oficiales cuya función tuviera relación con la actividad minera.

Posteriormente y mediante el Decreto 170 de 1977, por el cual se dió cumplimiento a las Decisiones 108, 109 y 110 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, se aumentó el porcentaje de remesas de utilidades al 20%, autorizando a su vez a cada país miembro para determinar porcentajes superiores.

El nuevo régimen de inversión extranjera directa contenida en la Decisión 220, mantiene en esta materia lo dispuesto por el Decreto 170, y el CONPES, mediante Resolución 44 de 1987 amplió el porcentaje ordinario de giro de utilidades al 25% y dictó otras disposiciones sobre utilidades de inversiones extranjeras en el sector minero y sobre el cual se hará referencia en forma específica, al compararlo con el régimen anterior y al exponer el tratamiento especial del sector de hidrocarburos.

2.1. Minería

Con base en lo dispuesto por el Decreto 1900 de 1973 y en los Decretos 2719 y 2788 de 1973 y 1487 de 1974 que lo reglamentaron, el CONPES determinó para algunos subsectores de la minería, como níquel, uranio y carbón, tratamientos cambiarios diferentes, como se expone a continuación:

- Níquel.- Por Resolución 27 de 1978, se determinó, el derecho de giro al exterior, para las inversiones extranjeras que participen en empresas dedicadas a la exploración y explotación de níquel, bajo la modalidad de sociedad anónima y cuyos proyectos hayan sido aprobados por el CONPES. Este derecho consiste en las remesas al exterior, en divisas libremente convertibles de los dividendos recibidos de las empresas receptoras y los que estas le abonen en cuenta, previo el pago de los impuestos correspondientes. Asimismo, da derecho a los inversionistas extranjeros a reembolsar al exterior su capital, cuando se produzca la liquidación de la empresa receptora.

- Uranio.- Mediante Resolución 21 de 1976, se determinó el giro al exterior para los inversionistas extranjeros en proyectos mineros de uranio, el cual se aplica a empresas extranjeras que participen en contratos de asociación o empresas mixtas, en donde la participación nacional no sea inferior al 51% y que constituyan reservas suficientes para el cumplimiento de obligaciones laborales y generales. Dicho tratamiento consiste en el derecho de giro hasta el equivalente del valor actualizado de su contribución, la cual está representada en las inversiones de capital extranjero y los préstamos externos a su cargo. La actualización de la contribución se efectúa mediante el método de valor presente a una tasa porcentual que determinará el CONPES para cada proyecto minero de uranio. En los proyectos cuyos contratos se terminaron y que venían realizando empresas francesas y españolas en asociación con el Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) y COLURANIO, la tasa de actualización determinada por el CONPES era del 20%. Una vez remitido el valor actualizado de la contribución, el inversionista extranjero solo tiene derecho a girar al exterior el 58% de su producido neto y el 42% restante será transferido a la entidad colombiana expresada en el contrato regulador del proyecto, que según los contratos antes mencionados correspondía a las empresas estatales con quienes estaban suscritos.

- Carbón.- Por Resolución 23 de 1976, se determinó el sistema y la forma de giro al exterior para los inversionistas extranjeros en proyectos mineros de carbón. El tratamiento a que se refiere esta

Resolución se aplica a los inversionistas extranjeros que realicen inversiones en el campo de la minería del carbón mediante contratos con empresas comerciales e industriales del Estado, en condiciones que, a juicio del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES), se traduzca en notorio beneficio económico y social para el país y para las entidades estatales participantes. Esta Resolución autoriza girar al exterior la parte potencial de giro correspondiente al porcentaje de capital del inversionista extranjero en la sociedad, potencial que según la misma Resolución, hace referencia a las utilidades netas más las disponibilidades en efectivo que genere el proyecto.

En desarrollo de lo dispuesto en el Decreto 444 de 1967 y en la Decisión 220 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, el CONPES por Resolución 44 determinó para las inversiones en actividades de exploración y explotación de minerales, el derecho de transferir al exterior, en moneda libremente convertible, las utilidades netas comprobadas que generen anualmente sus inversiones hasta el porcentaje que resulte de agregar 25 puntos al promedio anual de la tasa preferencial de interés del mercado de Nueva York (Prime Rate) estimado para el año en que se generaron las utilidades.

La citada Resolución 44 estableció en forma expresa la no modificación de las Resoluciones del CONPES actualmente vigentes en materias de inversiones extranjeras en minería, ya mencionadas.

Como se observa la nueva legislación, con excepción de los subsectores antes anotados, para el sector de la minería otorgó un tratamiento favorable al pasar de un derecho de giro de utilidades del 20% al porcentaje resultante de la tasa de interés internacional (Prime Rate) más 25 puntos, materia esta que tiene gran incidencia como estímulo para la vinculación de la inversión extranjera en este sector.

El Decreto 444 de 1967 en su Capítulo III, regula lo relacionado en comercio de oro y las remesas al exterior de las empresas mineras extranjeras productoras de este metal. La citada norma faculta al Banco de la República para comprar, vender, poseer y exportar oro en polvo, en barras o amonedado y autoriza a la Junta Monetaria para reglamentar la forma como el Banco de la República comprará el oro producido en el país, y la forma de pago en moneda nacional y extranjera. Dicho Decreto 444 da derecho a las empresas extranjeras productoras de oro, para remesar al exterior la parte pagadera en divisas y en consecuencia estas empresas no tendrán derecho a obtener adicionalmente licencias de cambio para el reembolso de capitales, la transferencia de utilidades y el pago de gastos en moneda extranjera.

Las reglamentaciones establecidas por la Junta Monetaria en esta materia contenidas en las Resoluciones 17 de 1967 y 29 de 1974, autorizan al Banco de la República para pagar el oro a las empresas mineras establecidas en el país, hasta el 50% de su valor en moneda extranjera, para lo cual dichas empresas deberán presentar una licencia de cambio otorgado por la Oficina de Cambios, con base en la liquidación hecha previamente por el Banco y la relación de presupuesto de gastos de cada empresa.

2.2. Hidrocarburos

El Capítulo IX del Decreto-Ley 444 de 1967 y el Decreto reglamentario 825 de 1968, determinaron un tratamiento especial de transferencias al exterior para las inversiones extranjeras dedicadas a la exploración y explotación de petróleo, tratamiento que se hizo extensivo a la exploración y explotación de gas natural no asociado, a partir de la expedición del Decreto Legislativo 1978 del 18 de septiembre de 1974, aclarado y adicionado por el Decreto 1999 de 1974.

Las normas citadas establecen que los reembolsos de capital y las transferencias de utilidades correspondientes a inversiones en exploración y explotación de petróleo y de gas natural se harán con cargo al producto en moneda extranjera de las ventas internas y externas de estos productos.

Esta política sobre reembolso de capitales y transferencia de utilidades en exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural, se ha venido desarrollando a través del siguiente régimen:

- El Decreto 444 faculta al Gobierno para que autorice que parte del crudo que se adquiriera para refinarlo en el país se pague en moneda extranjera, para lo cual el Banco de la República venderá, previa licencia de cambio, las divisas a que haya lugar, a la tasa que fije la Junta Monetaria. Asimismo, establece que no será obligatorio reintegrar al país el producto en divisas de las exportaciones de petróleo que realicen las empresas extranjeras y por tanto no hay lugar al suministro adicional de divisas para el giro de utilidades de capitales invertidos en la exploración y explotación de hidrocarburos, ni para reembolsarlos al exterior.

- En desarrollo de esta facultad el Gobierno Nacional mediante el Decreto 2008 de 1967 y posteriormente en 1975 por el Decreto 844, del Artículo 1o. autorizó el pago en moneda extranjera del petróleo crudo destinado a la refinación interna hasta en la cuantía correspondiente al volumen de petróleo crudo procesado por las refineries que operan en el país, menos el volumen de la producción primaria proveniente de la antigua concesión de mares de la Empresa Colombiana de Petróleos que se refine en el país, y el 25% de la producción de las demás explotaciones.

Para lo relacionado con la parte pagadera en moneda extranjera del gas natural no asociado que se procese o utilice en el país, el citado Decreto 844 le asignó esta facultad a la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural que determinó un porcentaje del 75% para este efecto, igualándolo así al tratamiento del petróleo crudo.

- El Ministerio de Minas y Energía de acuerdo con la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, creada por el Artículo 162 del Decreto 444 de 1967 y organizada por los Decretos 2008 y 844 mencionados, debe señalar, además, los volúmenes de producción de petróleo crudo que los exportadores deben destinar para refinación interna y los de gas natural que deben vender para su procesamiento o utilización en el país. Así como los precios que hayan de pagarse por dichos volúmenes y los de exportación para efectos cambiarios y fiscales.

- El Decreto 196 de 1986, en su Artículo 5o. dispone que cuando los explotadores de petróleo no logren vender el 25% de su producción para ser refinada en el país, deberán vender al Banco de la República las divisas correspondientes, hasta alcanzar el 25% de que trata el Artículo 1o. del decreto 844 de 1975.

- Mediante Resolución 1770 de 1986, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, destinó para refinación interna el petróleo crudo que se explote en el país dentro del siguiente orden: i) crudo de concesión que incluye el que se produzca en áreas de propiedad privada actualmente en producción y el contrato especial de Las Monas; ii) crudo de las explotaciones directas de Ecopetrol, con exclusión de las explotaciones del Putumayo; iii) participación de Ecopetrol en los contratos de asociación; iv) participación del asociado en los contratos.

- Mediante Resolución 1770 de 1986, la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, destinó para refinación interna el petróleo crudo que se explote en el país dentro del siguiente orden: i) crudo de concesión que incluye el que se produzca en áreas de propiedad privada actualmente en producción y el contrato especial de Las Monas; ii) crudo de las explotaciones directas de Ecopetrol, con exclusión de las explotaciones del Putumayo; iii) participación de Ecopetrol en los contratos de asociación; iv) participación del asociado en los contratos de asociación. Asimismo, autorizó a Ecopetrol, para que por razones técnicas, económicas o de ubicación de los campos, celebre con los asociados contratos para la compra de sus crudos, sin observancia del orden antes establecido.

La estructura de precios del petróleo crudo, establecida por la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, actualmente en vigencia, está contenida en las resoluciones 50 de 1976, 58 de 1980 y 60 y 1777 de 1987, por las cuales se determinan como precios internacionales de referencia los del Hemisferio Occidental y Norte de África, para los crudos de asociación que se destinen a la refinación interna y de exportación para efectos tanto cambiario como fiscales. Estos precios sirvan a su vez de orientación para los de crudos incrementales, los cuales no pueden sobrepasar el 53% de los de crudo de asociación, y para los crudos básicos que no pueden superar los de crudos incrementales.

- Mediante Resolución 61 de 1983 la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural fijó los precios para el Gas Natural que se descubra a partir de la vigencia de la misma, señalando niveles de US\$ 2.00/millón de btu en boca de pozo, para el Gas Natural no asociado que se descubra en la Costa Norte y el Valle del Magdalena y de US\$ 2.20 para el que se descubra en la Región Oriental (Este de la Cordillera Oriental), Región Pacífica (Oeste de la Cordillera Occidental) y en la Región Costa Afuera. Asimismo, estableció reajustes semestrales, a partir del 1o. de enero de 1984, de acuerdo con las variaciones del precio de exportación del fuel oil (FOB

Cartagena) y un precio equivalente al 50% del Gas Natural no asociado para el Gas Natural asociado que se descubra a partir del 22 de julio de 1983.

El régimen cambiario así establecido para el petróleo y el gas natural continúa rigiendo después de la expedición de la Decisión 220 pues, como se observó, en esta materia, no se introdujo modificación alguna.

Con respecto a las empresas extranjeras dedicadas a la prestación de servicios inherentes a la industria del petróleo, el Artículo 159 del Decreto 444 de 1967, en materia de reembolsos de capital y transferencias de utilidades, las remite al régimen general de inversiones extranjeras, al igual que para la minería y distribución de hidrocarburos.

La participación del Ministerio de Minas y Energía según se ha descrito anteriormente, está enmarcada en la facultad de dirección de la economía del sector de minas e hidrocarburos que le asignan sus estatutos orgánicos, a fin de que la inversión extranjera vinculada a este sector, por sus efectos fiscales, cambiarios, tecnológicos y de beneficio social, armonice con la política adoptada para el desarrollo de la economía nacional.

8 POLITICA DE PRECIOS DEL PETROLEO PARA CONSUMO INTERNO Y DE EXPORTACION

Este documento se presenta, con base en Memorias del Ministro de Minas y Petróleos, hoy de Minas y Energía, dirigidas al Congreso de la República, y en escritos originarios de la Oficina de Planeación del Ministerio, una referencia breve y objetiva de la política de precios del petróleo destinado al consumo interno y de exportación, para fines fiscales y cambiarios, con arreglo al marco institucional que gobierna dicha política y al entorno económico nacional que le sirve de fundamento.

A partir del traspaso y renegociación, en agosto 25 de 1919 con The Tropical Oil Company y junio 20 de 1931 con Colombian Petroleum Company y South American Gulf Oil Company, de los dos primeros contratos de concesión para exploración, explotación y refinación de petróleo de propiedad nacional, suscritos en 1905, se fijó en dichos contratos renegociados una política de precios de crudos con destino a la refinación interna, referidos a los mercados de Nueva York el primero, y de Puerto Arturo (Texas) el segundo, para crudos de características físico-químicas similares.

En el contrato sobre uso y manejo de la Refinería de Barranquermeja, convenido el 25 de agosto de 1951 entre la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) e International Petroleum (Colombia) Ltd. (INTERCOL), por un período de 10 años, se estableció el mercado externo de la Costa del Golfo en Texas, para la determinación de los precios de crudo de ECOPETROL con destino a dicha refinería.

Con el ensanche y modernización de la refinería en 1954, se hacía necesaria la contribución de otros crudos para su proceso en esa unidad, y fue así como en 1953, en previsión de esta situación, se reglamentó el artículo 58 del Código de Petróleos, que disponía que los concesionarios debían atender de preferencia las necesidades del país, de acuerdo con la reglamentación que expidiera el Gobierno. Dicha reglamentación se concretó en el Artículo 215 del Código de Petróleos, que estableció un mecanismo de prorrateo de la producción nacional, para el abastecimiento de esas necesidades internas y una política de precios para crudos de refinación con base en mercados externos de referencia contractual.

Esta política de precios se mantuvo prácticamente estable hasta 1957 en que se pusieron de manifiesto en los mercados internacionales diferentes precios, tales como: los descontados, de transferencia, de realización y de referencia contractual en forma que este último perdía vigencia como regulador de precios. Esta circunstancia llevó a los países exportadores de petróleo crudo a crear, en septiembre de 1960, la llamada Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), cuyo objeto principal fue el de orientar el mercado en forma estable en consideración a que cualquier fluctuación en los precios de ese producto afectaba necesariamente el desarrollo de los programas de esos países con lesión de sus intereses económicos, así como los de las naciones consumidoras. Este objetivo se aseguraría mediante la regulación de la producción, con fines de conservación de las reservas de los países explotadores y exportadores y sin que se desmejoraran los ingresos de los capitales invertidos en la industria del petróleo.

En nuestro país, esta situación de distintas clases de precios a que me he referido, reflejaba en 1967 una diferencia por barril de US\$0.43 entre los precios de crudos de exportación y los que se pagaban por los crudos para refinación interna. Dicha diferencia llegó a representar un desbalance cambiario de US\$25.0 millones en los cinco años anteriores a 1967 en que, por esta y otras causas, fue preciso dictar normas extraordinarias sobre control de cambios y de comercio exterior, contenidas en el Decreto Extraordinario 444 de 22 de marzo de 1967, conocido como Estatuto Cambiario, y atender con crédito de emergencia, negociado con el Fondo Monetario Internacional, el déficit de balanza de pagos que se registró en esa fecha.

El estatuto cambiario ante esta situación, modificó la política de precios reglamentada en la norma del Artículo 215 del Código de Petróleos, y creó la Comisión de Precios del Petróleo como organismo adscrito al Ministerio de Minas y Petróleos (hoy minas y energía), y dispuso un régimen flexible en que se conjugan elementos de orden jurídico y factores económicos para la determinación de los precios de crudos con destino a la refinación interna y de exportación para fines fiscales y cambiarios, previa audiencia de los productores.

La comisión fue organizada por el Decreto Reglamentario 2008 de 1967 y la integran, el Ministro, quien la preside, el Jefe del Departamento Nacional de Planeación y el Gerente del Banco de la República, quienes ejercen un poder discrecional, con audiencia previa de los explotadores, en que éstos pueden presentar los argumentos que a bien tengan y la comisión solicitar las informaciones necesarias para ilustrar sus determinaciones.

En desarrollo de esta política, el Gobierno acordó con los productores, a partir del 10. de abril de 1967, con posterior ratificación por la comisión, rebajar el precio para refinación interna a los niveles de los crudos de exportación, en consideración a la diferencia de US\$0.43/barril entre el precio de exportación de US\$2.26/barril y el de US\$2.69/barril del crudo de consumo interno, permitido por la disposición reglamentaria 215 del Código de Petróleos, la cual quedó derogada por el Estatuto Cambiario del 22

de marzo de 1967. Esa diferencia por barril, aplicada al volumen de crudo con destino a la refinación, se tradujo en una disponibilidad cambiaria para el país de US\$6.0 millones hasta diciembre de 1967, con el consiguiente efecto cambiario para los años siguientes.

En 1971 la diferencia entre la tasa de cambio para la venta de divisas con destino al crudo de refinación, que desde 1967 era de \$9.00/dólar, y la del Certificado de Cambio que en junio 24 de 1971 era de \$20.00/dólar, implicaba una pérdida de \$11 por dólar para la Cuenta Especial de Cambios, y en menor proporción para ECOPETROL y demás productores. La Junta Monetaria dispuso con fecha junio 24 de 1971 un ajuste a \$20.00/dólar de esta tasa, llamada petrolera. Esta medida ocasionó que la Comisión de Precios determinara para esa misma fecha una reducción en US\$0.42 del precio promedio por barril de los crudos de refinación, manteniendo los ingresos en pesos de los productores al nivel anterior a la modificación de la tasa cambiaria petrolera.

Como esta nueva tasa de \$20.00/dólar permanecería fija, la Junta Monetaria, con un claro criterio de ingresos y egresos de la industria petrolera, ajustado a los requerimientos de la economía nacional, en 1976 la igualó a la del mercado de Certificado de Cambio, quedando unificado a una misma tasa el sistema cambiario de esta industria.

En 1973 se registró un alza de precios de crudos en el mercado internacional determinada por la OPEP, que se triplicó en dicho año con respecto a los precios promedios de 1971 y 1972. En consideración a este incremento en los precios del petróleo en el mercado externo, la comisión dispuso en mayo de 1976, precios del mercado internacional para crudos producidos por compañías extranjeras en asociación con ECOPETROL, y en mayo de 1980 precios para la producción básica y de crudos incrementales, estos dos últimos inferiores a los del mercado externo, en atención a factores históricos de capitalización de los productores y de inversiones marginales.

La anterior estructura de precios, actualmente en vigencia, está contenida en las Resoluciones Nos. 50 de 1976, 58 de 1980 y 60 y 1777 de 1986, por las cuales se determinan como precios internacionales de referencia los del hemisferio occidental y Norte de África, para los crudos de asociación y de exportación. Estos precios sirven a su vez de orientación para los de crudos incrementales, los cuales no pueden sobrepasar el 53% de los de crudo de asociación, y para los crudos básicos que no pueden superar los de crudos incrementales.

A la comisión se le atribuyen, a partir de 1974, funciones de destinación y fijación de precios del gas natural, en vista de que en dicho año se dispuso por el Gobierno Nacional, para este hidrocarburo, igual tratamiento cambiario que el adoptado para el petróleo crudo. Esta facultad se halla contenida en el Decreto 844 de 1975, el cual incorpora el Decreto 2008 de 1967, orgánico de la comisión.

La política de precios desarrollada por el Ministerio en coordinación con la comisión, está enmarcada en la facultad de dirección

de la economía del petróleo adscrita al Ministerio en cuanto a la calificación de la inversión extranjera en las ramas que la integran y de control de los efectos fiscales, cambiario, tecnológicos y de beneficio social de esa inversión, en forma que armonice dicha política con la adoptada para el desarrollo de la economía nacional.

La anterior política de precios, conjuntamente con la sustitución del Régimen de Concesiones por el de Asociación con ECOPE-TROL en 1974, la unificación de la tasa petrolera con la tasa de certificado de cambio en 1976, y la ratificación por el Congreso de la República en 1969 de la declaratoria de nacionalización del subsuelo petrolífero, contenida en la Constitución de 1886, han sido factores determinantes para inducir la inversión nacional, representada en ECOPE-TROL, en asocio de intereses particulares externos, al descubrimiento de reservas adicionales de petróleo. Cuenta así, hoy, el país con disponibilidades que le permiten atender la demanda interna de esta materia prima y participar, además, en el comercio internacional con excedentes que le aseguran moverse en gran parte en el ámbito del crédito externo, como medio de financiamiento complementario de la inversión nacional para el desarrollo social de la economía.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

C. ANEXO ESTADISTICO

Anexo 1

REPUBLICA DE COLOMBIA MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA OFICINA DE PLANEACION SISTEMA DE INFORMACIONES ENERGETICAS BALANCE ENERGETICO CONSOLIDADO (TERACALORIAS) 1975-1987													
AÑOS	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Producción	188780.8	184964.4	180434.4	185503.3	187952.1	189327.9	199883.4	211120.3	222686.8	244264.6	268132.7	349132.9	421533.7
HE	18285.8	17863.5	13900.4	14710.3	17283.0	13426.8	16365.4	17589.1	16320.1	19976.6	21223.7	22768.6	23980.2
GN	21173.5	21620.1	23500.2	28962.4	31424.8	33973.1	35838.0	37495.7	41126.0	41360.7	41032.8	40395.9	40723.7
PT	83977.6	78299.7	73685.6	70555.5	66568.3	67530.5	72301.4	76611.6	82177.1	90403.3	95836.5	162730.0	207575.8
CM	20977.5	23707.5	24893.7	24755.9	25362.4	25937.6	28740.4	33748.0	43140.5	58331.0	70200.0	94861.0	118611.0
Otros	44366.5	43473.7	44454.5	47019.1	48120.3	49035.3	49441.0	50683.0	49315.6	49385.2	51708.7	53038.4	54393.0
Importaciones	2323.8	13349.5	18744.8	23527.3	26697.9	27964.0	26075.8	24953.0	30136.2	22143.3	22077.7	9756.1	5907.0
PT y Deriv.	2163.8	13136.7	18542.3	22970.2	26109.5	27405.1	25728.7	24576.6	29655.0	21431.0	21471.6	9349.1	5719.4
Otros	160.0	212.7	202.5	557.1	588.4	558.9	347.1	376.4	481.2	712.3	606.1	407.0	187.7
Exportaciones	13075.8	13262.0	13754.1	17526.3	14369.2	14966.2	16087.8	18864.1	27944.4	32514.9	52230.9	115834.6	182024.7
PT y Deriv.	12862.7	12975.2	12759.1	16398.4	13271.2	14043.7	15346.1	17612.0	24607.7	26029.9	29085.1	75927.3	115039.4
CM	213.1	286.9	995.0	1127.9	1098.1	922.5	741.7	1252.1	3336.7	6485.0	23145.8	39907.3	66985.3
Variac. Inven.	371.9	791.6	2076.4	-639.4	-272.0	-504.2	926.8	-228.5	-2684.9	7354.4	3890.2	304.7	-3990.3
HE	297.1	-202.2	58.7	938.5	1445.9	-2074.5	642.2	-145.4	-1565.6	1685.1	1812.5	583.3	1233.2
GN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
PT y Deriv.	1147.2	-415.3	1478.2	1538.9	1360.4	-1570.3	-284.6	222.4	818.3	648.6	2225.2	-1188.5	205.5
CM	1222.0	578.5	539.5	-39.0	-357.5	0.0	0.0	-305.5	-301.0	6318.0	4303.0	-1467.1	5018.0
Pérdidas y no Aprox.	16486.5	16673.8	12385.6	11159.8	12127.8	10853.6	10580.5	11902.7	12717.8	11427.7	11127.5	11420.5	11306.8
PT y Deriv.	0.4	0.0	0.0	12.6	0.0	0.0	0.0	1.2	3.6	26.8	27.4	10.4	33.0
HE/EE	8053.3	7624.4	3161.6	1431.4	2295.9	723.5	958.4	2152.6	2243.5	892.7	679.1	160.2	767.1
GN	5751.7	6009.0	6133.4	6189.8	6110.4	6236.2	5603.9	5463.6	5898.8	5600.5	5353.1	4843.6	4235.8
CM/CG/GI	912.6	1158.3	1012.1	1088.1	1033.5	1013.4	1104.4	1081.0	1190.2	1260.4	1404.0	1674.4	1934.4
Otros	1738.4	1882.1	2076.5	2438.0	2688.0	2880.6	2913.9	3204.4	3383.8	3647.3	3664.0	4431.9	4336.4
Ofer. Inter.	161200.3	167586.5	170963.2	180983.9	188425.0	191976.3	198364.0	205535.0	214845.8	215110.9	222961.9	231324.2	238099.6
Ajuste	482.7	-470.0	-1181.9	525.0	-2303.6	-2767.5	-250.3	214.9	-1834.0	-2892.5	2296.7	1391.9	-3766.4
Demam. Im.	160717.7	168056.5	172145.1	180458.9	190728.6	194743.8	198614.3	205320.2	216679.8	218003.5	220665.2	229937.3	241866.0
Cons. Propio	8246.0	8468.9	7952.3	7549.2	12394.4	8143.7	9842.5	9953.8	11547.1	10084.1	10419.7	9726.4	10849.4
Transf./Reci- clor/PER	27714.2	30227.4	32282.6	32135.3	32031.8	38223.6	38760.9	40288.3	45101.7	46972.1	42986.5	47778.6	46964.7
HE	513.1	541.7	536.9	641.4	639.0	806.9	842.5	848.1	1001.7	1043.8	1144.5	1169.8	1209.2
GN	3064.3	2857.2	2843.1	2804.3	2690.5	2693.5	3012.6	2871.2	3115.6	2994.8	3084.6	3658.3	3122.0
PT y Deriv.	4229.3	4553.7	4228.3	3661.9	3665.5	4220.6	5580.4	5839.0	7005.0	5624.7	5804.2	4342.9	5991.3
CM/CG/GI	424.2	446.8	315.5	412.4	366.7	391.9	379.0	364.3	401.5	392.3	363.4	442.6	491.2
LE/CL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Otros	25.1	69.4	28.6	29.3	32.7	30.8	28.0	31.2	23.3	28.6	43.1	112.7	35.7
Consum.Final	124757.5	129360.2	131910.1	140774.5	146302.4	148376.5	150010.9	155078.1	160030.9	160947.2	167258.9	172432.2	184051.9
GN	2953.6	3050.2	3476.6	5079.6	5953.3	6264.6	6578.4	6921.7	6986.3	7208.1	8304.3	8072.4	9093.7
PT y Deriv.	56390.1	59564.8	60509.5	62652.3	65330.8	64850.1	65443.3	67327.7	70533.7	69885.2	71635.7	74885.1	79437.4
CM/CG/GI	12107.1	13331.6	13351.5	14097.5	13756.2	13906.9	14055.9	14587.7	17202.6	17816.9	18316.1	18276.3	20582.2
LE/CL	33310.7	32902.1	33716.4	34550.5	34917.6	35157.7	35489.0	36106.5	36106.5	35514.6	35659.9	37113.9	37688.8
HE/EE	9376.0	10242.3	10614.5	11784.4	12824.1	13731.7	14105.9	15297.4	15647.8	16910.0	17067.2	18274.9	19691.8
Otros	10619.3	10269.2	10241.7	12610.1	13520.4	14465.4	14338.4	14837.1	14345.9	13470.1	15498.2	15809.6	17558.1

ANEXO No. 2

CONSUMO DE GAS NATURAL POR AREAS Y SECTORES USUARIOS

UNIDADES=MBTU/DIA	1982	1983	1984	1985	1986	1987
CARTAGENA						
TERMoeLECTRICO	38074	47850	38565	44374	52138	45103
ECOPETROL	7225	7425	5789	6273	9340	10517
PETROQUIMICO	7607	8298	8021	8188	7623	7346
INDUSTRIAL	30002	28489	31238	31616	32263	30627
DOMESTICO	424	572	746	856	1072	1468
TOTAL CARTAGENA	83332	92634	84359	91307	102436	95061
CHINU						
TERMoeLECTRICA	19023	20370	19371	9649	9041	13664
INDUSTRIAL	4246	6636	7599	6718	9771	10441
DOMESTICO	0	0	26	67	132	147
TOTAL CHINU	23269	27006	26996	16434	18944	24252
BARRANQUILLA						
TERMoeLECTRICO	94363	96844	90388	78820	70431	69468
ECOPETROL	8	95	83	121	104	83
PETROQUIMICO	390	436	487	501	510	503
INDUSTRIAL	37073	32276	36197	40195	43483	44100
DOMESTICO	719	770	733	1155	1880	2448
TOTAL BARRANQUILLA	132553	130421	127888	120792	116408	116602
BARRANCABERMEJA						
TERMoeLECTRICO	9500	18383	23053	14179	7504	10874
ECOPETROL	80282	83830	91640	102158	98660	102192
PETROQUIMICO	2844	2729	2197	2023	2024	2051
INDUSTRIAL	2704	2539	2751	3079	3369	3240
DOMESTICO	179	347	566	828	1334	1730
TOTAL BARRANCA	95509	107828	120207	122267	112891	120087
GUAJIRA						
TERMoeLECTRICO	3471	11839	18179	27253	26916	31237
DOMESTICO	0	29	29	29	29	89
TOTAL GUAJIRA	3471	11868	18208	27282	26945	31326
OTRAS AREAS						
TERMoeLECTRICO	2510	1678	2234	2324	2630	2261
INDUSTRIAL	543	637	749	622	760	1058
DOMESTICO	50	136	430	744	1029	1227
TOTAL OTRAS AREAS	3103	2451	3413	3690	4419	4546
TOTAL PAIS	341237	372208	381071	381772	382043	391874
TASA %	8.31	9.08	2.38	0.18	0.07	2.57
TOTAL TERMoeLECTRICO	166941	196964	191790	176599	168660	172607
TOTAL ECOPETROL	87515	91350	97512	108552	108104	112792
TOTAL PETROQUIMICO	10841	11463	10705	10712	10157	9900
TOTAL INDUSTRIAL	74568	70577	78534	82230	89646	89466
TOTAL DOMESTICO	1372	1854	2530	3679	5476	7109

(1) Incluye: Gas Petroquímico
FUENTE: EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
OFICINA DE PLANEACION
DIVISION DE INVESTIGACIONES ECONOMICAS
ANEXO No. 3

MINERAL	UNIDAD	1977	1980	1985	1986(PI)	1987(PI)
METALES PRECIOSOS						
Oro	O. Troy	257.138	510.439	1.142.830	1.285.878	853.468
Plata	O. Troy	90.948	151.542	153.301	187.188	160.277
Platino	O. Troy	17.315	14.345	11.650	14.368	20.528
PIEDRAS PRECIOSAS						
Esmeraldas	Kilates	484.512	275.111	337.949	504.911	886.551
MINERALES METALICOS						
Mineral de Hierro	Ton.	504.800	506.269	455.142	523.082	614.546
Plomo (Concentrado)	Ton.	276	312	163	202	158
Zinc (Concentrado)	Ton.	-	303	-	-	87
Mercurio (Concentrado)	Ton.	-	-	-	-	-
Cobre (Concentrado)	Ton.	310	442	ND	ND	ND
Manganeso	Ton.	11.875	21.400	-	-	-
Cromita	Ton.	-	-	-	-	-
Mineral de Niquel	Ton.	-	-	482.315	705.071	786.897
Bauxita	Ton.	-	-	-	-	-
MINERALES COMBUSTIBLES						
Carbón	Ton.	3.829.800	3.901.900	8.974.000	10.800.000	14.594.000
MINERALES NO METALICOS						
Calizas	Ton.	8.112.000	9.760.400	11.755.944	13.428.052	13.884.600
Azulre (Refinado)	Ton.	27.000	25.647	41.374	36.038	41.490
Mineral de Asbesto	Ton.	-	-	124.346	129.155	132.723
Yeso	Ton.	210.000	262.400	251.038	295.042	302.100
Dolomita	Ton.	22.000	14.350	14.669	18.451	33.480
Mármol	Ton.	8.668	17.000	16.993	19.568	17.500
Barita	Ton.	3.450	3.200	5.050	4.198	3.792
Feldespató	Ton.	26.508	27.150	34.348	35.722	33.760
Arcilla y Caolín	Ton.	790.000	786.384	1.041.151	1.155.267	1.221.000
Arenas Silíceas y Cuarzo	Ton.	428.854	492.000	511.587	516.215	602.400
Sal Terrestre	Ton.	347.020	346.568	234.377	226.828	204.665
Sal Marina	Ton.	594.415	491.017	346.276	344.122	450.404
Talco	Ton.	3.380	5.900	8.611	9.013	11.927
Calcita	Ton.	8.280	8.620	3.107	5.334	8.376
Diatom ceas	Ton.	630	ND	-	-	-
Magnesita	Ton.	1.770	ND	12.411	14.936	15.444
Mica	Ton.	-	-	-	-	-
Fluorita	Ton.	-	ND	-	-	-
Roca Fosfórica	Ton.	5.800	6.370	24.249	28.624	13.074
Bentonita	Ton.	-	-	-	-	-

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía- Oficina de Planeación-DIE- Sección Investigaciones
PI: PRELIMINAR

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
OFICINA DE PLANEACION
VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL
(MILES DE PESOS CORRIENTES)
ANEXO No. 4

MINERAL	1977	1978	1979	1980	1985	1986	1987(IPI)
METALES							
PRECIOSOS	1.487.884	2.137.710	3.565.105	15.686.734	64.459.929	93.649.073	96.525.571
Oro	1.410.537	2.012.861	3.375.870	15.242.360	63.929.059	92.367.877	94.257.420
Plata	14.891	13.691	38.305	123.455	122.827	187.771	235.517
Platino	62.456	111.158	150.930	320.919	408.043	1.093.425	2.032.634
PIEDRAS							
PRECIOSAS	1.012.652	1.658.028	4.590.026	3.267.846	3.822.030	6.624.654	15.128.836
Esmeraldas	1.012.652	1.658.028	4.590.026	3.267.846	3.822.030	6.624.654	15.128.836
MINERALES							
METALICOS	204.795	228.090	221.8032	372.513	1.411.492	1.653.058	2.178.378
Mineral de Hierro	200.523	222.000	214.322	362.175	1.163.747	1.393.134	2.097.039
Plomo (Concentrado)	800	608	1.251	1.372	901	1.200	1.201
Zinc (Concentrado)	—	—	—	—	—	—	661
Mercurio (Concentrado)	—	—	—	—	—	—	—
Cobre (Concentrado)	1.798	2.400	2.184	3.719	—	ND	ND
Manganeso	1.674	3.082	4.046	5.247	—	—	—
Cromita	—	—	—	—	—	—	—
Mineral de Niquel	—	—	—	—	246.844	258.724	79.477
Bauxita	—	—	—	—	—	—	—
MINERALES							
COMBUSTIBLES	1.354.677	1.694.827	2.001.365	2.622.077	21.781.623	36.836.483	62.719.024
Carbón	1.354.677	1.694.827	2.001.365	2.622.077	21.781.623	36.836.483	62.719.024
MINERALES							
NO METALICOS	1.523.415	2.191.804	2.400.142	3.124.936	8.130.260	11.097.781	12.326.632
Calizas	876.501	1.400.807	1.455.050	1.834.955	4.681.198	6.978.156	7.101.450
Azufre (Refinado)	30.000	42.840	23.574	50.833	305.500	289.424	265.440
Mineral de Asbesto	—	—	—	—	252.875	280.954	349.083
Yeso	59.230	86.521	108.066	115.690	400.068	457.023	445.962
Dolomita	2.507	5.240	5.671	3.702	19.542	33.138	71.942
Mármol	5.443	10.804	15.200	19.123	59.354	68.348	74.760
Barita	18.322	18.772	19.710	17.920	50.500	50.376	51.192
Feldespatio	6.380	7.891	9.755	11.355	31.830	38.833	57.628
Arcilla y Caolín	242.462	245.592	303.086	290.962	909.348	1.195.687	1.603.430
Arenas Silíceas y Cuarzo	29.943	41.110	52.800	74.308	202.451	242.074	377.102
Sal Terrestre	68.198	105.967	120.612	124.711	439.567	476.513	687.032
Sal Marina	162.206	208.323	259.300	556.413	657.691	830.120	1.077.945
Talco	987	1.443	2.398	2.832	6.021	7.571	13.086
Calcita	11.588	12.714	13.985	14.170	6.788	3.734	7.957
Diatomáceas	571	644	ND	ND	—	—	—
Magnesita	1.126	1.937	2.104	ND	53.255	74.638	108.108
Mica	—	—	—	—	—	—	—
Fluorita	—	—	700	ND	—	—	—
Roca Fosfórica	7.951	1.199	8.131	7.962	54.272	71.192	34.515
Bentonita	—	—	—	—	—	—	—
V/r. Total Producción (Miles de Pesos)	5.583.423	7.910.459	12.778.441	25.074.106	99.605.334	149.861.049	188.878.441
Tasa de Cambio por (Dolar Promedio)	36.78	39.08	42.55	47.28	142.31	194.26	242.61
V/r. Total Producción (Miles de Dolares)	151.805.95	202.417.07	300.315.89	530.332.19	699.918.02	771.445.74	778.527.02

FUENTE: Ministerio de Minas y Energía - Oficina de Planeacion-DIE-Sección Investigaciones.
ND: No disponible.

VENTAS DE PRODUCTOS INDUSTRIALES

Anexo 5

PRODUCTOS INDUSTRIALES	MILES BARRILES			MILLONES DE PESOS		
	VTS ACUM 1986	VTS ACUM 1987	VTS ACUM 1988	VTS ACUM 1986	VTS ACUM 1987	VTS ACUM 1988
	AGT-DIC	EN-DIC	EN-MAY	AGT-DIC	EN-DIC	EN-MAY
CRUDO CASTILLA	1,608.23	4,132.27	1,864.57	2,180.00	6,006.45	3,802.83
COMBUSTOLEO	331.96	1,041.47	318.30	1,975.87	3,086.84	1,182.60
SUBTOTAL	1,940.18	5,173.75	2,182.88	4,155.87	9,093.29	4,985.43
DISOLVENTE N. 1	49.82	123.17	62.00	288.84	859.03	539.19
DISOLVENTE N. 2	20.28	51.93	28.69	117.60	362.14	249.48
DISOLVENTE N. 3	1.89	5.86	2.89	10.98	40.90	25.09
DISOLVENTE N. 4	82.35	216.09	82.74	477.45	1,507.06	719.53
HEXANO	11.57	34.82	17.48	76.57	248.89	172.98
PENTANO ESPECIAL	0.27	0.73	0.39	7.52	19.74	10.69
SUBTOTAL	166.18	432.60	194.19	978.96	3,037.75	1,716.96
BP-22 H/F	29.55	74.12	30.86	239.45	721.90	373.17
BP-68H/F	121.47	203.54	86.55	1,050.48	2,119.22	1,119.29
BP-320 H	0.00	0.76	0.59	0.00	8.19	7.88
BP-320H/F	62.12	147.46	77.81	588.67	1,682.39	1,100.08
BN-100 H	28.72	61.67	42.61	186.00	479.75	411.98
BN-460 H	58.91	135.17	55.26	381.56	1,051.45	534.25
SUBTOTAL	300.78	622.72	293.67	2,446.16	6,062.91	3,546.65
DN-680	6.94	17.42	6.62	54.18	163.72	77.23
DN-1000	0.75	0.32	0.00	5.07	2.58	0.00
SUBTOTAL	7.69	17.73	6.62	59.25	166.30	77.23
EP-680	2.38	9.68	5.56	18.60	90.96	64.86
EP-5000	7.21	17.10	9.23	56.24	160.69	107.63
SUBTOTAL	9.59	26.77	14.78	74.83	251.65	172.49
BENCENO	0.76	1.65	0.70	6.55	17.93	9.37
TOLUENO	49.04	122.34	56.25	405.72	1,243.26	708.61
ORTOXILENO	27.95	68.33	29.28	297.71	874.17	464.38
CICLOEXANO	88.64	157.08	74.88	1,006.08	1,875.71	972.54
XILENOS MEZ.	28.26	88.16	32.15	234.58	887.39	385.76
ALGUILBENCENO	57.55	168.90	52.75	858.73	3,049.13	1,176.33
SUBTOTAL	252.19	606.46	246.01	2,809.37	7,947.60	3,716.99
PARAFINA LIVIANA	17.14	32.3	6.19	196.05	689.89	166.90
PARAFINA MEDIA	36.25	61.93	27.82	404.60	1,256.56	757.26
PARAFINA MICROCRIS.	8.72	29.78	10.03	114.41	580.10	264.47
PARAFINA IMPORTADA	42.80	105.00	39.60	587.54	2,083.07	1,027.70
SUBTOTAL	104.90	229.01	83.64	1,302.59	4,609.63	2,216.33

INDICE DE CUADROS

ENERGIA ELECTRICA

Cuadro No. 1	Pagos Efectivos de Inversión.....	14
Cuadro No. 2	Programa de Inversiones(US\$ Millones).....	16
Cuadro No. 3	Alternativa de Financiamiento	16
Cuadro No. 4	Déficit de Financiamiento en el Sector Eléctrico	16
Cuadro No. 5	Programa de Crédito Sectorial.....	18
Cuadro No. 6	Pérdidas de Energía años 1986 y 1987.....	19
Cuadro No. 7	Plan de Expansión de la Transmisión a 230 KV y 500 KV.....	31

HIDROCARBUROS

Cuadro No. 8	Reservas Probadas y Problables de Gas Natural	33
Cuadro No. 9	Programa de Gas Natural	34
Cuadro No. 9a	Proyectos de Gasoductos Aprobados.....	37
Cuadro No. 10	Inversión en el Gasoducto Central	38
Cuadro No. 11	Actividad Exploratoria Directa de Ecopetrol	48
Cuadro No. 12	Estado de los Contratos de Asociación	49
Cuadro No. 13	Actividad Exploratoria Contratos de Asociación	49
Cuadro No. 14	Total Actividad Exploratoria en el País	50
Cuadro No. 15	Historia de los Contratos de Asociación	50
Cuadro No. 16	Reservas Remanentes de Petróleo Crudo	51
Cuadro No. 17	Producción Nacional de Crudo	57
Cuadro No. 18	Suministro de Gas Natural Por Campos.....	59
Cuadro No. 19	Cargas a las Refinerías	61
Cuadro No. 20	Producción de derivados	62
Cuadro No. 21	Transporte de Crudos por Oleoductos.....	67
Cuadro No. 22	Transporte de Productos Refinados por Poliductos.....	68
Cuadro No. 23	Transporte Terrestre de Crudo	71
Cuadro No. 24	Transporte Fluvial de Hidrocarburos.....	72
Cuadro No. 25	Transporte Marítimo de Hidrocarburos	73
Cuadro No. 26	Ventas de Productos Industriales (Ver Anexo 5)	
Cuadro No. 27	Anticipo de Regalías	88
Cuadro No. 28	Principales Receptores de Regalías	89
Cuadro No. 29	Evolución Histórica del Precio al Público de la Gasolina Regular	94
Cuadro No. 30	Comparativo del Precio al Consumidor en diferentes países	95
Cuadro No. 31	Inversiones ECOPETROL 1987	96
Cuadro No. 32	Plan de Inversiones 1988.....	98

OTRA MINERIA

Cuadro No. 33	Líneas de Crédito disponibles	111
Cuadro No. 34	Solicitudes de Crédito por Departamento.....	112
Cuadro No. 35	Programas de Desarrollo Minero-Fondo de Fomento Minero	113
Cuadro No. 36	Ingresos y Egresos Fondo Nacional del Carbón	132
Cuadro No. 37	Exportaciones del Cerrejón Norte 86-87	134
Cuadro No. 38	Evolución de la Producción de Oro	160
Cuadro No. 39	Precio de Referencia del Carbón	166
Cuadro No. 40	Presupuesto Nacional-Sector de Minas y Energía	168

GLOSARIO

EMPRESAS Y PROGRAMAS

ARPEL: Asistencia Recíproca Petrolera Estatal Latinoamericana
BID: Banco Interamericano de Desarrollo
BIRF: Banco Interamericano de Reconstrucción y Fomento (Banco Mundial)
CARBOCOL: Carbones de Colombia S.A.
CARBONORTE: Carbones del Norte
CAR: Corporación Autónoma Regional de los ríos Bogotá, Ubaté y Suárez
CEDELCA: Centrales Eléctricas de Caldas
CEE: Comisión de las Comunidades Europeas (antes Comunidad Económica Europea)
CENS: Central Eléctrica Norte de Santander
CERLM: Comisión de Estudios de Reformas de la Minería
CGC: Certificados de Garantía Carbonífera
CHEC: Central Hidroeléctrica de Caldas
CHIDRAL: Central Hidroeléctrica del Río Anchicayá
COLCIENCIAS: Fondo Francisco José de Caldas para Investigación y Tecnología
CONCORDE: Paquetes de Crédito Externo
CONPES: Consejo Nacional de Política Económica y Social
CORELCA: Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica
CQR: Corporación Regional del Quindío
CVC: Corporación del Valle del Cauca
DANE: Departamento Administrativo Nacional de Estadística
DRI: Programa de Desarrollo Rural Integrado
ECOMINAS: Empresa Colombiana de Minas
ECOPETROL: Empresa Colombiana de Petróleos
EEEB: Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá
EFPNDM: Estudios para la Formulación del Plan Desarrollo Minero
EPM: Empresas Públicas de Medellín
FFM: Fondo de Fomento Minero
FFNN: Ferrocarriles Nacionales de Colombia
FNC: Fondo Nacional del Carbón
FODEX: Fondo de Moneda Extranjera
FONADE: Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo
GIPLACEP: Grupo Informal de Países Latinoamericanos y del Caribe Exportadores de Petróleo
GTZ: Agencia Alemana de Cooperación
IAN: Instituto de Asuntos Nucleares
ICA: Instituto Colombiano Agropecuario
ICEL: Instituto Colombiano de Energía Eléctrica
ICONTEC: Instituto Colombiano de Normas Técnicas

IDIPRON: Instituto Distrital para la Protección de la Niñez y la Salud
IFI: Instituto de Fomento Industrial
INDERENA: Instituto Nacional de Recursos Naturales
INDUMIL: Industria Militar
INECEL: Instituto Nacional de Energía Eléctrica (del Ecuador)
INGEOMINAS: Instituto Nacional de Investigaciones Geológico-Mineras
INTERCOR: International Resources Corporation
ISA: Interconexión Eléctrica S.A.
ISS: Instituto de Seguros Sociales
JNT: Junta Nacional de Tarifas
JUMBO: Paquete de Crédito Externo
JUNAC: Junta del Acuerdo de Cartagena
MINMINAS: Ministerio de Minas y Energía
MINSALUD: Ministerio de Salud Pública
OLADE: Organización Latinoamericana de Energía
OPEP: Organización de Países Exportadores de Petróleo
PERCAS: Programa de Electrificación de la Costa Atlántica
PESENCA: Programa Especial de Energía de la Costa Atlántica
PNER: Programa Nacional de Electrificación Rural
PNR: Plan Nacional de Rehabilitación
PNUD: Programa de las Naciones Unidas para Desarrollo
PRODECO: Promotora de Exportaciones de Carbón
PROEXPO: Fondo de Promoción de Exportaciones
PUR: Programa de Uso Racional (Sector Industrial)
RMN: Registro Minero Nacional
SENA: Servicio Nacional de Aprendizaje
SIE: Sistema de Información Energética
SIM: Sistema de Información Minero
UNESCO: Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura

B - UNIDADES

GPC: Giga pies cúbicos - Pies cúbicos por 10 a la 12
b/d: Barriles día
GLP: Gas Licuado de Petróleo
US\$: Dólares Americanos
Km: Kilómetro
Km²: Kilómetro Cuadrado
Mbls: Millones de Barriles
BTU: British Termical Unit.
KBPD: Miles de Barriles por Día
CIB: Complejo Industrial de Barrancabermeja
BPD: Barriles por Día
B-Kmd: Barriles Kilómetro Día
M: Millones
MUS\$: Millones de Dólares Americanos
MGLS: Millones de Galones
K: Miles
Kv: Kilovatios
Mva: Miles de Voltiamperios
Mw: Megavatios (Miles de Kilovatios)

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000190

BIBLIOTECA

Memorias al congreso nacional /Guillermo
Perry Rubio, Oscar Mejia Vallejo

338.209861 C718m 1988 Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

FECHA DE DEVOLUCION

El préstamo de esta obra vence en la fecha
que señala el último sello