

República de Colombia

Memoria

al Congreso de la República

GERARDO SILVA VALDERRAMA
Ministro de Minas y Energía

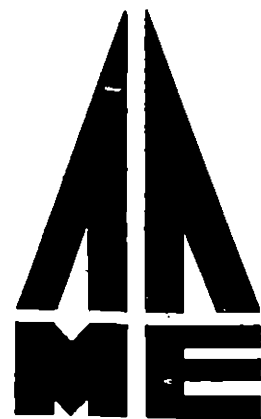


1.974

Memoria

al Congreso de la República

GERARDO SILVA VALDERRAMA
Ministro de Minas y Energía



1.974

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

GERARDO SILVA VALDERRAMA
Ministro

HERNANDO MARQUEZ ARBELAEZ
Viceministro

HUMBERTO RUEDA SILVA
Secretario General

RAFAEL GUERRERO SANCHEZ
Secretario Privado

ENRIQUE RODRIGUEZ VARGAS
Jefe (E.) Oficina de Planeación

RAMIRO LOBO SANJUAN
Jefe División de Petróleos

JAIME YEPES MARTINEZ
Jefe División de Minas

FRANCISCO BAQUERO RODRIGUEZ
Jefe División Legal

ORGANISMOS
VINCLADOS Y ADSCRITOS

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
Mons Salón Gómez

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
Aurelio Ingartí Hormaza

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-MINERAS
Farrón Gómez González

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA
Jacobo Acosta Bembach

EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS
Juan B. Pérez Rubiano

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES
Guillermo Oñoro Romo

ACTIVIDADES
ADMINISTRATIVAS

ADMINISTRATIVAS
ACTIVIDADES

I. INFORME DIVISION DE PETROLIOS

El informe de la Sección de Petróleos, perteneciente a la División de Petróleos, describe el funcionamiento de esta Sección durante el período de 1954, en el cual se han realizado las siguientes actividades:

La Sección de Petróleos, en el año 1954, realizó el control de 35, producidos en el país y de 10, producidos en el extranjero, en el cual se han realizado las siguientes actividades:

Producción de petróleo en el país	35
Producción de petróleo en el extranjero	10
Total	45
Consumo de petróleo en el país	18
Consumo de petróleo en el extranjero	7
Total	25

ENERGIA

ENERGIA

I.- INFORME DIVISION DE PETROLEOS

De acuerdo con las leyes vigentes sobre hidrocarburos, la División de Petróleos tiene a su cargo el control y la vigilancia de esta industria, en las etapas de exploración, explotación, transporte y comercialización. En el aspecto técnico, interviene también en los trámites propios que se cumplen en el otorgamiento de concesiones y aportes.

1.- CONCESIONES

La Sección de Concesiones, en el año en referencia, efectuó el estudio de 135 propuestas de contratos para explorar y explotar petróleo de propiedad nacional. De estos, 95 fueron de primer estudio y 26 de segundo. Conceptuó favorablemente con respecto a 97 y formuló observaciones de carácter técnico a 38.

Lo anterior se puede resumir así :

Solicitudes de primer estudio	95
Con informe favorable	69
Informe con Observaciones	<u>26</u>
T o t a l	95
Solicitudes de segundo estudio	40
Con informe favorable	28
Informes con Observaciones	<u>12</u>
T o t a l	40

La misma Sección revisó la ruta general del proyectado oleoducto "Dina-Sabana de Bogotá", de la empresa Petróleos Colombo-Brasileros S.A. y rindió el concepto respectivo. Igualmente, conceptuó sobre la devolución de un lote de la concesión "San Miguel" (No. 1.225) de la Texas Petroleum Company y Petrolera del Río S.A. y sobre la alindación definitiva y amojonamiento de las concesiones "Churuyaco" (No. 1.226) y "Río San Miguel", de las mismas empresas. También estudió la exclusión de los terrenos denominados "Hacienda El Grabo" y "El Resguardo", del área aporte Casanare (No. 2.232), otorgado a la Empresa Colombiana de Petróleos.

En virtud de lo dispuesto en el Decreto No. 2658 y en la Resolución No. 74 de 1965, la Sección dictó dos providencias mediante las cuales rechazó de plano, por no reunir los requisitos exigidos, las propuestas Nos. 2697 y 2698, formuladas por la Texas Petroleum Company.

Con el objeto de efectuar la liquidación de las participaciones que por concepto de cánones superficarios y regalías tienen derecho a recibir los departamentos, intendencias, comisarías y municipios, la Sección efectuó el estudio y rindió el informe correspondiente sobre la ubicación de 28 concesiones. Así mismo, rindió 11 informes sobre asuntos varios sometidos a su consideración, tales como ubicación de pozos para fines del pago de las participaciones que sobre regalías por la producción de petróleo y de gas corresponde a diferentes entidades político-administrativas; informes sobre corrección de linderos y sobre las coordenadas de los pozos "Chuchupa No. 1" y "Erizo No. 1" y su distancia al lindero más cercano de la respectiva concesión; localización de propuestas con respecto a áreas de propiedad privada del subsuelo; y sobre consultas formuladas por dependencias del Ministerio y de particulares sobre las mismas materias.

2.- SEGURIDAD Y MANEJO DE COMBUSTIBLE

La Sección de Seguridad adelantó en 1973 intensa actividad de control sobre el comercio de los derivados del petróleo y del gas natural, a pesar de los muy limitados medios de trabajo de que dispone, que no le permiten efectuar en

forma técnica las funciones que le han sido encomendadas.

Con el fin de vigilar el cumplimiento de los reglamentos que regulan el transporte y distribución de los combustibles derivados del petróleo y del gas natural y los que rigen para la construcción de instalaciones de almacenamiento para esos combustibles, se efectuaron 46 comisiones de funcionarios de la Sección que permitieron visitar 276 ciudades y poblaciones. En ellas se efectuaron 506 visitas de control de establecimientos dedicados al manejo de los combustibles mencionados, así :

30	Plantas de gas propano (GLP);
105	Depósitos y expendios de gas propano;
14	Plantas de abasto de combustibles líquidos; y
307	Estaciones de Servicio (bombas de gasolina).

Como resultado de estas visitas, los funcionarios de la Sección rindieron los informes técnicos correspondientes y con base en ellos se expidieron 27 resoluciones, por medio de las cuales fueron sancionadas igual número de empresas que violaban en forma ostensible los reglamentos de seguridad.

La Sección llevó a cabo la revisión de 33 juegos de planos de plantas de envase, depósitos de almacenamiento y estaciones de servicio. Fueron aprobados ocho para construcción de nuevas instalaciones y nueve para remodelación o ampliación de ya existentes. Se rechazaron 13 por no estar ajustadas a los reglamentos vigentes en materia de seguridad. También revisó 280 expedientes de empresas dedicadas al comercio de combustibles, con el objeto de solicitar la documentación faltante a cada uno de ellos.

Además recibió 783 oficios y despachó 1.023 dirigidos a entidades privadas, nacionales, departamentales y municipales relacionadas con asuntos técnicos relativos a la seguridad en el manejo, transporte y distribución de los combustibles derivados del petróleo y del gas.

CUADRO No. 1

PLANOS ESTUDIADOS POR ESTABLECIMIENTOS - 1973

Clase de Establecimiento	Planos Revisados	Planos Aprobados	
		Para Nuevas Construcciones	Para Modificación de Existentes
Plantas de llenado de GLP	19	3	9
Depósitos de GLP	4	1	-
Planta de Abasto	4	2	-
Estaciones de Servicio	6	2	-
Totales	33	8	9

3.- CONSERVACION Y RESERVAS

En el año de 1973, la Sección de Conservación y Reservas estudió 635 documentos de orden técnico presentados al Ministerio por las empresas exploradoras y explotadoras de petróleo y de gas que operan en el país y rindió concepto sobre 212 informes técnicos, distribuidos así:

- 96 Informes técnicos anuales de concesiones en período de exploración y explotación.
- 84 Informes contractuales de concesión, y
- 22 Renuncias de concesiones.

- 1 Información sísmica de los Llanos Orientales;
- 1 Solicitud de prórroga del período de exploración de la concesión Jagua;
- 1 Utilización de gas natural proveniente de los campos de Payoya y Provincia;
- 1 Relación gas-aceite del campo de "Boquete" de la concesión "Cicuco" (No. 162);
- 1 Reapertura de varios pozos del campo "Río de Oro" de la concesión "Barco";
- 1 Restricción de la producción de la concesión "Carnicerías" (No. 1202);
- 1 Iniciación del período de explotación de la concesión "Tello" (No. 1161);
- 1 Cálculo de reservas petrolíferas de las concesiones "Neiva" (No. 540), "Tello" y "Carnicerías";
- 1 Solicitud de prórroga del período de exploración de la concesión "Cubarral" (No. 1820);
- 1 Prueba de producción de la concesión "Carnicerías".

El estudio de los documentos antes indicados hizo necesario que se efectuaran reuniones periódicas con el personal técnico de empresas petroleras, con el objeto de aclarar discrepancias surgidas en relación con los mismos informes y con la manera como se adelantaron las labores de explotación en los campos en producción.

Por medio de la Sección de Conservación y Reservas se continuó con el control de las relaciones gas-aceite y agua-aceite de los pozos productivos del país. También se adelantó el control del yacimiento de "Pepino" del campo de "Orito" y los de los

campos de "Payoa", "Bonanza" y "Provincia", en los cuales se efectúa inyección de gas para el mantenimiento de presión de esos yacimientos, con el fin de obtener una mayor recuperación final de las reservas de petróleo. Además, se efectuó el control de la producción y utilización del gas que se obtiene en los campos de "El Difícil" y "Boquete".

Durante el año de 1973, se llevó a cabo la revisión de todas las reservas probadas de petróleo y de gas de los campos en período de explotación comercial y se determinó la declinación de cada uno de los campos productores.

Como resultado del estudio, revisión y actualización de los reglamentos que existían en materia de exploración y explotación de petróleo, fué dictado el Decreto No. 1895 de 1973 por el cual se dictan normas sobre exploración y explotación de petróleo y de gas, el cual constituye un reglamento completo de conservación que está más acorde con las técnicas y prácticas actuales de la industria. Este Decreto permite al Gobierno intervenir en forma directa en los trabajos petroleros que se adelanten en el país. Establece por primera vez disposiciones tendientes a evitar la contaminación del medio ambiente que pudiera resultar de la exploración del petróleo y explotación de hidrocarburos.

4.- FISCALIZACION Y VIGILANCIA

La Sección de Fiscalización y Vigilancia de Petróleos efectuó en 1973, con fines fiscales, el control de la producción de petróleo y de gas por intermedio de las 15 inspecciones regionales ubicadas en las diferentes concesiones en explotación y en terminales de oleoductos. Además, controló el desperdicio de hidrocarburos, el transporte de los mismos y el mantenimiento y conservación de las facilidades de producción de acuerdo con las normas vigentes.

En el año en referencia, la Sección efectuó la liquidación del valor de las regalías mensuales correspondientes a la producción de hidrocarburos de 29 concesiones en período de explotación y el impuesto de producción a la propiedad privada

"Guaguaquí-Terán", de la Texas Petroleum Company.

Por otra parte, liquidó las sumas correspondientes a los cánones superficarios de 112 contratos de petróleo vigentes y los de impuesto de transporte por oleoductos y gasoductos.

La Sección dió el trámite correspondiente a las solicitudes de exención de derechos de aduana de equipos, materiales y repuestos destinados a concesiones y aportes en exploración y las de la concesión "Barco" de la Colombian Petroleum Company, que tiene régimen especial para importaciones. Emitió concepto sobre 103 informes anuales contractuales en los cuales los concesionarios informan al Ministerio sobre las labores realizadas y sobre el cumplimiento de sus obligaciones legales y contractuales en el año anterior. Estudió la renuncia de 19 contratos de concesión presentados durante el año, produjo los informes respectivos y conceptuó favorablemente sobre la prórroga del período de exploración de las concesiones "Jagua" (No. 1366) de Petróleos Colombo-Brasileros y "Cubarral" (No. 1820) de Chevron Petroleum Company of Colombia.

Revisó y aprobó los cálculos y tablas de aforo de 11 tanques para almacenamiento de petróleo crudo y productos refinados. También efectuó las liquidaciones mensuales de los dólares para el pago de petróleo con destino a la refinación interna, de acuerdo con las disposiciones que rigen sobre la materia.

Las actividades propias desarrolladas por la industria del petróleo en el año de 1973, se presentan a continuación :

5.- CONTRATOS VIGENTES

En el año en referencia se perfeccionaron 32 contratos de concesión, suscritos entre el Gobierno Nacional y empresas petroleras, con un área de 1.438.884 hectáreas. De estos contratos, 11, con una extensión de 965.884 hectáreas, se encuentran ubicados en la región oriental del país y 21, con 473.334 hectáreas, en la región

DISTRIBUCION DE CONTRATOS DE CONCESION PARA EXPLORACION Y EXPLOTACION DE PETROLEO

1973

Cuadro No. 2

Compañías	No. Contratos		Area Hectáreas		Totales
	Zona Oriental	Zona Occidental	Zona Oriental	Zona Occidental	
Texas Petroleum Co.	4	1	321.150	24.921	346.071
International Petroleum (Colombia) Limited	2	-	164.585	-	164.585
Gulf - Phillips - Continental	-	5	-	125.000	125.000
Charles Weiner	-	2	-	50.000	50.000
Chevron Petroleum Co.	-	5	-	104.827	104.827
B.P. Exploration Co.	3	3	284.366	44.271	328.637
The Superior Oil Co.	-	4	-	100.000	100.000
Petrolinson S. A.	-	1	-	24.315	24.315
Colombia Cities Service	2	-	195.449	-	195.449
Totales:	11	21	965.550	473.334	1.438.884

occidental (ver cuadro No. 2).

Durante el mismo período fueron renunciados 19 contratos de concesiones que cubrían una extensión de 1.314.895 hectáreas.

CUADRO No. 3

RENUNCIAS DE CONTRATOS DE CONCESION POR COMPAÑIAS - 1973

COMPAÑIA	No.-CON-TRATOS	AREA - HECTAREAS
Texas Petroleum Co.	9	501.478
Chevron Petroleum Co.	6	514.842
BP Exploration	4	298.575
T O T A L E S	19	1.314.895

El balance neto entre los contratos perfeccionados y los renunciados dan un aumento de 13 en el número de concesiones y de 123.889 hectáreas en el área contratada.

El 31 de Diciembre de 1973 se encontraban vigentes 80 contratos en período de exploración, los cuales cubrían un área de 3.735.515 hectáreas, distribuidos así: 40 en la región Oriental, con una extensión de 2.818.886 hectáreas y 40 en la Occidental, con 916.629 hectáreas (ver cuadro No. 4).

Según la Empresa Colombiana de Petróleos, había recibido hasta el mes de Diciembre de 1973, un área total aproximada de 12.466 mil de hectáreas. En 1973, le fue aportado un total de 4.363 mil de hectáreas.

DISTRIBUCION DE CONTRATOS DE CONCESION EXPLORATORIA VIGENTES EN 1973

Cuadro No. 4

Compañías	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Contratos	Area Hectáreas	No. Contratos	Area Hectáreas	No. Contratos	Area Hectáreas
Texas Petroleum Co.	16	1.404.913	15	372.330	31	1.777.243
The Superior Oil Co.			4	100.000	4	100.000
Intercol - Provincia - Colombia Concesiones			1	18.364	1	18.364
Petróleos Colombio-Brasileros, S. A.	2	187.411	2	29.944	4	217.355
Chevron Petroleum Co.	1	97.155	5	104.827	6	201.982
B.P. Exploration Co.	3	267.069	5	91.849	8	358.918
International Petroleum (Colombia) Limited	2	164.687			2	164.687
Petrolinson S. A.			1	24.315	1	24.315
Arco Colombia Oil Co.	4	268.314			4	268.314
Colombia Gulf Oil Co.	10	233.888			10	233.888
Colombia Cities Service	2	195.449			2	195.449
Charles Weiner			2	50.000	2	50.000
Colombian Gulf, Phillips, Continental			5	125.000	5	125.000
Totales	40	2.818.886	40	916.629	80	3.735.515

Hasta 1972, Ecopetrol había firmado 14 contratos de asociación, con un área aproximada de 3.081.000 hectáreas y en el año de 1973 celebró 14 nuevos contratos que tienen una extensión de 2.627.000 hectáreas. Lo anterior puede resumirse así :

AREA OTORGADA	
Año	Hectáreas
Hasta 1972	8.103.000
En 1973	4.363.000
TOTAL	12.466.000
=====	
AREA CONTRATADA	
Año	Hectáreas
Hasta 1972	3.081.000
En 1973	2.627.000
TOTAL	5.708.000
=====	

De acuerdo con lo anterior, el área total en exploración contratada, era:

En concesión	3.735.515 Has.
En asociación	5.708.000 "
TOTAL	9.443.515 "
=====	

DISTRIBUCION DE CONTRATOS DE CONCESION EN EXPLOTACION

Cuadro No. 5

Compañías	Zona Oriental		Zona Occidental		T o t a l e s	
	No. Contratos	Area Hectáreas	No. Contratos	Area Hectáreas	No. Contratos	Area Hectáreas
Texas Petroleum Co.	7	145,210	7	145,210	7	145,210
Texas Petroleum Co.	P.P.	127,205	P.P.	127,205	-	127,205
Texas - Petrolera del Río S.A.	6	249,248	1	39,718	6	249,248
Magdalena Oil Co.	1	39,718	1	39,718	1	39,718
Intercol - San Andrés	1	50,000	1	50,000	1	50,000
Intercol - Provincia - Concesiones	3	133,936	3	133,936	3	133,936
Colombia Petroleum Co.	3	286,457	3	286,457	3	286,457
Petróleos Colombo-Brasileros S. A.	2	58,769	2	58,769	2	58,769
Shell Condor S.A.	4	147,520	4	147,520	4	147,520
Ecopetrol	1	512,000	1	512,000	1	512,000
Chevron Petroleum Co.	1	49,516	1	49,516	1	49,516
Antex Oil & Gas Co.	1	45,932	1	45,932	1	45,932
T o t a l e s	6	249,248	23	1,586,263	29	1,845,511

Al finalizar el año de 1973 se encontraban en período de explotación 29 contratos de concesión, la antigua concesión De Mares y la propiedad privada Guaguaquí-Terán, de Texas Petroleum Company. El área total de los contratos era de 1.845.511 hectáreas. En el año en referencia no se presentó ninguna variación en el número de contratos en explotación comercial (ver cuadro No. 5).

En 31 de Diciembre de 1973, el número total de contratos de concesión, tanto en período de exploración como de explotación, otorgados a las compañías privadas era de 109, con un área de 4.941.821 hectáreas.

En la misma fecha, el área total de las concesiones vigentes, de la antigua concesión De Mares, de la Empresa Colombiana de Petróleos, y de la propiedad privada Guaguaquí-Terán, de la Texas Petroleum Company, sumaba 5.581.026 hectáreas. Lo anterior puede resumirse así :

Areas en concesión a compañías privadas	4.941.821	Has.
Propiedad privada de Guaguaquí-Terán	127.205	"
Antigua concesión De Mares	<u>512.000</u>	"
T O T A L	<u><u>5.581.026</u></u>	"

Por empresas y regiones, las concesiones y áreas antes indicadas se distribuyen en el cuadro No. 6.

En 31 de Diciembre de 1973, se encontraban en trámite 605 propuestas de contrato de concesión para explorar y explotar petróleo de propiedad nacional, que cubrían una superficie de 31.121.152 hectáreas (Ver cuadro. No. 7).

DISTRIBUCION DE AREAS TOTALES EN CONCESION 1 /

1.973

Cuadro No. 6

Compañías	Zona Oriental		Zona Occidental		T o t a l e s	
	No. Contratos	- Area Hectáreas	No. Contratos	- Area Hectáreas	No. Contratos	- Area Hectáreas
Texas Petroleum Co.	16	1.404.913	22	517.540	38	1.922.453
Texas Petroleum Co.	-	-	P.P.	127.205	-	127.205
Gulf - Phillips - Continental	-	-	5	125.000	5	125.000
Texas Petrolera del Río S.A.	6	249.248	-	-	6	249.248
The Superior Oil Co.	-	-	4	100.000	4	100.000
Colombian Gulf	-	-	10	233.888	10	233.888
International Petroleum (Colombia) Limited.	2	164.687	-	-	2	164.687
Magdalena Oil Co.	-	-	1	39.718	1	39.718
Petrolinson	-	-	1	24.315	1	24.315
Intercol - San Andrés Development Co.	-	-	1	50.000	1	50.000
Colombia Cities Service	2	195.449	-	-	2	195.449
Intercol - Provincia Colombia Concesiones	-	-	4	152.300	4	152.300
Charles Weiner	-	-	2	50.000	2	50.000
Colombian Petroleum Co.	-	-	3	286.457	3	286.457
Petróleos - Colombo Brasileños	2	187.411	4	88.713	6	276.124
Shell Condor S.A.	-	-	4	147.520	4	147.520
Ecopetrol	-	-	-	512.000	-	512.000
Chevron Petroleum Co.	1	97.155	6	154.343	7	251.498
Antex Oil and Gas Co.	-	-	6	45.932	1	45.932
Arco Colombia Oil	4	268.314	-	-	4	268.314
B.P. Exploration Co.	3	267.069	5	91.849	8	358.918
T o t a l e s	36	2.834.925	73	2.746.780	109	5.581.026

1/ Incluye la antigua Concesión de Mares, de la Empresa Colombiana de Petróleos y la propiedad privada Guaguaquí - Terán de Texas Petroleum Company.

CUADRO No. 7

PROPUESTAS EN TRAMITE PARA EXPLORACION Y EXPLOTACION POR EL SISTEMA DE CONCESION - 1973

Compañía	Propuesta No.	Area Solicitada (Has.)
Texas	186	9.751.683
Intercol	23	923.574
Chevron	19	637.897
John Tower	3	74.250
Regalías Petrolíferas Consolidadas	1	9.470
Harold Yoh	1	24.727
James H. Carmine	2	48.503
The Superior	39	901.141
Sinclair	17	1.560.032
Colombian Gulf	87	2.124.124
Colombia Cities Service	24	1.369.364
Ecopetrol	20	1.295.482
Tennessee	15	840.352
Charles Weiner	2	44.893
Colpet	1	25.000
BP Exploration	15	767.255
Phillips	26	631.028
Petrocol	28	2.585.414
Petrolison	5	121.513
Arco Colombia Oil	23	1.020.438
Aquitaine	2	49.271
Aldgate	12	1.200.000
Weeks	38	3.577.695
Petronal	1	62.577
Mary Hudson	15	1.475.569
T o t a l	605	31.121.252

6.- ACTIVIDAD EXPLORATORIA Y DE PERFORACION

En el año de 1973 se llevaron a cabo trabajos exploratorios de Geología y Geofísica con un total de 75.23 cuadrillas/mes. En relación con la actividad desarrollada en 1972, se presentó una disminución de 3.16 cuadrillas/mes, o sea de un 4.0o/o. La exploración mencionada se realizó principalmente por métodos sísmicos y de geología superficial.

La anterior actividad se efectuó en el Valle Bajo del Magdalena y región del Río San Jorge, la Guajira, Los Llanos Orientales, el Putumayo y Caquetá, Chocó, Costa de Nariño, Valle Alto del Magdalena y en los Departamentos de Santander y Norte de Santander.

En el cuadro No. 8 se indica la actividad de exploración desarrollada en 1973 por cada empresa, expresada en cuadrillas/mes.

La exploración superficial realizada durante los últimos cinco años, de acuerdo con el método empleado y el número de cuadrillas/mes, que trabajaron fué:

Método	Cuadrillas / Mes				
	1969	1970	1971	1972	1973
Sísmico	28.93	60.11	69.80	54.16	58.11
Gravimétrico	8.66	3.08	-	2.00	2.00
Magnetométrico	0.83	15.95	4.50	-	-
Geología Superf.	13.08	2.25	19.81	22.23	15.12
T O T A L	51.49	81.39	94.11	78.39	75.23

ACTIVIDAD EXPLORATORIA POR METODOS Y COMPAÑIAS 1973

Cuadro No. 8

COMPAÑIA	METODO DE EXPLORACION			
	SISMICA	GRAVI-METRICA	GEOLOGIA SUPERFICIAL	TOTAL
AQUITAINE	9.84	2.00	2.25	14.09
ARCO	3.67	-	2.13	5.80
B.P.	-	-	1.00	1.00
CAYMAN	8.25	-	1.00	9.25
CHEVRON	7.42	-	-	7.42
CITIES SERVICE	1.50	-	0.75	2.25
CONTINENTAL	-	-	-	-
ECOPETROL	1.08	-	1.50	2.53
GULF	-	-	4.66	4.66
INTERCOL	9.67	-	-	9.67
PETROLEOS COLOMBO-BRASILEROS	9.00	-	1.00	10.00
PHILLIPS	1.35	-	0.50	1.85
TEXAS	6.33	-	-	6.33
THE SUPERIOR	-	-	0.33	0.33
TOTALES	58.11	2.00	15.12	75.23

ACTIVIDAD EXPLORATORIA POR MÉTODOS Y COMPAÑÍAS 1973

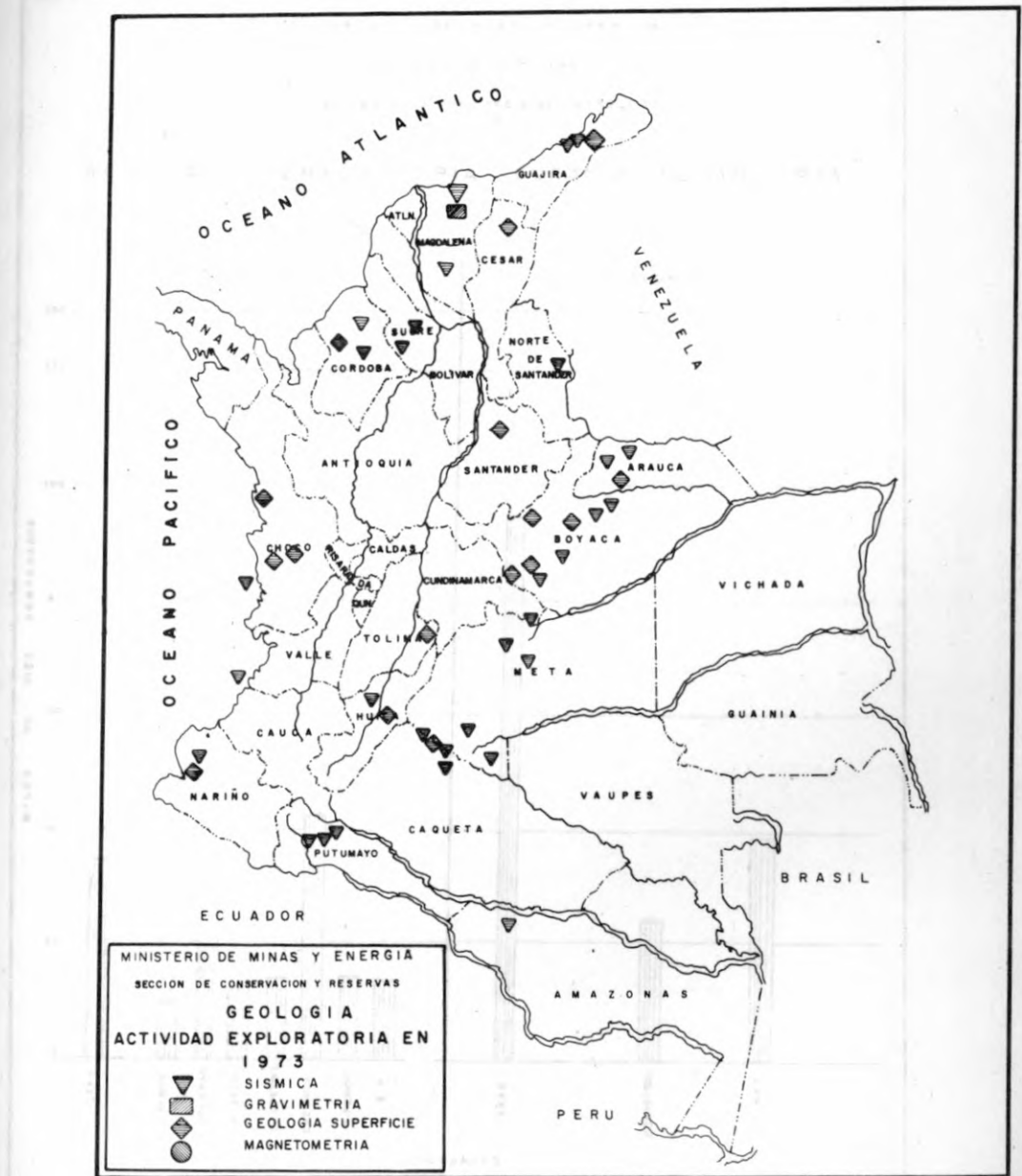
ACTIVIDAD EXPLORATORIA POR MÉTODOS Y COMPAÑÍAS 1973

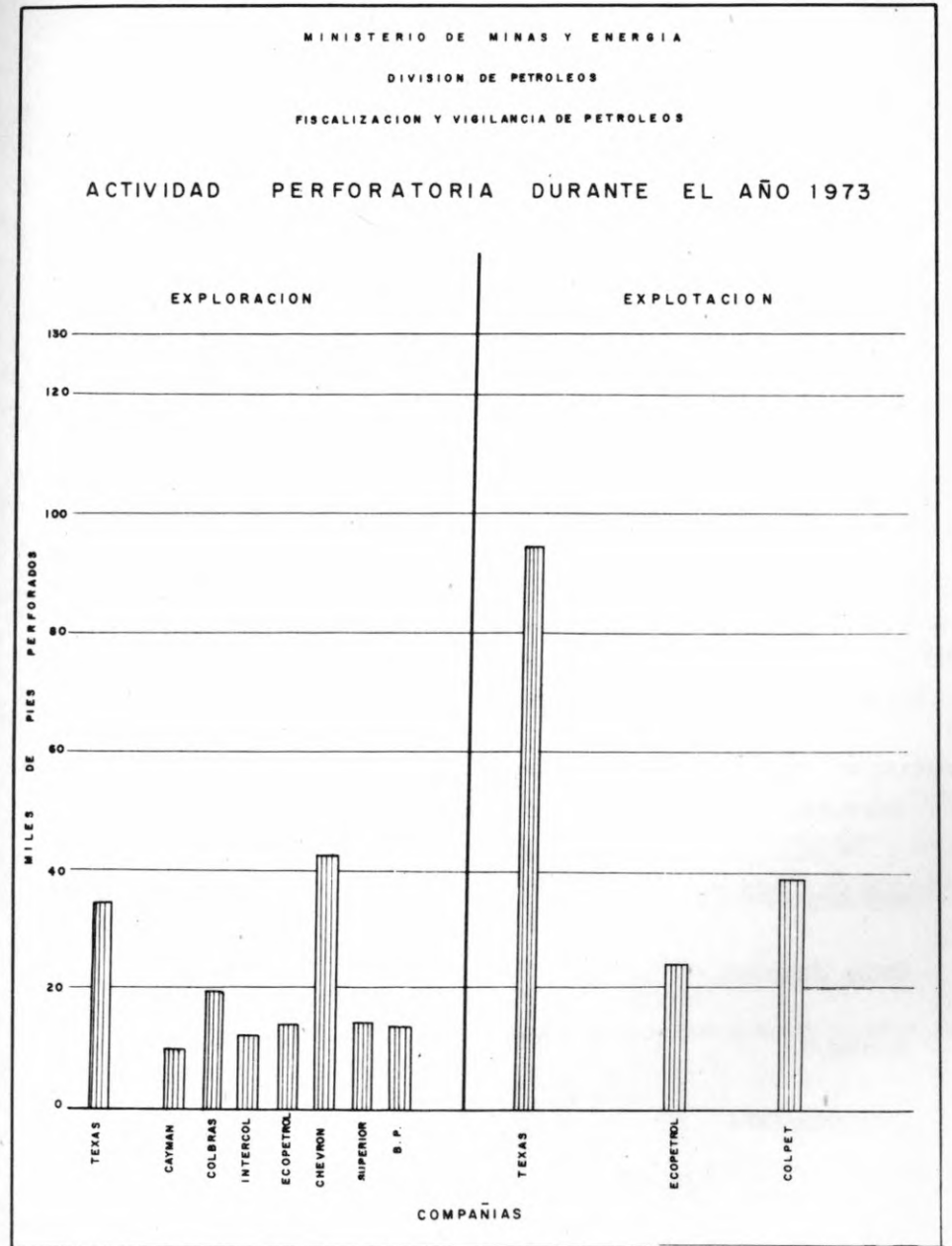
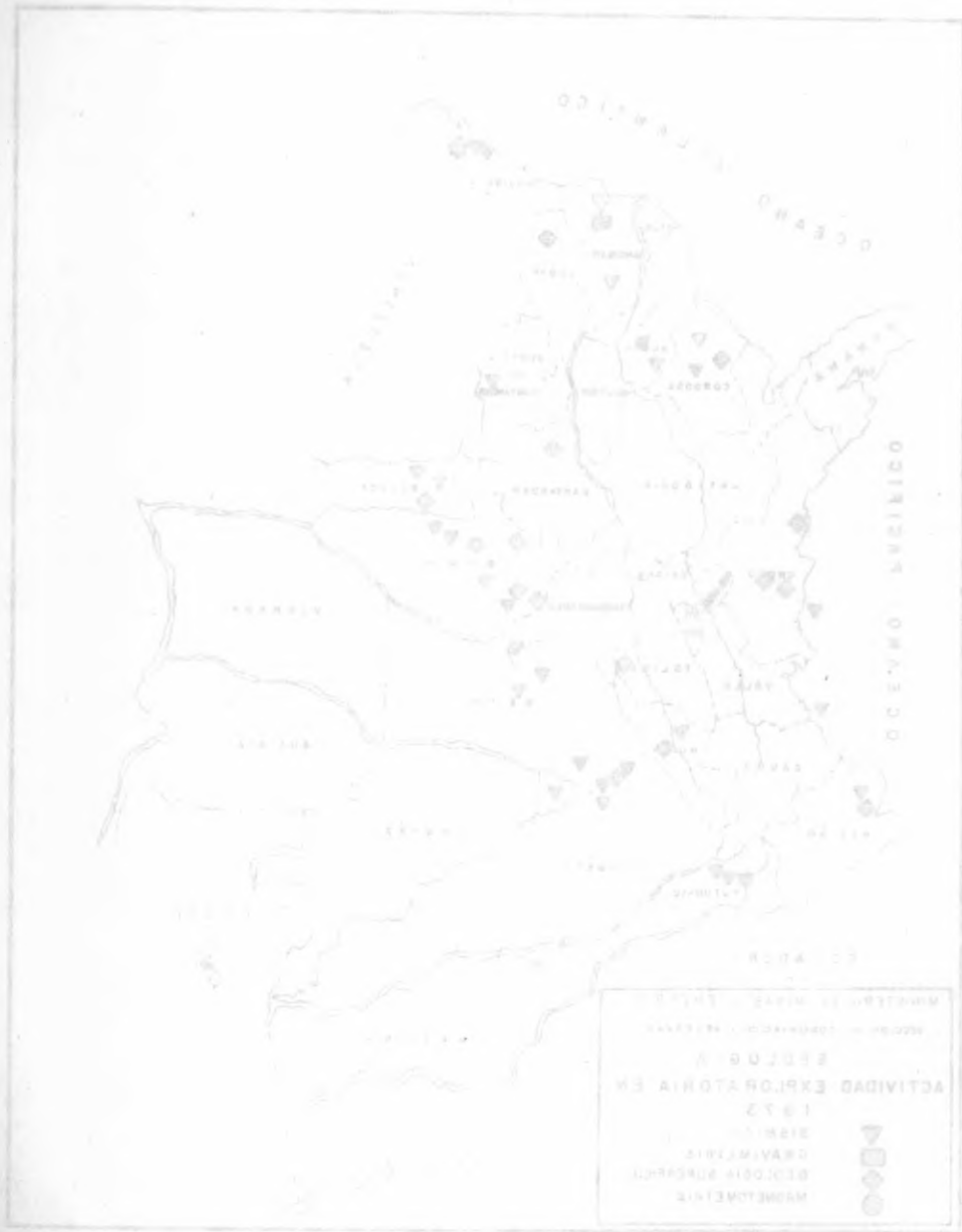
La actividad exploratoria se realizó en 31 departamentos y 316 municipios. La actividad se realizó en 31 departamentos y 316 municipios. La actividad se realizó en 31 departamentos y 316 municipios.

COMPANHÍAS PARTICIPANTES EN EL MÉTODO DE EXPLORACIÓN

La actividad se realizó en 31 departamentos y 316 municipios. La actividad se realizó en 31 departamentos y 316 municipios. La actividad se realizó en 31 departamentos y 316 municipios.

COMPANHÍA	MÉTODOS	DEPARTAMENTOS	MUNICIPIOS
ADOLPHINE	3.24	1.00	14.00
AMCO	1.00	1.00	1.00
ARCO	1.00	1.00	1.00
BRAZILEROS	1.00	1.00	1.00
CHEVRON	1.00	1.00	1.00
CITIES SERVICE	1.00	1.00	1.00
CONTINENTAL	1.00	1.00	1.00
ECOPETROL	1.00	1.00	1.00
INTERCOL	1.00	1.00	1.00
PETROLEOS COLOMBOS	1.00	1.00	1.00
PHILLIPS	1.00	1.00	1.00
TEXAS	1.00	1.00	1.00
TOTAL	18.11	3.00	78.33





En forma porcentual, la exploración superficial ha variado de la siguiente manera :

<u>Año</u>	<u>Variación</u>
1969	- 48.3
1970	+ 58.0
1971	+ 15.6
1972	- 16.0
1973	- 4.1

En el año de 1973 se inició la perforación de 21 pozos exploratorios en comparación con 23 iniciados en el año de 1972. En relación con el número de pies perforados, se tiene que en 1972 se perforaron 221.346 pies y en 1973, solamente 162.279.

Los pozos en referencia se perforaron en las siguientes áreas :

<u>Area</u>	<u>No. Pozos</u>	<u>Piés Perforados</u>
Alto Magdalena	3	19.869
Medio Magdalena	1	5.108
Putumayo	1	10.100
Catatumbo-Zulia	2	11.258
Costa Atlántica	2	6.942
Mar de las Antillas	3	18.403

Llanos Orientales	8	76.681
Chocó	1	13.918
T O T A L	21	162.279

Los pozos terminados en dichos años dieron el siguiente resultado: tres produjeron gas, los pozos Ballena No. 1 y Chuchupas Nos. 1 y 2; dos productores de petróleo, Arenosa No. 1 y Brisas No. 1; 17 se abandonaron por haber resultado secos y cuatro se encontraban en perforación al finalizar el año.

Durante el año de 1973 fueron iniciados 27 pozos de desarrollo. Los terminados en este período dieron como resultado 23 pozos productores de petróleo y tres para inyección de agua de programas de recuperación secundaria.

En relación con la actividad perforatoria de desarrollo adelantada en el año anterior, hubo una disminución de dos pozos y de 28.326 pies. Este hecho es consecuencia de que los campos en producción ya han sido desarrollados casi en su totalidad.

Los pozos de desarrollo mencionados se perforaron en las concesiones "Cicuco" (No. 162), de la Colombian Petroleum Company; "Palagua" (No. 638) y propiedad privada de Guaguaquí-Terán, de la Texas Petroleum Company, y antigua concesión "De Mares" de la Empresa Colombiana de Petróleos.

El detalle de las perforaciones de exploración y de desarrollo efectuadas en 1973 se indica en el cuadro No. 9.

El resumen de los pozos iniciados en el año en referencia de exploración y desarrollo, por áreas, se indica en el cuadro No. 10.

Los pozos explorativos y de desarrollo terminados en 1973, dieron el siguiente resultado:

	Exploratorios	Desarrollo
Productores de Petróleo	2	23
Productores de Gas	3	-
Inyectores de agua	-	3
Secos	17	-
TOTAL	22	26

La perforación en 1973 por compañías, concesiones y áreas en aporte, fué como se indica en el cuadro No. 11.

El resumen de las perforaciones antes mencionadas se presenta en el cuadro No. 12.

El promedio de equipos de perforación activos en trabajos de exploración y desarrollo, durante los últimos cinco años, ha sido,

Años	Equipos
1969	7.8
1970	6.0
1971	7.4
1972	6.4
1973	5.6

MOVIMIENTO DE PERFORACIONES EXPLORATORIAS Y DE DESARROLLO POR COMPAÑIAS

Cuadro No. 9

Compañía	No. de Pozos		Pies Perforados		Total	
	Exploratorios	Desarrollo	Exploratorios	Desarrollo	Pozos	Pies
Texas Petroleum Co.	7	17	34,506	94,837	24	129,343
Empresa Colombiana de Petróleos	2	5	14,174	24,253	7	38,427
Colombian Petroleum Company	-	5	-	38,923	5	38,923
Chevron Petroleum Co.	5	-	42,384	-	5	42,384
Tennessee Colombia S.A.	3	-	19,869	-	3	19,869
The Superior Oil Co.	1	-	14,618	-	1	14,618
Phillips Petroleum Co.	-	-	613	-	-	613
B. P. Exploration	1	-	13,896	-	1	13,896
International Petroleum (Colombia) Limited	1	-	12,119	-	1	12,119
Cayman Corporation de Colombia	1	-	10,100	-	1	10,100
TOTALES	21	27	162,279	158,013	48	320,292

MOVIMIENTO DE PERFORACIONES EXPLORATORIAS Y DE DESARROLLO POR AREAS
1973

Cuadro No. 10

A re a	No. de Pozos		Pies Perforados		Total	
	Explora- ción.	Desa- rollo.	Explora- ción	Desa- rollo.	Pozos	Pies
Magdalena Alto	3	--	19.869	--	3	19.869
Magdalena Medio	1	22	5.108	119.090	23	124.198
Magdalena Bajo	1	5	12.119	38.923	6	51.042
Catatumbo - Zulia	2	--	20.876	--	2	20.876
Llanos Orientales	8	--	54.944	--	8	54.944
Mar de las Antillas						
Costa Atlántica	3	--	18.403	--	3	18.403
La Guajira	1	--	6.942	--	1	6.942
Chocó	1	--	13.918	--	1	13.918
Putumayo	1	--	10.100	--	1	10.100
TOTALES:	21	27	162.279	158.013	48	320.292

DETALLE DE PERFORACIONES EXPLORATORIAS Y DE DESARROLLO 1973

Cuadro No. 11

CONCESION	POZO	No.	Concesión en		Perforación		Profundidad Pies	Estado Final
			Explor.	Explot.	Iniciada	Terminada		
THE SUPERIOR OIL COMPANY OF COLOMBIA								
APORTE ECOPETROL	COROZAL	1	X		20 - IV - 72	2 - II - 73	700	ABANDONADO
BERREBERRE	URODO	1	X		23 - VI - 73		13,918	PERFORANDO
PHILLIPS PETROLEUM COMPANY								
GRANADA	FUENTE	18-21-IX	X		27 - XI - 72	15 - I - 73	613	ABANDONADO
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS								
DE MARES	LA CIRA	1836		X	2 - I - 73	20 - II - 73	4,100	PRODUCTOR
APORTE CASANARE 2223	UNETE	1	X		4 - XII - 72	17 - VII - 73	9,124	ABANDONADO
DE MARES	GALAN	92		X	11 - VI - 73	27 - VII - 73	4,000	INYECTOR AGUA
DE MARES	GALAN	91		X	25 - VII - 73	31 - VII - 73	4,150	INYECTOR AGUA
DE MARES	GALAN	90		X	3 - X - 73	5 - X - 73	4,103	INYECTOR AGUA
DE MARES	LISAMA	29		X	29 - X - 73	28 - XII - 73	7,900	PRODUCTOR
APORTE CASANARE 2223	TAURAMENA	1	X		12 - XI - 73		5,050	PERFORANDO

CONCESION	POZO	No.	Concesión en		Perforación		Profundidad Pies	Estado Final
			Explor.	Explot.	Iniciada	Terminada		
TEXAS PETROLEUM COMPANY								
PALAGUA	PALAGUA	162		X	13 - I - 73	12 - III - 73	4.675	PRODUCTOR
EL MELON	EL MELON	1	X		27 - I - 73	4 - III - 73	1.690	ABANDONADO
P.P. GUAGUAQUI - TERAN	VELASQUEZ	254		X	7 - II - 73	15 - III - 73	8.156	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	171		X	9 - III - 73	29 - III - 73	4.321	PRODUCTOR
CASIQUIARE	PACO REAL	1	X		12 - III - 73	30 - III - 73	2.363	ABANDONADO
PALAGUA	PALAGUA	172		X	2 - IV - 73	29 - IV - 73	4.313	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	168		X	11 - IV - 73	7 - V - 73	5.207	PRODUCTOR
APORTE GUAJIRA 1-2259	BALLENA	1	X		20 - IV - 73	20 - VI - 73	6.942	PRODUCTOR GAS
PALAGUA	PALAGUA	173		X	1 - V - 73	23 - VII - 73	5.318	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	165		X	24 - III - 73	29 - IV - 73	4.320	PRODUCTOR
P.P. GUAGUAQUI - TERAN	VELASQUEZ	255		X	11 - V - 73	27 - VI - 73	8.215	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	174		X	14 - V - 73	18 - VII - 73	5.016	PRODUCTOR
P.P. GUAGUAQUI - TERAN	VELASQUEZ	246		X	14 - VI - 73	10 - VIII - 73	5.665	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	175		X	9 - VII - 73	20 - VIII - 73	5.075	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	176		X	20 - VII - 73	21 - VIII - 73	5.217	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	160		X	31 - VII - 73	26 - VIII - 73	5.585	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	166		X	22 - VIII - 73	2 - XII - 73	5.004	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	112		X	2 - IX - 73	23 - IX - 73	5.271	PRODUCTOR

CONCESION	POZO	No.	Concesión en		Perforación		Profundidad Pies	Estado Final
			Explor.	Explot.	Iniciada	Terminada		
P.P. GUAGUAQUI-TERAN	VELASQUEZ	243		X	24 - IX - 73	20 - X - 73	8.190	PRODUCTOR
PALAGUA	PALAGUA	140		X	18 - X - 73	14 - XI - 73	5.289	PRODUCTOR
CHUCHUPA	CHUCHUPA	1	X		19 - X - 73	11 - XI - 73	5.610	PRODUCTOR GAS
CHUCHUPA	CHUCHUPA	2	X		13 - XI - 73	6 - XII - 73	6.140	PRODUCTOR GAS
APORTE GUAJIRA 1-2259	PAVON	1	X		8 - XII - 73	26 - XII - 73	6.173	ABANDONADO
CHUCHUPA	CHUCHUPA	3	X		29 - XII - 73		480	PERFORANDO
P.P. GUAGUAQUI - TERAN	OTU	1	X		22 - I - 73	29 - VI - 73	5.108	ABANDONADO
TENNESSEE COLOMBIA								
NEIVA	VENADO	1	X		12 - I - 73	17 - II - 73	8.330	ABANDONADO
NEIVA	BRISAS	1	X		21 - II - 73	17 - III - 73	5.814	PRODUCTOR
NEIVA	ARENOSA	1	X		21 - III - 73	26 - IV - 73	5.000	PRODUCTOR
CAGUAN	CAGUAN	1	X		18 - XII - 72	7 - I - 73	725	ABANDONADO

CONCESION	POZO	No.	Concesión en		Perforación		Profundidad Pies	Estado Final
			Explor.	Explot.	Iniciada	Terminada		

INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LTD.

SAN JORGE APORTE ECOPETROL	SAN BENITO	1	X		5 - IX - 73	2 - XI - 73	12.119	ABANDONADO
-------------------------------	------------	---	---	--	-------------	-------------	--------	------------

CAYMAN CORPORATION OF COLOMBIA

APORTE ECOPETROL PUTUMAYO	NANCY	1	X		14 - XI - 73		10.100	PERFORANDO
------------------------------	-------	---	---	--	--------------	--	--------	------------

CONCESION	POZOS	No.	Explor.	Explot.	Iniciada	Terminada	Profundidad Pies	Estado Final	
APORTE ECOPETROL 2472 MANACACIAS CUBARRAL AGUALINDA ZULIA	CHIBAGRA	2	X		7 - II - 73	22 - VI - 73	11.191	ABANDONADO	
	TURPIAL	1	X		27 - I - 73	28 - II - 73	4.857	ABANDONADO	
	YALI	1	X		11 - IX - 73	11 - X - 73	7.226	ABANDONADO	
	ASTILLERO	1	X		28 - VII - 73	3 - X - 73	9.618	ABANDONADO	
	LA VICTORIA	1	X		4 - X - 72	12 - I - 73	67	ABANDONADO	
	B.P. EXPLORATION								
	BUENAVISTA	1	X		22 - II - 73	7 - X - 73	13.896	ABANDONADO	
	COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY								
	BOUETE	14	X		26 - II - 73	29 - III - 73	8.326	PRODUCTOR	
	BOUETE	15	X		26 - III - 73	26 - IV - 73	8.432	PRODUCTOR	
BOUETE	16	X		5 - V - 73	15 - VII - 73	8.547	PRODUCTOR		
BOUETE	17	X		26 - V - 73	26 - VIII - 73	5.195	SUSPENDIDO		
BOUETE	18	X		28 - VII - 73	30 - VIII - 73	8.423	PRODUCTOR		

SINTESIS DE LA ACTIVIDAD PERFORATORIA

Cuadro No. 12

COMPANIA	POZOS				PIES PERFORADOS
	INICIADOS	TERMINADOS	PRODUCTORES	ABANDONADOS	
Texas Pet. Co.	25	24	20	4	129.343
Ecopetrol	6	6	5 *	1	38.427
Colombian Pet.Co.	5	4	4	-	38.923
Chevron Pet. Co.	5	6	-	6	42.384
Petróleos Colombo-Brasileros S. A.	3	4	2	2	19.869
The Superior Oil Co.	1	1	-	1	14.618
Phillips Pet.Co.	-	1	-	1	613
B. P. Exploration International Petroleum (Colombia) Ltd.	1	1	-	1	13.896
Cayman Corporation of Colombia	1	-	-	-	12.119
TOTALES	48	48	31	17	320.292

* Incluye 3 pozos inyectoros de agua.

De los datos anteriores se infiere, que tanto la exploración geofísica como el número de pozos exploratorios perforados son insuficientes para descubrir las reservas de hidrocarburos que necesita el país con urgencia. Sería deseable que la referida actividad se duplicara o triplicara en tal forma que se pudiera explorar de manera intensa el área sedimentaria potencialmente petrolífera. Con ello se definiría si se cuenta con reservas de hidrocarburos que puedan sustentar en un futuro inmediato los requerimientos energéticos necesarios para el desarrollo industrial de Colombia. Para alcanzar este objetivo se necesitará que tanto el sector oficial, por intermedio de la empresa estatal, como el privado aunaran esfuerzos que permitieran alcanzar las metas mínimas de autoabastecimiento en materia de petróleo y de gas.

El estado de los pozos de las concesiones en período de explotación, de la Concesión de Mares y de la propiedad privada Guaguaquí-Terán, en 31 de Diciembre de 1973 se presenta en el cuadro No. 13.

7.- PRODUCCIONES DE PETROLEO

En el año de 1973, la producción nacional total de petróleo fué de 66.844.015 barriles netos a 60oF, o sea un promedio diario de 183.136. Con relación al año anterior, se presentó una disminución de 11.119 barriles diarios, equivalentes al 5.7o/o.

La producción fiscalizada, o sea la total menos los consumos propios de los campos, fué en el mismo año de 66.635.997 barriles netos, lo que da un promedio diario de 182.564 barriles. Del volumen total fiscalizado, Ecopetrol produjo 9.739.913 barriles por la explotación de los campos que opera directamente y 927.652 barriles por la explotación de los campos de Payoa, Aguas Claras, Corazón y Salina, operados por Cities Service. En esta forma, la Empresa Colombiana de Petróleos contribuyó a la producción nacional con 10.667.565 barriles y las empresas privadas con 55.968.432 barriles o sea el 16.0o/o y el 84.0o/o, respectivamente.

ESTADO DE LOS POZOS EN AREAS DE EXPLOTACION 1973

Cuadro No.13

COMPAÑIA	CONCESION	PRODUCTIVOS			Cerrado Tempo- ralmte.	Total Inac- ti- vos	REPRECIION		Product- tivos		TOTAL Perfor- dos 1971	
		Flu- yen- do	Bom- bean do	" Gas Litr do			Acti- vos	Inac- tivos	Aban- dona- dos	Seos Aban- dona- dos		
ECOPETROL	De Mares	13	1 079		90	1 182	290	202	88	76	104	1,942
Cities Service	Payoa	19		6	8	33		5				38
Cities Service	Aguas Claras	1		1	3	4						12
Cities Service	Corazón	1		6	4	11			1			4
Colpet	Barco	28	163	4		195	75	143		166	64	643
Colpet	Cicuco	24				24	16				9	49
Shell	Vidlo						7			1	5	13
Shell	Yondó		300			328	19				110	457
Shell	Cantagallo						11				13	25
Shell	San Pabio						11				10	46
Shell	Cristalina		30		2	32	4				3	6
Colbras	Netva		3			3	8				15	31
Colbras	Carrizafas		2			8	5				2	8
Colbras	Tallo		1			2	3			1	2	5
Texas	Guaguaquí			116		150	49				28	280
Texas	Palagua			120	34	120	42			53	36	280
Texas	Ermittaño			9		9	6				4	198
Texas	Tetudn			7		7	1				18	19
Texas	Rionegro			1		1	1				1	26
Texas	Toturnal			3		3	2				1	4
Texas	Tisquirama			5		5	1				8	11
Texas	Cocoma			5		5	1				2	8
Texas	Ortío			14		14	4					18
Texas	Pezziel Río		22			24	24			3		79
Texas	Petdel Río			6		6	2				3	14
Texas	Petdel Río		1		4	4	2				5	13
Texas	Petdel Río		1			1	7				1	8
Texas	Antex			8		8	2				1	30
Chevron	San Miguel			4		4	14				8	30
San Andrés - Interco	El Difícil			1		1	17			9	6	32
Magd. Intercol	Zulia			7		7	1				11	19
Magd. Intercol	Jobo			7		7	1				6	32
Magd. Intercol	Sampués			3		3	6				11	9
TOTALES		169	1 887	102	150	2 308	586	350	89	309	483	4,125

La producción promedio diaria fiscalizada y su variación porcentual durante los últimos cinco años fue:

Años	Promedio Diario Barriles	Variación o/o
1969	211.369	+ 21.5
1970	217.212	+ 2.8
1971	211.624	- 2.6
1972	193.492	- 8.6
1973	182.564	- 5.7

La producción de petróleo por concesiones y áreas en explotación en Diciembre de 1973 y la producción por pozo, por día en el mismo mes fue:

CUADRO No. 14

PRODUCCION MENSUAL PROMEDIA DE PETROLEO - 1973

Compañías	Concesión	No. Pozos	Producción	
			Bls./ Mes	Bls./po- zo/día
Ecopetrol	De Mares	1.182	821.305	22
Cities Service	Payoa	33	156.868	153
Cities Service	Agua Claras	4	-	-
Cities Service	Corazón	11	22.333	65
Colpet	Barco	195 ^{1/}	342.558	57
Colpet	Cicuco	24	124.366	167
Colpet	Violó	-	-	-
Shell	Yondó	328	184.484	18

Shell	Cantagallo	11	25.851	76
Shell	San Pablo	32	255.651	258
Shell	Cristalina	3	22.898	246
Intercol-Tennessee	Neiva	8	89.286	360
Intercol-Tennessee	Carnicerías	-	-	-
Intercol-Tennessee	Tello	3	22.317	720
Intercol-Sinclair	El Roble	49	484.638	326
Intercol-Sinclair	El Conchal	6	50.759	273
Intercol-Sinclair	El Limón	8	79.072	319
Texas	Guaguaquí-	150	368.846	79
Texas	Palagua	120	251.284	68
Texas	Ermitaño	9	8.336	30
Texas	Tetúan	7	26.470	122
Texas	Rionegro	1	447	14
Texas	Totumal	3	1.061	11
Texas	Tisquirama	5	12.344	80
Texas	Cocorná	14	37.527	86
Texas y Gulf	Drito	52	1.287.792	799
Texas y Gulf	Acaé	9	135.988	487
Texas y Gulf	Churuyaco	1	5.597	180
Texas y Gulf	San Miguel	5	38.573	249
Antex	El Dificil	8 ^{2/}	1.186.435 ^{3/}	4.784 ^{3/}
Chevron	Zulia	17	618.260	1.173
San Andrés	Jobo	7 ^{2/}	755.898 ^{3/}	3.483 ^{3/}
San Andrés	Sampués	3 ^{2/}	116.121 ^{3/}	1.249 ^{3/}
T O T A L			2.308^{4/}	5.484.886

- NOTAS: ^{1/} Incluye 35 pozos productores de gas.
^{2/} Pozos productores de gas.
^{3/} Producción de gas en MPC (Miles de Piés Cúbicos).
^{4/} Incluye 150 pozos cerrados temporalmente.

Producción promedio por día: $\frac{5.484.886}{31} = 176.932$

Producción promedio por pozo/día: $\frac{208.486}{2.252} = 93$ Bls./d./p.

La producción de petróleo por compañía, concesiones y áreas, su promedio diario, los volúmenes refinados en el país y las exportaciones de crudo se muestran en los cuadros Nos. 15 y 16.

8.- PRODUCCION Y UTILIZACION DEL GAS NATURAL

La producción del gas natural en el año de 1973 fué de 113.772.988.000 pies cúbicos. De esta cantidad, 24.340.900.000 fueron obtenidos de campos de gas y 89.432.088.000 corresponden a gas asociado en el petróleo. En relación al año anterior, se presentó una disminución de 1.816.255.000 pies cúbicos, que equivalen a 1.60/o.

En el año a que se refiere el presente informe, hubo un nuevo aumento en el aprovechamiento del gas, tanto para generación de energía como para materia prima, a la vez que disminuyó el quemado al aire. En 1972 se utilizaron 46.471.517 pies cúbicos en la industria y en 1973 se utilizaron con el mismo objeto 46.893.803.000 pies cúbicos, o sea, que se presentó un aumento de 0.90/o. En 1972 se quemaron 19.764.000 pies cúbicos y en 1973 el desperdicio fué de 18.656.069.000, o sea, que hubo una disminución porcentual del 9.40/o. El gas quemado representa el 16.4 del total producido.

También se tuvo un incremento en el gas procesado en las plantas para la obtención de productos líquidos. En relación con el tratado en el año de 1972, se presentó un aumento de 2.264.009.000 pies cúbicos, o sea un 3.20/o.

Así mismo, el gas transformado en líquidos en 1972 fué de 4.661.315.000 pies cúbicos y en 1973 de 5.079.110.000, o sea que se obtuvo un incremento porcentual del 10.00/o.

DISCRIMINACION DE LA PRODUCCION TOTAL DE PETROLEO 1973

CUADRO NO. 15

COMPAÑIAS	CONCESION	Producción M.M.Bls.	Prome- dio Bls/día	Refinado M.M. Bls.	Exporta- do M.M.Bls.
Ecopetrol	De Mares	9,741	26,688	9,967	-
Ecopetrol -					
Cities S.	Payoa	2,319	6,353	2,329	-
Colpet	Barco	4,410	12,082	4,872	-
"	Cicuco	1,886	5,167	1,944	-
Shell Con- dor S. A.	Yondó-Cristalina	2,929	8,025	2,712	-
"	Cantagallo -S.Pablo	3,186	8,729	3,388	-
				427	-
Antex	El Difícil	-	-	5,331	-
Texas Pet. Co.	Velásquez	4,325	11,849	2,642	-
"	Palagua	2,893	7,926	0,255	-
"	Tetuán	0,272	745	0,132	-
"	Ermitaño	0,108	296	-	-
"	Rionegro	0,003	8	0,154	-
"	Tisquirama	0,161	441	0,496	-
"	Cocomá	0,496	1,359	0,013	-
"	Totumal	0,013	36	9,204	7,816
"	Orito	15,560	42,630	-	-
"	Acaé	1,632	4,471	-	-
"	San Miguel	0,536	1,468	-	-
"	Churuyaco	0,048	131	0,344	-
Petrobras	Neiva	0,960	2,630	-	-
"	Carnicerías	0,027	74	-	-
"	Tello	0,244	668	-	-
Intercol	El Conchal	0,942	2,581	643	-
"	El Roble	5,896	16,153	5,817	-
"	El Limón	0,605	1,658	892	-
Chevron	Río Zulia	7,650	20,956	6,168	1,689
TOTALES:		66,842	183,124	56,966	9,505

(*) PRODUCCION OBTENIDA DE CAMPOS OPERADOS DIRECTAMENTE POR LA EMPRESA.

TOTALES: 66.844,018 183,136

COMPANIAS	TOTAL - BLS.	PROMEDIO DIARIO BLS.
CHEVRON	7.649,287	20,957
TEXAS PETROLEUM DEL RIO	17.775,889	48,701
COLPET	6.295,913	17,249
SHELL	6.114,736	16,753
PETROLEOS COLOMBO-BRASILEROS	1.231,479	3,374
TEXAS	8.172,624	22,665
ECOPETROL *	9.741,323	26,689
CITIES SERVICE	2.319,150	6,354
INTERCOL	7.443,607	20,394

PRODUCCION DE PETROLEO POR COMPANIAS
CUADRO NO. 16

PRODUCCION DE GAS NATURAL 1973

CUADRO NO. 17

COMPANIA	CAMPO	PRODUCIDO	Procesado en Plantas	Transformado en Lquidos	Inyectado al yacimiento	Usado en la Industria	Usado como combustible en los campos.	Quemado al aire
Antex	El Difícil	14.351.377	14.351.377	379.527		13.579.550	310.250	82.050
Cities Serv.	Payoa	25.744.814	21.461.600	987.800	11.886.600	11.013.665	1.447.828	408.921
Colpet	Barco	3.072.219	2.673.591	222.045		108.958	2.209.920	531.296
Colpet	Cicuco	7.024.875	6.050.234	328.894		5.991.437	623.005	81.539
Colpet	Violo							
Chevron	Rfo Zulia	2.479.626				1.855.766	58.497	565.363
Ecopetrol	De Mares - Sogamoso y Chucurí	7.730.713	6.321.410	1.895.018	86.120		4.969.878	779.697
Magdalena	Sampués	1.428.463				1.428.463		
San Andrés	Jobo	8.561.060				8.553.806	7.254	
Shell	Yondó	1.350.037				636.090	31.674	682.273
Shell	Cantagallo	416.979				32.850	6.079	378.050
Shell	San Pablo	1.265.943				285.077	49.161	931.705
Shell	La Cristalina	122.856					15.138	107.718
intercol	El Roble - El Conchal y El Limón	24.632.887	22.742.512	1.265.826	17.468.594	3.408.141	1.761.418	728.908
Tennecol	Neiva	492.421					61.280	431.141
(o Brascol)	Carnicerías	3.624						3.624
(o Brascol)	Tallo (en prueba)	47.400						47.400
Texas	Ermitaño	39.814					24.254	15.560
Texas	Ortega y Tetuán	176.001					51.116	124.885
Texas	Tisquirama	36.617					26.565	10.052
Texas	Palagua	820.125					476.490	343.635
Texas	Totumal	7.500					7.500	
Texas	Velásquez	1.686.123					913.889	772.284
Texas	Orito Norte	2.205.547			307.638			1.897.909
Texas	Orito Sur	9.284.177			308.918		9.970	8.965.289
Texas	San Miguel	138.642					2.150	136.492
Texas	Acaé Norte	348.041					18.115	194.755
Texas	Acaé Sur	212.870					4.755	343.286
Texas	Charuyaco	92.237						92.237
TOTALES		113.772.988	73.600.724	5.079.110	30.057.870	46.893.803	13.086.136	18.656.069

Año	Producido	Utilizado	Quemado al aire
1969	103.96	82.22	21.74
1970	104.89	84.77	20.12
1971	111.55	88.22	23.33
1972	115.59	95.88	19.71
1973	113.77	95.11	18.66

En el gas quemado correspondiente al año de 1973 se incluyen 698.666 MPC, que corresponden a la suma de la diferencia de medidas de los campos "San Silvestre", "Lisama" y "Chucurí" "Bajo Río", de Ecopetrol.

En forma porcentual, el gas utilizado y el quemado durante los últimos cinco años, con respecto al total producido, se da a continuación:

Año	Aprovechado	Quemado
1969	79.00	21.00
1970	80.81	19.19
1971	79.08	20.92
1972	82.96	17.04
1973	83.60	16.40

Los volúmenes de producción de gas, su utilización en 1973, en millones de pies cúbicos, por concesiones y áreas en explotación se indican en el cuadro No. 17.

Las plantas de gas instaladas en los campos de "El Difícil", "Cicuco", "Tibú", "El Centro", "Payoa" y "Provincia", que operaron en forma normal y continua, procesaron gas húmedo para la obtención de propanos, butanos y gasolina natural.

El gas tratado en cada planta, expresado en millones de pies cúbicos, durante los últimos cinco años, fué:

CUADRO No. 18

PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL - 1972

Empresa	Planta	GAS PROCESADO				
		1969	1970	1971	1972	1973
Ecopetrol	El Centro	8.352	8.059	7.306	6.766	6.321
Colpet	Tibú	6.460	4.817	2.699	3.154	2.674
Colpet	Cicuco	8.568	9.253	7.580	5.440	6.050
Antex	El Difícil	8.849	8.582	11.495	16.519	14.351
Inter. BP	Provincia	16.963	17.366	19.769	21.139	22.743
Cities Service	Payoa	18.800	20.134	20.737	18.320	21.462
T O T A L		67.992	68.211	69.586	71.338	73.601

A continuación se indican los incrementos porcentuales del gas natural tratado en plantas:

Año	Aumento
1969	3.3
1970	0.3
1971	0.2

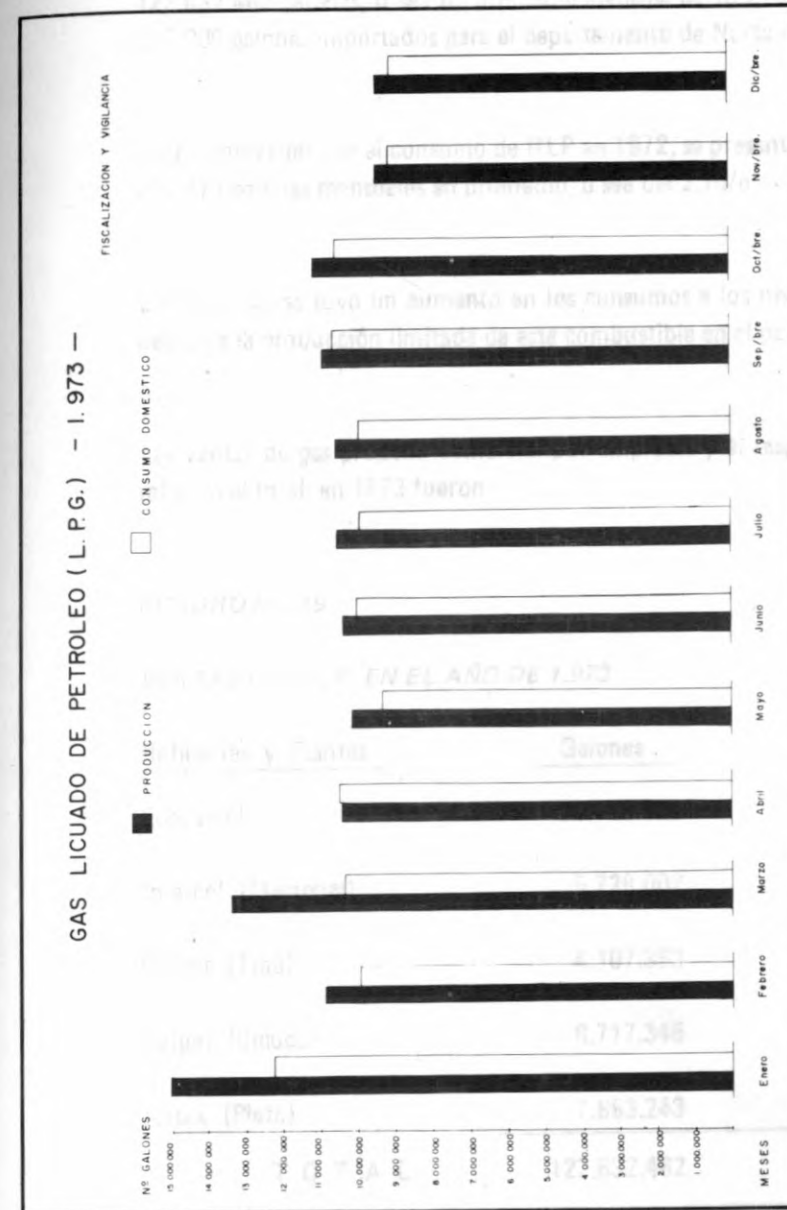
1972 0.5

1973 3.1

El gas propano comercial obtenido durante los últimos cinco años, en plantas de gas y refinerías, y su aumento porcentual se indican en los cuadros siguientes:

Planta de Gas* o Refinería **	Producción — Miles de Galones				
	1969	1970	1971	1972	1973
Payoa *	15.617	15.054	14.041	13.138	12.729
El Centro *	4.832	4.772	4.722	4.531	4.375
Provincia *	11.684	13.142	14.861	14.664	17.271
Tibú *	6.049	5.638	4.450	4.412	4.109
Cicuco *	2.718	4.158	6.289	6.172	6.824
El Difícil	6.267	6.633	7.383	7.721	8.095
Barranca **	40.499	59.318	54.488	69.938	67.328
Cartagena **	4.063	3.776	4.684	5.282	5.745
	91.729	112.491	110.918	125.858	126.476

Año	Variación
1969	+ 12.2
1970	+ 12.2
1971	- 1.4
1972	+ 11.3
1973	+ 0.5



El gas propano comercial obtenido durante los últimos cinco años, en plantas de refinerías y refinarias, y su distribución porcentual se indican en los cuadros siguientes:

Planta de Refinería o Refinería **	Producción		Miles de Galones		%
	1972	1973	1972	1973	
Payoa *	1.000	1.000	1.000	1.000	0.82
El Centro *	4.210	4.177	4.722	4.534	3.87
Provincia *	17.884	17.152	18.301	17.664	14.75
Tibú *	5.100	4.800	4.400	4.112	3.38
Cicuco *	7.180	6.158	5.289	4.172	3.43
El Divisil *	5.000	5.000	5.000	5.000	4.12
Barranca **	40.498	39.317	34.470	29.819	24.52
Caracas **	4.000	4.000	4.000	4.000	3.30
TOTAL	85.772	81.634	79.872	75.210	62.00

En el año de 1973 las ventas de gas propano comercial (GLP) para consumo doméstico e industrial, excluido el consumido por los productores, fué de 122.632.462 galones, o sea un promedio mensual de 10.219.371. Esta cifra incluye 200.000 galones importados para el departamento de Norte de Santander.

En comparación con el consumo de GLP en 1972, se presentó un ligero aumento de 214.771 galones mensuales en promedio, o sea del 2.10/o.

En 1973 no se tuvo un aumento en los consumos a los niveles de años anteriores debido a la producción limitada de este combustible en el país.

Las ventas de gas propano comercial por empresas y el respectivo porcentaje, con relación al total, en 1973 fueron:

CUADRO No. 19

VENTAS DE G.L.P. EN EL AÑO DE 1.973

Refinerías y Plantas	Galones	o/o
Ecopetrol	98.426.509	80.3
Intercol (Mamonal)	5.728.002	4.7
Colpet (Tibú)	4.107.363	3.3
Colpet (Cicuco)	6.717.345	5.5
Antex (Plato)	7.653.243	6.2
T O T A L	122.632.462	100.0

Se anota que las ventas de GLP efectuadas por la Empresa Colombiana de Petróleos son superiores a los volúmenes producidos por ella, debido a que Ecopetrol adquiere la producción total de Intercol en su planta de "Provincia" y, además, que para dicho año fué de 4.900.655 galones.

9.- RESERVAS DE PETROLEO Y GAS

De acuerdo con la revisión efectuada por la Sección de Conservación y Reservas de la División de Petróleos, las reservas probadas de petróleo y de gas recuperables de los campos actualmente en explotación, en 31 de Diciembre de 1973 eran de 688 millones de barriles de petróleo y de 1.634.000 millones de pies cúbicos de gas. En el cuadro siguiente se dan, por áreas, las reservas mencionadas:

Area	PETROLEO Millones de Barriles	GAS Miles de Millones de pies Cúbicos
Valle Medio del Magdalena	435	1.226
Bajo Magdalena	9	322
Alto Magdalena y Putumayo	221	70
Catatumbo	23	16
T O T A L	688	1.634

Con respecto a las cifras antes consignadas se hacen las siguientes observaciones:

10.- En el Valle Medio del Magdalena no se han tomado en consideración las reservas probables de la concesión Cocorná, que se estiman en 220 millones de barriles de petróleo.

20.- Las reservas tanto de petróleo como de gas del Bajo Magdalena deberán revaluarse a la luz de la extensión del campo de "Boquete", en la concesión "Cicuco", que se vaya obteniendo a medida que progrese su desarrollo. Podría estimarse, sin lugar a mayor error, que hasta la fecha pueden existir reservas adicionales del orden de nueve millones de barriles de petróleo y de nueve miles de millones de pies cúbicos de gas.

30.- En las reservas del Alto Magdalena y del Putumayo no se han incluido las reservas descubiertas por los pozos "Brisas" No. 1, "Arenosa" No. 1, y "Nancy" No. 1 debido a que se necesitan perforaciones adicionales para definir su magnitud.

40.- En las reservas de gas no se incluyen las del yacimiento descubierto en la Guajira por los pozos "Chuchupa No. 1" y "Ballena No. 1". Un cálculo preliminar asigna a dicho yacimiento reservas del orden de 1.000.000 millones de pies cúbicos, asumiendo que se perforen 20 pozos en total, con una producción promedia diaria de siete millones de pies cúbicos durante un período de 20 años.

En los cuadros siguientes se indican los pronósticos de producción de petróleo y de gas hasta el año de 1980, para los campos actualmente en producción (cuadros Nos. 20 y 21).

En relación con las cifras consignadas en los mencionados cuadros, conviene hacer las siguientes anotaciones:

10.- Para el Valle Medio del Magdalena se aplica una declinación del orden del

50/o hasta el año de 1976. A partir de esta fecha se incrementa la producción diaria como consecuencia del futuro desarrollo de las reservas probables de la concesión "Cocorná" (No. 844).

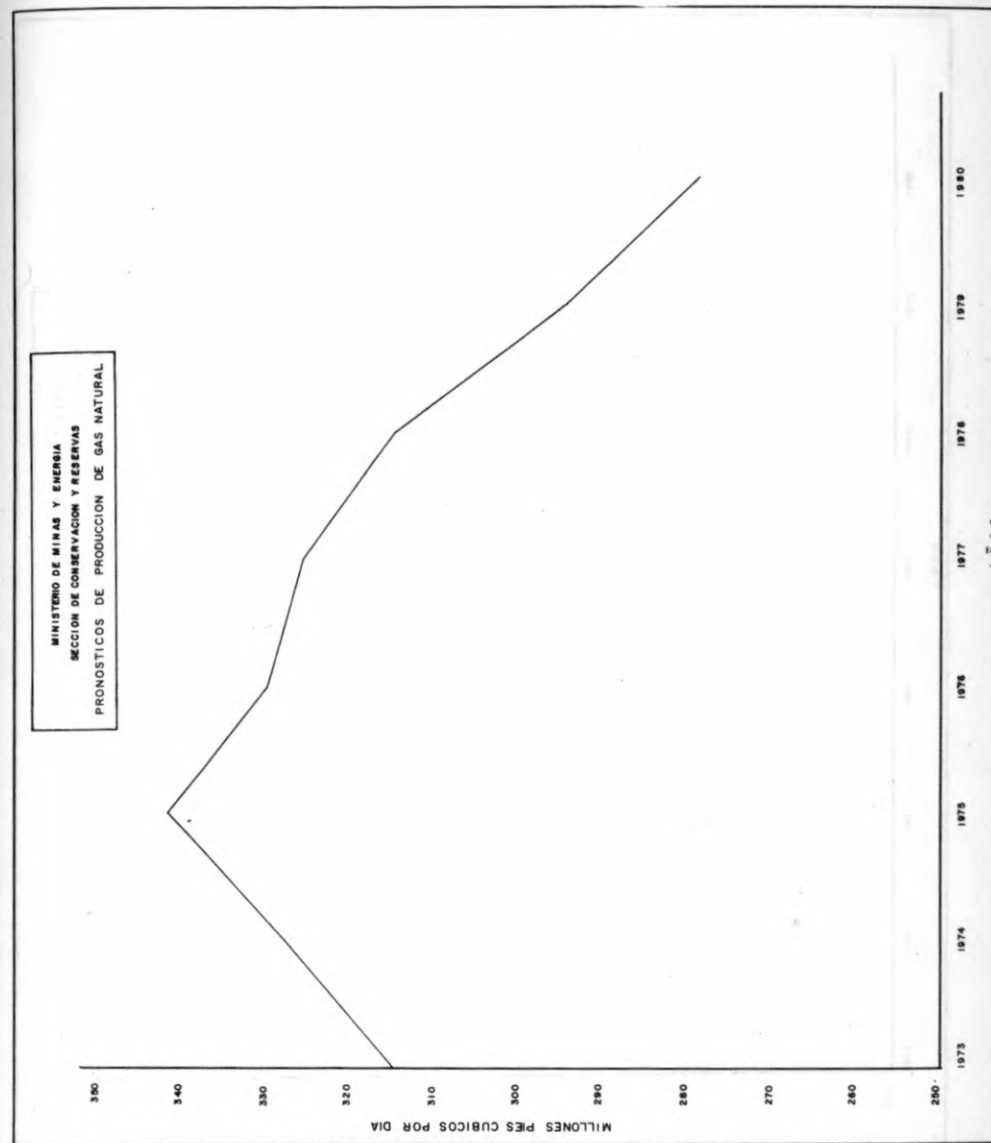
20.- En el Baja Magdalena se mantiene constante la producción para los próximos cinco años, debido a los últimos desarrollos del campo de "Boquete" de la concesión "Cicuco" (No. 162). A partir de 1979 se aplica una declinación del 10o/o.

30.- Para el Alto Magdalena también se mantiene constante la producción que se obtuvo durante el año de 1973. A partir de 1976 se aumenta en 20.000 barriles diarios de petróleo, al tener en cuenta el desarrollo que deberá efectuarse de los campos existentes en esta zona.

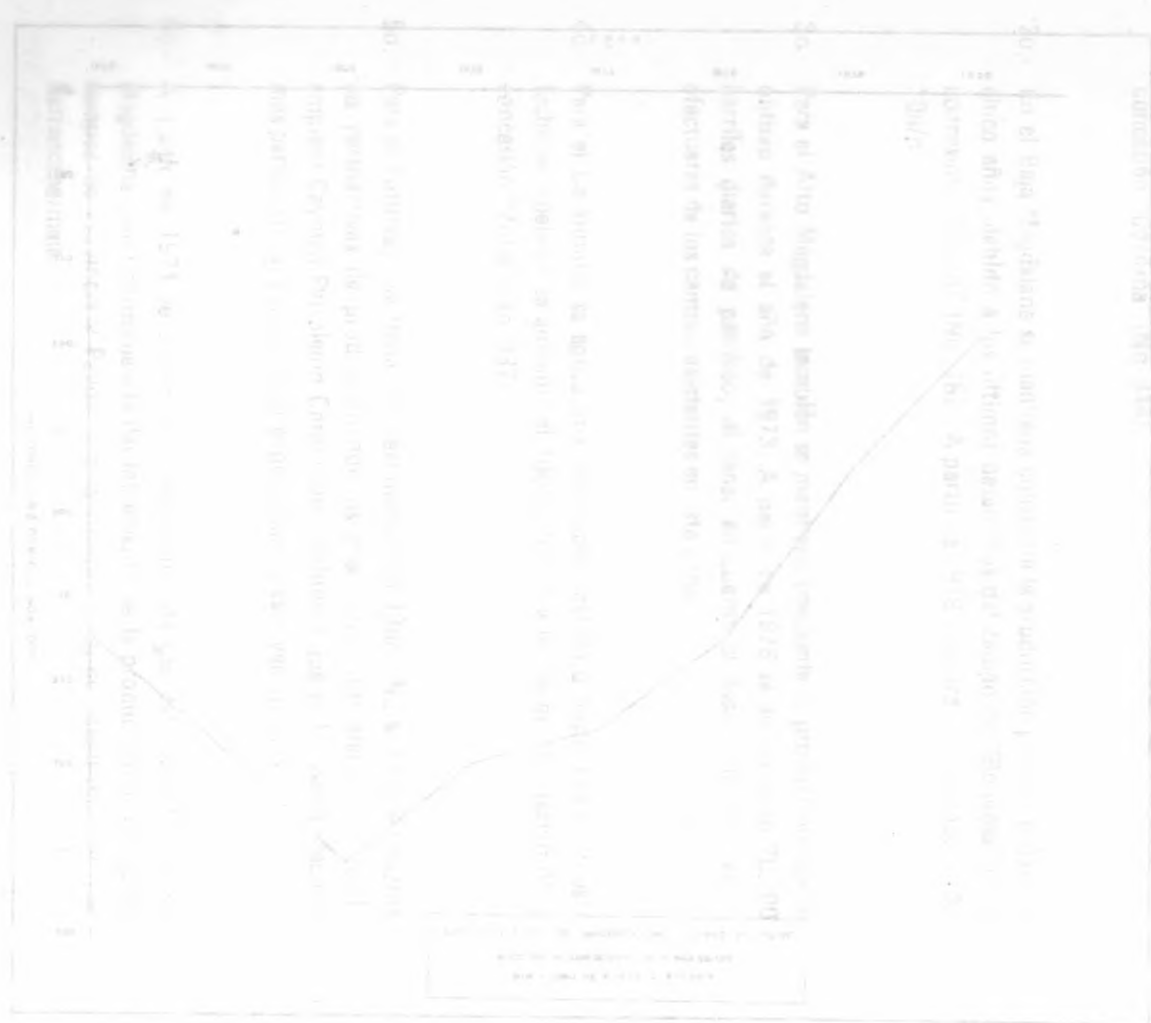
40.- Para el Catatumbo se aplica una declinación del 8o/o hasta 1979. De esta fecha en adelante se aumenta al 10o/o, debido a la mayor declinación de la concesión "Zulia" (No. 837).

50.- Para el Putumayo se toma una declinación del 12o/o. No se tiene en cuenta las perspectivas de producción por los descubrimientos efectuados por la empresa Cayman Petroleum Corporation, debido a que es necesario efectuar más perforaciones para conocer el potencial de esos yacimientos.

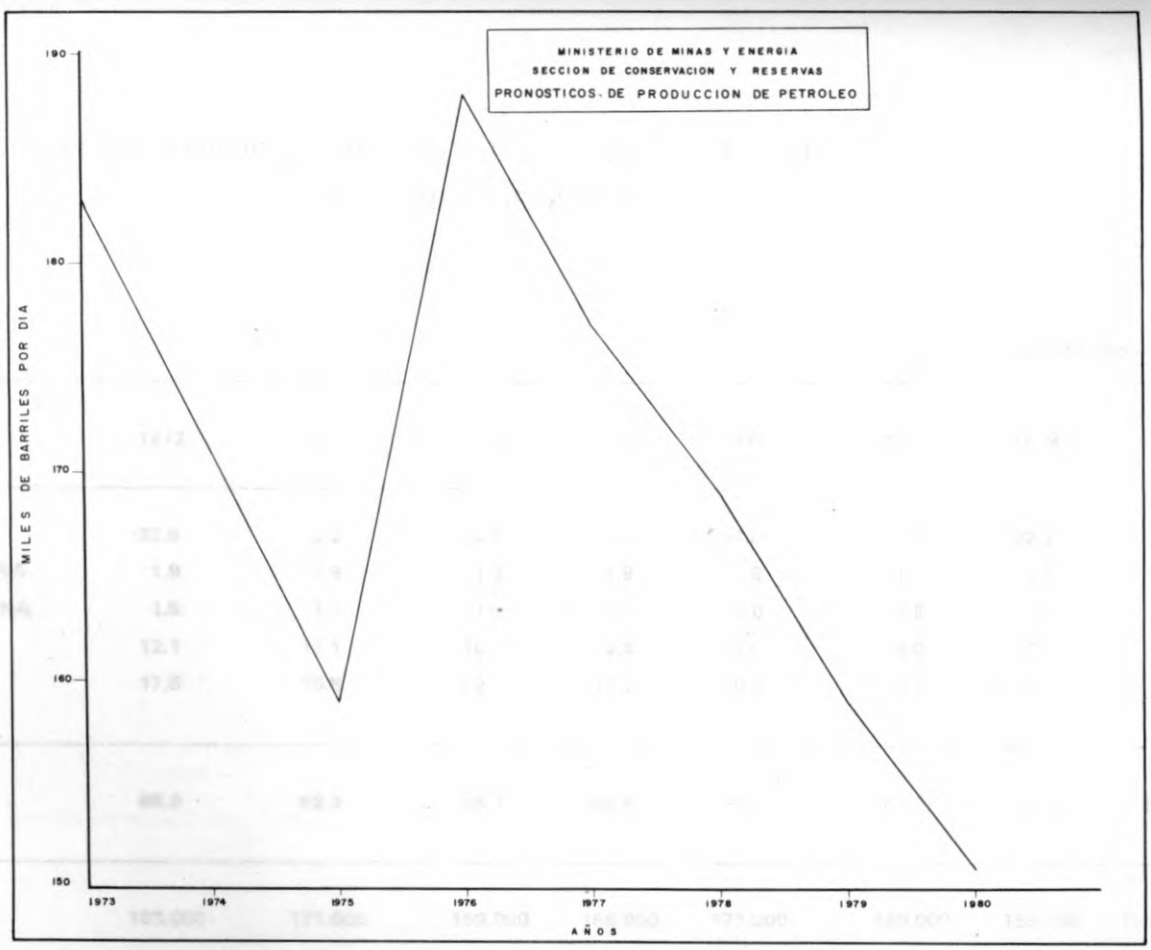
60.- A partir de 1974 se aumenta la producción de gas del Valle Medio del Magdalena como consecuencia del incremento de la producción de gas de los campos de Provincia y Payoa, que se utiliza por el complejo industrial de Barrancabermeja.



Se ha previsto que en 1975 la producción de petróleo en México será de 123 millones de barriles por día, lo que representa un aumento del 10% con respecto a 1974. Este incremento se debe a los esfuerzos realizados en el campo de Zedillo y a la explotación de nuevos campos en el estado de Veracruz.



MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
SECCION DE CONSERVACION Y RESERVAS
PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE PETROLEO





PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE PETROLEO 1973 - 1980
MILLONES DE BARRILES

Cuadro No. 20

A R E A	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
VALLE MEDIO	33.6	32.2	30.6	36.3	34.8	33.5	32.2	31.0
BAJO MAGDALENA	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.9	1.7	1.5
ALTO MAGDALENA	1.5	1.5	1.5	8.8	8.8	8.8	8.8	8.8
CATAMBUCO	12.1	11.1	10.4	9.4	8.6	8.0	7.2	6.5
PUTUMAYO	17.8	15.6	12.7	12.1	10.5	9.5	8.2	7.2
T O T A L E S	66.9	62.3	58.1	68.5	64.6	61.7	58.1	55.0
B/D.	183.000	171.000	159.000	188.000	177.000	169.000	159.000	151.000

AREA	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
VALLE MEDIO	65.0	72.0	79.0	76.0	73.0	70.0	67.0	65.0
BAJO MAGDALENA	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	28.0	25.0
ALTO MAGDALENA	1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0
CATATUMBO	6.0	5.0	4.6	4.2	3.9	3.6	3.2	2.9
PUTUMAYO	12.0	10.6	9.3	8.2	7.2	6.4	5.6	4.9
TOTALES	115.0	119.6	124.9	120.4	119.1	115.0	107.8	101.8

PRONOSTICOS DE PRODUCCION DE GAS
Miles de Millones de Pies Cúbicos

Cuadro No. 21

AREA	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
VALLE MEDIO	65.0	72.0	79.0	76.0	73.0	70.0	67.0	65.0
BAJO MAGDALENA	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	31.0	28.0	25.0
ALTO MAGDALENA	1.0	1.0	1.0	1.0	4.0	4.0	4.0	4.0
CATATUMBO	6.0	5.0	4.6	4.2	3.9	3.6	3.2	2.9
PUTUMAYO	12.0	10.6	9.3	8.2	7.2	6.4	5.6	4.9
TOTALES	115.0	119.6	124.9	120.4	119.1	115.0	107.8	101.8

	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979
TOTAL	56.639.332	56.965.846	53.047.887	49.029.884	46.564.969	45.000.000	44.000.000	43.000.000	42.000.000	41.000.000	40.000.000
AVIA	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
INDUSTRIAL	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000	10.000.000
OTRO	36.639.332	36.965.846	33.047.887	29.029.884	26.564.969	25.000.000	24.000.000	23.000.000	22.000.000	21.000.000	20.000.000

Cuadro No. 21

Miles de barriles de los productos
BARRILES DE PRODUCCION DE GAS

10.- REFINACION

Durante el año de 1973, las refinerías con que cuenta el país trataron un total de 56.965.846 barriles de petróleo crudo, o sea un promedio diario de 156.071 barriles. En comparación con 56.639.332 barriles tratados en 1972, se presentó un aumento de 326.514 barriles, equivalentes al 0.57o/o. La carga total de las refinerías y su variación porcentual en los años de 1969 a 1973 se presentan a continuación:

Año	Carga Total		Aumento o/o
	Bls. Anuales	Bls. Diarios	
1969	46.564.969	127.575	3.1
1970	49.029.884	134.328	5.3
1971	53.047.887	145.337	8.2
1972	56.639.332	154.752	6.4
1973	56.965.846	156.071	1.0

La capacidad de diseño de las refinerías instaladas en el país, los volúmenes procesados en crudo e ingredientes, y su porcentaje de carga con relación al total tratado, se indican en el cuadro No. 22.

En el año de 1973 las refinerías adquirieron los volúmenes de petróleo señalados en el cuadro No. 23.

Durante el mismo período el petróleo pagado por las refinerías en moneda nacional, que corresponde al 25o/o de la producción de las empresas privadas, fué de 13.733.470 barriles netos por valor de US\$22.285.300, equivalentes a \$445.706.000. La industria compró para usarlos directamente, como combustible la cantidad de 704.733 barriles de petróleo.

El volumen de productos obtenidos en el año de 1973 en cada una de las refinerías existentes en el país, expresado en barriles, fué como se observa en el cuadro No. 24.

Se presentó un aumento entre los volúmenes procesados y los derivados obtenidos de 554.661 barriles, debido a que algunos de los productos tienen volumen específico mayor que la materia prima de que provienen.

11.- CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO

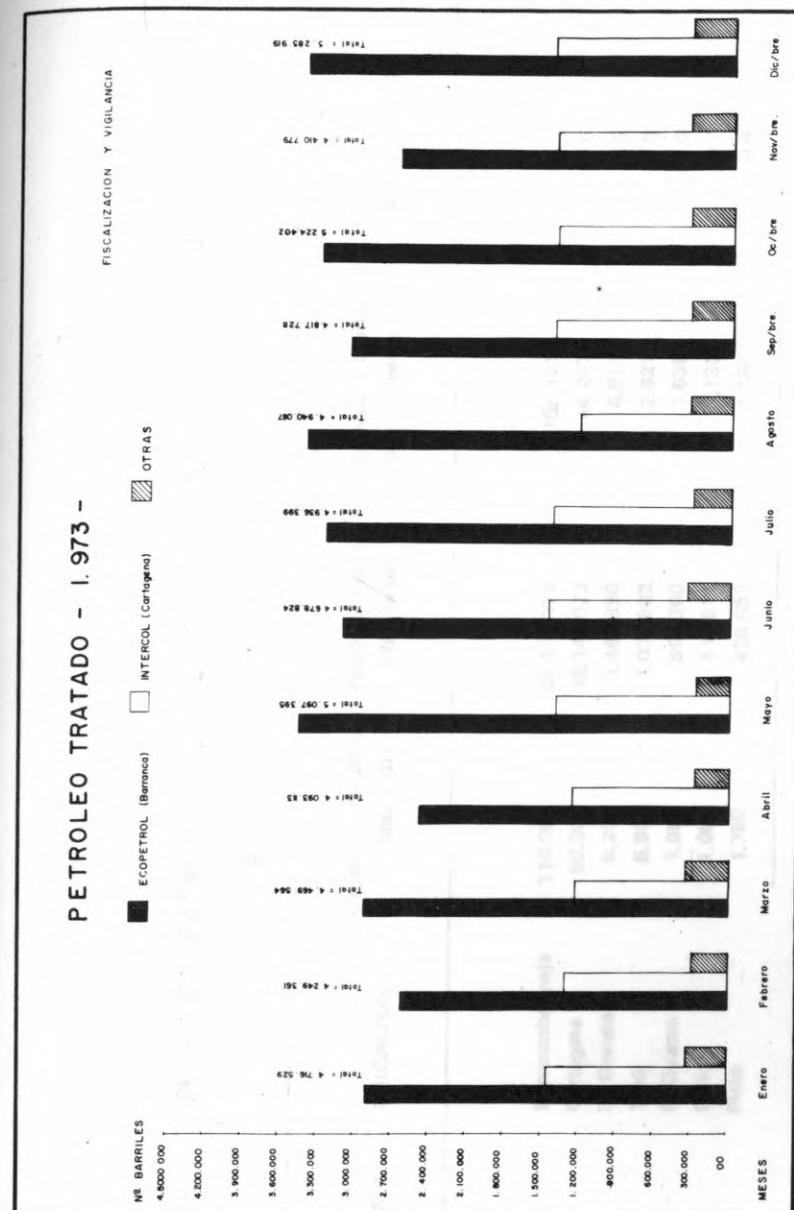
a - PRODUCTOS REFINADOS

El consumo total en 1973 de productos refinados fué de 48.705.878 barriles netos. A este volumen debe agregarse 704.733 barriles de petróleo crudo consumido por la industria como combustible. En esta forma, se consumieron en total 49.410.604 barriles de productos. Con relación a los consumos existentes en el año de 1972, se presentó un aumento de 3.723.759 de productos refinados, equivalentes a 8.30/o. Si se incluye el petróleo crudo mencionado, el aumento fué de 8.50/o.

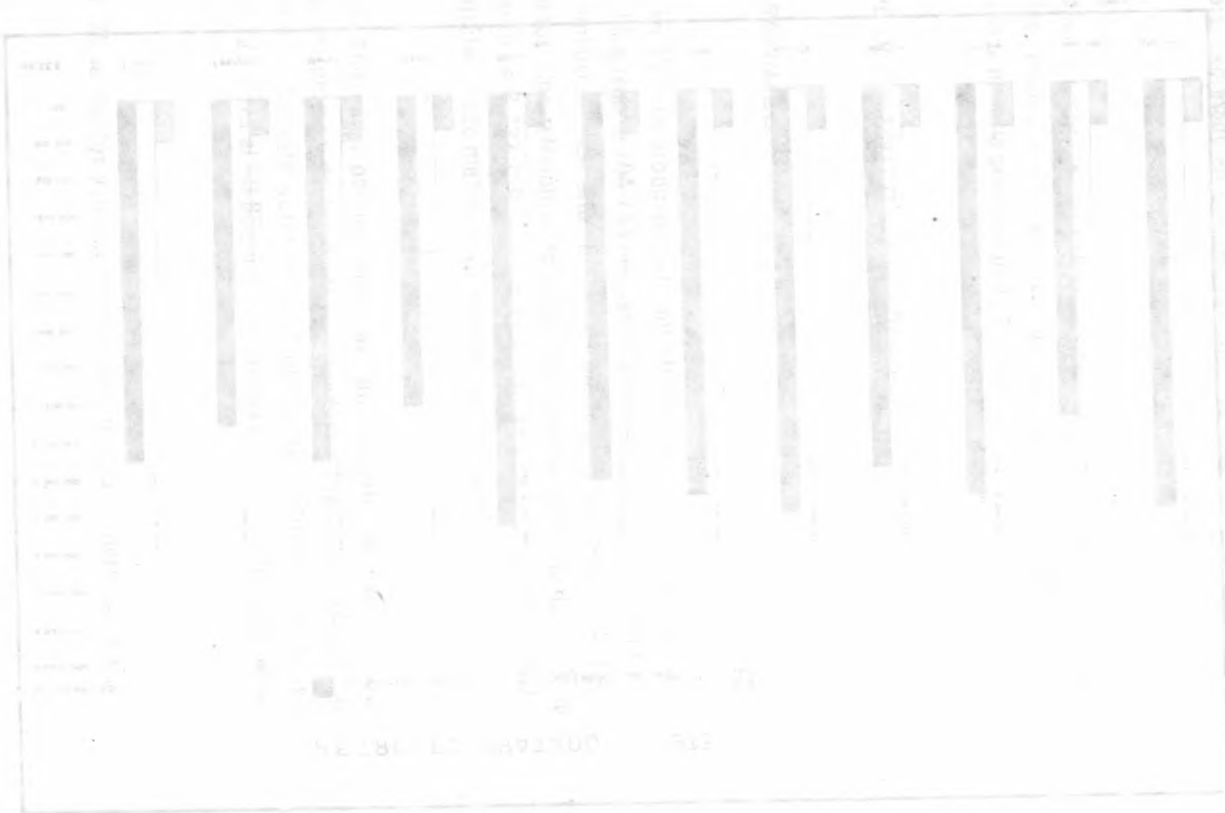
Las ventas internas efectuadas por las refinerías, que equivalen al consumo total menos los consumos propios de las plantas refinadoras, fueron de 44.611.296 barriles de productos. De este volumen la Empresa Colombiana de Petróleos suministró 27.151.728 o sea el 60.86o/o y la industria privada 17.459.568 barriles o sea el 39.14o/o.

En el cuadro No. 25 se dan los volúmenes vendidos por cada refinería en el año en referencia.

Los volúmenes de productos refinados consumidos en el país durante los últimos cinco años y los aumentos porcentuales correspondientes, fueron:



Los volúmenes de producción de hidrocarburos líquidos y gases licuados de petróleo y los siguientes porcentajes correspondientes, fueron:



PETROLEO TRATADO Y CAPACIDAD DE DISEÑO DE LAS REFINERIAS 1973

Cuadro No. 22

EMPRESA	UBICACION	Capacidad de Diseño Bbls / día	Petróleo Tratado Bls. netos	Promedio Diario Barriles netos	PORCENTAJE
ECOPETROL	Barrancabermeja	110.000	38.369.373	105.121	65.6
INTERCOL	Cartagena	50.000	16.148.623	44.243	27.6
INTERCOL	La Dorada	5.200	1.463.890	4.011	2.5
COLPET	Tibú	5.800	1.031.802	2.827	1.8
TEXAS	El Guamo	1.900	598.390	1.639	1.0
TEXAS	Orito	1.000	412.511	1.130	0.7
ANTEX	Plato	1.750	426.652	1.169	0.8
TOTALES		175.650	58.451.241	160.140	100.0

	1014788	110'000	88'901'341	100'100	100'0
VALIX	1100	4'380	458'883	4'188	08
LEXV2	0400	1'000	115'811	1'130	01
LEXV2	El Cerrito	1'800	282'380	1'808	00
COFIEL	1100	2'800	1'081'803	1'831	08
INLEBDOG	El Cerrito	2'500	1'983'000	2'011	00
INLEBDOG	El Cerrito	20'000	18'195'000	18'549	00
ECOPETROL	El Cerrito	110'000	18'368'333	180'101	00

EMPRESA	UBICACION	SPH / 918	BR / 1014	VALOR PAGADO	FORCENIATE
---------	-----------	-----------	-----------	--------------	------------

ESTADÍSTICA DE LAS COMPRAS DE PETRÓLEO Y PRODUCTOS DERIVADOS EN GUAYAMA, PUERTO RICO, 1973

COMPRAS DE PETRÓLEO

1973

Cuadro No. 23

EMPRESAS	Compras Totales (Barriles)	Volúmen Pagado US\$ Bbls.	Valor en US\$
ECOPETROL	21.057.734	19.055.109	30.924.423.46
ECOPETROL CRUDO PROPIO	10.011.119	---	---
INTERCOL	23.854.167	13.409.980	21.777.461.87
OTRAS: PLATO - GUAMO	1.013.680	662.785	1.050.350.70
TIBU - DRITO	935.763		
TOTALES	56.872.463	33.127.874	53.752.236.03

TOTALES 56.872.463 33.127.874 53.752.236.03

101V7E2	88'815'482	35'151'834	83'325'330'09
1880'0810	838'183		
DIAGN: 18710'0810	1'012'880	883'182	1'020'320'10
INTERCOG	33'824'181	17'408'860	51'233'041'83
ECOMETROG CYDRO 180MO	10'011'118		
ECOMETROG	31'021'124	18'022'108	30'043'232'98

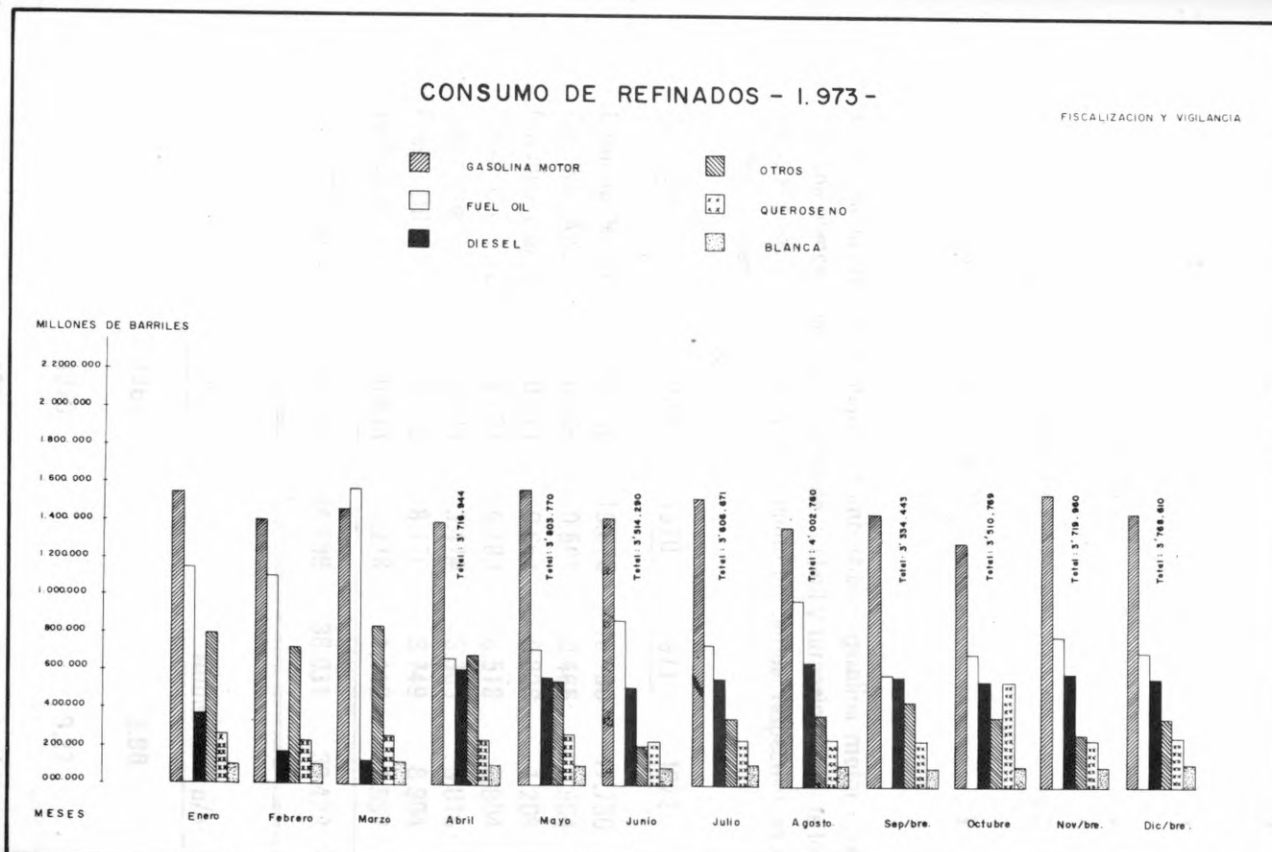
122 8PIE
 COMPLET (0188) (81118) A 01080 18000 A 1010 04 122

1833
 COMBUST DE PETROGEO

PRODUCTO	BARRANCA	CARTAGENA	OTRAS	TOTALES
GASOLINA AVIACION	467.545			467.545
GASOLINA MOTOR	13.569.375	4.478.169	529.933	18.577.477
GASOLINA BLANCA	1.174.998		188.288	1.363.286
NAFTA LIVIANA CATULITICA	(30.016)	436.173		406.157
QUEROSENO	2.210.674	766.005	171.000	3.148.479
DIESEL-OIL (ACPM)	4.497.301	3.152.091	770.681	8.420.073
GAS PROPANO	1.603.061	136.563	290.560	2.030.184
FUEL OIL	10.579.024	6.011.810	1.348.579	17.939.413
GAS COMBUSTIBLE	1.162.855			1.162.855
TURBOSINA	1.296.637	431.273	59.205	1.787.115
COQUE	639.136	272.476		911.612
ACIDO NAFTENICO	41.633			41.633
ASFALTOS LIQUIDOS	241.013			241.013
ASFALTOS SOLIDOS	489.335			489.335
ALQUITRAN AROMATICO	153.332	132.822		286.154
DISOLVENTES	212.734		114.827	327.561
LUBRICANTES	33.579			33.579
GRASAS	341.385			341.385
PITCH		604.651		604.651
GASOLEOS	(73.850)			(73.850)
ACEITE DE CICLO LIVIANO	(62.442)			(62.442)
RESIDUO	(2.500)			(2.500)
OTROS	18.267	48.562	498.358	565.187
TOTALES	38.563.076	16.470.595	3.972.231	59.005.902

CUADRO NO. 25

PRODUCTOS	REFINERIAS							TOTALES
	Barranca	Cartagena	Tibú	Dorada	Guamo	Plato	Orito	
Gasolina Motor	14,060.130	4 420 822	214.270		93.663	94.558	151.616	19.035.059
Gasolina Blanca	1.188.244		111.797	68.907	485	141	3.442	1.373.116
Gasolina Aviación	465.337							465.337
Nafta		383.414						383.414
Queroseno	2.180.850	762.817	90.752		2.485	8.616	33.529	3.079.049
Diesel - Fuel Oil	3.404.069	2 648 919	123 664	457 899	58.965	3.403	49.153	6.746.072
Fuel Oil	1 496.715	5 137.320		782.939	403 989		4.953	7.825.916
Turbosina	1.283.452	438.673		56.188				1.778.313
Fuel Gas	606							606
Batanoa	12.301							12.301
Gas Licuado de Petróleo	1.603.061	136.155	97.822			182.289		2.019.327
Lubricantes	28.537							28.537
Grasas	35.054							35.054
Asfaltos Líquidos	229.037							229.037
Asfaltos Sólidos	484.816							484.816
Acido Nafténico	412	223						12,375
Disolventes	214.115					104.297		318.412
Alquitrán Aromático	141.674	128.086						269.760
Aceite Ciclo	1.522							1,522
Gasóleo Especial		177.041						177,041
Residuos			26.009					26,009
Soda Gastada		167						15,295
Basca	269.859							269,859
Extractos Nefténicos	10.691							10,691
Destilados	33.627							33,627
Azufre	7.619							7,619
TOTALES	27.151.728	14 233 637	664 314	1.365 933	559.687	393.304	242.693	44.611.296



ESTADÍSTICA DE REFINACIÓN POR EL MÉTODO FTYD

Producto	1969	1970	1971	1972	1973
Gasolina Motor	14.730	15.670	16.730	17.730	19.175
Gasolina Aviación	0.605	0.561	0.465	0.504	0.479
Gasolina Blanca	0.511	0.657	0.826	1.208	1.374
Diesel Oil - ACPM	4.951	5.183	6.518	6.904	7.002
Querosene	3.124	3.474	3.303	3.015	3.115
Fuel - Oil	7.176	8.176	8.749	8.904	8.671
Turbosina	0.933	1.278	1.440	1.567	1.779
TOTAL	32.030	34.999	38.031	39.429	41.595

Año	Consumo - Bls.	Aumento - o/o
1969	35.711.672	6.2
1970	39.814.744	11.4
1971	42.744.388	7.4
1972	44.982.112	5.2
1973	48.705.878	8.3

El consumo de los principales combustibles -gasolina motor, gasolina aviación, gasolina blanca, diesel-oil, querosene, fuel-oil y turbosina- durante los últimos cinco años, expresado en barriles y el aumento porcentual respectivo, se consigna en los cuadros siguientes:

Producto	1969	1970	1971	1972	1973
Gasolina Motor	14.730	15.670	16.730	17.730	19.175
Gasolina Aviación	0.605	0.561	0.465	0.504	0.479
Gasolina Blanca	0.511	0.657	0.826	1.208	1.374
Diesel Oil - ACPM	4.951	5.183	6.518	6.904	7.002
Querosene	3.124	3.474	3.303	3.015	3.115
Fuel - Oil	7.176	8.176	8.749	8.904	8.671
Turbosina	0.933	1.278	1.440	1.567	1.779
TOTAL	32.030	34.999	38.031	39.429	41.595

Año	Aumento - o/o
1969	3.90
1970	9.27
1971	8.66

1972	3.68
1973	5.49

Los volúmenes de los productos dados al consumo interno en el año de 1973, por refinerías, se muestran en el cuadro No. 26.

12.- PRODUCTOS PETROQUIMICOS

En el año de 1973 se produjo un total de 1.195.571 barriles. El consumo nacional en el mismo período fué de 754.508 barriles. Con respecto al consumo en el año anterior, se presentó un aumento de 278.876 barriles equivalentes al 58.6o/o.

Los consumos de productos petroquímicos en los años de 1972 y 1973 y los aumentos porcentuales respectivos se indican a continuación:

Producto	Consumo 1972	Bbbs. 1973	Aumento o/o
Etileno	88.124	151.980	72.5
Propileno	675	1.037	53.6
Cicloexano	91.858	129.490	40.0
Tolueno	16.251	24.568	51.1
Benceno	4.652	14.468	210.0
Ortoxileno	7.288	28.200	286.9
Xilenos mezclados	23.254	55.106	136.9

Parafinas	243.530	349.659	43.6
TOTAL	475.632	754.508	58.6

13.- OLEODUCTOS

En el año de 1973, la longitud y capacidad de los gasoductos y oleoductos no sufrieron variación alguna.

La red de oleoductos para el transporte del petróleo que se produce en el Valle del Magdalena está constituida por el oleoducto Galán-Mamonal, de la empresa Andian National Corporation, al que se une el de Velásquez-Galán, de propiedad de la Texas Petroleum Company. Al primero de los mencionados empalman los oleoductos Casabe-Galán, Cristalina-Yarirí y Totumal-Puerto Mosquito; al de Velásquez-Galán los de Palagua-Velásquez y Cocorná-Vasconia. Este sistema permite la conducción de petróleo desde los campos del Valle Medio Magdalena a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

Otra de las redes de oleoductos es la formada por los de Tibú-Coveñas, Cicuco-Retiro y VioloCicuco, que permite llevar petróleo del Putumayo y de las concesiones "Cicuco" y "Barco" a la refinería de Barrancabermeja.

El oledocuto Río Zulia-Ayacucho-Barranca transporta también a la refinería de Barrancabermeja el petróleo producido en la concesión "Zulia" situada en el departamento de Norte de Santander. Anteriormente el ramal Ayacucho-Santa Marta, permitía la exportación de excedentes de petróleo de la concesión mencionada.

El tercer sistema para el transporte de petróleo es el formado por el oleoducto Puerto Colón-Orito-Tumaco, al que se une el de San Antonio-Kilómetro 15. Estos

oleoductos transportan el petróleo extraído en los campos de las concesiones "Orito Sur" (No. 716), "Orito Norte" (No. 716), "Acaé Sur" (No. 815), "Acaé Norte" (No. 815), "Río San Miguel" (No. 1225 y "Churuyaco" (No. 1226) ubicadas en la región del Putumayo y de las cuales son titulares Texas Petroleum Company y Petrolera del Río S.A.

Para el transporte del gas producido en la Costa Norte del país, se tienen tres gasoductos: el Cicuco-Barranquilla, que conduce el gas obtenido en la concesión "Cicuco" (No. 162). El de Jobo-Mamonal, que transporta el gas producido en los campos de Jobo-Tablón y Chinú, de las concesiones "Jobo" (No. 673) y "Sampué" (No. 578). El tercero es el gasoducto de El Difícil-Barranquilla, que lleva el gas obtenido en la concesión "El Difícil" (No. 96).

En el año de 1973 se transportaron por los oleoductos y gasoductos los volúmenes de petróleo y de gas que se indican a continuación:

CUADRO No. 27

HICROCARBUROS TRANSPORTADOS POR OLEODUCTOS - 1973

OLEODUCTOS	Recibos en Terminales - Barriles
Orito - Tumaco	15.160.529
Puerto Colón - Orito - Tumaco	1.793.041
San Antonio - Tumaco	423.207
Velásquez - Dorada	1.422.135
Anisales - Guamo	270.167
Velásquez - Galán - Mamonal	6.317.261

Totumal - Puerto Mosquito - Mamonal	167.971
Payoa - Galán - Mamonal	556.493
Payoa - Barranca	1.754.029
Provincia - Yarirí - Mamonal	916.724
Provincia - Yarirí - Barranca	2.058.488
Provincia - Yarirí - Barranca	4.455.012
Tibú - Simaña - Mamonal	41.220
Tibú - Simaña - Barranca	3.859.427
Cicuco - Simaña - Barranca	1.988.564
Coveñas - Simaña - Barranca	1.087.046 *
Yarirí - Mamonal	57.531
Yarirí - Galán - Barranca	6.064.466 **
Zulia - Santa Marta	1.461.115
Zulia - Ayacucho - Barranca	6.202.269
Difícil - Plato	424.150
El Centro - Mamonal	89.688
T O T A L	56.570.533

* Incluye 22.165 barriles de crudo Cicuco de existencia en Coveñas.

** Incluye 51.542 crudo Chucurí de Ecopetrol.

RESUMEN:

Totales recibidos en :

Mamonal	8.146.888
Barranca	27.469.301
Dorada	1.422.135
Guamo	270.167
Plato	424.150
Santa Marta	1.461.115
Tumaco	17.376.777
TOTAL	56.570.533

GASODUCTOS

Recibidos en Terminal
Pies Cúbicos

Jobo - Mamonal	7.778.103,623
Cicuco-Barranquilla	5.991.437,000
Difícil - Barranquilla	13.579.550,000
Payoa - Barranca	11.013.664,385
Payoa - Bucaramanga	1.522.101,888
TOTAL	39.884.856,896

POLIDUCTOS

COMPAÑIA	NOMBRE	PESOS	TOTAL PESOS
INTERCOL	PROVINCIA - PAYOA	60.126,37	60.126,37
OLEODUCTO DEL NORTE	TIBU - CUCUTA	651.551,55	651.551,55
OLEODUCTO DEL PACIFICO	BUENAVENTURA - YUM- BO - CARTAGO	742.487,36	742.487,36
OLEODUCTO DE ANTIOQUIA	GALAN - CANTIMPLORA - MEDELLIN	360.965,13	360.965,13
TOTAL			1.815.130,41

GASODUCTOS

SAN ANDRES DEVELOPMENT	JOBLO - TABLON - MAMO- NAL	933.372,44	933.372,44
COLOMBIA CITIES SERVICE	PAYOA - GALAN	18.044,38	127.341,26
COLOMBIA CITIES SERVICE	PAYOA - BARRANCA	109.296,88	539.229,33
GAS NATURAL COLOMBIANO	CICUCO - BARRANQUILLA	539.229,33	1.063.032,63
PETROQUIMICA DEL ATLANT.	DIFICIL - BARRANQUILLA	1.063.032,63	
TOTAL			2.662.975,66

Incluye 22.166 barriles de crudo Cúcuta de Barrancabermeja - Bogotá

Incluye 51.547 barriles de crudo de Barrancabermeja - Bogotá

Destino	Bariles Netos	Valor
Buenaventura - Yumbo	444.766	1.253.781
Salgar - Cartago - Yumbo	4.040.226	11.253.781
Salgar - Manizales	612.823	1.716.001
Salgar - Pereira	116.001	329.871
Salgar - Cartago	1.396.368	3.968.871
Barranca - Bucaramanga	1.325.002	3.716.002
Tibú - Cúcuta	332.215	932.215
Provincia - Payoa - Barranca	923.116	2.504.848

La red de oleoductos para el transporte de derivados del petróleo está constituida por el de Barrancabermeja-Cantimplora-Puerto Salgar-Bogotá y por el de Puerto Salgar-Manizales-Cartago. En este último sitio se une el oleoducto Buenaventura-Yumbo. De esta red hacen parte los oleoductos Cantimplora-Medellín y Barrancabermeja-Bucaramanga.

Los mencionados oleoductos transportan productos obtenidos en las refineras de Barrancabermeja a las zonas de mayor consumo del país.

Otro oleoducto para derivados del petróleo es el de Tibú-Puerto León-Cúcuta, que conduce combustible producidos en la refinera de Tibú, en la concesión "Barco".

En el año de 1973, los oleoductos mencionados antes, transportaron los volúmenes que se indican a continuación:

POLIDUCTOS	Recibos en Terminal	
	Volumen Exportado	Bariles Netos
Buenaventura - Yumbo	444.766	1.253.781
Salgar - Cartago - Yumbo	4.040.226	11.253.781
Salgar - Manizales	612.823	1.716.001
Salgar - Pereira	116.001	329.871
Salgar - Cartago	1.396.368	3.968.871
Barranca - Bucaramanga	1.325.002	3.716.002
Tibú - Cúcuta	332.215	932.215
Provincia - Payoa - Barranca	923.116	2.504.848

Payoa - Galán 7.284.624

Galán-Cantimplora - Medellín 3.499.266

Galán - Cantimplora 73.247

Galán - Puerto Salgar 2.182.961

Pto. Salgar - Bogotá 11.592.900

T O T A L 33.823.515

14.- EXPORTACION DE PETROLEOS REFINADOS Y PRODUCTOS PETROQUIMICOS

Las exportaciones de petróleo efectuadas en el año de 1973 fueron de 9,504.848 barriles netos, por un valor total, declarado por las respectivas empresas, de US\$25.379,352, en comparación con 14.923.678 barriles, por un valor de US\$30.791.321 del año anterior. El petróleo exportado en los años de 1969 a 1973 y su valor correspondiente en dólares, fué:

Año	Volumen Exportado - Barriles	Valor - US \$
1969	29.853.155	56.671.801
1970	31.245.871	58.617.950
1971	25.395.727	51.235.872
1972	14.923.678	30.971.321
1973	9.504.848	25.379.352

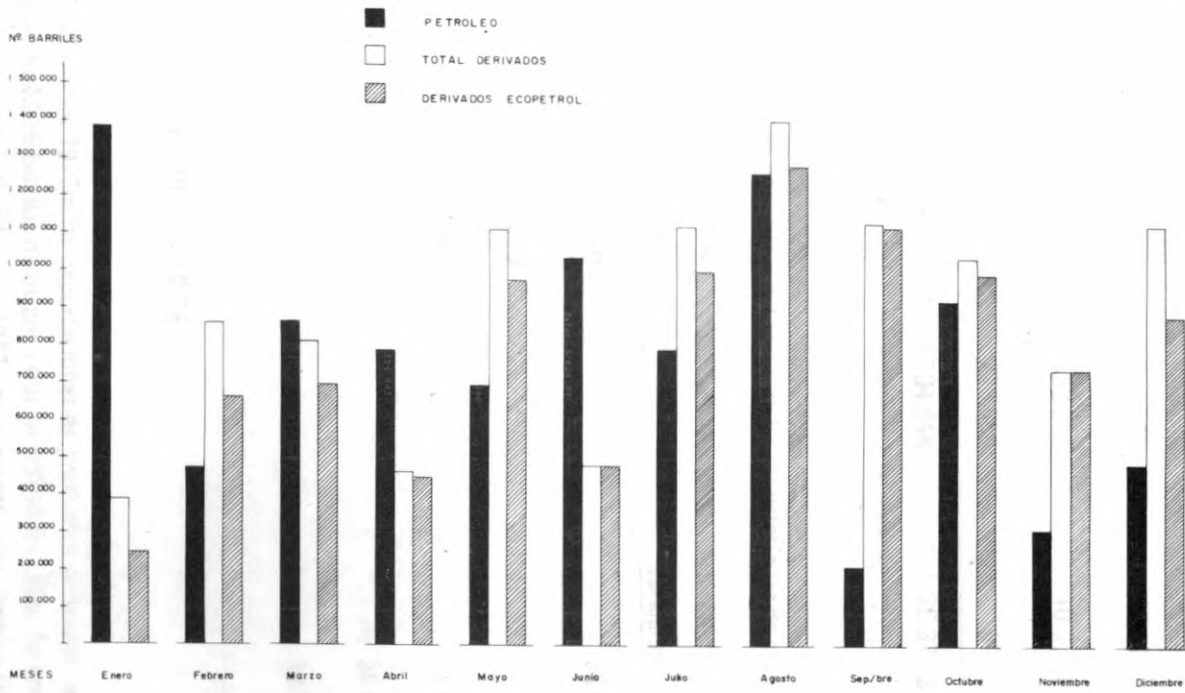
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
FISCALIZACION Y VIGILANCIA DE PETROLEOS
OLEODUCTOS QUE OPERAN EN EL PAIS

PROPIETARIO	ESTACION INICIAL	ESTACION TERMINAL	DISTANCIA		DIAMETRO NOMINAL EN PULGADAS	ESTACIONES DE BOMBEO	PRESION MAXIMA DE TRABAJO	CAPACIDAD APROXIMADA Bis/dia	IMPUESTO	TARIFA
			NOMINAL EN MILLAS	KILOMETROS						
OLEODUCTOS										
ANDIAN	GALAN	MAMONAL (1)	317,78	511,400	10-12	15	700	76.000	18 hrs/mes	
ANTEX	EL DIFICIL	PLATO	52,94	85,192	6-10	1	500	13.500	PRIVADO	\$ 0,22
CITIES SERVICE	PAYOA	BARRANCA	35,00	56,330	10	1	1.400	40.000	6%	U.S.\$ 0,075
COLPET	CICUCO	EL RETIRO	8,70	14,000	12-3/4	1	700	50.000	6%	U.S.\$ 0,05
COLPET	EL RETIRO	COVEÑAS	69,22	111,400	12-3/4	1	700	50.000	2,5%	U.S.\$ 0,81 Ton. Métrica
COLPET	VIOLO	CICUCO	9,12	14,250	4	1	800	3.000	6%	\$ 1,85
ECOPETROL	EL CENTRO	GALAN	16,72	26,900	10	1	700	76.000	OFICIAL	---
ECOPETROL	LLANITO	BARRANCA	7,28	11,720	6	1	800	10.000	"	---
ECOPETROL	LISAMA	"	27,995	44,980	6	1	1.500	15.000	"	---
INTERCOL	BUTURAMA	PTO. MOSQUITO	10,47	16,855	4	1	725	5.000	6%	\$ 1,80
TENNESSEE	DINA	SAN IGNACIO	4,35	7,000	6	1	1.200	1.800	6%	\$ 0,953
INTERCOL	PROVINCIA	YARIRI	33,46	53,844	8-5/8	2	1.400	37.000	6%	\$ 0,15 + U.S.\$ 0,05
TEXAS	TOTUMAL	PTO. MOSQUITO	11,72	18,855	4	1	725	3.500	6%	\$ 0,90
CHEVRON	RIO ZULIA	STA MARTA	305,127	498,395	10	2	1.460	35.000	6%	U.S.\$ 0,34
CHEVRON	AYACUCHO	BARRANCA	118,06	190,000	8	---	1.800	35.000	6%	U.S.\$ 0,25
SAGOC	TIBU	COVEÑAS	254,19	409,060	10 3/4-12 3/4	4	1.000-500	38.000	PRIVADO	U.S.\$ 3,00 x Ton. Métrica
SHELL - CONDOR	CANTAGALLO	PTO. WILCHES	1,68	2,710	4	1	800	1.000	"	\$ 0,05
SHELL - CONDOR	CASABE	GALAN	6,18	9,951	10-3/4	1	200	60.000	"	\$ 0,05
SHELL - CONDOR	CRISTALINA	YARIRI	17,64	28,396	3 1/2-4	1	800	2.900-4.200	6%	\$ 0,955
TEXAS	ANISALES	GUAMO	21,13	34,000	4	1	600	3.500	6%	\$ 0,80
TEXAS	PALAGUA	VELASQUEZ 26	5,67	9,121	6 5/8	1	650	30.000	6%	\$ 0,95 U.S.\$ 0,023
TEXAS	VELASQUEZ 26	DORADA	45,20	72,744	4-6	1	1.200	4.000	PRIVADO	\$ 0,38 U.S.\$ 0,03
TEXAS	VELASQUEZ 26	GALAN	112,64	181,267	12	2	750	42.000	6%	\$ 1,44
TEXAS	CO CORNA	VASCONIA	4	6,080	12	1	---	3.500	6%	U.S.\$ 0,04
PROVINCIA	PROVINCIA	PAYOA	4	6,550	8 5/8	---	1.000	38.000	6%	U.S.\$ 0,079
TEXAS	ORITO	TUMACO	189,80	305,641	18-14-10 3/4	4	1.500	100.000	2%	U.S.\$ 0,178
TEXAS	PTO COLON	ORITO	36,00	58,000	12 3/4	2	1.465	30.000	2%	U.S.\$ 0,0883 (5)
TEXAS - GULF	SAN ANTONIO	KMS - 15	9,94	16,00	6 5/8	2	---	20.000	2%	U.S.\$ 0,0226
POLIDUCTOS										
ECOPETROL	GALAN	PTO. BERRIO	60,15	98,800	8	1	1.800	60.000	OFICIAL	\$ 0,0135
ECOPETROL	PTO. BERRIO	SALGAR	94,98	152,950	8	1	1.800	80.000	OFICIAL	\$ 0,025
ECOPETROL	SALGAR	BOGOTA	90,68	146,000	8-10	3	1.800	32.000	OFICIAL	\$ 0,05
OLEONORTE	TIBU	CUCUTA	72,83	117,284	4	1	1.100	2.400	6%	\$ 0,154
DEPTO. ANTOQUIA	PTO. BERRIO	MEDELLIN	112,34	180,794	6	2	750	8.300	2,5%	\$ 0,11 y \$ 0,05 (2)
OLEODUCTO PACIFICO	B/VENTURA	YUMBO	61,01	98,184	6-8	2	1.500	28.000	6%	\$ 0,072 - \$ 0,30 (4)
OLEODUCTO PACIFICO	YUMBO	CARTAGO	92,28	148,800	6 5/8	---	1.300	4.000-10.000 (3)	6%	\$ 0,065
CITIES SERVICE	PAYOA	GALAN	35,79	57,600	4 1/2	1	1.200	4.000-8.100	6%	\$ 0,065
ODECA	DORADA	CARTAGO	130,41	210,000	6 5/8 - 8 5/8	4	1.535	20.000	6%	---
INTERCOL	PROVINCIA	PAYOA	7,49	12,054	3	---	1.000	11.000	6%	U.S.\$ 0,0011 x Galán
ECOPETROL	CANTIMPLORA	PTO. BERRIO	3,42	5,500	2-6	1	150	8.300	OFICIAL	---
ECOPETROL	BARRANCA	BUCARAMANGA	59,04	95,048	6 5/8 - 4 1/2	1	1.500	14.000	OFICIAL	\$ 0,188 - \$ 0,233 (6)
GASODUCTOS										
INDUSTRIA COLOMBIANA DE FERTILIZANTES	CASABE	BARRANCA	6,98	11,235	6	1	260	6.000 MPC/dia	6%	---
S ANDRES DEVELOPMENT	JOBO	MAMONAL	124,00	200,000	10	---	1.000	50.000 MPC/dia	6%	\$ 2,00 MPC
GAS NAT COLOMBIANO	CICUCO	BARRANQUILLA	141,986	228,498	10	1	1.200	45.000 MPC/dia	6%	\$ 1,50
GAS NAT COLOMBIANO	LA MOCHA	PINTO	12,132	19,510	4 1/2	---	1.000	12.000 MPC/dia	6%	\$ 0,45
ANTEX	EL DIFICIL	BARRANQUILLA	92,17	148,420	12	---	1.000	54.000 MPC/dia	6%	\$ 1,310
CITIES SERVICE	PAYOA	BARRANCA	35,83	57,700	8 5/8	---	1.500	33.000 MPC/dia	6%	\$ 0,541
ECOPETROL	PROVINCIA	PAYOA	7,40	11,904	8	---	800	20.000 MPC/dia	OFICIAL	---
ECOPETROL	PAYOA	BUCARAMANGA	---	---	---	---	---	---	---	---

(1) Distancia Yariri-Mamonal 473,90 Kms.
 (2) \$ 0,11 para gasolina, tractorina, queroseno C.S.O,05 Para diesel, fuel oil, A.C.P.M.
 (3) En operación ordinaria se bombea directamente de la estación de Dagua, y a la máxima presión de 1.500 Lbs/pq se pueden bombear 11.000 Bis de Dagua a Cartago o también 28.000 Bis/día a Yumbo y 4.000 a Cartago.
 (4) \$ 0,30 para Fuel oil
 (5) U.S.\$ 0,0694 para Loro - Orito
 (6) \$ 0,188 para productos blancos - S.O, 233 para L.P.G.

EXPORTACION DE PETROLEO Y DERIVADOS - 1.973 -

FISCALIZACION Y VIGILANCIA



Las exportaciones de petróleo se efectuaron en 1973 a los siguientes países:

<u>País</u>	<u>Barriles</u>	<u>Valor - US\$</u>
Estados Unidos	5.777.965	14.413.961
Perú	3.490.224	10.386.050
Chile	236.659	579.341
T O T A L	9.504.848	25.379.352

La variación en porcentaje del valor de las exportaciones de crudo durante los años de 1969 a 1973, fué:

<u>Año</u>	<u>Variación - o/o</u>
1969	56.0
1970	+ 3.4
1971	- 12.6
1972	- 39.6
1973	- 18.1

a - PRODUCTOS REFINADOS

En el año de 1973m las exportaciones de productos derivados del petróleo fueron de 10.594.396 barriles netos por valor de US\$36.441.995. En comparación con las exportaciones realizadas en 1972, se presentó una disminución de 2.459.034

barriles y un aumento en el valor de US\$6.300.686, equivalentes al 18.9o/o y al 20.9o/o respectivamente.

Las exportaciones de productos refinados durante los últimos cinco años y su valor en dólares, ha sido:

Año	Volúmen Exportado		V a l o r	
	Barriles	Variación o/o	Dólares	Variación o/o
1969	11.568.871	+ 0.8	19.271.230	- 7.3
1970	10.314.814	- 10.8	17.016.569	- 11.7
1971	11.671.370	+ 13.2	23.432.265	+ 37.7
1972	13.008.430	+ 11.5	30.141.309	+ 28.6
1973	10.549.396	- 18.9	36.441.995	+ 20.9

Ecopetrol exportó el 87.8o/o del volumen total de productos refinados. A este porcentaje correspondió el 89.5o/o del valor total de dichas exportaciones.

Por empresas, los volúmenes exportados en 1973 y su valor respectivo, se muestran en el cuadro No. 28.

b - PRODUCTOS PETROQUIMICOS

En el año de 1973 las exportaciones de productos petroquímicos alcanzaron 560.922 barriles aproximadamente, por un valor de US\$6.986.065. En comparación con las exportaciones realizadas en 1972, se presentó una pequeña disminución del 1.7o/o en el volumen y un aumento del 23.6o/o en el valor.

Estas exportaciones fueron realizadas en su totalidad por la Empresa Colombiana de Petróleos.

Los productos exportados, su volumen y el correspondiente valor, ffueron:

Producto	Volumen - Bbls.	Valor - US\$
Benceno	75.806	1.181.096
Xileno	167.359	1.260.997
Tolueno	67.764	567.600
Ortoxileno	30.424	254.366
Parafinas	148.459	3.366.599
Bases Parafinicas	71.110	355.408
T O T A L	560.922	6.986.065

15.- INGRESOS DIRECTOS A LA NACION POR LA EXPLOTACION DE PETROLEO Y GAS

Durante el año de 1973, los departamentos, las intendencias y los municipios, percibieron por concepto de regalías e impuestos de producción al petróleo de propiedad privada, la suma de US\$12.066.467.34 y \$5.781.936.63. En comparación con lo recibido en 1972, se presentó una disminución de US\$827.341.87 y un aumento de \$103.219.22.

Por concepto de cánones superficarios, las sumas recaudadas ascendieron a US\$1.208,761,56 y \$409.578.47. Por impuesto de transporte de petróleo y de

productos refinados por oleoductos y de gas natural por gasoductos, la Nación recibió US\$407.332,83 y \$6.219.263.54.

Las sumas totales recibidas por regalías, cánones superficarios, impuestos de producción y de transporte, fueron de US\$13.682.561.73 y \$12.370.778.64. Las cantidades percibidas por los anteriores conceptos durante los últimos cinco años, se muestran a continuación:

Años	SUMAS PERCIBIDAS	
	US\$	\$
1969	15.481.204.60	7.172.468.80
1970	16.430.657.04	7.559.986.75
1971	16.108.342.83	9.163.070.27
1972	14.422.630.51	11.821.738.56
1973	13.682.561.73	12.370.778.64

Por compañías las sumas percibidas por los conceptos anteriores, se indican en los cuadros Nos. 29 a 31.

EXPORTACIONES DE REFINADOS POR EMPRESAS 1973

PRODUCTO	ECOPETROL		INTERCOL		TOTAL	
	VOLUMEN BBLs.	VALOR US\$	VOLUMEN BBLs.	VALOR US\$	VOLUMEN BBLs.	VALOR US\$
Fuel Oil	8,159,626	23,733,168	1,148,969	3,433,327	9,308,595	27,166,495
Diesel Oil (ACPM)	1,088,037	8,491,299	125,896	346,214	1,213,933	8,837,513
Otros	11,740	377,092	15,128	60,895	26,868	437,987
TOTALES:	9,259,403	32,601,559	1,289,993	3,840,436	10,549,396	36,441,995

CUADRO NO. 28

SECRETARÍA DE ECONOMÍA
DIRECCIÓN GENERAL DE ESTADÍSTICA
DIRECCIÓN DE ESTADÍSTICA DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

REGALIAS E IMPUESTOS 1973

CUADRO NO.29

CONCESIONARIA	CONCESION	DOLARES	TOTAL DOLARES	PESOS	TOTAL PESOS
CHEVRON	ZULIA	2.161.839,57	2.161.839,57	24.923,13	24.923,13
TEXAS GULF	ORITO NORTE	996.488,82			
"	ORITO SUR	3.268.832,47			
"	ACAE NORTE	250.263,01			
"	ACAE SUR	171.530,59			
"	SAN MIGUEL	140.683,44			
"	CHURUYACO	13.049,24	4.840.847,57		
TEXAS	R.P. GUAGUAQUI	151.299,36			
"	PALAGUA	391.222,26			
"	ERMITAÑO	14.861,04			
"	RIONEGRO	538,82			
"	COCORNA	62.910,60			
"	TOTUMAL	3.104,91			
"	TISQUIRAMA	46.511,40			
"	TETUAN	2.491,09	672.939,38		
COLPET	BARCO	608.709,42			
"	CICUCO	751.714,45	1.360.423,87	1.931.287,71	
"	VIOLLO			21.073,44	1.952.361,15
SHELL	YONDO	332.785,23			
"	CANTAGALLO	46.145,59			
"	SAN PABLO	540.387,45		245,84	245,84
"	LA CRISTALINA	68.304,43	987.622,70		
INTERCOL - PROVINCIA					
B. P.	EL ROBLE	1.430.632,04		336.740,76	
"	EL CONCHAL	151.608,93		336.740,74	
"	EL LIMON	215.891,65	1.798.132,62	336.740,72	1.010.222,22
ANTEX	EL DIFICIL			2.794.184,29	2.794.184,29
TENNESSEE (COLBRAS)	NEIVA	227.458,29			
	CARNICERIAS	17.202,84	244.661,63		
TOTALES :			12.066.467,34		5.781.936,63

CANONES SUPERFICIALES 1973

CUADRO No. 30

CONCESIONARIA	CONCESION	DOLARES	TOTAL DOLARES	PESOS	TOTAL PESOS
Texas Petroleum Company	Guaviare	9.987,50			
"	Salinas	24.998,00			
"	Chuchupa	24.998,00			
"	Corocito	3.430,20			
"	Candilejas	8.697,70			
"	Campoalegre	4.984,20			
"	Yansana	9.999,60			
"	Araucaria	14.952,00			
"	El Copey	9.505,00			
"	Las Tapias	9.787,40			
"	Saldaña	14.851,20			
"	Pelechua	14.998,80			
"	El Cedro	8.332,20			
"	Paso Real	2.177,20			
"	El Cairo	14.675,40			
"	Palmarito	9.672,80			
"	Manzanillo	14.998,80			
"	Urunia	14.309,40			
"	Jien	14.996,40			
"	Turpial	9.875,00			
"	Pit Pir	14.808,00			
"	Poroshi	14.999,40			
"	Epiayu	14.998,80			
"	Arauca	9.848,60			
"	Hasaishi	15.000,00			

CONCESIONARIA	CONCESION	DOLARES	TOTAL DOLARES	P E S O S	TOTAL PESOS
Texas Petroleum Company	Prado	14,881.80			
"	Urapa	14,997.60			
"	Guejar	9,943.70			
"	Aremasahin	14,976.00			
"	Duya	19,600.00			
"	Florida	19,606.60			
"	Palagua			5,040.03	
"	Ermitaño			17,442.60	
"	Rfonegro			18,255.00	
"	Cocorná			49,702.00	
"	Totumal			28,000.00	
"	Tisquirama			13,937.88	
"	Tetuán			7,206.00	
"	El Pílon	9,631.10	413,518.40		139,583.51
"	Orito Norte	49,980.00			
"	Cano Sur	49,884.00			
"	Acaé Norte	47,197.76			
"	Acaé Sur	48,881.00			
"	Churuyaco	23,596.00			
"	Río San Miguel	16,401.60	235,940.36		
Charles Weiner	Chaguf Norte	5,000.00			
"	Chaguf Sur	5,000.00	10,000.00		
The Superior Oil Company	Amparraida	5,000.00			
"	Berreberre	5,000.00			
"	Apartadó	5,000.00			
"	Los Cholos	5,000.00	20,000.00		
International Pet. (Colb.)	Las Pailas	9,328.70			
"	Uribe II	7,129.80			
"	Cáchira I	11,018.40			
"	El Roble			37,499.25	

CONCESIONARIA	CONCESION	DOLARES	TOTAL DOLARES	P E S O S	TOTAL PESOS
International Pet. (Colb.)	El Conchal			27,775.50	
"	El Limón		27,476.90	35,177.25	100,452.00
Colombian Pet. Company	Cicuco			4,999.50	
"	Violo			44,690.40	49,689.90
Chevron Petroleum Company	Agualinda	4,160.80			
"	La Vianeza	3,583.20			
"	Arroyo Jordán	4,252.20			
"	Buenavista	4,037.40			
"	Arroyo Culebra	4,931.80			
"	Vorágine	9,715.50			
"	Cubarral	48,715.50			
"	Río Zulia			44,564.40	
"	Melúa	5,888.00	85,294.40		44,564.40
Shell Condor S.A.	San Pablo			11,987.76	
"	La Cristalina			26,550.90	38,538.66
Petróleos Colombo-Brasileros	Jagua	9,890.00			
"	Neiva			36,750.00	
"	Camicerías	19,538.00			
"	Losada	17,612.00			
"	Macarena	19,870.20			
"	Tello	49,998.00	116,908.20		36,750.00
B.P. Exploration Company	Yomaira	9,293.70			
"	Monguí	4,573.40			
"	Si se Puede	2,315.80			
"	Chinita	9,786.20			
"	Ariporo II	9,356.70			
"	Montebello	1,965.00			
"	Manacacías	7,494.50			
"	Ranchería	13,677.00			
"	Porciosa	14,869.20			

CONCESIONARIA	CONCESION	DOLARES	TOTAL DOLARES	PESOS	TOTAL PESOS
B.P. Exploration Company	La Hermosa	9,918.70	83,250.20		
Arco Colombia Oil Company	Yopos	7,334.00			
"	Tiestal	4,892.70			
"	Yalea	7,243.80			
"	Guarapito	7,361.90	26,832.40		
Colombia Cities Service	San Pedro de Arimena	9,884.00			
"	Río Guarrojo	9,660.90	19,544.90		
Colombian Gulf y Otras	Opogado	5,000.00			
"	Chigarado	5,000.00			
"	Muriel	5,000.00			
"	Napipi	5,000.00			
"	Rfo Domingodo	5,000.00	25,000.00		
Colombian Gulf Oil Company	Descolgadero	13,634.20			
"	Zapotal	14,985.60			
"	Tumaco	15,000.00			
"	Papayal	9,281.40			
"	Rosario	14,969.40			
"	San Jacinto	15,000.00			
"	La Chorrera	15,000.00			
"	Espriella	14,644.80			
"	Nulpe	12,617.40			
"	Pulgande	15,000.00	140,132.80		
Petrolinson S. A.	La Envidia	4,863.00	4,863.00		
TOTALES :			1,208,761.56		409,578.47

OLEODUCTOS

CUADRO No. 31

COMPAÑIA	NOMBRE	DOLARES	TOTAL DOLARES	PESOS	TOTAL PESOS
Chevron	Zulia	187,890.89	187,890.89		
Texas Petrolera del Río S. A.	Orito - Tumaco	64,799.57	64,799.57		
Texas	Totumal - Puerto Mosquito			9,277.41	
Texas	Velásquez - Dorada	5.85		60.33	
Texas	Velásquez - Galán	1,195.05		297,286.70	
Texas	Palagua - Velásquez	4,118.44	5,319.34	17,010.94	
Texas	Anisales - Guamo			12,968.02	336,603.40
Intercol	Provincia - Yarirí	16,115.21	16,115.21	48,345.62	48,345.62
Provincia Pet. Comp.	Provincia - Payoa	9,263.19	9,263.19		
Colombia Cities Service	Payoa - Barranca	7,475.26	7,475.26		
Shell Condor S. A.	Cristalina - Yarirí			16,684.76	16,684.76
South American Gulf	Coveñas - Simaña	7,911.17			
"	Cicuco - Retiro - Simaña	2,531.00	10,442.17		
Andian Nat. Corp.	Galán - Mamonal	106,027.20	106,027.20	1,339,523.69	1,339,523.69
TOTALES			407,332.83		1,741,157.47

COLOMBIAN OIL SERVICE PETROLEUM CO				
PROYECTO	FECHA	AREA	DESCRIPCION	UBICACION
1001	1972	100,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1002	1973	200,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1003	1974	300,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1004	1975	400,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1005	1976	500,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1006	1977	600,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1007	1978	700,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1008	1979	800,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1009	1980	900,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1010	1981	1,000,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1011	1982	1,100,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1012	1983	1,200,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1013	1984	1,300,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1014	1985	1,400,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1015	1986	1,500,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1016	1987	1,600,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1017	1988	1,700,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1018	1989	1,800,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1019	1990	1,900,000	EXPLORACION	(SANTANDER)
1020	1991	2,000,000	EXPLORACION	(SANTANDER)

INTERCOL - PROVINCIA - COLOMBIA CONCESSIONS LTDA.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
1.218	CACHIRA I	15-IV-72	18.364,4.286	RIO DE ORO (MAG/LENA) CACHIRA-ABREGO (N de S) RIO NEGRO (SANTANDER)
EN EXPLOTACION				
605	EL ROBLE	10-XI-62	49.999,1.759	LEBRUJA - GIRON - RIO NEGRO (SANTANDER)
625	EL CONCHAL	10-XI-62	37.034,4.288	" " " "
604	EL LIMON	9-IV-63	46.902,5.634	" " " "

INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
2232	LAS PAILAS	6-VIII-73	93.287,1.230	SAN JUAN DE ARAMA (META)
2230	URIBE II	3-VIII-73	71.400,	" " " "

PETROLINSON S. A.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
2.500	LA ENVIDIA	23-II-73	24.314,8.912	AYAPEL - PLANETA RICA - MONTE LIBANO (CORDOBA)

COLOMBIAN PETROLEUM CO.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
EN EXPLOTACION				
CE	BARCO	20-VI-31	186.805,5.400	CUCUTA (N de S)
162	CICUCO	17-I-58	49.985,4.138	MORFOS - MABANQUE (BOLIVAR)
163	VIOLO	2-V-60	49.658,5.997	" " SAN FERNANDO (BOLIVAR)

PETROLEOS COLOMBO BRASILEROS S. A.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
1.866	MACARENA	2-II-71	99.351,3.641	GRANADA (META) SAN VICENTE DEL CAGUAN (CAQUETA)
1.867	LOSADA	2-II-71	88.059,3.730	" " " "
1.161	TELLO	14-XI-71	24.998,7.000	NEIVA - TELLO - BARAYA - VILLAVIEJA (HUILA)
1.366	JAGUA	25-VI-70	4.945,3.950	" " " "
EN EXPLOTACION				
540	NEIVA	18-X-64	49.000,0.000	NEIVA - TELLO - VILLAVIEJA - APE - YAGUARA - PALERMO (HUILA)
1.202	CARNICERIAS	15-VII-70	9.768,7.839	TESALIA - PAICOL - GIGANTE (HUILA)

SHELL CONDOR S. A.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLOTACION				
26	YONDO	6-VI-45	46.879,7.083	REMEDIOS (ANTIOQUIA)
41	CANTAGALLO	15-XI-47	21.190,4.600	SIMITI (BOLIVAR)
570	SAN PABLO	30-XI-55	49.948,9.858	" (BOLIVAR) PTO. WILCHES (SANTANDER) REMEDIOS (ANTIOQUIA)
589	LA CRISTALINA	6-VI-61	29.500,6.459	LEBRUJA - GIRON - " " "

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLOTACION				
EO	DE MARES	25-VIII-51	912.000,0.000	BARRANCA (SANTANDER)

ARCO COLOMBIA OIL CO.				
PROYECTO	NOMBRE DE LA CONCESION	FECHA INICIAL DE PLAZO	AREAS HECTAREAS	UBICACION
EN EXPLORACION				
1.968	YOPOS	14-XII-72	73.339,7.674	PORE - SAN LUIS DE PALENQUE - PAZ DE ARIPIPO (BOYACA)
2.164	TIESTAL	15-XII-72	48.917,0.166	NUNCHIA - YOPAL (BOYACA)
2.162	YALEA	12-XII-72	72.437,7.303	SAN LUIS DE PALENQUE - TRINIDAD - PORE (BOYACA)
2.163	GUARAPITO	7-XII-72	73.618,6.368	OROCUE - NUNCHIA - S. L. DE PALENQUE - TRINIDAD (BOYACA)

II - EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

En cumplimiento de las disposiciones reglamentarias se presenta el informe sobre el resultado de las labores de la Empresa Colombiana de Petróleos durante el año de 1973, complementado con una apreciación general sobre el primer semestre del año en curso.

RESULTADOS DEL EJERCICIO DE 1973

Los resultados en el ramo de producción de crudos fueron satisfactorios y lo mismo puede decirse en materia de refinación, en donde se consiguió una mejor optimización de la carga, adecuándola a los requerimientos de la demanda tanto interna como externa, con una mayor valorización de las líneas de producción al mejorar el factor de servicio de las unidades petroquímicas que generan un mayor valor agregado. A esa mayor valorización contribuyó fundamentalmente el alza en los precios del mercado externo para los productos que exporta la empresa, tanto en combustibles (Fuel-oil y Diesel), como en artículos petroquímicos (Benceno, Xilenos, Acido Nafténico, Parafinas, etc.). El 35o/o de incremento en las utilidades sobre las registradas en 1972, obedeció fundamentalmente a ese factor de mejora en los precios de las exportaciones y a la mayor producción lograda en los renglones petroquímicos.

El hecho anterior, sumado a las mejoras en la productividad permitió igualmente, obtener las mayores utilidades registradas hasta ahora por la empresa (\$942 millones) en sus 22 años de existencia, y constituye asimismo el factor clave y único para la obtención de las que viene registrando en el primer semestre del año en curso, que son halagadoras. Con todo, en el segundo y tercer trimestre de este año, se registra y se registrará un quebranto notorio en el nivel de los precios externos para los productos de exportación, originado en el debilitamiento estacional de la demanda de los mismos que, al desaparecer en el último trimestre, permitirá con seguir una recuperación progresiva en los precios al finalizar el año, cuando se intensifica la demanda externa de combustibles por la estación invernal en los países importadores de nuestro excedentes.

Sin embargo, se pronostica que en el próximo invierno no se presentarán las alzas espectaculares registradas en el año pasado, pero es obvio que mientras el precio del petróleo crudo se sostenga a los niveles actuales, el del Fuel Oil, Diesel y productos petroquímicos no será inferior al promedio que se registre en el primer semestre de este año.

La mejora apreciable en las utilidades del año de 1973 permitió una mayor capitalización de la empresa, con un aumento neto de su patrimonio del orden de \$544 millones y, como es natural, deparó mejores índices de liquidez y solvencia económica. Ese mejoramiento en las utilidades de 1973, que va a sostenerse durante el año en curso, ha sido el factor fundamental también para que la empresa haya podido canalizar en este año el más alto monto para inversiones en exploración (\$700 millones) logrado hasta ahora por Ecopetrol.

El análisis detallado de las operaciones de la empresa aparece en nuestros comentarios al balance que se publican con el presente informe.

EXPORTACIONES

En materia de exportaciones, la empresa alcanzó en 1973 la cifra de US\$39.587.625, con un incremento en su valor del 20o/o sobre el registrado en 1972, a pesar de que en volumen fue inferior en un 20o/o a lo exportado en el año anterior, lo cual indica la apreciable mejora obtenida en el precio promedio de los productos exportados. La contracción registrada en el volumen de las exportaciones se debió al notorio incremento de la demanda interna, que redujo el monto de los excedentes exportables de Fuel Oil y Diesel, a causa de la mayor demanda para generación eléctrica en la Costa Atlántica. Esta tendencia de disminución de los excedentes exportables probablemente se acentuará en el inmediato futuro, hasta tanto se pueda aprovechar el gas de los yacimientos descubiertos recientemente en La Guajira

Por lo que hace al año en curso el monto de las exportaciones superará los 100 millones de dólares teniendo en cuenta los niveles obtenidos en el primer semestre y la posición de precios en el mercado internacional.

EL PROBLEMA ENERGETICO

En relación con el problema energético, y concretamente el de la posible situación deficitaria en materia de petróleo crudo, que se ha destacado ante la opinión pública en los últimos años, el Gobierno Nacional por conducto del ministerio ha desplegado una intensa labor, no solo para la realización del estudio y diagnóstico de la situación energética general con proyección hasta el año de 1985, sino en cuanto a decisiones encaminadas a definir un programa de acción sistemática, a mediano y largo plazo, que permita superar satisfactoriamente en el menor tiempo posible la actual situación inquietante. La comisión nacional de energía viene trabajando en la identificación y cuantificación de los problemas relacionados con las fuentes primarias de energía, y en cada sector, lo referente a la proyección de la oferta y demanda para los próximos diez años de las principales formas de energía que utiliza el país.

En el campo del petróleo se tiene ya un programa a corto y mediano plazo encaminado a evitarle al país la importación de combustibles en el resto de la década, y tendiente a aplazar la posición deficitaria que pueda presentarse para el auto-abastecimiento nacional de crudos, debido a que por la falta de descubrimientos de significación en los últimos años, por la declinación natural de los viejos yacimientos y por el incremento acentuado de la demanda interna, puede presentarse una situación en que la producción nacional de crudos sea insuficiente para alimentar la carga de refinación que requiere el país en el inmediato futuro.

Este programa de acción tiene como marco en objetivos y estrategia el plan decenal de la empresa revisado en julio del año pasado, que abarca las necesidades de inversión de Ecopetrol en el resto de la década, tanto para la rama exploratoria y de explotación de hidrocarburos, como en lo referente a ensanche de la capacidad refinadora nacional, programa petroquímico, transporte por oleoductos de crudo y

refinados, avance en la distribución al por mayor, e inversiones ordinarias para el mantenimiento eficiente de las actuales y futuras operaciones de la empresa.

La revisión mencionada fue aprobada por la H. Junta Directiva a finales de julio el año pasado, y el desarrollo de los proyectos se intensificó desde entonces con la mayor dinámica posible, como luego analizaremos.

Sobre los detalles del plan decenal revisado nos ocupamos ampliamente en nuestro informe anterior; y en el presente nos limitaremos a analizar el desarrollo obtenido desde ese entonces hasta la fecha, para los proyectos principales y los nuevos proyectos que ha sido necesario incorporar.

PERSPECTIVAS Y SOLUCIONES A CORTO Y MEDIANO PLAZO

CRUDO

Dentro de las iniciativas y medidas adoptadas para resolver el problema a corto y mediano plazo en materia de crudos, se destacan fundamentalmente las siguientes:

- A) Autorización a la Empresa Colombiana de Petróleos para negociar, con precios superiores a los vigentes, producciones marginales o adicionales de crudos. Dicha producción marginal o adicional que puede obtenerse en Payoa, Provincia, Cicuco, Huila y en la nueva zona productiva del Putumayo, se estima no inferior el conjunto a 25.000 Bls./promedio día, en los próximos cinco años.
- B) Aprobación del proyecto de la planta de balance, que va a utilizar como carga en la refinería de Barranca el Fuel Oil que hoy se exporta, y con lo cual se mejorará la disponibilidad de materia prima para refinación en un orden equivalente a 30.000 Bls./día.

- C) Aprobación del proyecto sobre optimización de las instalaciones del complejo industrial de Barrancabermeja, que permita procesar crudos pesados, tales como los de cocorná y otros análogos, que antes no era posible utilizarlos para la refinación nacional. Por este medio se podrá aprovechar el yacimiento de Cocorná, que puede alimentar una producción estimada entre 20.000 y 30.000 Bls./Día, y en el segundo lustro de esta década, otros campos análogos de crudo pesado, cuyo nivel de producción puede ser semejante al de Cocorná.

- D) Continuación intensificada de las labores de recuperación secundaria para extenderla a otras zonas o estructuras de la Concesión de Mares. Los trabajos de ese género en el campo de la Cira han permitido un recobro de 30 millones de barriles y por esto se hace ahora un ensayo piloto en el yacimiento de Galán que de resultar exitoso, tendrá aplicación no solo en este campo sino también para la Zona B de la Cira y se está probando el sistema de humedecimiento con vapor en el campo de Infantas. Tales ensayos han tenido hasta el momento un comportamiento normal, pero es prematuro para sacar una evaluación completa.

Con estas medidas se podría evitar la importación de crudo a corto y mediano plazo (hasta 1978), ya que el conjunto de ellas determinaría una producción adicional que para el segundo lustro de la década oscilaría entre 90.000 y 110.000 Bls./Día, capaz de compensar la declinación de los campos existentes, lo cual mantendría el abastecimiento a los niveles de la carga actual, que llega con el ensanche de la refinería de Cartagena a 180.000 Bls./Día. Empero, al entrar en operación en 1978 o principios de 1979 la refinería de Tumaco, cuya capacidad es de 75.000 Bls./Día, va a presentarse un déficit de abastecimiento de crudos. De todos modos, los crudos marginales y adicionales que se obtengan en los próximos cinco años, reducirán en forma apreciable el monto de las importaciones de crudo que es necesario efectuar mientras entran en producción los nuevos yacimientos que puedan encontrarse en el lapso mencionado, ya sea en el Putumayo o en los Llanos Orientales o en cualquier otra zona promisoría.

La solución a largo plazo se fundamenta en la intensificación de la actividad exploratoria sobre nuestras cuencas sedimentarias con posibilidades de

acumulación petrolífera, que tiene una extensión del orden de 47 millones de hectáreas y de las cuales solo se ha trabajado en un 10o/o de las mismas. Tal labor debe cubrir no solamente los estudios exploratorios de naturaleza geológica y geofísica, sino especialmente la intensificación dinámica y acelerada de la perforación con taladro, para definir en un plazo razonable y en forma cuantitativa el monto y alcance real de dicho potencial petrolífero. En el momento se tiene ya estudiado y definido el programa de acción en el campo exploratorio, que en forma sostenida y progresiva permita incrementar el número de pozos exploratorios hasta llegar a un promedio anual de 100 pozos en el curso de los próximos diez años.

COMBUSTIBLES

En materia de combustibles los renglones que pueden presentar un abastecimiento crítico son las gasolinas y el gas licuado para consumo doméstico. En los demás combustibles, livianos y pesados, no se presentan dificultades a corto plazo para atender al crecimiento de la demanda nacional. Por ese motivo del plan se encamina a duplicar en el resto del decenio la producción de gasolina motor, cuya demanda en los actuales momentos es del orden de 52.000 Bls./Día, y con tal fin se han tomado las siguientes medidas:

- A) Compra de la refinería de Cartagena para una mejor utilización de los crudos nacionales y una optimización en las cargas de refinación;
- B) Ensanche de la misma para incrementar su capacidad de 46.000 a 60.000 Bls./Día, y buscar, además, un incremento en la producción de gasolinas del orden de 9.000 Bls. diarios en los próximos dos años;
- C) Optimización de las instalaciones del complejo industrial de Barrancabermeja, encaminada a mejorar los rendimientos en productos blancos y a dispensarle condiciones adecuadas para procesar crudos de baja gravedad y productos pesados de refinación. La planta de balance, con las unidades que la integran, permitirá incrementar la producción de gasolinas en 20.000 Bls./Día; y la mejor distribución de crudos (para llevar a Barranca los livianos), podrá

incrementar, igualmente, en unos 4.000 Bls. diarios de productos blancos las disponibilidades del complejo.

- D) Desarrollo del complejo de Tumaco, tanto en refinación como en petroquímica, que determinará un incremento en la carga nacional de refinación de 75.000 Bls. Día y en la producción de gasolinas del orden de 20.000 Bls. diarios.

- E) Para mejorar las disponibilidades de G.L.P. se tienen en marcha las siguientes medidas: construcción del turbo-expander que para fines de 1975 puede incrementar en 46.200 galones día tal producción; la planta de balance que la incrementará en 320.000 galones día y la unidad de craqueo catalítico de Tumaco que podrá incrementarla en 40.000 galones día.

Todas estas iniciativas están ya en ejecución y con estos proyectos se espera abastecer las necesidades del país en materia de combustibles y derivados del petróleo hasta el año de 1982; con todo, se debe aclarar que este conjunto de proyectos tiene un calendario de ejecución forzado, y cualquier demora en el desarrollo de los mismos, desfasa la proyección con que han sido programados y puede crear, por lo tanto, déficits transitorios perturbadores y gravosos para el país y para Ecopetrol. La ejecución en tiempo oportuno y dentro de los calendarios fijados para cada uno de tales proyectos, es una de las claves para evitarle al país situaciones deficitarias en los próximos tres años y en el resto de la década.

Además, es indispensable establecer una estructura realista en materia de precios para los combustibles nacionales, pues de lo contrario el 7o/o anual calculado como crecimiento promedio del consumo, quedará rápidamente superado por el pábulo al derroche de combustibles que la actual estructura de precios fomenta, y por el crecimiento acelerado del parque automotor. La proyección de la expansión de la demanda ha sido calculada con un crecimiento del 7o/o promedio anual para el resto del decenio de los 70, y en lo que va corrido de este año tal incremento se acerca al 7.1/2o/o.

En los anexos de este informe se presenta el balance entre oferta y demanda de combustibles hasta el año de 1982, para los principales renglones del mercado, y en tal cuadro se puede observar la difícil situación que podría contemplarse si el porcentaje de expansión de la demanda se incrementa por encima del promedio calculado o si los calendarios de ejecución para el ensanche de la refinería de Cartagena y la construcción de la planta de balance tienen demoras respecto al itinerario programado.

PLAN DECENAL

Como antes se dijo, en Julio del año pasado se hizo revisión del plan decenal, y se adoptó una decisión valerosa y necesaria sobre las refinerías de occidente para adelantar por ahora la de Tumaco, con una mayor integración en sus unidades y dejar para desarrollos posteriores la del Valle, mientras se mejoran las disponibilidades de crudo nacional.

Igualmente se revisaron los presupuestos de los proyectos principales; la capacidad de las plantas petroquímicas previstas y se incrementó de US\$58 millones la partida para desarrollos exploratorios en el decenio, con el objeto de dar a este frente la beligerancia y dinámica que las circunstancias aconsejan. Así estructurado el plan, llegaba en julio de 1973 a la cifra de US\$750 millones, convirtiendo a esta moneda las inversiones en pesos que cada proyecto requiere. Pero como decíamos en nuestro informe anterior, dicho plan hay necesidad de revisarlo periódicamente, en vista de las variantes de precio en los equipos y servicios y de las nuevas situaciones que afronte la empresa en el desarrollo de sus operaciones y en la consecución de sus objetivos fundamentales, tendientes a un mayor predominio y control de nuestros recursos en materia de hidrocarburos.

De Julio de 1973 a la fecha, además de la revisión efectuada para actualizar las variantes de precios para equipos y servicios, se han hecho los siguientes ajustes:

A) Se aumentó la capacidad prevista para la planta de DMT, de 50.000 a 100.000

toneladas anuales, para aprovechar al máximo el paraxileno de la planta de aromáticos de Tumaco y buscar un nivel de producción capaz de abastecer la demanda nacional y la del Grupo Andino. Por esta mayor capacidad, la inversión se elevó, en consecuencia, de US\$45 millones a US\$70 millones.

- B) Se creó la apropiación para una planta de paraxileno en Tumaco, con capacidad suficiente para proveer de materia prima la planta de DMT de Cali, con una inversión de US\$15 millones.
- C) Se incorporó el proyecto sobre optimización del complejo Barrancabermeja, para que pueda procesar crudos pesados del tipo Cocorná, con una inversión de US\$33 millones.
- D) Como consecuencia de lo anterior y de los ensanches petroquímicos en Barrancabermeja, se mejoraron los servicios industriales y asociados, de este complejo, para tener mayores seguridades y flexibilidad operacional, con una inversión aproximada de US\$16 millones.
- E) Finalmente, se adicionó el plan con la adquisición de la refinería de Cartagena, el ensanche de la misma y con el proyecto de polietileno de alta densidad, cuya inversión en conjunto totaliza US\$100 millones.

Como puede observarse el plan decenal actualizado conforma un ambicioso pero necesario programa de refinación y petroquímica que va a desarrollarse en cuatro complejos industriales localizados en Cartagena, Barrancabermeja, Cali y Tumaco, y cuyas producciones permitirán satisfacer las necesidades del país en materia de combustibles, derivados del petróleo y productos petroquímicos hasta el año de 1982, con excedentes para el mercado externo en materia de combustibles y productos petroquímicos.

Este programa está integrado por 17 proyectos, cuyo detalle aparece en el anexo

respectivo de este informe, con una inversión del orden de US\$489 millones. De modo que teniendo en cuenta los ajustes que se le han hecho al plan para las inversiones en exploración; el incremento a US\$200 millones en la partida para atender inversiones en campos de desarrollo que pueden ser por ahora los de la Guajira, zona nueva del Putumayo y la llamada zona del Meta, el monto total de las inversiones del plan decenal sería ya de las siguientes magnitudes:

	US\$ MILLONES
Exploración	190
Desarrollo de campos nuevos	200
Refinación y Petroquímica	489
Inversiones ordinarias y entrenamiento	256
Transporte por oleoducto	100
Distribución	50
T O T A L	1.285
	=====

Este monto global no se debe tomar como definitivo y exacto, sino como un indicador de los niveles aproximados a que puede llegar la inversión total del plan decenal.

La suma prevista para exploración corresponde a las inversiones que debe atender directamente la empresa en este frente y se encamina a sostener un nivel promedio de inversión anual del orden de US\$25 millones; y por lo que hace a la apropiación para desarrollo de campos nuevos, contempla solamente las previsiones necesarias para afrontar el desarrollo de los yacimientos de gas de la Guajira, de los

yacimientos recientemente descubiertos en el Putumayo dentro de la asociación Cayman-Ecopetrol, y la llamada zona del Meta que tiene ya resultados positivos en materia de crudo pesado y que se desarrollará en asociación con Chevron.

El programa de transporte por oleoductos se revisa con miras a definir las relaciones aconsejables dentro de las alternativas que puedan surgir en razón de los nuevos yacimientos y de la problemática que planteen las contingencias de importación y exportación. Por último, se vigorizó la apropiación para distribución, con el fin de atender debidamente a la solución de los problemas que plantea la logística en este campo.

ESTADO DE LOS PROYECTOS

Los proyectos correspondientes a la fase de refinación y petroquímica ha habido necesidad de desarrollarlos con prelación por ser los que satisfacen en forma inmediata las necesidades del país en materia de combustibles, derivados del petróleo y productos petroquímicos, porque son los de más segura rentabilidad y por lo tanto, los que contribuirán también con mayor rapidez a acrecentar la generación de fondos de la empresa. Tales proyectos estarán al finalizar 1974 en el siguiente estado de ejecución:

Un 25o/o de los mismos, quedará en la etapa de construcción avanzada, a saber: planta de tuboexpand, primera etapa en el ensanche de los servicios industriales y mejoras en el terminal marítimo de Cartagena;

Un 50o/o tendrá concluida la ingeniería básica, el diseño de proceso, e iniciados los trabajos de diseño mecánico detallado y obras de ingeniería civil, así: en Tumaco: refinería y planta de aromáticos, el terminal marítimo y la infraestructura social para este complejo. En Barrancabermeja: la planta de balance y las nuevas plantas de etileno y polietileno de baja densidad. Y en Cartagena: el ensanche de la refinería.

Finalmente, el 25o/o de los proyectos restantes, estará desarrollando la fase de ingeniería básica y el diseño de proceso, así: Planta de polietileno de alta densidad en Cartagena, planta de paraxileno de Tumaco, la de DMT en Cali, y las obras relacionadas con optimización del complejo de Barrancabermeja y servicios asociados.

Sobre las realizaciones y avances en el campo exploratorio, lo mismo que lo relacionado con actividades de desarrollo de campos nuevos, lo trataremos más adelante.

En lo que respecta a inversiones en materia de transporte por oleoductos, al finalizar 1974 se tendrá en etapa de construcción la nueva línea de oleoducto Simaña-Barranca, con extensión de 190 kilómetros y diámetro de 14"; un nuevo ensanche en el sector Puerto Salgar - Bogotá y ensanches también en la capacidad de los sectores Puerto Salgar - Cartago y Cartago - Yumbo. Si se perfecciona la compra del oleoducto de Antioquia, se estará asimismo trabajando con aceleración en la mejora de la capacidad de bombeo de dicho oleoducto.

Por último, para este tipo de transporte se está perfeccionando un modelo lo suficientemente flexible y técnico para procesar las diferentes alternativas que se puedan presentar en este ramo de la industria, tanto por lo que hace a crudo, como en lo relacionado con el transporte de productos para el mercado interno y Externo.

PRINCIPALES PROBLEMAS

Como puede apreciarse de lo expuesto, uno de los problemas más serios que plantea el desarrollo acelerado del plan en los años inmediatos, es el referente a financiamiento del mismo. Para cuantificar su magnitud se ha hecho una proyección o cálculo sobre flujo y aplicación de fondos de la empresa en los próximos 10 años, partiendo de parámetros estimados en cuanto a precio de crudo y productos, devaluación, alza de costos por materias primas, mano de obra, materiales,

ingredientes, etc.

Es natural que un volumen de inversión de la magnitud enunciada no es posible financiarlo con los solos recursos de la empresa, y habrá necesidad forzosamente de acudir al financiamiento externo en la proporción requerida. Consideramos que el financiamiento en dólares para atender los requerimientos que demandan los respectivos proyectos no va a ser lo más difícil, pues se tienen numerosas e interesantes ofertas a este respecto. En cambio, para financiar el presupuesto en pesos que demanda el plan, se observa que con los actuales recursos de la empresa y mientras no se consiga una estructura realista en los precios internos para los combustibles, se presentarán déficits cuantiosos en los primeros años, superiores a los \$1.200 millones, que no va a ser posible financiar únicamente con ahorro interno. Por otra parte, y teniendo en cuenta las políticas monetaria y cambiaria del país, no se ve posible recurrir a préstamos externos para financiar gastos locales, por lo cual no quedaría entonces otra alternativa sino la de buscar a través de un ajuste progresivo y adecuado en el precio interno de los combustibles la solución a este problema fundamental para la realización oportuna del plan.

La vicepresidencia financiera ha estudiado a través de la división de planificación, diferentes alternativas para el cálculo del flujo y aplicación de fondos de la empresa hasta el año de 1982, que enviaremos próximamente con la respectiva solicitud a la consideración de las autoridades encargadas de dictaminar sobre el plan revisado y de otorgar las autorizaciones necesarias para poder entrar a negociar los montos de financiamiento externo que requiere el desarrollo de los proyectos en marcha y plan decenal en general.

Esperamos que las autorizaciones en esta materia se otorguen lo más pronto posible, ya que para la vigencia próxima será necesario entrar a captar recursos externos de un orden aproximado de US\$60 millones, teniendo en cuenta el calendario de ejecución de los proyectos en marcha.

Fuera del problema de financiamiento que acabamos de esbozar muy someramente, lo referente a adiestramiento y capacitación de personal, a nivel de obreros

calificados, supervisores, técnicos e ingenieros, constituye uno de los mayores retos del plan, se tiene ya un programa para desarrollar en los próximos tres años con una cobertura de dos mil personas, y el costo de dicho entrenamiento se estima entre US\$10 y US\$12 millones. El éxito en este frente es también fundamental y de tanta importancia como la realización física de las inversiones.

Finalmente, será necesario proseguir con el mayor esfuerzo y rapidez posibles en la labor de perfeccionamiento de la organización, para adecuar la estructura administrativa de la empresa, sus sistemas y métodos de funcionamiento a las nuevas necesidades originadas por la expansión y extensión acelerada de sus labores, tanto en materia operacional como en lo referente a los nuevos frentes de inversión. De lo contrario, se presentarán serios traumatismos administrativos y mayores costos por demoras gravosas en la ejecución de los proyectos.

La empresa necesita obtener autorizaciones legales para adoptar procedimientos ágiles de decisión, facultades expeditas en materia de compras y adquisiciones en general, en estos momentos de escasez y alzas constantes en equipos y materiales importados y buscar una estructura administrativa adecuada que le permita operar con eficacia y rapidez.

Con estos propósitos se adelantan gestiones para conseguir la asistencia y asesoría de una firma especializada y de sólida experiencia en este campo, a fin de conseguir en el menor tiempo posible aquella reestructuración administrativa, indispensable y urgente.

PRINCIPALES PROBLEMAS

ACTIVIDAD EXPLORATORIA

Todos están acordes en afirmar que la intensificación de la actividad exploratoria en el país es la mejor solución para superar el problema energético en el ramo de hidrocarburos. Se considera que es igualmente el único medio para despejar las posibilidades de nuestro potencial petrolífero y de precisar su verdadera significación. Por otra parte, se afirma, y con razón, que la actividad exploratoria ha

sido muy débil en los últimos años y que si se continuara con el ritmo de 20 pozos exploratorios por año, se gastarían casi dos siglos para explorar los 47 millones de hectáreas que ofrecen posibilidades de acumulación petrolífera. Sobre este último aspecto se dan razones diversas y aún encontradas para explicar aquella lentitud y desgano de parte de los inversionistas, y algunos llegan a pensar que nuestro potencial petrolífero es pobre y de poco interés frente al de los países vecinos. Se sostiene además, que el nuevo sistema de la Ley 20 de 1969 no ha dado resultados y se afirma, en forma generalizada, que son los bajos precios fijados para el crudo destinado a la refinación interna y el subsidio por diferencial de cambio que soportan los productores, las causas fundamentales para que la inversión siga desalentada y no se manifieste un mayor interés de parte de las compañías privadas que operan en este ramo.

Para aclarar todas estas inquietudes empezaremos por analizar, en primer término, los resultados obtenidos hasta la fecha con la aplicación de la Ley 20 de 1969 que consagra el régimen de aportes a la Empresa Colombiana de Petróleos, para que esta explote las áreas aportadas, directamente o en asociación con el capital privado nacional o extranjero, en condiciones mejores que las logradas hasta la fecha con el régimen tradicional de las concesiones. En informes anteriores se han explicado ampliamente las ventajas del nuevo sistema, que en resumen se sintetizan en un predominio y control sobre la producción futura de petróleo y gas, y en una mayor participación para el país, equivalente casi al doble de la que se obtiene con el régimen de concesiones.

Pues bien: la mencionada ley fue sancionada el 22 de Diciembre de 1969 y reglamentada, en lo que a petróleo se refiere, en el mes de Mayo de 1971. Mientras esta reglamentación se producía, la Empresa adelantó estudios geológicos y geofísicos sobre áreas importantes en los Llanos Orientales y en la Costa Atlántica, y por ese motivo pudo efectuar, con anterioridad a la reglamentación de la Ley, las primeras licitaciones que le permitieron estar para el mes de Marzo de 1971, celebrando los primeros contratos de asociación bajo las bases de la Ley 20 ya citada.

El nuevo sistema lleva, pues, solo tres años de aplicación y en estos tres años la

Empresa ha celebrado 30 contratos. La extensión neta del área contratada llega en junio del presente año a 5.797.427 hectáreas. Si se tiene en cuenta que el área actual contratada por el sistema de concesiones es de 4.273.231 hectáreas, es obvio concluir que en la actualidad de los 10 millones de hectáreas contratadas en el país, el 58o/o lo están por el nuevo sistema de asociación y sólo un 42o/o por el viejo régimen de concesiones. Estos porcentajes demuestran objetivamente la dinámica que con el nuevo sistema se está imponiendo y la aceptación que ha venido teniendo por parte de las compañías privadas.

En los tres años de aplicación de la Ley 20 la Empresa ha recibido aportes que totalizan hasta la fecha una extensión de 21.602.106 hectáreas. De este total tiene contratadas y con desarrollos exploratorios el 27o/o (5.8 millones de hectáreas); un 25o/o (5.4 millones de hectáreas), con estudios geofísicos que permiten tenerlas disponibles para licitación; sobre un 20o/o (4.2 millones de hectáreas) se están adelantando estudios geológicos y geofísicos completos, y resta por estudiar un 28o/o (6.2 millones de hectáreas), que comprende plataformas continentales, cuyo estudio demanda una tecnología especial, y sobre el cual también se adelantan negociaciones para su exploración geofísica.

Los porcentajes y cifras anteriores muestran la actividad desplegada por la Empresa para tener en un tiempo relativamente corto, estudios geológicos y geofísicos completos, para la totalidad de las áreas que le han aportado, que contrasta con la lentitud y resultados precarios obtenidos en este campo con el viejo sistema de concesiones.

En el anexo respectivo se incluye el estado de tierras hasta el 30 de Junio de 1974, con las cifras correspondientes a áreas contratadas con los dos sistemas y las propuestas pendientes presentadas dentro de las normas del viejo régimen de concesiones; de estas cifras se observa que dichas propuestas están inmovilizando una extensión de 22.482.000 hectáreas.

atención las siguientes cifras estadísticas sobre solicitudes presentadas en busca de concesiones antes del año de 1967. Las propuestas presentadas por las

compañías llegaban a 1.812, con un promedio de 40 solicitudes por año; y a partir de 1967 (que fue el año en que Ecopetrol se presentó a formular propuestas para la zona de Casanare, indicando con ello su ánimo de extender su actividad exploratoria fuera del área de la Concesión de Mares), tales propuestas se han incrementado en 964 nuevas aplicaciones, con un promedio de 138 solicitudes por año. Este hecho explica la gran extensión del área pedida en el último lustro para contratar por el régimen de concesiones, que ha venido a determinar en la práctica una congelación para casi un 48o/o de las cuencas sedimentarias con posibilidades de acumulación de hidrocarburos. Destaca además, la necesidad de suspender y de eliminar en un lapso razonable el régimen de concesiones que es francamente obsoleto y desventajoso, a la luz del progreso tecnológico y frente a los sistemas de asociación (Joint Venture), producción compartida, contrato de servicios y explotación directa de la empresa, mucho más conveniente para los intereses nacionales.

En el año pasado y en lo que va corrido del presente la actividad exploratoria en todo el país, por lo que hace a exploración superficial y en lo relativo a perforación exploratoria, revela un decaimiento frente a los niveles alcanzados en el año de 1972, ya que en este último año el número de cuadrillas-mes para la exploración superficial fue de 80.4 y en el año de 1973 sólo de 73.5. En lo referente a pies perforados, que es el mejor indicador de intensidad cumplida en lo relacionado con perforación exploratoria, se tiene que en el año de 1972 se perforaron 188.049 pies y en el año pasado solo 171.553.

Por lo que hace a la actividad directa de la Empresa, su perforación alcanzó en 1973 la cifra de 60.600 pies, totalizando los pozos exploratorios y de desarrollo. En este período la empresa perforó el pozo Unete, en la región de Casanare, ha continuado en la perforación del pozo Tauramena 1. En la misma región, y el pozo San Jorge 1., en el departamento de Sucre; y como desarrollos adicionales en la zona B del campo de Lisima, situado dentro de la Concesión de Mares, perforó los pozos Lisima 29, Lisima 30 y está perforando el Lisima 31.

Si comparamos la actividad exploratoria realizada por el sistema de concesiones frente a la cumplida por el nuevo sistema de asociación, tenemos el siguiente

resultado que ilustra el avance de las labores realizadas por el sistema de asociación, a saber:

EXPLORACION SUPERFICIAL

Años	o/o Realizado con Sistema de Asociación	o/o Realizado con Sistema de Concesiones	o/o Total	Cuadri-llas Mes
1970	28.4	71.6	100	84.0
1971	50.0	50.0	100	97.4
1972	38.3	66.7	100	80.4
1973	57.0	43.0	100	73.5

PERFORACION EXPLORATORIA

Años	o/o Realizado con Sistema Asociación	o/o Realizado con Sistema Concesiones	o/o Total	Pies perforados
1970	14.2	85.8	100	118.442
1971	40.2	59.8	100	132.815
1972	27.0	73.0	100	188.049
1973	53.7	46.3	100	171.553

A pesar de que el tiempo de aplicación del nuevo sistema es muy corto para poder evaluar su eficacia, lo expuesto hasta ahora permite concluir:

- A) En los tres años que lleva de aplicación el sistema de asociación predomina sobre el de concesiones por lo que hace a extensión contratada, actividad de exploración superficial y perforación exploratoria.
- B) Ha permitido el estudio geológico y geofísico de por lo menos 10 millones de hectáreas, frente a menos de 5 millones de hectáreas estudiadas en más de 50 años de vigencia por el viejo sistema de concesiones.
- C) En estos 36 meses de aplicación, la Ley 20 de 1969 presenta como resultados positivos el descubrimiento de los yacimientos de Ballena y Chuchupá, en la Guajira, logrados por la asociación Texas-Ecopetrol, en los últimos 15 meses. En el mismo período se han descubierto también los yacimientos de Nancy y Burdine en la nueva área productiva del Putumayo, dentro de la asociación Cayman-Ecopetrol. El cálculo de reservas del yacimiento Chuchupá, cuya delimitación está más avanzada, arroja una estimación preliminar de sus reservas del orden de 2.300 miles de millones de pies cúbicos. Los nuevos yacimientos del Putumayo no están aún evaluados en cuanto a reservas se refiere, pero se estima por los técnicos que los prospectos menores a desarrollarse en la zona, pueden totalizar nuevas reservas posibles del orden de 100 a 120 millones de barriles.
- D) En la región de Casanera, el pozo Untete perforado por Ecopetrol descubrió crudo liviano de 42° A.P.I., aun cuando no resultó en cantidad comercial por las grandes presiones tectónicas de la estructura respectiva. Sin embargo, dicho pozo ha demostrado que en los Llanos Orientales hay crudo liviano y ha facilitado, igualmente, una mejor orientación para la localización de nuevos pozos en tal zona.
- E) En el área incorporada en el contrato de asociación Chevron-Ecopetrol, en la región del Meta, se tienen hallazgos de significación por lo que hace a crudo pesado, que en la actualidad resulta aprovechable por los precios del mercado internacional y porque las nuevas unidades de refinación previstas para la refinería de Barranca, permiten utilizarlo para el refino interno. Las reservas

posibles de tales yacimientos se estiman en un orden de 100 millones de barriles y podrían alimentar una producción superior a 25.000 Bls. diarios. En la actualidad se estudia y define un prospecto de inversión para su desarrollo inmediato.

Los hechos anteriores son indiscutibles y permiten calificar como satisfactorios los resultados conseguidos hasta ahora con el sistema de asociación que propugna la Ley 20 ya mencionada. Desde luego, tales resultados no son suficientes para satisfacer ni las necesidades totales del país ni las aspiraciones nacionales en esta materia, y de ahí la urgencia de intensificar al máximo posible la actividad exploratoria.

El promedio de 20 pozos exploratorios anuales registrado en los últimos años hay necesidad de quintuplicarlo, si se quiere mantenerle al país su posición de autosuficiencia y de exportador. Por ello se necesita adelantar una serie de trabajos preliminares para poderlos llevar a cabo; se hace igualmente necesario disponer de fondos suficientes para alimentar una inversión de por lo menos US\$100 millones por año, y disponer igualmente en forma oportuna de los implementos, materiales y equipos que un programa ambicioso de perforación exige. En los primeros, se está trabajando intensamente; en lo segundo, hay necesidad de captar y canalizar mayor ahorro externo; y por lo que hace a las disponibilidades de equipos e implementos, se afronta en la actualidad una situación de escasez que dificulta la adquisición de tubería de perforación y la consecución de equipos, debido a que por la crisis energética mundial y por la estrategia y políticas de los países de la OPEP, se ha redoblado la actividad exploratoria en los Estados Unidos y en los países Occidentales, lo mismo que en Asia, Africa y América Latina, en busca de nuevos yacimientos y de producciones marginales o incrementales para poder superar dicha crisis energética.

Tratando de resumir los factores que pueden acelerar la actividad exploratoria y canalizar hacia ésta mayor ahorro externo, se concluye que los principales, por su orden determinante, serían los siguientes:

1. Suerte para descubrir yacimientos de significación;
- 2.- Condiciones geológicas propicias y generosas;
- 3.- Bajos costos en materia de exploración, explotación y transporte para las áreas de interés;
- 4.- Precios estimulantes para el crudo en los mercados externos e internos;
- 5.- Estabilidad institucional, jurídica y política y seriedad en el cumplimiento de sus compromisos por parte de los países con posibilidades de acumulación de hidrocarburos;
- 6.- Estímulos fiscales y conocimiento de la industria, por las entidades gubernamentales del país productor.

En relación con estos factores, Colombia tiene una posición francamente favorable por lo que hace a estabilidad y seguridad institucional, jurídica y política, lo mismo que en materia de estímulos fiscales y conocimiento de la industria. El precio externo registrado últimamente ha venido a tornar económica y rentable la explotación de las zonas orientales y de las plataformas continentales, que constituyen en el momento áreas de interés para los inversionistas, pero la congelación del precio de los crudos procedentes de las viejas concesiones para el refino interno, no es estimulante. Afortunadamente con la expedición de la Resolución No. 30 del 14 de Febrero del presente año, emanada de la Comisión de Precios del Petróleo, el Gobierno Nacional señaló un precio más atractivo para las nuevas producciones y ya con referencia al que se registra en el mercado mundial. El sistema fijado tiene como base los costos de descubrimiento, desarrollo y transporte; es flexible y depara una utilidad razonable al productor. En este campo no creemos que el factor precio sea el único y decisivo para hacer más dinámica la actividad exploratoria. Desde luego que es factor importante, pero no el más decisivo. Debe ser rentable, pero no basta elevarlo para estimular en la misma proporción la exploración.

El factor suerte concretado en hallazgos de significación, lo mismo que las condiciones geológicas propicias y generosas y los bajos costos de explotación y

transporte, constituyen los factores más atractivos y estimulantes para el inversionista. La historia de la industria en el mundo, así lo indica. Desafortunadamente estos últimos factores no han sido propicios en nuestro país después de los hallazgos de Mares, Catatumbo y Putumayo, y por ese motivo nuestra posición no ha resultado muy atractiva en comparación con otras áreas de mayor interés para el inversionista. Sin embargo, por razón de la coyuntura actual de la industria, originada en la crisis energética mundial, y por las políticas actuales de los países exportadores dueños de las mayores reservas mundiales, aquellas ventajas (grandes hallazgos, condiciones geológicas propicias y menores costos de explotación), han perdido beligerancia competitiva y cobran en cambio importancia para el inversionista la estabilidad institucional, jurídica y política, los estímulos fiscales y el conocimiento de la industria, factores que nos son favorables.

Lo importante ahora es programar un plan dinámico y ambicioso en materia de exploración dentro del sistema de la Ley 20 de 1969 y suspender el sistema de concesiones que crea competencias y frena el sistema de asociación, con evidentes perjuicios para el país y para la mayor actividad que se busca en el frente exploratorio.

Con esta preocupación, la Empresa por conducto de la Dirección de Producción, tiene ya definido un programa ambicioso en materia de exploración para los próximos diez años, que busca fundamentalmente activar este frente para llegar en forma escalonada en ese lapso a una perforación acumulada del orden de 800 pozos exploratorios. Con este esfuerzo se persigue encontrar nuevas reservas probables adicionales del orden de 3.600 millones de barriles, y despejar con mayor profundidad y alcance la realidad cuantitativa de nuestro potencial en materia de hidrocarburos; o sea que se busca cumplir en los diez años próximos una actividad exploratoria similar a la realizada en los 59 años de vida de la industria en Colombia, durante los cuales se han perforado 789 pozos exploratorios que permitieron descubrir reservas recuperables del orden de 2.600 millones de barriles.

La magnitud de la inversión que implica el programa mencionado llega a US\$900 millones para exploración y US\$1.440 millones para desarrollo, es decir un monto total de US\$2.340 millones. Para alcanzar estas metas Ecopetrol deberá aportar un

monto aproximado de US\$900 millones y el resto, o sean US\$1.440, deberá captarse a través de las compañías que quieran vincularse a este programa de la Empresa, mediante contratos de asociación.

Lo expuesto pone de manifiesto la necesidad de vincular capital privado externo, sin el cual no será posible alimentar este nivel de inversión en la actividad exploratoria, y destaca, igualmente, el gran esfuerzo que debe realizarse para alcanzar dichas metas, sin las cuales no podría Colombia superar con éxito la crisis que pueda presentársele en materia de hidrocarburos y que, de no conjurarse oportunamente, podría detener y traumatizar seriamente su desarrollo económico y social y su autonomía política.

En los anexos a este informe aparecen cuadros estadísticos muy ilustrativos sobre la actividad exploratoria en el país, características de nuestro potencial hasta la fecha comparado con el de otros países, programa exploratorio para los próximos diez años e inversión necesaria para alcanzar las metas expuestas.

PRECIOS DE CRUDO Y COMBUSTIBLES

En nuestro informe anterior analizamos ampliamente las causas que han determinado el alza en el precio del crudo y de sus derivados en el mercado mundial, lo mismo que el origen de los precios políticos o de subsidio para el crudo y los combustibles nacionales. Se destacaba entonces el gran distanciamiento que se registraba entre los precios internos y los del mercado internacional y la necesidad que había de buscar cuanto antes una actualización progresiva y relativa para el precio de los combustibles nacionales. En dicho informe se analizaban igualmente las anomalías y obstáculos que tal estructura de precios creaba, y cómo tal política no venía a beneficiar a la larga al país ni a los consumidores, al paralizar o frenar las inversiones en un campo tan importante y fundamental como el energético.

Todo lo expresado en este aspecto de aquel informe mantiene vigencia, con excepción de los precios externos para el petróleo y los combustibles, que son ahora

mucho más altos a los que regían en mayo de 1973.

Los ejemplos que damos a continuación indican el notable distanciamiento que se presenta entre los precios internos y los internacionales, tanto para crudos como para combustibles. Partiendo de la base de las cotizaciones registradas en el mes de Junio de 1974, tenemos la siguiente comparación ilustrativa y preocupante:

Producto	Precio Fob Internacional	Precio Interno Para el refinador US\$/BL	Diferencia US\$/BL (1)	o/o internacional sobre cional
Crudo de 29 ^o API	12.00	1.60	10.40	650
Gasolina motor	18.06	2.15	15.91	740
Gasolina extra	19.32	2.77	16.55	597
G.L.P. (Gas licuado)	16.80	0.95	15.85	1.668
C.L.D. (Gasolina blanca)	16.80	1.54	15.26	991
Queroseno	16.80	2.78	14.02	504
A.C.P.M. (Diesel)	12.60	2.21	10.39	470
Combustóleo	10.50	1.35	9.15	678
PROMEDIO				787

(1) Tasa cambiaria: \$25.60

Como puede observarse, los precios internacionales para el refinador superan en la actualidad a los establecidos internamente, con un promedio del orden de 787o/o.

Este distanciamiento impresionado indica cuan alejados estamos de la realidad internacional que vive el mundo en esta materia, y destaca la urgente necesidad de establecer una estructura realista para los precios que supere la actual, que está basada en una política de subsidios gravosa para el gobierno y para la Empresa, y desalentadora de la inversión en el campo exploratorio. Dicha estructura actual de precios imposibilita, además, el financiamiento de las cuantiosas inversiones que Ecopetrol debe realizar en la construcción de las ampliaciones y nuevas plantas destinadas a incrementar la capacidad refinadora que el país requiere para atender

sus necesidades de combustibles en el presente decenio. Por otra parte, dicha estructura de precios subsidiados constituye un gran obstáculo para poder llegar a la racionalización de los consumos, que es indispensable para superar la crisis energética que se avecina. Los precios bajos, como es bien sabido, fomentan el derroche y el desperdicio y dan pábulo siempre al consumo inmoderado.

Por otra parte, teniendo en cuenta el balance precario entre la oferta y demanda de combustibles y el alto factor de servicio con que están trabajando las unidades claves de refinación, cualquier demora en los calendarios de inspección y limpieza de tales plantas, o una mayor acentuación en la expansión de la demanda sobre el índice calculado, o retardos imprevisibles en el desarrollo de los proyectos de ampliaciones, nos puede forzar a importaciones de productos críticos, como gasolinas, gas licuado y combustible liviano doméstico, con enormes pérdidas para Ecopetrol, capaces de traumatizarla en breve tiempo.

Para que se aprecie cual sería la magnitud de la pérdida por barril importado, se presentan a continuación los valores respectivos para el crudo y los productos críticos importados. El costo de importación para tales productos incluye, como es obvio, el precio FOB, transporte, seguros y gastos de nacionalización. Las pérdidas por barril importado serían del siguiente orden a los niveles de precios internacionales registrados en Junio de 1974:

PRODUCTO	Costo de importación \$/Barril	Precio Interno Para el refinador \$/Barril.	Pérdida en la importación \$/Barril.
Crudo de 29 ^o A.P.I.	341.27	32.00	309.27
Gasolina motor	505.59	55.02	450.67
Gasolina Extra	547.07	70.98	478.09
G.L.P. (Gas licuado)	524.03	24.36	499.67
C.L.D. (Gasolina blanca)	483.62	39.48	444.14
Queroseno	468.47	71.23	397.24
A.C.P.M. (Diesel)	361.90	56.49	305.41
Combustóleo	308.10	34.44	273.66
PROMEDIOS	442.77	48.00	394.77

De las cifras anteriores se desprende que a los niveles actuales de los precios de importación, la pérdida promedio por barril importado para vender a los precios internos, sería del orden de \$395.00.

Ante la inminente situación deficitaria de crudos y combustibles, el cuadro anterior indica la grave posición que afrontara Ecopetrol para el manejo de tales déficits, pues estaría obligada a efectuar las importaciones que fueren necesarias, para vender luego los productos a los precios internos congelados, equivalentes en promedio a la décima parte de los precios internacionales de compra. A continuación nos permitimos dar dos ejemplos para ilustrar objetivamente la magnitud de estas pérdidas:

Supongamos que en un año próximo se presente un balance deficitario entre la producción y la demanda de crudos con destino a la refinación nacional del orden de 15.000 Bls./día, o sean 5.475.000 Bls. en año; o que por la incontinenia y derroche en el consumo surge un faltante de 2.000.000 de barriles de gasolina motor (Alrededor de 5.500 Bls./día.).

Si cada barril de crudo importado origina una pérdida de \$309, la pérdida anual para Ecopetrol sería en tal caso de \$1.693.000.000; y en el segundo caso, si se presenta, en cambio, un déficit de 2.000.000 de barriles de gasolina motor en el año, la pérdida para la empresa llegaría a \$900.000.000.

No se necesita gran esfuerzo para comprender que Ecopetrol no está en condiciones de absorber la magnitud de esas pérdidas, que serían, además, crecientes por la tendencia alcista en los precios internacionales y por la devaluación del peso, y que en breve tiempo arruinarían su economía si no se toman oportunamente las medidas aconsejables para remediar este problema de solución implazable.

Además, por sus consecuencias sobre la cuenta especial de cambios y el balance de pagos del país, el aplazamiento o demora en la solución de este problema, acarrearía trastornos muy serios para la situación fiscal y cambiaría del país.

HACIA LA PROGRESIVA NACIONALIZACION DE NUESTROS RECURSOS NATURALES

LABOR CUMPLIDA POR ECOPETROL

La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol) creada inicialmente para administrar los bienes de la reversión de mares y demás concesiones que reviertan al estado, ha ido ampliando sus objetivos iniciales hasta cubrir hoy todas las ramas de la industria del petróleo y la petroquímica.

El radio de sus operaciones se limitó en los primeros años al marco geográfico de la concesión de mares y zonas aledañas, pero en el último lustro lo ha ido extendiendo en forma tal, que en la actualidad sus operaciones cubren y benefician a la casi totalidad del territorio nacional, como luego lo precisaremos. Y este resultado lo ha conquistado por su propio esfuerzo, sin recibir ningún aporte del presupuesto nacional y afrontando además, la competencia de empresas privadas de dilatada experiencia y gran poder económico.

Sus primeros diez años de existencia (1951-1961) los consagró al dominio e incorporación de la tecnología en materia de explotación de crudos; a la construcción de un sistema de transporte por oleoducto que le permitiese abastecer el mercado de la zona central; a la formación de técnicos en refinación a través del convenio sobre administración y manejo de la refinería de Barrancabermeja celebrado con Intercol, y paralelamente, a incrementar las reservas probadas del área de la concesión de mares, canalizando para ello los recursos escasos de que disponía, con el objeto de completar el desarrollo de algunos yacimientos revertidos, mejorar los sistemas de conservación y explotación de los viejos campos, e iniciar los primeros ensayos en materia de recuperación secundaria. Todo este empeño sostenido hasta la fecha ha permitido un incremento de las reservas probadas de mares de más de 360 millones de barriles.

En su segunda década (1961-1971), la empresa desarrolló y perfeccionó los sistemas

de recuperación secundaria, que han permitido el recobro hasta el momento de 30 millones de barriles de crudo; asumió en 1961 la operación de la refinería de Barrancabermeja, que tenía en esa época una capacidad de 35.000 Bls./día, y en menos de diez años triplicó esa capacidad refinadora hasta llevarla en 1971 a 110.000 Bls. diarios.

Paralelamente con estos avances en refinación y dentro de las metas del plan quinquenal, acometió los primeros desarrollos de la industria petroquímica mediante la producción de bases fundamentales como las oleofinas (etileno, propileno) y los aromáticos (benceno, tolueno, xilenos), procediendo simultáneamente a aprovechar dichas bases en la elaboración de productos de síntesis, tales como el polietileno de baja densidad, el ciclohexano, el caprolactama, los alquilatos y otros productos intermedios que han permitido incrementar e integrar la producción nacional de plásticos, fibras sintéticas, fungicidas, bases para pinturas y detergentes. La mayor integración lograda en materia de refinación, facilitó igualmente, aprovechamientos importantes, como los de parafinas, bases para lubricantes, asfaltos, combustibles y toda la gama de aceites y grasas industriales.

En esta segunda década Ecopetrol prosiguió igualmente en la ampliación del sistema de transporte por oleoductos, extendiendo la red central con ramificaciones hacia el oriente y occidente del país para integrarla mejor y atender así los mercados del centro, occidente y la casi totalidad del oriente colombiano. La red integrada para el transporte de refinados, incluyendo el oleoducto de Antioquia, tiene una extensión del orden de 1.500 kilómetros; y por lo que hace al transporte de crudos, el sistema cuenta con una red de más de 1.600 kilómetros.

En cuanto a mercados, la empresa además de abastecer las zonas del centro, oriente y occidente del país, con la compra de la refinería de Cartagena va a atender ahora la demanda de todos los departamentos de la Costa Atlántica, abasteciendo así el 97o/o del mercado nacional en materia de combustibles-refinados y el 100o/o de los demás derivados del petróleo.

En este segundo decenio de su existencia y con el objeto de financiar sus necesidades en divisa extranjera sin erosión para el balance de pagos, Ecopetrol incrementó en forma progresiva y creciente las exportaciones de productos refinados, pasando de la suma de US\$1.2 millones en 1962 y US\$40 millones en 1973, con un acumulado para los últimos diez años de US\$152 millones. Este ingreso en dólares generado por sus exportaciones, le permitió atender todas sus necesidades en divisa extranjera, tanto para sus gastos operacionales como para sus ambiciosos planes de desarrollo. En este año el monto de sus exportaciones superará los US\$120 millones, por los mejores precios conseguidos en el mercado internacional para sus productos de exportación.

Si consideramos el aporte de la empresa al balance de pagos del país, se tiene que por sustitución de importaciones, Ecopetrol le ahorra más de US\$120 millones al año, calculadas al nivel de los precios internos; pero como estos son muy inferiores a los del mercado internacional, el monto de divisas que tendría que erogar nuestra balanza comercial si no existiese Ecopetrol y tuviésemos que importar los combustibles y derivados que entrega al mercado, tales importaciones tendrían un valor superior a US\$1.200 millones anuales, a los precios actuales del mercado internacional. Fuera de este ahorro de divisas por sustitución de importaciones, Ecopetrol, como ya se expresó, aportará además en el presente año, por generación de exportaciones, una suma superior a los US\$120 millones.

En 1970 al coronarse con éxito los proyectos integrantes del plan quinquenal la empresa conquistó un franco predominio dentro de la industria del petróleo en lo referente a refinación, petroquímica, transporte por oleoducto y exportaciones de refinados. En efecto, aquellos desarrollos le depararon el control del 65o/o de la capacidad refinadora del país; el 70o/o de la producción petroquímica; el 85o/o del sistema de transporte por oleoductos, tanto de crudos como de refinados; y un 85o/o de las exportaciones.

Sin embargo, su posición en la fase de producción de crudos seguía siendo modesta al representar menos del 20o/o de la producción total del país, y su actividad exploratoria continuaba, igualmente, muy limitada, a pesar de que en el último lustro elevó el promedio de sus inversiones para exploración de US\$1.2 millones a

US\$8 millones anuales.

En los últimos años del plan quinquenal y con el objeto de poder programar un desarrollo más dinámico en el campo exploratorio, la empresa intensificó sus estudios geológicos y geofísicos sobre importantes áreas con posibilidades de acumulación petrolífera, a fin de vigorizar la política de asociación (Joint Venture) que venía propugnando desde 1955, y que luego consagró y favoreció la Ley 20 de 1969. En tales estudios geológicos y geofísicos la empresa invirtió alrededor de US\$7 millones y cubrió un área aproximada de 4 millones de hectáreas, en las zonas de Casanare, San Jorge y otras regiones del país.

El éxito del plan quinquenal fortaleció vigorosamente a la empresa en materia económica y financiera y le dió el soporte necesario para poder adelantar los ambiciosos programas en que está empeñada, que le ha permitido programar dentro de las inversiones del plan decenal revisado, la suma de US\$300 millones para intensificar las actividades exploratorias adelantadas directamente por la empresa, y para atender, igualmente, en forma más dinámica a las inversiones de desarrollo que vayan exigiendo los hallazgos que se logren en las asociaciones con compañías privadas.

Mediante estas bases se ha podido en los últimos tres años avanzar en forma predominante con el nuevo sistema de asociación y conseguir en tan breve tiempo que este se imponga sobre el tradicional sistema de concesiones. La presente administración le ha prestado especial apoyo a dicha política, a través del ministerio del ramo, y en los últimos años se han conseguido resultados francamente estimulantes en el dominio y control de nuestros recursos en materia de hidrocarburos.

En efecto, por lo que hace a tierras con posibilidades de acumulación de petróleo, Ecopetrol ha recibido aportes del gobierno nacional por cerca de 21 millones de hectáreas; se han hecho estudios completos sobre más de 11 millones de hectáreas; se están estudiando 4.2 millones más, y sobre el resto se adelantan negociaciones para exploración geofísica. El área contratada con el nuevo sistema, (5.8 millones

de hectáreas), supera ya la vinculada al sistema de concesiones y registra igualmente mayor intensidad en exploración superficial y actividades de perforación con taladro. Por esta dinámica, se ha logrado en los últimos 15 meses descubrir dentro de la asociación Texas-Ecopetrol, dos grandes yacimientos de gas en la zona de la Guajira, y tener igualmente resultados positivos dentro de la asociación Cayman-Ecopetrol, en la zona del Putumayo.

En lo que hace referencia al control de las reservas probadas y de la producción de crudos, los avances logrados en los últimos dos años son de gran significación, a saber:

A) En Marzo de 1972, se adquirieron por la suma de 50 mil dólares todos los derechos que tenía la Mobil Oil en las compañías Colombian Petroleum Company (Colpet) y South American Gulf Oil Company (Sagoc), que representaban el 49.40/o del capital de Colpet, dueña de las concesiones de Catatumbo, Cicuco y Violó y el 50o/o en los oleoductos Tibu-Coveñas y Cicuco-Coveñas de propiedad de la Sagoc. En la misma negociación se consiguió además anticipar el término de la reversión para la concesión del Catatumbo que expiraba en 1981 y que ahora termina el 31 de Diciembre de 1975, lo mismo que para las demás concesiones cuyo plazo de explotación se extendía a 1988 y 1990, respectivamente.

B) El 31 de Agosto de 1973 se adquirieron, asimismo, por partes iguales y en asociación con Cayman Corporation, todos los derechos de la Gulf en las concesiones del Putumayo, en donde dicha compañía era dueña del 50o/o de los yacimientos en explotación.

C) De igual manera, en Junio del presente año, se cerró la negociación para la compra de todas las acciones de Shell Cóndor S.A., concesionaria de los campos de Casabe, Cantagallo, San Pablo y Cristalina, en el Valle Medio del Magdalena. La concesión Yondo (Casabe) iba a revertir en Junio de 1975, pero las demás concesiones solamente revertirían en 1977, 1985 y 1991 (sin contar la prórroga por 10 años más a que tiene derecho el Concesionario),

siendo los campos productivos de estas últimas los que registran mayores reservas probadas y alimentan una mayor producción en la actualidad.

Estas negociaciones son de gran importancia, pues con ellas y con los yacimientos de la empresa en el área de mares, Ecopetrol llega al dominio del 51o/o de las reservas probadas del petróleo con que cuenta el país en la actualidad, y eleva su participación en la producción de crudos de un 27o/o que se registraba en 1972 a un 44o/o a que ascenderá su participación en el presente año.

D) Además de las decisiones anteriores, de señalada importancia para el avance de la empresa en el control de nuestros recursos naturales, en el curso de este año (14 de Abril) se compraron a la international Petroleum Colombia Limited (Intercol), después de dilatadas negociaciones, todas las instalaciones y bienes que integran la refinería de Cartagena, con capacidad para procesar 46.000 barriles diarios. El valor de tal compra ascendió a la suma de US\$35 millones, incluido el valor del 40o/o de las acciones del oleoducto del pacífico de propiedad de la citada empresa.

Con esta adquisición la capacidad refinadora de Ecopetrol llega a 156.000 Bls./día y con el ensanche que se ha contratado para dicha refinería ascenderá a 170.000 Bls./día en el curso de 1976.

Las ventajas de esta negociación se expusieron ampliamente a la opinión pública y su conveniencia económica es relevante, no solo para conseguir una mejor utilización de los crudos nacionales y una optimización de sus rendimientos en productos blancos, sino también por la conquista de nuevos mercados, y por el incremento de 9.000 Bls. día en la producción de gasolinas que aporta su ensanche, con el cual se evitarán a la empresa las cuantiosas pérdidas que sufriría si tuviese que importar tal cantidad de refinados. El precio de adquisición es razonable además si se tiene en cuenta su valor de oportunidad, la rentabilidad que genera y su valor de reposición. Aun si se considera su valor en libros y se lo actualiza en función de la corrección monetaria, la suma pagada resulta ventajosa para la empresa.

E) Finalmente, la compra del oleoducto de Antioquia (que se está perfeccionando), viene a consolidar la posición de la empresa en ese tipo de transporte para darle el control completo de la red nacional y facilitarle posteriormente sus desarrollos en la fase de distribución mayoritaria, en la cual ha entrado desde hace unos años, por medio de las sociedades que con tal fin se han creado en Santander, Caldas, Risaralda, Quindío y Antioquia, las cuales atienden con predominio creciente dichos mercados. Tales sociedades tienen como sigla la palabra Terpel (Terminal de productos del petróleo) y se proyecta constituir las en otros departamentos para el servicio y distribución mayorista, que requiere con urgencia mejorar las disponibilidades de almacenamiento de productos a un nivel tal, que responda al crecimiento de los mercados y a la seguridad y oportunidad de los suministros.

De lo anterior se puede deducir que la empresa Colombiana de Petróleos ha alcanzado en la actualidad la siguiente posición dentro de la industria del petróleo:

- A) Dispone y tiene estudios geológicos y geofísicos sobre más de 20 millones de hectáreas con posibilidades de acumulación de hidrocarburos, sobre los cuales se trabaja con intensidad, ya en forma directa o en asociación, en una superficie de seis millones de hectáreas aproximadamente.
- B) Es propietaria del 51o/o de las reservas probadas de petróleo con que cuenta el país, y aporta el 44o/o de la producción nacional de crudos.
- C) Ha extendido sus contratos de asociación (Joint venture) para la exploración y explotación del potencial petrolífero del país en condiciones tales, que para todas las nuevas producciones que se obtengan dentro de esos contratos de asociación, tendrá el control sobre el 60o/o de dichas producciones y obtendrá para el país una participación equivalente a casi el doble de la que se obtenía por el sistema de concesiones. El predominio que ha alcanzado ya el nuevo sistema sobre el de concesiones, es indicador de sus condiciones equitativas y de la aceptación que tiene ya por parte de las compañías privadas.

- D) En materia de refinación, ha logrado desarrollarla integralmente, con una completa diversificación en cuanto a producción de derivados, y controla en la actualidad el 95o/o de la capacidad refinadora nacional.
- E) Ha complementado los desarrollos petroquímicos del país con la producción de nuevas bases petroquímicas (olefinas y aromáticas) y transformado dichas bases en productos de síntesis e intermedios que han favorecido el establecimiento, expansión y desarrollo de importantes ramas industriales. En la actualidad la empresa sustenta el 70o/o de la producción petroquímica del país y con los ensanches que están en marcha, su posición avanzará notoriamente dentro de esta industria, fundamental para la mayor valorización de nuestros recursos de hidrocarburos.
- F) En la fase de transporte por oleoductos la expansión de los sistemas totaliza una red de más de 3.000 kilómetros, incluyendo los destinados a transporte de productos y los que se utilizan para el transporte de crudos. Con tales sistemas la empresa controla más del 95o/o de la red nacional en este campo.
- G) Por lo que hace a exportaciones de derivados del petróleo y productos petroquímicos, el dominio de la empresa es completo en lo relacionado con combustibles, y en cuanto a productos petroquímicos, su posición alcanza a un 90o/o de las exportaciones totales del país en este ramo, y
- H) Finalmente, en los últimos años ha dado los pasos iniciales para entrar al mercado interno de productos con el establecimiento, a través de Terpel, de plantas de abasto para la distribución al por mayor.

ANEXO No. 1
CUBRIMIENTO EXPLORATORIO

<u>País</u>	<u>Km²/Pozo</u>
ESTADOS UNIDOS	15
VENEZUELA	170
LIBIA	280
PERU	580
COLOMBIA	543

ANEXO No. 2
PROGRAMA EXPLORATORIO E INVERSION PARA LOS PROXIMOS 10 AÑOS

AÑO	POZOS A PERFORARSE			INVERSIONES M M US\$			
	EXPLORATORIOS	DESARROLLO	TOTAL	POZOS EXPLORATORIOS	GEOFISICA	POZOS EN DESARROLLO	TOTAL
1974	20	20	40	20	10	8	38
1975	40	80	120	40	10	32	82
1976	60	160	220	60	10	64	134
1977	80	270	350	80	10	108	198
1978	100	390	490	100	10	156	266
1979	100	470	570	100	10	188	298
1980	100	530	630	100	10	212	322
1981	100	560	660	100	10	224	334
1982	100	560	660	100	10	224	334
1983	100	560	660	100	10	224	334
	800	3600	4400	800	100	1440	2340

ANEXO No. 3
DISTRIBUCIÓN DE CONTRATOS Y PERMISOS
(VIGENTES EN MAYO DE 1974)

DEPARTAMENTO	Nº	HECTÁREAS	PERMISOS	CONTRATOS	Nº	HECTÁREAS
VALLE	10	13 298 80	7	1 185 38	7	1 385 00
TOLEMA	50	32 523 72	4	1 385 00	4	1 385 00
RUQUE	1	8 328 00	1	488 80	2	488 80
SANTANDER	31	88 206 68	2	488 80	2	488 80
QUINDÍ	1	1 000 00	1	1 000 00	1	1 000 00
INTERFICIA DEL PUTUMAYO	1	34 88	1	188 38	1	188 38
NORTE DE SANTANDER	2	20 871 00	1	188 38	1	188 38
NARIÑO	7	7 002 00	1	188 38	1	188 38
META	1	882 04	1	188 38	1	188 38
MAGDALENA	8	8 902 22	4	233 32	4	233 32
QUILA	7	6 813 41	1	188 38	1	188 38
GUAJIRA	21	22 048 80	1	188 38	1	188 38
CHOCO	3	2 288 00	1	188 38	1	188 38
CUNDINAMARCA	26	48 834 81	12	1 828 42	12	1 828 42
CORDOBA	10	12 312 00	1	188 38	1	188 38
CEBSA	8	7 784 00	1	188 38	1	188 38
CAUCA	3	11 208 23	2	300 17	2	300 17
CAJAS	9	18 961 00	2	300 17	2	300 17
BOYACA	31	48 188 38	1	380 00	1	380 00
BOYACA	3	3 402 24	1	380 00	1	380 00
BOLIVAR	3	3 402 24	1	380 00	1	380 00
ATLANTICO	8	7 988 48	1	380 00	1	380 00
ANTIOQUIA	30	48 812 83	2	580 00	2	580 00
TOTALES	298	406 781 18	41	8 874 22	41	8 874 22

ANEXO No. 4
PLAN DECENAL REVISADO
Inversiones *

	Millones de Dólares	
I. Exploración	190	
II. Desarrollo de campos nuevos	200	390
III. Refinación y Petroquímica		489
IV. Transporte por Oleoductos		100
V. Distribución		50
VI. Inversiones ordinarias y entrenamiento de personal		256
TOTAL	US\$ MM.	1.285
* Estimado su valor en dólares		

El monto de la inversión en pesos representará el 40 o/o aproximadamente del total, o sea el equivalente a 514 millones de dólares, los cuales convertidos a pesos a una tasa promedio de \$ 30 por dólar, daría un total de \$ 15.420 millones.

ANEXO No. 4
PLAN DECENAL REVISADO

Miliones de Dólares

190		
390	500	
489		
100		
60		
358		
1.385	1.385	

El monto de la inversión en pesos representará el 40 por ciento aproximado del monto de la inversión en dólares. El monto de la inversión en dólares representará el 60 por ciento aproximado del monto de la inversión en pesos. El monto de la inversión en dólares representará el 40 por ciento aproximado del monto de la inversión en pesos. El monto de la inversión en dólares representará el 60 por ciento aproximado del monto de la inversión en pesos.

ANEXO No. 5
PLAN DECENAL DE REFINACION Y PETROQUIMICA
Valor Inversiones

	M. M. US\$	M. M. PESOS	TOTAL M. M. PESOS
I. Area de Tumaco			
1. Refinería y Planta de Aromáticos	67.9	1.218	3.255
2. Terminal Marítimo	14.8	102	546
3. Infraestructura Social	-	326	326
4. Planta de para-xileno	9.0	180	450
Subtotal	91.7	1.826	4.577
II. Area del Valle			
5. Planta de DMT	44.0	880	2.200
Subtotal	44.0	880	2.200
III. Area de Barrancabermeja			
a. Refinación			
b. Unidad de Balance	41.5	832	2.076
7. Optimización Complejo Ind.	23.2	295	991
Subtotal	64.7	1.127	3.067
b. Petroquímica			
8. Nueva Planta Etileno	15.8	205	679
9. Planta Recuperación Etano	3.9	35	152
10. Ensanche Planta Etileno	0.9	14	40
11. Ensanche Planta Polietileno	11.0	225	555
Subtotal	31.6	479	1.426
c. Servicios Auxiliares			
12. Ensanche Serv. Industriales	6.0	160	340
13. Servicios Asociados	0.5	128	142
Subtotal	6.5	288	482
Total Area Barrancabermeja	102.8	1.894	4.917
IV. Area de Cartagena			
14. Compra de la Refinería	39.0	100	1.270
15. Ensanche de la Refinería	9.0	180	450
16. Obras Terminal Marítimo	0.1	3	6
17. Planta Polietileno Alta Densidad	9.0	180	450
Subtotal	57.1	463	2.976
Total de Inversiones	295.6	5.059	14.670

como consecuencia una acumulación excesiva de inventarios, lo cual obligó a reducir en forma notoria la carga a las unidades, en los meses respectivos.

La situación anterior impidió procesar en el primer semestre la carga programada en materia de refinación, pero no fué óbice para que se consiguiese una producción análoga a la obtenida en 1972, con un ligero incremento, y gracias a la intensificación de la producción en el segundo semestre.

El crecimiento del 8.4o/o en las operaciones de transporte y el avance en la distribución conseguidos por el Distrito de Oleoductos, se debieron fundamentalmente a la expansión de los consumos internos y a los nuevos mercados conquistados por los "Terpeles".

Si bien es cierto, que la Empresa se favoreció en el segundo semestre con mejoras crecientes en los precios de sus productos de exportación, tuvo también que soportar una alza sostenida en sus costos de operación, como consecuencia del fenómeno inflacionario registrado en el año, a nivel mundial y nacional.

Respecto a las utilidades, siguen acusando un predominio las generadas por el Complejo Industrial de Refinación y Petroquímica y una contracción, las provenientes de los demás sectores operacionales, tal como se destaca en las cifras siguientes:

Origen de las Utilidades	1973		1972	
	Valor	o/o	Valor	o/o
Campos de producción	25.999	2.8	70.672	10.2
Refinación y Petroquímica	815.258	86.5	520.765	75.0
Transporte y Distribución	45.051	4.8	47.994	6.9
Industriales	55.645	5.9	54.971	7.9
T o t a l	941.952	100.0	694.362	100.0

En el sector de producción de crudos y productos blancos, su descenso obedeció a la declinación de los yacimientos, a los mayores costos de producción y a la congelación y bajos precios fijados para los crudos de De Mares.

En cambio, la operación del Complejo Industrial registró un aumento en sus utilidades del orden del 56.6o/o sobre las obtenidas en 1972, fundamentalmente originado por el incremento en la producción petroquímica y por el mejoramiento apreciable en los precios de los productos de exportación.

En la actividad de transporte, las utilidades presentaron una disminución del 6.1o/o, que se considera moderada si se tiene en cuenta el incremento constante de los costos y las tarifas congeladas que soporta este servicio desde el año de 1952.

En los resultados No Industriales las utilidades se mantuvieron al mismo nivel del año de 1972.

COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION

Sintetizados en la forma anterior los aspectos económicos más destacados del ejercicio de 1973, procedemos a continuación a analizar en forma detallada el comportamiento de la producción en las distintas fases de la actividad industrial que atiende la Empresa.

PRODUCCION DE CRUDOS Y PRODUCTOS BLANCOS

Esta actividad que comprende la explotación de los yacimientos operados por el Distrito de El Centro, la participación en la operación del Campo Payoa y los resultados del negocio de compra-venta de Gas Combustible procedente de los campos de Payoa, Suerte y Provincia, puntualizó los siguientes resultados, comparados con los de 1972:

BARRILES

<u>DISTRITO DE EL CENTRO</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>		<u>Diferencia</u>
Aceite crudo	9.876.151	9.741.323	-	134.828
Gasolina natural	273.271	270.958	-	2.313
Butano	115.999	111.489	-	4.510
Propano comercial	108.602	104.177	-	4.425
Gas combustible MPC	5.805.223	5.108.054	-	697.169

CAMPO "PAYOA"

Aceite crudo	1.096.647	927.652	-	168.995
Gasolina natural	71.262	68.726	-	2.536
Butano	93.414	94.898	+	1.484
Propano comercial	120.535	116.682	-	3.853
Gas combustible MPC	3.419.735	4.242.650	+	822.915

OPERACION GAS COMBUSTIBLE

Ventas de Gas - MPC	8.326.271	10.166.730	+	1.840.459
---------------------------	-----------	------------	---	-----------

Como puede observarse, la producción del Distrito de El Centro, se mantuvo a un nivel comparativamente satisfactorio con el registrado en el año de 1972, debido al esfuerzo que se hizo para contrarrestar la declinación natural de los yacimientos, y también por la incorporación de dos pequeñas estructuras ("Sogamoso" y "Chucurí"), cuya producción de 72.670 barriles contribuyó a que la declinación anual fuera solamente del 1.4o/o, como ya se anotó.

Por lo que hace a la participación en el Campo Payoa, se registró una disminución del 15.2o/o, explicable por la marcada declinación inherente a la naturaleza de dicho yacimiento.

Fuera de las producciones de crudo correspondiente a los campos de De Mares y Payoa, la Empresa participó, como socia del Colpet y Petrolera del Río en las

actividades que atienden dichas compañías, cuyos resultados económicos aparecen en los Balances de cada una de ellas.

PRODUCCION INDUSTRIAL

La actividad manufacturera del Complejo Industrial durante el año de 1973 se vió afectada por las reparaciones programadas para nueve de las unidades que integran dicho Complejo, y a finales del año, por la emergencia que se afrontó el 15 de Noviembre, originada por un corto circuito en el sistema de suministro de energía. Por estos factores la producción de las Plantas de refinación se mantuvo a un nivel similar al registrado en 1972, consiguiéndose no obstante un aumento en el factor de servicio de las plantas petroquímicas respecto al alcanzado en los años anteriores.

El volumen de las cargas procesadas totalizó 37.615.104 barriles, monto este ligeramente superior en 0.3o/o al obtenido en 1972 que fué de 37.503.078 barriles.

Expresada en barriles-día la carga de las unidades fué en los dos años la siguiente:

	<u>Barriles por día</u>	
	<u>1972</u>	<u>1973</u>
Aceite crudo	100.387	101.051
Butanos y Gasolina	2:079	2.110
T o t a l	102.466	103.161

Con estas cargas se obtuvo la producción que a continuación se expresa para las principales líneas de productos del Complejo Industrial, comparándola con al que se obtuvo en 1972.

1972 1973 Diferencia
Porcentual

Productos Refinados	Barriles		
Disolventes	247.176	212.734	- 13.9
Gasolina de Aviación	465.778	467.144	+ 0.3
Gasolina Motor	11.777.725	12.225.838	+ 3.8
Queroseno	2.076.654	2.210.674	+ 6.5
Turbosinas	1.109.148	1.296.637	+ 16.9
C.L.D.	997.345	1.174.998	+ 17.8
A.C.P.M.	5.102.519	4.497.264	- 11.9
Gas Propano	1.665.190	1.534.738	- 7.8
Grasas	18.099	20.960	+ 15.8
Combustóleo	10.432.742	10.574.856	+ 1.4
Alquitrán Aromático	-0-	153.332	
Asfaltos	915.564	730.348	- 20.2
Azufre	8.689	7.718	- 11.2
Acido Nafténico	10.632	10.114	- 4.9
Lubricantes y Extractos	348.951	255.511	- 26.8
Gasóleos y Otros	1.946.103	1.614.529	- 17.0
Sub-Total	37.122.315	36.987.394	- 0.4

Productos Petroquímicos	Barriles		
Parafinas	247.731	277.250	+ 11.9
Tolueno	214.241	62.652	- 70.8
Xilenos Mezclados	210.644	210.682	- 0.2
Benceno	6.955	102.586	+ 1.375.0
Ciclohexano	93.210	129.237	+ 38.7
Orthoxilenos	11.818	54.592	+ 361.9
Bases Parafínicas	199.876	270.691	+ 35.4
Etileno	88.799	151.149	+ 70.2
Sub-Total	1.073.274	1.258.839	+ 17.3

Total Producción 38.195.589 38.246.233 + 0.1

TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

El movimiento de productos por el Oleoducto tuvo una expansión de 1.9 millones de barriles, igual al 8.4o/o, como consecuencia de los aumentos normales en la demanda nacional para los productos refinados.

La distribución a granel de gas propano y de refinados a los terminales de distribución (Terpeles), que también es una función del Distrito de Oleoductos, presentaron aumentos de 37.325 y 442.285 barriles, respectivamente, los primeros, como consecuencia del mayor gas entregado a los distribuidores, y los segundos, además del incremento en la demanda, por el nuevo mercado que representa el Terpel de Medellín, iniciado en el mes de Mayo de 1973.

Las cifras correspondientes a estas actividades en los dos últimos años, son las siguientes:

	1972	1973	Variación Porcentual
	Barriles		
Transporte por oleoductos	22.357.070	24.234.258	+ 8.4
Gas propano distribuido	2.175.428	2.212.753	+ 1.7
Productos Refinados Vendidos	1.240.312	1.682.597	+ 35.7

En la forma descrita se ha señalado el comportamiento de la producción en cuanto a volúmenes se refiere. A continuación nos permitimos presentar un informe detallado de los valores obtenidos en la cuenta de Ganancias y Pérdidas, con un somero análisis sobre el comportamiento y tendencia del mercado, tanto interno como externo, y de los factores que tuvieron mayor incidencia en la conformación de los Ingresos, Gastos y Utilidades del ejercicio de 1973.

INGRESOS

El valor de las ventas, de las transferencias de productos entre Distritos, de los consumos en operaciones y de los rendimientos provenientes de la actividad no industrial, ascendió en el año de 1973, a la suma de \$3.888.936.838, que comparada con los ingresos del año anterior, arroja un incremento de \$617.113.001, equivalente al 18.9o/o. Por actividades generativas, los ingresos en los dos años tuvieron el siguiente origen:

	1972	1973	Diferencia
	Miles de Pesos		
Campos de producción	424.117	424.912	+ 795
Refinación y Petroquímica	2.512.078	3.082.822	+ 570.744
Transporte y Distribución	269.582	305.730	+ 36.148
No industriales	66.047	75.473	+ 9.426
Valor Total	3.271.824	3.888.937	+ 617.113

Estas variaciones se explican así:

CAMPOS DE PRODUCCION

Durante el año de 1973 los precios para los crudos producidos por la Empresa no tuvieron variación de ninguna naturaleza, y en cambio, se registró un descenso en los ingresos por la menor producción de crudos y productos blancos, ocasionado por la declinación de los yacimientos; por lo tanto, el incremento en los ingresos de este sector provino exclusivamente del mayor volumen de gas combustible adquirido de los campos de Payoa, Suerte y Provincia. Dicho gas se vendió parte a terceros y el resto se consumió en las operaciones del Complejo Industrial.

Las cifras que damos a continuación explican el comportamiento de dichos ingresos en los dos últimos años, y determinan el saldo neto con que contribuyó esta actividad productora al incremento de los ingresos totales en el año pasado.

INGRESOS	1972	1973	Variación
Aceite Crudo	325.319.610	315.710.715	- 9.608.895
Gasolina Natural	17.225.655	16.971.035	- 254.620
Butano	8.300.667	8.159.343	- 141.324
Propano Comercial	5.383.843	5.180.649	- 203.194
Gas Combustible	55.795.928	68.296.645	+ 12.500.717
Consumos en Operaciones	12.091.533	10.593.532	- 1.498.001
TOTAL	424.117.236	424.911.919	794.683

REFINACION Y PETROQUIMICA

La Empresa continuó cubriendo las necesidades del consumo nacional en sus zonas de influencia y destinó sus excedentes a la exportación. Dicha demanda, interna y externa, fué atendida con productos provenientes del Complejo Industrial de Barrancabermeja, de la Refinería de Cartagena adquiridos a través del convenio de canje, y con una pequeña importación de gasolina motor.

El monto del mercado anterior, ascendió a la cantidad de 39.974.636 barriles, de los cuales 36.077.756 barriles, igual al 90.3o/o, fué atendido con la producción del Complejo Industrial.

Los volúmenes de las ventas respectivas y su variación con relación al año de 1972 fueron los siguientes:

	1972	1973	Diferencia
	<u>Barriles</u>		
Zona Central	22.327.821	24.827.041	+ 2.499.220
Zona Occidental	4.984.905	5.327.270	+ 342.365
Total Mercado Interno	27.312.726	30.154.311	+ 2.841.585
Exportaciones	11.998.237	9.820.325	- 2.177.912
TOTAL	39.310.963	39.974.636	+ 663.673

En cuanto a volúmenes, el mercado interno tuvo una expansión del 10.4o/o, con relación a la demanda de 1972, que fué atendida, sacrificando parte de las posibilidades de exportación.

Las variaciones de la demanda nacional por productos fueron las siguientes:

Las cifras que anteceden muestran el comportamiento del mercado doméstico. De ellas se observa que para la mayoría de los combustibles los índices corresponden al crecimiento normal de los consumos, con excepción del combustible liviano doméstico, del combustóleo, y de las turbosinas, cuyo incremento supera la tendencia histórica que se había venido registrando hasta el año de 1972.

Se estima que la expansión de la demanda de combustóleo se origina en su mayor utilización para generación eléctrica en la Costa Atlántica y en cuanto al CLD., obedece a las posibles mezclas con gasolina motor que su bajo precio favorece, situación que se ha explicado ampliamente. La expansión de la demanda de turbosina se explica por el crecimiento económico del país y por incremento en la demanda de las naves internacionales. Las disminuciones en disolventes, lubricantes, asfaltos y azufre, obedecen a sustituciones o a menor producción.

La demanda de los productos de la rama petroquímica registró una gran expansión originada por la sustitución de importaciones y por sus nuevas aplicaciones en la industria nacional.

<u>PRODUCTOS REFINADOS</u>	1972	1973	VARIACION FORCENTUAL.
DISOLVENTES	237.893	214.106	10.0
GASOLINA AVIACION	466.895	465.339	- .
GASOLINA MOTOR	13.174.869	14.060.135	6.7
QUEROSENO	2.094.298	2.180.856	4.1
TURBOSINAS	1.114.673	1.283.454	15.1
CLD	976.584	1.188.237	21.7
A.C.P.M.	3.546.689	3.968.679	11.9
GAS PROPANO	1.492.810	1.615.362	8.2
GRASAS	20.960	23.022	9.8
COMBUSTOLEO	2.364.600	3.196.571	35.2
ALQUITRAN AROMATICO	125.266	141.674	13.1
ASFALTOS	903.775	713.863	21.0
AZUFRE	9.044	7.619	15.8
ACIDO NAFTENICO Y SULFURICO	281	411	46.3
LUBRICANTES Y EXTRACTOS	313.530	283.599	9.6
Subtotal	26.842.167	29.342.927	9.3
<u>PRODUCTOS PETROQUIMICOS</u>			
PARAFINAS	65.726	155.756	137.0
TOLUENO	11.218	24.198	115.7
XILENOS MEZCLADOS	23.256	46.595	100.4
BENCENO	4.659	8.022	72.2
CICLOHEXANO	91.858	130.967	42.6
ORTHOXILENO	7.287	27.600	278.8
BASES PARAFINICAS	177.754	267.095	50.3
ETILENO	88.125	150.157	70.4
PROPILENO	676	994	47.0
Subtotal	470.559	811.384	72.4
TOTAL	27.312.726	30.154.311	10.4

El significado que tiene el suministro oportuno, seguro y eficiente de las bases o productos petroquímicos intermedios que requiere la industria nacional, a precios sensiblemente menores a los que rigen en el mercado internacional en esta época de tremenda escasez de materias primas, ha sido sin duda el aporte más importante que ha hecho Ecopetrol para el impulso y desarrollo de esta industria básica.

El valor de las ventas internas, incluyendo los insumos en operación, realizadas por la Empresa en 1973 y comparadas con las de 1972, se expresa a continuación:

	1972	1973	Variación
	Miles de Pesos		Porcentual
VENTAS EN EL PAIS			
Productos Refinados	1.644.589	1.802.412	+ 9.6
Productos Petroquímicos	164.226	328.257	+ 99.6
TOTAL	1.808.815	2.130.669	+ 17.8

EXPORTACIONES

Luego de abastecer las necesidades del mercado nacional, cubriendo con su propia producción el mayor volumen de la demanda de combustibles y la totalidad de los requerimientos en productos petroquímicos, se atendió también el mercado de exportación dentro de las limitaciones impuestas por los factores climatológicos adversos del primer semestre del año, los cuales frustraron exportaciones en un volumen aproximado de dos millones de barriles.

No obstante la situación anterior, el valor de las exportaciones alcanzó un mejor nivel en los registros de la Empresa, como consecuencia afortunada de los nuevos precios que imperaron en el mercado mundial para el petróleo y sus derivados, a partir de los últimos meses del año de 1973 y del ajuste efectuado en el precio de los combustibles suministrados a naves marítimas o aéreas en viajes internacionales, hacia fines de Noviembre.

Las ventas de exportación, en los dos años que se reseñan, se clasifican enseguida, por productos y valores, así:

	1 9 7 2		Precio Promedio
	Barriles	Dólares	por Barril-Dólares
A.C.P.M.	2.429.399	7.717.416	3.18
Combustóleo	8.978.193	18.678.022	2.09
Acido Nafténico	10.767	322.456	29.95
Parafinas	167.757	4.008.302	23.89
Tolueno	198.497	1.061.017	5.35
Xileno	213.624	1.148.165	5.37
TOTAL	11.998.237	32.935.378	

	1 9 7 3		
A.C.P.M.	1.088.037	8.491.299	7.80
Combustóleo	8.159.626	23.733.168	2.91
Acido Nafténico	11.740	377.092	32.12
Parafinas	148.459	3.366.599	22.68
Tolueno	67.764	567.600	8.38
Xileno	167.359	1.260.997	7.53
Bases Parafínicas	71.110	355.408	5.00
Orthoxileno	30.424	254.366	8.36
Benceno	75.806	1.181.096	15.58
TOTAL	9.820.325	39.587.625	

Durante el año de 1973, surgieron como nuevos productos de exportación las Bases Parafínicas, el Orthoxileno y el Benceno, con una contribución de 1.8 millones de dólares, pero se presentó una disminución de Parafinas, Tolueno y Xilenos Mezclados, como consecuencia del incremento en la demanda interna que en cada uno de estos productos sobrepasó el ciento por ciento.

En resumen, se exportaron 2.177.912 barriles menos que en el año anterior, pero se obtuvo un valor superior en más de US\$6.6 millones, lo cual revela los mejores

precios obtenidos como resultante de la crisis mundial de combustibles y productos petroquímicos.

La escasez de hidrocarburos se ha hecho sentir en nuestra Empresa hasta ahora favorablemente en términos económicos. No obstante el alza creciente en los precios de los materiales, ingredientes, y equipos que requiere la industria, debido al gran auge que ha tomado en el mundo la actividad exploratoria, el desarrollo de nuevos campos de producción y la construcción de nuevas Plantas para cubrir el déficit mundial de capacidad refinadora disponible.

El monto en pesos de las exportaciones clasificadas en productos refinados y petroquímicos, para los dos últimos años, es el siguiente:

	1972	1973	Variación
	Miles de Pesos		Porcentual
Productos Refinados	583.599	781.849	+ 34.0
Productos Petroquímicos	119.664	170.304	+ 42.0
TOTAL	703.263	952.153	+ 35.4

El conjunto de los ingresos originados en la actividad de refinación y petroquímica tuvo la siguiente composición en los dos años:

	1972	1973	Diferencia
	Miles de Pesos		
Ventas en el país	1.607.246	1.881.468	+ 274.222
Transferencias Otros Distritos	114.655	147.076	+ 32.421
Consumos en Operación	86.914	102.125	+ 15.211
Ventas en el Exterior	703.263	952.153	+ 248.890
TOTAL	2.512.078	3.082.822	+ 570.744

TRANSPORTE Y DISTRIBUCION

Los ingresos por transporte y distribución de productos, realizados por el Distrito de Oleoductos en 1973, tuvieron un incremento de 36.1 millones, igual al 13.4o/o, sobre los obtenidos en 1972. De tal incremento \$9 millones corresponden al mayor volumen transportado (1.8 millones de barriles) y \$27.6 millones, a mayor distribución (480 mil barriles) de productos refinados con destino a los Terpeles de Bucaramanga, Manizales y Medellín, según el siguiente detalle:

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>Diferencia</u>
	<u>Miles de Pesos</u>		
INGRESOS			
Transportes por el Oleoducto	101.078	110.104	+ 9.027
Distribución Gas Propano	87.362	88.256	+ 824
Distribución de Refinados	81.142	107.370	+ 26.228
TOTAL	<u>269.582</u>	<u>305.730</u>	+ <u>36.149</u>

INGRESOS NO INDUSTRIALES

Los ingresos de este rubro presentaron para los dos años el siguiente movimiento por conceptos:

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>Diferencia</u>
Utilidad Ventas de Activos	4.829.174	7.499.433	+ 2.670.259
Intereses	18.492.656	15.558.678	- 2.933.978
Dividendos	6.188.208	12.414.362	+ 6.226.154
Arrendamientos	6.524.637	8.223.450	+ 1.698.813
Ejercicios anteriores	22.447.363	8.287.227	- 14.160.136
Otros Aprovechamientos	7.565.390	23.489.806	+ 15.924.416
TOTAL	<u>66.047.428</u>	<u>75.472.956</u>	+ <u>9.425.528</u>

Para el año de 1973 las diferencias que se aprecian en los rubros de Dividendos y Otros Aprovechamientos, proceden respectivamente, de rendimientos de las inversiones en el Oleoducto de Caldas y de un ingreso por \$11.5 millones como diferencia cambiaria por la producción incremental de crudos secundario sobre los niveles fijados por la Resolución respectiva.

EGRESOS

El costo de la producción durante el año de 1973 fué de \$2.946.984.416, siendo superior al registrado en 1972 en \$369.5 millones, que representa un aumento porcentual del 14.3.

De acuerdo con su destinación económica, la distribución de los egresos en los dos años fué la siguiente:

	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>Diferencia</u>
	<u>Miles de Pesos</u>		
Gastos de Operación	967.493	1.158.048	+ 190.555
Materias Primas	1.473.473	1.613.254	+ 139.781
Gastos de Ventas	125.419	155.854	+ 30.435
No industriales	11.076	19.828	+ 8.752
TOTAL	<u>2.577.461</u>	<u>2.946.984</u>	+ <u>369.523</u>

Los factores más importantes en las variaciones de estos Egresos, se detallan a continuación, para cada uno de los grupos que los integran.

GASTOS DE OPERACION

El monto de estos gastos y su variación porcentual fué así:

	1972	1973	Variación Porcentual
Mano de obra	435.486.364	496.661.775	+ 14.0
Materiales	256.629.669	300.479.682	+ 17.1
Servicios	182.338.729	238.335.378	+ 30.7
Depreciación	146.018.609	177.605.479	+ 21.6
Agotamiento y Regalías	78.208.797	74.808.241	- 4.3
Inspecciones, Entrenamiento y Arranque Plantas	32.846.940	61.327.540	+ 86.7
Sub-Total	1.131.529.108	1.349.218.095	+ 19.2
Menos: Gastos Recupera- dos o Capitalizados	164.035.640	191.169.666	+ 16.5
TOTALES	967.493.468	1.158.048.429	+ 19.7

Las alzas generales en los factores de costo que se han venido registrando en el país y la mayor actividad industrial desarrollada en el año de 1973, produjeron, en conjunto las variaciones en los gastos acabadas de señalar.

Sin embargo, conviene aclarar, que salvo algunas excepciones que adelante se explican, los índices de expansión de los gastos corresponden a la tendencia que se ha venido registrando de un año a otro, con lo cual se deduce, que el impacto inflacionario en los costos de la Empresa ha sido notoriamente atenuado mediante el desarrollo continuado de una política de economía en el gasto y de mejor utilización de los recursos propios.

El mayor costo en Mano de Obra obedece a que sobre el año de 1973 inciden los aumentos de salarios vigentes desde Agosto 1o. de 1972 y Noviembre 5 de 1973; a que fué necesario el enganche de 75 trabajadores de base; y al costo adicional del programa de entrenamiento de aprendices del SENA, que se incrementó en 154 estudiantes, para un total a Diciembre 31, de 382.

El rubro de Materiales registró incrementos en catalizador, químicos y materiales diversos, especialmente por los nuevos precios en el mercado internacional para estos elementos. También aumentó el detalle de combustibles para Plantas, por mayores consumos en la Planta de Aromáticos por razón de mayor tiempo y factor de servicio utilizados en 1973.

Del incremento de \$56 millones en el rubro de Servicios, se destacan: \$11 millones de energía eléctrica comprada, por razón de modificación de tarifas de las entidades suministradoras, especialmente Ferticol; \$10 millones en el costo del servicio médico y hospitalario, por la expansión de los servicios, el mayor número de usuarios y el encarecimiento de las drogas; \$10 millones por mantenimiento contratado; \$4 millones por subvenciones a clubes y otras instituciones de los trabajadores, y \$5.5 millones por mayor pérdida en la operación del Comisariato.

Además de los incrementos en Depreciación por nuevos activos fijos capitalizados en cuantía de \$188 millones, el aumento proviene también por el más alto factor de servicio con que trabajó en el año la Planta de Aromáticos.

La disminución en Agotamiento y Regalías fué correlativa a la menor producción de Aceite Crudo, tanto en el Distrito de El Centro como en el Campo Payoa.

Los Gastos de Inspecciones, Entrenamiento y Arranque de Plantas, señalan un aumento notorio debido a que en el año de 1973, según las normas contables seguidas por la Empresa para la amortización de estos costos, el rubro soportó cargos para amortizar costos incurridos en reparaciones desde dos años atrás y porque además se continúa amortizando, según las mismas normas, el diferido por entrenamiento y arranque de las Plantas de Parafinas y Aromáticos.

En cuanto a la mayor recuperación de gastos, además de ser correlativa al incremento de los costos de la Empresa, indica una mayor utilización de la mano de obra y de las facilidades industriales, para atender obras del presupuesto de inversiones, lo mismo que por servicios prestados a terceros.

COMPRAS Y TRANSFERENCIAS DE MATERIAS PRIMAS

El costo de la materia prima y productos terminados insumidos en cada una de las actividades, fué así:

	1972	1973	Diferencia
	Miles de Pesos		
Complejo Industrial	1.319.360	1.449.329	+ 129.969
Oleoductos	152.810	180.411	+ 27.601
Distrito de Producción	23.983	30.283	+ 6.300
TOTAL	1.496.153	1.660.023	+ 163.870
Menos:			
Fluctuación Inventario	(22.680)	(46.769)	(24.089)
COSTO NETO	1.473.473	1.613.254	+ 139.781

En el Complejo Industrial el mayor costo proviene de la adquisición de 830 mil barriles de más y por el encarecimiento en el valor del Aceite Crudo que tuvo, en promedio, un mayor costo de \$2.85 por barril.

Los precios promedios de compra por barril para las materias primas requeridas en la operación del Complejo Industrial fueron las siguientes en los dos años en referencia:

	1972	1973
	Pesos por Barril	
Aceite Crudo	29.35	32.20
Gasolina y Butanos	37.31	37.12
Productos Terminados	49.79	54.17

Con el objeto de asegurar el normal abastecimiento de productos refinados en el país, ha sido necesario incrementar el volumen de carga en la operación industrial, lo cual ha requerido el procesamiento de crudos adicionales, cuyo valor unitario, como en el caso del crudo Orito, sobrepasa al 250o/o del precio normal de los demás crudos.

En el Distrito de Oleoductos el aumento proviene de la mayor distribución de productos a los centros de consumo en la cantidad de 480 mil barriles de gas propano y refinados.

Finalmente, en el Distrito de Producción de El Centro se adquirieron 1.840.459 MPC de gas combustible sobre el año de 1972, procedente de los Campos de Suerte, Payoa y Provincia, lo cual determinó el mayor gastos registrado.

GASTOS DE VENTAS

El encarecimiento del transporte fluvial para los productos de exportación y, la reclasificación de algunos gastos ocasionados en la entrega de productos, determinaron el aumento que registra esta cuenta.

NO INDUSTRIALES

El reajuste retroactivo hecho a los transportadores fluviales por los servicios prestados en el período de Abril 1o. a Diciembre 31 de 1972, en cuantía de \$6.6

millones, y por tanto contabilizado bajo el rubro "Ejercicios Anteriores", determinó en gran parte el aumento que registra estos gastos.

UTILIDADES

Las Utilidades de la Empresa registraron un incremento del 35.7o/o sobre las obtenidas en 1972. Su composición por renglones básicos de producción y su comparación con el año anterior es la siguiente:

	1972	1973	Diferencia
	Miles de Pesos		
Campos de Producción	70.632	25.999	- 44.633
Refinación y Petroquímica	520.765	815.258	+ 294.493
Transporte y Distribución	47.994	45.050	- 2.944
No Industriales	54.971	55.645	+ 674
TOTAL	694.362	941.952	247.590

Los resultados obtenidos en el sector de Producción son preocupantes ya que, conforme a las previsiones, para el año de 1974 esta actividad empezará a mostrar pérdida como consecuencia del encarecimiento de los costos, de la declinación de los campos, y del bajo precio a como se liquidan los Crudos de la Empresa.

En el Distrito de El Centro el fenómeno de la declinación ha sido controlado en alto grado mediante el proceso de recuperación secundaria, con beneficio para la economía del país, aunque a costa de los resultados económicos de la Empresa por los altos costos de extracción que este proceso significa, para una producción que ya en 1973 alcanzó el 33.6o/o del Distrito, y cuyo detalle es el siguiente:

		1972	o/o	1973	o/o
Crudo Primario	Bls.	6.750.851	68.4	6.470.298	66.4
Crudo Secundario	Bls.	3.125.300	31.6	3.271.025	33.6
Total Producción		9.876.151	100.0	9.741.323	100.0

El aumento de los rendimientos económicos del Complejo Industrial, obedece exclusivamente a la mejora en los precios para los productos exportados, (\$204.5 millones) y, a los mayores beneficios que se obtuvieron en las líneas de producción petroquímica, tanto en el mercado interno (40 millones) como en el externo (\$50 millones).

Las utilidades en transporte, distribución y no industriales, no tuvieron modificaciones apreciables. Sin embargo, como ya ha sido suficientemente explicado en informes anteriores, la situación rentable del Oleoducto es bastante precaria, hasta preverse para el año de 1974 pérdida en su operación, a causa de la congelación de sus tarifas para las líneas principales, que viene soportando desde hace más de 20 años.

996 kilómetros de líneas a 115 KV y 220 KV, lo cual permitió llevar la energía eléctrica a todas las regiones del país, interconectando eléctricamente casi todos los departamentos del país.

En la actualidad culmina la construcción de la línea Paipa - Bucaramanga - Cúcuta con 269 kilómetros y una inversión de \$143 millones. Igualmente, se adelantan los estudios de 823 kilómetros de líneas a 115 KV y de 110 kilómetros de líneas a 220 KV, con una inversión de \$365 millones (ver Anexo No. 2)

3.- PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ICEL-BID

Acorde con el énfasis que el gobierno está dando a los planes de desarrollo que conlleven beneficio social, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica estructuró e inició en marzo de 1971 la ejecución del plan de subtransmisión y distribución ICEL-BID, al cual está imprimiendo en la actualidad el máximo dinamismo con miras al fortalecimiento y ampliación de la infraestructura eléctrica del país.

El plan se realiza con el concurso de doce empresas filiales, extendiéndose a catorce departamentos del país. Las obras previstas deben quedar totalmente concluidas en el año de 1975.

La financiación del programa fue realizada con aportes del gobierno nacional a través del ICEL, por US\$11.9 millones; la utilización de un crédito externo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) por US\$25.0 millones y los aportes de las doce electrificadoras incluídas en el plan, por US\$6.6 millones, para un valor total del programa de US\$43.5 millones. De los recursos del BID, US\$16.0 millones provienen de fondos especiales y US\$9.0 millones de fondos ordinarios del Banco (ver Anexo No. 3).

4.- PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

El plan consiste esencialmente en proporcionar energía a los habitantes rurales carentes actualmente de este servicio, mediante la extensión de los sistemas eléctricos del país hacia núcleos, veredas y viviendas dispersas clasificadas como rurales, o sea, aquellas donde sus habitantes se dedican esencialmente a actividades agropecuarias y habitan en centros de no más de 2.500 habitantes.

Los proyectos a realizar en una primera etapa permitirán llevar el servicio eléctrico a 228.000 usuarios rurales, lo cual significa el 20o/o de las necesidades totales de electrificación en el área de jurisdicción del primer desarrollo del plan. Tales proyectos incluyen:

- Las remodelaciones y ampliaciones de los sistemas eléctricos existentes.
- La construcción de 9.900 kilómetros de líneas rurales de subtransmisión, alimentadores y circuitos primarios.
- La construcción de 3.200 kilómetros de circuitos mixtos.
- La construcción de 19.400 kilómetros de circuitos secundarios.
- La instalación de 160 MVA en transformadores de distribución.
- La construcción de las instalaciones eléctricas interiores de 228.000 viviendas rurales.

El costo de los proyectos de la primera etapa del plan ascienden a US\$110.7 millones de los cuales US\$6.1 millones representan la carga financiera durante la construcción (ver Anexo No. 4).

5.- SUBESTACIONES CREDITO FRANCES, EXIMBANK, BID Y BANCOS INGLESSES

Desde principios del año 1970 y mediante la utilización del Crédito Francés (protocolo inicial y aplicaciones), ICEL ha venido adelantando la construcción de

subestaciones en catorce departamentos del país, con una capacidad global de transformación de 550 MVA. El valor del proyecto asciende a \$330 millones, de los cuales \$128 millones se han invertido hasta la fecha. Se estima que el plan finalizará en 1975.

Como complemento del anterior plan y con recursos de Créditos Eximbank y Bid se adquirieron equipos para subestaciones en los departamentos de Cauca y Norte de Santander, por un monto de \$37.8 millones y una capacidad global de 81.8 MVA.

Igualmente, con financiación de un consorcio de bancos Ingleses, ICEL adelanta la construcción y montaje de las subestaciones del sistema interconectado del Nordeste, para una inversión de \$120.0 millones y una capacidad de 180 MVA. (ver Anexo No. 5).

6.- OTROS PLANES DE ICEL

6.1 - EQUIPO DE COMUNICACIONES

Se encuentra en proceso de adjudicación el montaje y puesta en operación del sistema de comunicaciones para la región Suroccidental, con un costo aproximado de \$8.8 millones, el cual debe estar en funcionamiento en el primer trimestre de 1975.

Igualmente, se está tramitando el montaje del equipo de comunicaciones para el sistema Nordeste. El costo estimado asciende a \$1.2 millones.

6.2 - ELECTRIFICACION URABA

El Gobierno Nacional ha destinado una partida de \$40.0 millones para la electrificación de la región de Urabá y su interconexión al sistema central. La administración de esta partida y la realización de los proyectos y obras correspondientes, están a cargo de la Electrificadora de Antioquia, bajo la asesoría y supervisión del ICEL.

7.- CONTRATOS FIRMADOS DURANTE EL PERIODO 1970-1974

Durante el período comprendido entre los años de 1970 a 1974, se firmaron por parte de este Instituto con diferentes entidades ciento nueve (109) contratos por un valor global de \$712.254.448 más US\$65.618.551.

En desarrollo del programa ICEL-BID, durante el mismo período, se firmaron 65 contratos con las electrificadoras Regionales por un valor de \$26.117.692 para efectuar estudios, diseños y construcciones. Adicionalmente, se firmaron 29 contratos con firmas particulares por un valor de \$28.843.268. Con el fin de adelantar los trabajos de construcción, se han firmado 71 contratos por valor de \$206.956.200 para el suministro de materiales.

8.- CAPACIDAD INSTALADA

El desarrollo del sector eléctrico colombiano ha sido factor determinante del crecimiento industrial y urbanístico más acelerado de la historia del país. Mientras en 1970 se disponía de una capacidad de 1.910.595 KW., en 1974 se está llegando a una disponibilidad de 3.167.000 KW., lo cual representa un incremento del 65o/o correspondiendo al ICEL y sus filiales 290.000 KW., equivalente al 23o/o de la capacidad adicional en dicho lapso.

CAPACIDAD TOTAL INSTALADA EN EL PERIODO 1966-1974 (1)

AÑO	CAPACIDAD KW	INCREMENTO	
		ABSOLUTO	RELATIVO
1966	1.554.600		
1970	1.910.595	355.995	23 o/o
1971	2.316.000	405.405	21.1 o/o
1972	2.610.000	294.000	12.7 o/o
1973	2.793.000	183.000	7.0 o/o
1974	3.167.000	374.000	13.3 o/o

(1) No incluye auto-productores

Respecto de 1966, la capacidad instalada en 1974 se ha aumentado en 1.612.400 KW, lo cual implica un incremento del 103o/o. La inversión total en los anteriores programas de generación fue de \$5.456 millones, incluyendo las hidroeléctricas del Alto Anchicayá, Río Negro y Florida II. De dicho monto corresponde al grupo de ICEL una cifra aproximada a los \$1.353 millones.

DISTRIBUCION DE LA CAPACIDAD INSTALADA

(JULIO 1974)

ENTIDAD	KW.	o/o
ICEL	887.000	28
EEPP MEDELLIN	783.000	25
EEE BOGOTA	659.000	21
CUV	646.000	20
CORELCA	192.000	6
T O T A L	3.167.000	100

La distribución de la anterior capacidad según sus fuentes de generación (Hidroelectricidad y Termoelectricidad), es del 71 y 29o/o respectivamente, incluyendo las nuevas hidroeléctricas ya mencionadas.

	197.261
	53.707
	43.609
	4.213
	28.670
	32.040
	67.300
	65.072
	32.039
	348.806
	110.779
	71.000
	21.000
	1.123.017
	382.667
	378.986
	3.442.142

La distribución de la capacidad instalada según las entidades, según se muestra en el Anexo No. 1 y 2, respectivamente, es del 71 y 28% respectivamente.

AÑO	CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
1968	1.000.000	100.000
1970	2.000.000	200.000
1971	2.500.000	250.000
1972	3.000.000	300.000
1973	3.500.000	350.000
1974	4.000.000	400.000

(3) No incluye auto-generación

Respecto de 1968, la capacidad instalada en el país es de 1.000.000 KW, lo cual implica un incremento del 71% en la capacidad instalada en el país, en el programa de expansión, para el año 1974, considerando la construcción de las plantas Alto Anchicaya, Alto Andina y Florida II, de donde se espera un aporte de 3.000.000 KW, ICEL que tiene aproximadamente 1.000.000 KW.

DISTRIBUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

ENTIDAD	CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
ICEL	1.000.000	100.000
EEPP MEDIOCA	785.000	78.500
EEPP SUBCATA	650.000	65.000
EEPP	415.000	41.500
CORELCA	210.000	21.000
TOTAL	3.060.000	306.000

ANEXO No. 1

PROGRAMA DE GENERACION PERIODO 1970 - 1974

AÑO 1970	CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
Centrales Instaladas	55.000	157.261
Turbogás III - Barranquilla (La Unión)	23.000	53.761
Turbogás III - Cúcuta (Zulia)	15.300	46.072
Turbogás III - Bucaramanga (Palenque)	15.000	38.200
Turbogás III - Chinú	15.000	30.570
Turbogás III - Bucaramanga (Palenque)	15.000	32.040
Turbogás IV - Barranquilla (La Unión)	15.000	40.300
Turbogás - Cúcuta (Zulia)	15.000	46.072
Turbogás IV - Bucaramanga (Palenque)	15.000	38.639
Hidroeléctrica Río Prado (Tolima)	51.000	546.800
Hidroeléctrica Florida II (Cauca)	24.000	110.779
Hidroeléctrica de Río Negro (Cundinamarca)	10.000	74.033
Centrales en Construcción	160.000	919.233
Turbogás III - Chinú	15.000	30.570
Turbogás III - Bucaramanga (Palenque)	15.000	32.040
Turbogás IV - Barranquilla (La Unión)	15.000	40.300
Turbogás - Cúcuta (Zulia)	15.000	46.072
Turbogás IV - Bucaramanga (Palenque)	15.000	38.639
Hidroeléctrica Río Prado (Tolima)	51.000	546.800
Hidroeléctrica Florida II (Cauca)	24.000	110.779
Hidroeléctrica de Río Negro (Cundinamarca)	10.000	74.033
Centrales en Estudio	2.052.000	11.123.017
Ampliación Termobarranca	66.000	382.657
Ampliación Termopaipa	66.000	378.985
Hidroeléctrica del Río Patía	1.920.000	9.442.142

ANEXO No. 1
PROGRAMA DE GENERACION PERIODO 1970-1974

AÑO 1970	CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
<u>Centrales Instaladas</u>	<u>52.000</u>	<u>157.501</u>
Plantas Móviles (Todo el país)	32.000	103.500
Turbogás III - Barranquilla (La Unión)	20.000	58.781
<u>Centrales en Construcción</u>	<u>180.000</u>	<u>919.533</u>
Hidroeléctrica de Río Negro (Cundinamarca)	10.000	74.033
Hidroeléctrica Florida II (Cauca)	24.000	110.739
Hidroeléctrica Río Prado (Tolima)	51.000	248.800
Turbogás IV - Bucaramanga (Palenque)	15.000	38.639
Turbogás - Cúcuta (Zulia)	15.000	46.072
Turbogás IV - Barranquilla (La Unión)	15.000	40.300
Turbogás III - Bucaramanga (Palenque)	15.000	32.040
Turbogás III - Chinú	15.000	30.570
<u>Centrales en Estudio</u>	<u>2.025.000</u>	<u>17.153.017</u>
Hidroeléctrica del Río Patía	1.820.000	9.442.142
Ampliación Termopaisa	68.000	378.985
Ampliación Termobarranca	68.000	385.887

AÑO 1974

AÑO 1974	CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
<u>Centrales Instaladas</u>	<u>181.000</u>	<u>891.682</u>
Plantas Móviles (todo el país)	32.000	103.500
Hidroeléctrica Río Prado (Tolima)	51.000	248.800
Turbogás IV - Bucaramanga (Palenque)	15.000	38.639
Turbogás - Cúcuta (Zulia)	15.000	46.072
Turbogás IV - Barranquilla (La Unión)	15.000	40.300
Turbogás III - Bucaramanga (Palenque)	15.000	32.040
Turbogás III - Chinú	15.000	30.570
Turbogás III - Barranquilla (La Unión)	20.000	58.781
<u>Centrales en Construcción</u>	<u>172.400</u>	<u>1.057.672</u>
Hidroeléctrica Florida II	24.000	110.779
Hidroeléctrica de Río Negro	10.000	74.033
Ampliación Termopaisa	66.000	378.985
Ampliación Termobarranca	66.000	382.657
Planta Diesel San Andrés (Isla)	6.400	111.200
<u>Centrales en Estudio para 1974 - 2000</u>	<u>2.736.000</u>	<u>15.421.236</u>
Hidroeléctrica del Río Margua	300.000	2.192.146
Hidroeléctrica del Río Patía	1.290.000	9.442.142
Aprovechamiento múltiple de Betania	510.000	3.730.048
Planta Diesel de Tumaco	6.000	54.900

CAPACIDAD (KW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
181.000	891.985
23.000	83.781
12.000	30.510
12.000	33.040
12.000	40.300
12.000	48.075
12.000	38.039
81.000	548.800
12.000	103.800
112.490	1.057.675
8.400	111.500
88.000	385.857
88.000	378.985
10.000	74.033
24.000	110.778
2.738.000	18.451.238
8.000	84.800
870.000	3.730.048
1.280.000	8.445.145
300.000	5.185.148

Diferencia 1974 - 1970

Centrales Instaladas
 Centrales en Construcción
 Centrales en Estudio
 Como socio de Interconexión Eléctrica S.A., este Instituto aporta recursos financieros para la ejecución de la siguientes proyectos de generación :

Centrales en Construcción

Hidroeléctrica Chivor I

Centrales en Estudio

Hidroeléctrica Chivor II
 Hidroeléctrica Samaná I

CAPACIDAD (MW)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
126.000	258.172
12.400	
684.000	
500.000	3.656.914
500.000	3.656.914
1.072.000	7.840.419
500.000	3.656.914
572.000	4.183.505

PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION - 1970 - 1974

	LONGITUD (kmts)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
AÑO 1970		
<u>En Construcción</u>	<u>697</u>	<u>259.172</u>
Líneas a 115 kV		
Termonorte I - Barranquilla *	20	18.548
Termonorte I - Santa Marta *	90	83.445
Belén - Santa Fé de Antioquia	44	7.800
Envigado - Bolombolo	43	8.975
Prado - Flandes	60	14.242
Prado - Neiva	110	20.637
Manizales - Victoria - La Dorada	120	14.870
Total Líneas a 115 kV	487	168.417
Líneas a 220 kV		
Termonorte I - Cartagena *	120	90.755
Total Líneas a 220 kV	120	90.755
<u>En Estudio</u>	<u>962</u>	<u>372.863</u>
Líneas a 115 kV		
Río Córdoba - Fundación	62	11.298
Bucaramanga - San Gil	55	5.464
San Gil - Barbosa	75	7.456

(*) Construídas en asocio con CORELCA.

PROGRAMA DE LINEAS DE TRANSMISION - 1970-1974

COSTO DIRECTO (miles de \$)	LONGITUD (kmts)	
588.135	692	
18.848	20	Termonorte I - Barranquilla *
83.445	90	Termonorte I - Santa Marta *
3.800	44	Envigado - Bolombolo
8.875	43	Bolombolo - Quibdó
14.242	60	Prado - Flandes
20.637	110	Prado - Neiva
14.870	120	Manizales - La Victoria - La Dorada
43.778	120	Popayán - Cali
168.473	487	Total Líneas a 115 kV
90.755	120	Termonorte I - Cartagena *
90.755	120	Total Líneas a 220 kV
312.882	942	
11.288	62	Río Mayo - Pasto
9.380	50	Río Mayo - Pasto
8.067	43	Guaduro - Río Negro - La Dorada
278.741	876	Total Líneas a 115 kV
90.755	120	Termonorte I - Cartagena *
369.496	996	Total Líneas a 115 kV

	LONGITUD (kmts)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
<u>Líneas a 115 kV</u>		
Bolombolo - Quibdó	120	38.138
Neiva - Altamira - Florencia	180	94.696
Pasto - Ipiales	80	28.806
Popayán - Cali	120	43.778
<u>Total Línea a 115 kV</u>	<u>692</u>	<u>229.636</u>
<u>Líneas a 220 kV</u>		
Paipa - Bucaramanga - Cúcuta	270	143.227
<u>Total Líneas a 220 kV</u>	<u>270</u>	<u>143.227</u>
AÑO 1974		
<u>Construídas</u>	<u>996</u>	<u>369.496</u>
<u>Líneas a 115 kV</u>		
Termonorte I - Barranquilla *	20	18.548
Termonorte I - Santa Marta *	90	83.445
Envigado - Bolombolo	43	8.875
Bolombolo - Quibdó	120	38.138
Manizales - La Victoria - La Dorada	120	14.870
Popayán - Cali	120	43.778
Prado - Flandes	60	14.242
Prado - Neiva	110	20.637
Popayán - Río Mayo	100	18.761
Río Mayo - Pasto	50	9.380
Guaduro - Río Negro - La Dorada	43	8.067
<u>Total Líneas a 115 kV</u>	<u>876</u>	<u>278.741</u>
<u>Líneas a 220 kV</u>		
Termonorte I - Cartagena *	120	90.755
(*) Construídas en asocio con CORELCA.		

COSTO DIRECTO (miles de \$)	LONGITUD (kmts)	
38.138	120	Balambola - Guibdo
84.888	180	Neiva - Altamira - Florencia
28.808	80	Pasto - Ipiales
43.778	120	Popayán - Cali
<u>228.838</u>	<u>882</u>	Total líneas a 115 kV
<u>143.222</u>	<u>270</u>	Paipa - Bucaramanga - Cúcuta
<u>248.222</u>	<u>270</u>	Total líneas a 220 kV
<u>288.188</u>	<u>882</u>	Total líneas a 115 kV
18.848	20	Termonora I - Bahandulla
83.448	80	Termonora I - Santa María
8.878	43	Enviado - Bombono
28.138	120	Balambola - Guibdo
14.870	120	Manizales - La Victoria - La Dorada
43.778	120	Popayán - Cali
14.242	80	Paipa - Flandes
20.632	110	Paipa - Neiva
18.781	100	Popayán - Río Mayo
8.300	20	Río Mayo - Pasto
8.082	43	Guadalupe - Río Negro - La Dorada
<u>228.241</u>	<u>878</u>	Total líneas a 115 kV
<u>80.288</u>	<u>120</u>	Termonora I - Cartagena

	LONGITUD (kmts)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
<u>En Construcción</u>	<u>269</u>	<u>143.227</u>
Líneas a 220 kV		
Paipa - Bucaramanga - Cúcuta	269	143.227
<u>En Estudio</u>		
Líneas a 115 kV		
Río Córdoba - Fundación	62	11.298
Bucaramanga - San Gil	55	5.464
San Gil - Barbosa	75	7.456
Neiva - Altamira - Florencia ^{1/}	180	94.696
Pasto - Ipiales ^{1/}	80	28.806
Paipa - Barbosa - Chiquinquirá	92	26.220
Paipa - Belencito	30	11.591
Florida II - Popayán ^{1/}	12	4.500
Ipiales - Frontera Ecuador	15	3.028
Anillo a Pasto	12	7.000
Santa Fé de Antioquia - Frontino	65	23.400
Frontino - Apartadó	145	52.200
Total Líneas a 115 kV	<u>823</u>	<u>275.659</u>
Líneas a 220 kV		
Bucaramanga - Barrancabermeja	95	75.380
Zulia - Frontera con Venezuela	15	4.800
Total Líneas a 220 kV	<u>110</u>	<u>80.180</u>
<u>Diferencia 1974 - 1970</u>		
Líneas Construídas	996	
^{1/} Líneas en estudio para ejecución inmediata.		

COSTO DIRECTO (miles de \$)	LONGITUD (kmts)	
143.227	269	Líneas en Construcción
143.227	269	Líneas en estudio, actualmente
11.288	82	San Fernando - Fundación
5.674	56	Bucaramanga - San Gil
7.488	16	San Gil - Barbosa
84.680	180	Neiva - Atarjea - Florencia
28.802	80	Cartagena -
28.220	23	Medellín - Barbosa - Chiriquí
11.591	30	Paipa - Bucaramanga
4.500	12	Florencia II - Florencia
8.028	16	Paipa - Florencia - Ecuador
7.000	12	Amaluza - Paipa
23.400	66	San Fernando - Antioquia - Florencia
25.200	102	Florencia - Apartado
278.888	822	Total Líneas a 110 KV
		Líneas a 220 KV
72.300	80	Bucaramanga - Barranquilla
4.800	16	Solís - Florencia con Venezuela
80.180	110	Total Líneas a 220 KV
		Diferencia 1974 - 1970
	888	Líneas Construidas
		Líneas en estudio para ejecución inmediata

	LONGITUD (kmts)	COSTO DIRECTO (miles de \$)
Líneas en Construcción, actualmente	269	
Líneas en estudio, actualmente	858	
		COSTO DIRECTO
		(miles de \$)
		143.227
		143.227
		11.288
		5.674
		7.488
		84.680
		28.802
		28.220
		11.591
		4.500
		8.028
		7.000
		23.400
		25.200
		278.888
		72.300
		4.800
		80.180
		888

ANEXO No. 3

PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ICEL - BID

AÑO 1970

Durante este año se iniciaron las gestiones tendientes a la planeación y programación del Plan, cuyo costo asciende a US\$ 53.5 millones .

AÑO 1974

Proyectos Construídos

Transmisión	588.5 kms.	23.889
Distribución		22.059
Líneas Primarias	44.3 kms.	
Líneas Secundarias	110.2 kms.	
Transformadores	13.388 kVA	

Proyectos para ejecución inmediata

Transmisión	1.827 kms.	221.363
Subestaciones	100 MVA	29.513
Líneas Primarias	686 kms.	
Distribución		408.381
Líneas Secundarias	1.581 kms.	
Transformadores	143.678 kVA	

COSTO DIRECTO
(miles de \$)

45.946

23.889

22.059

659.257

221.363

29.513

408.381

COSTO DIRECTO
(miles de \$)

Proyectos en Estudio

118.664

Transmisión	331 kms	40.034
Subestaciones	12.6 MVA	3.719
Distribución		74.911
Líneas Primarias	123 kms.	
Líneas Secundarias	285 kms.	
Transformadores	27,467 kVA	

Diferencia 1974 - 1970

Transmisión	2.178 kms	
Subestaciones	112.6 MVA	
Distribución		
Líneas Primarias	809.3 kms.	
Líneas Secundarias	1.865.4 kms.	
Transformadores	171.045 kVA	

NOTA: La estructuración de este Plan fue realizada en un contrato firmado el 16 de Octubre de 1972 por el Instituto con un Consorcio de Genes Consultores.

ANEXO No. 4

PLAN NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL

AÑO DE 1974

Proyectos en estudio para ejecución inmediata.

Líneas rurales de subtransmisión, alimentadores y circuitos primarios.

9.900 kms.

Circuitos Mixtos

3.200 kms.

Circuitos Secundarios

14.900 kms.

Transformadores de Distribución

160 MVA

Instalaciones eléctricas interiores para viviendas rurales.

228.000 Unidades

Proyectos identificados para ejecución futura.

Líneas rurales de subtransmisión alimentadores y circuitos primarios.

39.600 kms.

Circuitos Mixtos

12.800 kms.

Circuitos Secundarios

77.600 kms.

Transformadores de Distribución

640 MVA

Instalaciones eléctricas interiores para viviendas rurales.

912.000 Unidades

NOTA: La estructuración de este Plan fué realizado en virtud de un contrato firmado el 16 de Octubre de 1972 por el Instituto con un Consorcio de firmas Consultoras.

ARG DE 1974

Proyectos en estudio para ejecución inmediata.
 Líneas rurales de subtransmisión alimentadoras
 y circuitos primarios 2,800 kms.
 Circuitos Mixtos 3,200 kms.
 Circuitos Secundarios 14,800 kms.
 Transformadores de Distribución 180 MVA
 Instalaciones eléctricas interiores para viviendas
 rurales 228,000 Unidades

Proyectos identificados para ejecución futura.

Líneas rurales de subtransmisión alimentadoras
 y circuitos primarios 39,800 kms.
 Circuitos Mixtos 12,800 kms.
 Circuitos Secundarios 77,800 kms.
 Transformadores de Distribución 840 MVA
 Instalaciones eléctricas interiores para viviendas
 rurales 812,000 Unidades

NOTA: La estructuración de este Plan fue realizada en virtud de un contrato firmado el 18 de
 Octubre de 1972 por el Instituto con un Consorcio de firmas Constructoras.

SUBESTACIONES CREDITO FRANCES, EXIMBANK, BID Y BANCOS INGLESSES

AÑO DE 1974	CAPACIDAD MVA	COSTO TOTAL (miles de \$)
Subestaciones construídas *	977	325.883
Subestaciones en construcción	495	359.576
<u>Diferencia 1974 - 1970</u>		
Subestaciones construídas	977	325.883
Subestaciones en construcción	495	359.576

(*) Construídas en asocio con CORELCA.

ANEXO No. 6

PLAN DE ELECTRIFICACION DE NARIÑO (ICEL - IFI - K f w)

AÑO DE 1974

LONGITUD
kms. COSTO TOTAL
(miles de \$)

Líneas de Subtransmisión

Líneas a 34,5 kV

178 6.000

Líneas a 13,2 kV

237.5 10.700

CAPACIDAD
MVA

Subestaciones Rurales

25.5 80.000

IV - CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA -CORELCA-

1.- ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

1.1. - EJECUCION PRESUPUESTAL - PERIODO 1970-1973

INGRESOS

De enero 1o. de 1970 a Diciembre 31 de 1973, los ingresos que recibió la Corporación ascendieron a la suma de \$1.464.0 millones, cuya tendencia año por año fue la siguiente:

AÑO	\$ M. M.	o/o
1970	78.9	5.4
1971	397.7	27.2
1972	511.1	34.9
1973	476.3	32.5
T O T A L	1.464.0	100.0

En consecuencia, los ingresos experimentaron una variación porcentual de 503.7o/o entre 1970 y 1973, con una ligera disminución de 6.8o/o entre 1972 y 1973.

La distribución de los ingresos por capítulos durante el período en referencia, presentó las siguientes proporciones:

<u>CLASE DE INGRESO</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>TOTAL</u>	<u>o/o</u>
Ingresos corrientes	49.4	49.9	111.2	168.0	378.5	25.0
Recursos del Crédito	25.2	342.7	397.1	298.1	1.063.1	72.6
Recursos del balance	4.3	5.1	2.8	10.2	22.4	1.6
TOTAL	78.9	397.7	511.1	476.3	1.464.0	100.0

Dentro de los ingresos corrientes los componentes que mayor incidencia tuvieron sobre el total fueron los siguientes:

<u>INGRESOS CORRIENTES</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>TOTAL</u>	<u>o/a</u>
Ventas de energía	-0-	6.6	29.1	59.8	95.5	25.2
Aportes del Gobierno	42.0	31.6	48.9	67.7	190.2	50.3
Sobretasa	-0-	11.7	28.6	30.7	71.0	16.7
Otros	7.4	-0-	4.6	9.8	21.8	5.8
TOTAL	49.4	49.9	111.2	168.0	378.5	100.0

Con base en el cuadro anterior, se puede afirmar que los ingresos corrientes entre 1970 y 1973, experimentaron un incremento de \$118.6 millones, que equivalen a un 240.1 o/o.

Los recursos del crédito tanto internos como externos, presentaron las siguientes proporciones:

<u>Recursos del Crédito</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>TOTAL</u>	<u>o/o</u>
Internos	11.3	58.5	155.7	20.6	246.1	23.1
Externos	13.9	284.2	241.4	277.5	817.0	76.9
TOTAL	25.2	342.7	397.1	298.1	1.063.1	100.0

EGRESOS

Los egresos de la Corporación, durante el período en referencia, registraron una cifra global de \$1.425.9 millones, que se distribuyeron por capítulos de la siguiente forma:

<u>Clase de egreso</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>TOTAL</u>	<u>o/o</u>
Gastos de operación	3.1	10.1	27.5	74.6	115.3	8.1
Programas de inversión	70.3	377.0	291.7	288.9	1.027.9	72.1
Servicios de la deuda	0.4	9.2	178.9	94.2	282.7	19.8
TOTAL	73.8	396.3	498.7	457.7	1.425.9	100.0

Según el cuadro anterior, los egresos experimentaron un incremento de 520.2o/o, al pasar de \$73.8 millones durante 1970, a \$457.7 millones en 1973.

Los programas de inversión que mayor incidencia registraron sobre el total de egresos fueron los siguientes:

<u>P R O G R A M A S</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>	<u>Total</u>	<u>o/o</u>
Planta Termobarranquilla	27.6	106.0	66.5	228.0	428.1	41.7
Línea Cartagena-Barranquilla-Santa Marta	14.6	111.3	38.6	6.4	170.9	16.6
Subestaciones de Corelca	5.8	2.5	124.3	4.2	136.8	13.3
Turbogases planta el Río-Barranquilla	-0-	92.1	20.8	20.0	132.9	12.9
TG II Cospique-Cartagena	14.2	13.2	0.8	0.1	28.3	2.8
Otros	8.1	51.9	40.7	30.2	130.8	12.7
T O T A L	70.3	377.0	291.7	288.9	1.027.9	100.0

1.2. - ESTADOS FINANCIEROS DEL CUATRENIO 1970-1973

Durante el cuatrenio comprendido entre 1970 y 1973, Corelca desarrolló un ambicioso programa de obras que se reflejó financieramente en un aumento de sus activos fijos y en un orden más general, de su activo total.

En efecto, si se comparan los balances de los años 1973 y 1970, se observa que los Activos totales de la Empresa, alcanzaron en 1973 un valor de \$1525 millones, equivalente a 7 veces el valor que tenían en 1970. La principal causa de este notorio crecimiento, descansa en el conjunto de obras correspondientes a la primera etapa de desarrollo de Corelca, realizadas durante el citado período e incorporadas dentro de los activos de operación de la empresa. Así, por ejemplo, si se compara el costo de los Activos fijos a Diciembre 31 de 1973, con respecto a su costo en 1970, se observa que su valor se ha multiplicado 782 veces,

alcanzando, a Diciembre 31 de 1973, un valor de \$1.141 millones.

Es conveniente destacar que la participación relativa del activo fijo dentro del total de Activos de la Empresa, ha sobrepasado del 10/o en 1970 al 80o/o en 1973, lo cual está de acuerdo con la naturaleza de una empresa como Corelca que requiere para el desarrollo de sus operaciones de un alto volumen de inversiones en activos fijos.

El desarrollo anterior se ha financiado a través de diversas fuentes, tales como endeudamiento externo e interno, apropiaciones presupuestales, impuestos al consumo de energía eléctrica e ingresos operacionales. Entre las fuentes anteriores, el mayor volumen de recursos proviene de empréstitos que la Corporación ha celebrado con instituciones bancarias nacionales y extranjeras. A 31 de Diciembre de 1973 la deuda externa a cargo de la Corporación ascendió a la suma de \$746. millones, mientras que la deuda interna sumaba \$189 millones.

El crecimiento de las obligaciones bancarias se destaca fácilmente si se comparan las cifras a Diciembre 31 de 1973 con las que aparecen, por este mismo concepto, durante el año de 1970, en el cual, la empresa no tenía contraídas obligaciones externas sino únicamente deudas con bancos nacionales que ascendieron durante ese año a \$14 millones.

Los aportes recibidos del Gobierno Nacional a través del presupuesto, ascendieron hasta el 31 de Diciembre de 1973, a \$182 millones, mientras en 1970 los aportes del gobierno totalizaron \$35.5 millones; es decir, que durante el cuatrenio objeto de este análisis, los aportes del gobierno quintuplicaron su valor con respecto al año 1970.

Los recursos originados por la sobretasa al consumo de energía en los departamentos del Atlántico, Bolívar y Magdalena, representaron hasta 1973 \$92.5 millones.

Es conveniente anotar que este impuesto solo empezó a cobrarse en 1971, año durante el cual se recaudaron \$15 millones por este concepto.

Los ingresos de operación provenientes de la venta de energía en bloque a las electrificadoras de Atlántico, Bolívar y Magdalena y a la Compañía Colombiana de Alcalis, ascendieron durante el cuatrenio 70-73, a la suma de \$118 millones, de los cuales, el 68o/o fue facturado durante 1973, como consecuencia de la entrada en operación comercial de la Central Térmica de Barranquilla y de la integración de los mercados de Atlántico, Bolívar y Magdalena al sistema de Corelca.

1.3 - INGRESOS OPERACIONALES

VENTAS DE ENERGIA

Durante el período de 1970 a 1973 Corelca ha efectuado ventas de energía por un valor de \$93.6 millones, discriminados así:

1970	1971	1972	1973
0	5.8	28.0	59.8

De acuerdo con las cifras anteriores puede observarse que ha habido incrementos anuales del 383o/o y 114o/o entre los años de 1971 y 1973. Estos niveles de ventas han sido posibles durante 1971 por la instalación en el sistema de Electríbol de una turbina con capacidad de 19.500 KW, para reforzar el suministro de energía a la Planta Colombiana de Soda; en 1973 por la culminación del proyecto "Energización provisional Línea Barranquilla-Cartagena" por el traslado de las unidades flotantes a Electríbol que le permitieron aumentar su

capacidad generadora en unos 3.600 KW. aproximadamente; y en 1973 por la entrada en operación comercial de las unidades 1 y 2 de Termo-Barranquilla, -en Febrero y Mayo respectivamente-, lo cual permitió asegurar la confiabilidad en el suministro de energía al sistema integrado de Corelca, conformado por las electrificadoras del Atlántico, Bolívar y Magdalena.

1.4 - RECAUDOS SOBRETASA

La Ley 59 de Diciembre de 1967, orgánica de Corelca, creó una sobretasa al consumo de energía eléctrica en la zona de influencia del sistema de Corelca, la cual solo comenzó a cobrarse a partir de Marzo de 1971.

En los tres años de vigencia la sobretasa en mención ha generado la suma de \$92.8 millones, distribuidos así:

1971	1972	1973
15.0	36.6	41.2

2.- ASPECTOS TECNICOS

2.1. CENTRO CONTROL-EQUIPO DE COMUNICACIONES, SUPERVISION Y TELEMEDIDA

Para completar el sistema de comunicación operativa de Corelca y conseguir una eficiente operación del sistema interconectado, la corporación contrató el suministro e instalación de equipos de comunicaciones, supervisión, telemetria y protección que fueron

instalados en la Central Térmica de Barranquilla. Se trata de un sistema completo de comunicaciones por radio y por onda portadora, que permite acceso instantáneo a todas las plantas y subestaciones interconectadas por Corelca, el cual quedó completamente instalado en el mes de Octubre de 1973.

Como parte del esquema telefónico del centro de control, entró en servicio además un sistema para comunicaciones de tipo administrativo que permite línea directa entre las dependencias administrativas de Corelca y las electrificadoras del Atlántico, Bolívar y Magdalena.

2.2 - CENTRAL TERMoeLECTRICA DE CARTAGENA

Con la firma del contrato para la construcción de la Central Térmica de Cartagena (Enero 31 de 1974), se inició la segunda etapa de las obras programadas por Corelca para la Costa Atlántica. Este proyecto obedece a la necesidad de dotar al sistema inicialmente interconectado de Corelca (Atlántico, Bolívar y Magdalena) y posteriormente al área Córdoba, Sucre y Sur de Bolívar de la energía eléctrica necesaria para satisfacer el consumo previsto, de acuerdo con los estudios adelantados sobre proyecciones de demanda para la Costa Norte de Colombia.

En desarrollo del proyecto se han cumplido las siguientes etapas:

- a) Escogencia del lote para la construcción en la zona de Mamonal.
- b) Selección de consultor. En Septiembre de 1971 se firmó con el consorcio formado por Commonwealth Associates-Interdiseños, Interconsult-Elmec, el contrato para la elaboración del diseño básico y especificaciones de la Central Térmica de Cartagena, la línea Cartagena - Chinú y la Subestación Chinú.

En el mes de Enero de 1971, los consultores del proyecto hicieron entrega a Corelca del Informe de factibilidad con apoyo

en el cual se procedió a iniciar las gestiones de crédito necesarias para lograr la financiación del proyecto.

- c) El 30 de Junio de 1972, se abrió la licitación pública internacional C-014 para el diseño, construcción, financiación y puesta en marcha de la central.

- d) La anterior licitación se cerró el 30 de Enero de 1973 y fue adjudicada el día 17 de Julio de 1973, a la firma Westinghouse Electric Corporation de los Estados Unidos de América, a un costo aproximado de \$750.000.000.00.

- e) El 31 de Enero de 1974, se suscribió con la firma Westinghouse Electric Corporation, el contrato para la construcción y montaje de la Central Térmica de Cartagena y ampliación de la subestación de Ternera.

La interventoría del proyecto se contrató con la firma Salgado Meléndez & Asociados, Ingenieros Consultores Ltda. de Bogotá. Actualmente se adelantan las labores de adecuación del terreno y construcción de vías de acceso de la central y de la subestación Ternera, esperándose iniciar su construcción durante el mes de Mayo del año en curso.

2.3 - INTERCONEXION -ISA- CORELCA

Con el propósito de lograr la interconexión del sistema Corelca con los sistemas del Centro y Occidente del país prevista para el año de 1978 y teniendo en cuenta la necesidad a corto plazo de abastecer de energía eléctrica al complejo minero de Cerromatoso, al Sur del Departamento de Córdoba, se realizaron desde el año de 1970 una serie de reuniones entre funcionarios de Corelca, Interconexión Eléctrica S.A. -ISA- y Planeación Nacional, para definir los términos de referencia del plan para el estudio del proyecto de financiación. Posteriormente, con fecha

Marzo 15 de 1973, ISA y Corelca contrataron con el consorcio de Consultores Salgado Meléndez & Asociados y Commonwealth el estudio de factibilidad del proyecto. Hasta el momento se han producido recomendaciones sobre voltaje y ruta de la línea.

El informe recomienda específicamente el trayecto Samana - Cerroma - Toso Chinú - Sabanalarga e indica que el plazo de ejecución y puesta en marcha del trayecto es enteramente compatible con el cronograma previsto para la explotación de Cerromatoso y el oportuno abastecimiento eléctrico de los departamentos de Córdoba y Sucre. De acuerdo con las últimas recomendaciones de los consultores se prevé que la línea se construirá para operar a un voltaje de 500.000 voltios.

2.4 - DESARROLLO HIDROELECTRICO DEL ALTO SINU

El aprovechamiento del potencial hidroeléctrico del Río Sinú ha sido uno de los programas que con mayor interés ha venido estudiando Corelca. Una vez recogida la información necesaria, se solicitó y obtuvo de Fonade la financiación para los estudios de factibilidad del proyecto y en el mes de Noviembre de 1972 se formuló invitación a ocho (8) firmas consultoras de reconocida experiencia en proyectos hidroeléctricos, para que presentaran sus calificaciones y proceder a seleccionar el consultor para el proyecto.

Las calificaciones fueron analizadas conjuntamente por Corelca y Fonade y como resultado se contrataron los estudios con el consorcio interdiseños-suelos y Fundaciones GeoColombia y Chas Tmain. Hasta el momento el avance del estudio ha identificado 5 desarrollos con una capacidad de generación estimada inicialmente en 1.800.00 KWS mediante la construcción de varias represas así: una en la Angostura de Urra, una segunda aguas abajo de la confluencia del Río Esmeralda con el Río Sinú, otros dos posibles desarrollos sobre el río Verde y un 5o. proyecto en la parte superior del Río Sinú.

2.5 - LINEA SABANALARGA-FUNDACION-VALLEDUPAR

Con el objeto de abastecer de energía eléctrica los departamentos del Cesar y Guajira, se proyectó la construcción de una línea en el trayecto Sabanalarga - Fundación - Valleduar con el correspondiente grupo de Subestaciones.

Una vez preparados los términos de referencia del proyecto, se escogió a la firma A.T.I., para realizar los estudios que fueron financiados por Fonade.

Al finalizar el año de 1972, la Corporación revisó el aspecto relativo al nivel de voltaje de dicha línea, por cuanto el proyecto de explotación de las minas de El Cerrejón influiría directamente en la capacidad de transmisión de la línea, determinándose que su voltaje fuera a 220 KV. como resultado de lo anterior se prepararon términos de referencia y se solicitaron calificaciones de seis (6) firmas consultoras (Marzo de 1973) para elaborar los diseños y especificaciones de la línea, habiéndose escogido la firma Elmec Ltda.

Actualmente se encuentran próximos a culminar los estudios de diseño y especificaciones, incluyendo las subestaciones de Valledupar y Fundación y ampliación de la subestación de Sabanalarga.

2.6 - DESARROLLO HIDROELECTRICO DE LA SIERRA NEVADA

Paralelamente a las investigaciones realizadas para el desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú, se han venido realizando estudios preliminares en los Ríos Minca o Gaira, Tucurínca, Ariguaní, Aracataca y otros, mediante el envío de una expedición de ingenieros de las firmas Montreal Engineering Company y Elmec Limitada, a la

Sierra Nevada de Santa Marta, que ascendió hasta una altura de 4.500 mts., con el objeto de realizar una investigación preliminar y dejar instalados equipos para análisis de las formaciones geológicas de aquellas zonas. Como un primer resultado se determinó la posibilidad de realizar un desarrollo hidroeléctrico de aproximadamente 250.000 KW. con base en lo anterior, se iniciaron gestiones con el Departamento Nacional de Planeación para determinar la mejor forma de financiar los estudios correspondientes.

2.7 - CENTRAL TERMOELECTRICA DE EL CERREJON

Teniendo en cuenta los estudios geológicos adelantados por el Instituto de Fomento Industrial "IFI" sobre cantidad, localización, calidad, etc., de los yacimientos carboníferos de El Cerrejón (Depto. de La Guajira) se ha previsto por Corelca la construcción de una gran Central Térmica con una capacidad inicial estimada de 250.000 KWS.

Por tal razón se ha solicitado al IFI que la coordinación para el suministro de energía a la firma que acometa la explotación de los yacimientos, se haga de acuerdo con la Corporación. En la actualidad se hallan preparados los términos de referencia preliminares que servirán de guía para la contratación de los servicios de consultoría, una vez que el proyecto de explotación de los yacimientos haya sido definido por el Gobierno Nacional.

2.8 - PROGRAMA DE ASISTENCIA REGIONAL

Con el objeto de brindar asistencia técnica a los municipios de menos de 50 mil habitantes que operan plantas independientes, la Corporación creó un departamento de asesoría y supervisión regional, con la misión específica de auxiliar con materiales y asistencia técnica a las plantas municipales que así lo requieran.

En cumplimiento de los objetivos anteriores, la Corporación ha brindado asistencia técnica a numerosas poblaciones de los departamentos del Magdalena, Cesar y Guajira, incluyendo la preparación de los operadores de las pequeñas plantas de generación de los municipios de las respectivas redes de distribución. Dentro de los planes de electrificación rural, se ejecutaron los diseños de las redes de distribución y líneas de subtransmisión de la provincia del Río (municipios de Sitio Nuevo, Remolino, Guaimaro, Salamina, Piñón, Cerro y Pivijay). También se prepararon los diseños y los documentos de licitación para las redes de los municipios de Chiriguana y Chimichagua en el Departamento del Cesar, y se diseñaron las redes de las poblaciones de Tasajero, Isla del Rosario y Palmira en el Departamento del Magdalena.

La Corporación revisó las especificaciones que había preparado IDCO LIMITADA para las líneas de subtransmisión del Departamento. Posteriormente y con la asesoría de Corelca se abrió la correspondiente licitación pública, que se cerró el 17 de Mayo de 1972. El departamento de Asesoría Regional realizó la evaluación de las propuestas presentadas y la interventoría de las obras contratadas.

2.8.1. - PLANTA DE CODAZZI

Con el objeto de aliviar el grave déficit de energía eléctrica que venía afrontando el área de los municipios de Valledupar, San Diego, La Paz y Codazzi (Departamento del Cesar) la Corporación, previos los estudios del caso, resolvió acometer un programa de ensanche en la capacidad de generación de la electrificadora del Cesar. Al efecto, procedió a trasladar, una vez obtenidas las autorizaciones correspondientes, la Central Diesel de 1.400 KW que la Electrificadora del Atlántico venía operando en el Municipio de Ponedera (Departamento del Atlántico) a la población de Codazzi (Departamento del Cesar). La operación de traslado de aquella planta se cumplió en el término de un año

(Marzo 1974) y su costo fue cubierto con recursos propios de Corelca. La planta está siendo sometida a las pruebas finales y se espera que su operación comercial pueda iniciarse en el mes de Abril de 1974.

2.9 - ESTUDIO DE TARIFAS EN LA COSTA ATLANTICA

Con el propósito de estructurar un sistema tarifario para Corelca y al mismo tiempo buscar una racionalización de las tarifas de venta de todas las electrificadoras dentro del área de la Corporación, se contrató la elaboración de un estudio con la firma consultora SAMEL, Paternostro & Medina y Kennedy and Donkin. Como resultado de este estudio se han venido adelantando gestiones con las electrificadoras del Atlántico, Bolívar y Magdalena para poner en marcha la primera etapa de operación integrada de Corelca.

2.10 - PROYECTO DESPACHO ECONOMICO

En 1971 se contrató con la Universidad de los Andes la elaboración de un estudio con el propósito de estructurar un programa de despacho de carga para el sistema de Corelca.

El proyecto consiste en estudiar los principales aspectos de la operación del sistema integrado de la Corporación, con el fin de implementar técnicas y programas para la minimización de los costos de operación y optimizar la confiabilidad del servicio de suministro de energía.

Al efecto en el estudio se desarrollaron los siguientes programas básicos:

- a) Flujo de carga
- b) Despacho económico
- c) Selección de unidades.

Los resultados obtenidos hasta la fecha han sido satisfactorios. Conjuntamente con la Universidad se dieron conferencias a los ingenieros del Centro de Control, a fin de familiarizarlos con esta nueva disciplina de optimización de costos de producción.

A continuación se presenta una síntesis de los principales trabajos ejecutados por las distintas áreas técnicas de la entidad durante el año de 1973. Conviene hacer la anotación de que debido a las dificultades presupuestales que afrontó la entidad en el período que comprende este informe, muchos de los programas no pudieron desarrollarse con la intensidad con que habían planeado. En efecto, en el primer semestre los aportes presupuestales recibidos fueron mínimos y solamente al final del año se dispuso de algunos recursos para la adquisición de equipos y gastos de experimentación.

AREA DE MATERIAS PRIMAS

El programa fundamental del area está dirigido a la búsqueda de minerales radioactivos. Para la prospección de los mismos se utilizaron técnicas de radiometría vial y a pie, además de prospección geoquímica.

A.- LABORES DE CAMPO

- 1.- Se elaboraron 33 perfiles litoradiométricos viales kilómetro a kilómetro a lo largo de 703.4 kms. (departamento del Meta).
- 2.- Ocho perfiles transversales a pie en los departamentos del Meta, Cundinamarca, Boyacá y Santander.
- 3.- Tres levantamientos geoquímicos de agua y aluviones en California (Santander), Paujil, Doncello (Caquetá) y macizo de Ocaña (Norte de Santander y Cesar) en áreas con anomalías conocidas.
- 4.- Evaluación preliminar de las anomalías con Vanadio-Uranio, en Toguí - Monquirá (Boyacá) y Charala - Enciso (Santander).

5.- Levantamiento Geoquímico a detalle del área de la playa realizado por estudiantes de la Universidad Nacional, supervisado por el IAN, según contrato firmado en octubre.

B.- TRABAJOS DE LABORATORIO Y OFICINA

Además de los 584 análisis solicitados a la sección de analítica para Uranio, Vanadio, Torio, Titanio y Selenio - Teluro - Arsénico - Fósforo luego de recibir y probar el equipo básico para Geoquímica donado por el Comisariato Francés, se adelantó la puesta a punto de la técnica analítica para poder efectuar análisis en serie.

Los análisis por fluorimetría para uranio se desarrollaron normalmente a partir del mes de Agosto con un promedio de 15 muestras de agua y 30 de aluvi6n analizadas diariamente.

Además de las labores normales del área, se preparó un documento para el Congreso de ACEACE titulado "Posibilidades uraníferas en Colombia" y se encuentra en elaboración los informes finales para publicación de los levantamientos radiométrico - geológicos viales realizados en Huila, Caquetá, Meta, Santander Norte y Sur.

AREA DE APLICACION DE RADIOISOTOPOS EN INGENIERIA E INDUSTRIA

Los programas que se desarrollan en esta área están dirigidos a la utilización de técnicas nucleares para solución de problemas en distintos campos de la industria y de la ingeniería. Un resumen de los diferentes trabajos realizados se da a continuación:

A.- HIDROLOGIA

Se continuó la expansión de este proyecto que es en la actualidad el más importante del área, con realizaciones tales como:

- 1.- La solicitud de asistencia técnica presentada al gobierno Federal de Alemania. Por el momento existe asistencia extraoficial representada en el análisis de muestras de agua para O-18 y H-2.
- 2.- La toma de muestras mensuales en la isla de San Andrés, para análisis de tritio. Por otra parte, se recibió del OIEA el informe con el contenido de O-18 y H-2 de las muestras; se confirmó el origen reciente del agua y la interrelación entre las muestras. Otro tanto ocurrió con el análisis del agua de la presa de Guatavita, igualmente analizada en Viena.
- 3.- Consecución de equipos por US\$ 6.750 para el proyecto de hidrología desarrollado con la CIEN.
- 4.- La elaboración del estudio de la cuenca del río Manzanares en Santa Marta, con destino al Instituto de Fomento Municipal.
- 5.- El estudio preliminar para Ingetec y Acueducto de Bogotá del deslizamiento en el interior del túnel Palacio-Río Blanco.
- 6.- Visita al sitio de presa del proyecto Guavio que Ingetec adelanta para Isa. Se presentó una propuesta de investigación de las posibles pérdidas de agua del embalse.
- 7.- Evaluación, a solicitud de Inderena, de la posible utilización de técnicas nucleares en el estudio de la contaminación de la bahía de Santa Marta.

- 8.- Elaboración del trabajo sobre "Modelos Matemáticos para Interpretación de ensayos por dilución en pozos de agua", presentado en marzo de 1974 al simposio sobre el empleo de técnicas isotópicas e hidrología de aguas subterráneas realizado en Viena y bajo el patrocinio del OIEA.

9.- En el orden interno y de infraestructura técnica se adelantaron las siguientes labores:

- A. Puesta a punto de la técnica de muestreo para aforo de corrientes, utilizando las instalaciones del laboratorio de hidráulica de la Universidad Nacional.
- B. Determinación de mínima cantidad detectable de BR-82 bajo diversas condiciones y geometrías.
- C. Posibilidad de usar AM-241 y un detector para medir por transmisión, densidad de sedimentos.
- D. Posibilidad de usar la sonda neutrónica para determinar porcentaje y rata de infiltración.

B.- METALURGIA Y ENSAYOS NO DESTRUCTIVOS

Las dificultades presupuestales de la entidad impidieron una oportuna adquisición del equipo de ultrasonido. Los trabajos radiográficos continuaron llevándose a cabo a solicitud de las empresas, habiéndose efectuado los siguientes:

- Reamérica, Campanas de automotor;

- Intercol - Cartagena, Flange;
- Chrysler Colmotores, brazo de dirección;
- Instituto Lingüístico de verano, avioneta, HKG15G;
- Abocol, Cartagena, Planchas de compresor;
- Distral, S.A., soportes de caldera,
- Industria hidromecánicas, rotores de bomba.

C.- INSTRUMENTACION Y TRAZADORES

Las actividades de asesoría y difusión se concentraron en:

- 1.- Balance de las corrientes líquidas de amoniaco en la planta de monomeros Colombó-Venezolanos de Barranquilla, con el fin de cuantificar las pérdidas de esta materia prima.
- 2.- Adquisición de equipo nucleónico (Ecopetrol y laboratorio de suelos del Distrito).
- 3.- Reparación y calibración en colaboración con electrónica (UNIAL, INTERCOL)
- 4.- Información y difusión a través de visitas y comunicaciones (Peldar, Pantex, Intercol, Gillette, Ecopetrol, Planta colombiana de soda, Victor Romero y Cía.)

D.- ASPECTOS ECONOMICOS

Los ingresos producidos por las actividades desarrolladas por el área fueron de \$ 151.050.00 discriminados así:

HIDROLOGIA	\$ 43.400.00
METALURGIA	37.650.00
INSTRUMENTACION Y TRAZADOS	24.000.00
CURSOS	46.000.00
T O T A L	\$ 151.050.00

AREA DE RADIOFISICA SANITARIAS

Las actividades de esta area tienen como fin primordial vigilar la protección de las personas contra las radiaciones. Para ello se adelantan los siguientes programas:

A.- DOSIMETRIA DE PERSONAL

1.- AL PERSONAL DE PLANTA DEL IAN.

Dosimetría por película a un promedio mensual de 83 personas, tanto de la rama administrativa como de la técnica. Dosimetría auxiliar por electroscopio y cámaras de bolsillo. A las personas que se consideren más expuestas a las radiaciones, sobreexposiciones en el año: ninguna.

2.- A PERSONAL TRANSITORIO EN EL INSTITUTO

Dosimetría por película a estudiantes que han adelantado trabajos de tesis de grado en el instituto; a grupos de alumnos universitarios que han concurrido al centro a prácticas de física nuclear; a grupos de alumnos que han recibido cursos de entrenamiento en técnicas nucleares. Sobreexposiciones en el año: ninguna.

3.- A PERSONAL DE FUERA DEL INSTITUTO

Dosimetría por película a 42 funcionarios del instituto nacional de

Cancerología. Sobreexposiciones en el año: ninguna.

Dosimetría por película a 4 funcionarios y algunos sitios de control del hospital San Juan de Dios, sobreexposiciones en el año: ninguna.

Dosimetría por película a 9 funcionarios del hospital Militar Central. Sobreexposiciones en el año: ninguna.

Dosimetría por película a 3 funcionarios de Intercol. Sobreexposiciones en el año: ninguna.

B.- CONTROL DE FUENTES RADIATIVAS, CALIBRACIONES DE FUENTES Y APARATOS.

1.- CONTROL DE FUENTES RADIATIVAS DEL IAN.

Almacenamiento, entregas, devoluciones y diluciones de las fuentes propias del Instituto.

2.- CONTROL DE FUENTES RADIATIVAS DE FUERA DEL INSTITUTO

Estudios y conceptos sobre 18 casos de solicitudes de licencias para importación y/o manejo de fuentes radiactivas.

3.- CONTROL NACIONAL DE FUENTES

Se lleva el control a 57 usuarios de fuentes en diversos puntos del país.

4.- CALIBRACION DE FUENTES Y APARATOS.

Se han hecho las calibraciones de aparatos medidores de radiación y de películas Dosimétricas.

Se ha determinado la actividad de las fuentes gamma producidas en el reactor.

El área tomo a su cargo la determinación de las características de un aparato de rayos X - empleado por la Universidad Nacional para Investigación y aplicaciones.

5.- ELIMINACION DE DESECHOS RADIOACTIVOS SOLIDOS

Se procedió a la eliminación de los desechos radiactivos sólidos del Instituto, por incineración de los mismos y lanzamiento de las cenizas al río Bogotá.

C.- ESTUDIO RADIOMETRICO AMBIENTAL

1.- CONTROL DE RADIATIVIDAD EN EL AIRE.

Se procesaron 1.082 muestras de aire de Bogotá y de las estaciones de Buenaventura, Cartagena, Leticia y Quibdó. A dichas muestras se les aplicó el contaje. A la comisión de energía atómica de Francia se enviaron 121 muestras, para comparación y control.

En las propias instalaciones del Instituto se recolectaron 34 muestras de aire semanal ("GROS DEBIT"), a las que se practicó análisis por espectrometría gamma sobre la mitad de los filtros; la otra mitad se ha enviado a Francia.

2.- CONTROL DE RADIATIVIDAD EN EL AGUA

En cuanto a las aguas lluvias y potables, se recogieron y procesaron 77 muestras, que fueron sometidas a contaje de beta total y espectrometría gamma; además, se efectuaron análisis de aguas y sedimentos del río Bogotá, la piscina del reactor del instituto y del agua potable del Hospital de Apiay.

3.- CONTROL DE RADIATIVIDAD EN ALIMENTOS

Se procesaron 244 muestras de material biológico, con un total de 732 determinaciones, correspondientes a actividades beta, gamma y potasio - 40, procedentes de las siguientes estaciones:

ERA-1 Bogotá; leche, lechuga, repollo.

ERA-2 Buenaventura; leche, piña, zanahorias, ñame.

ERA-3 Cartagena; leche, pepino, ñame, col.

ERA-4 Leticia; leche, ají, col, pepino, piña, plátano.

ERA-5 Quibdó; leche, piña, plátano.

AREA DE APLICACIONES AGROPECUARIAS

Los programas que se adelantaron fueron planeados en coordinación con el ICA con el fin de que ellos respondan a necesidades evidentes del país. Los problemas abocados se refieren al uso apropiado de fertilizantes y a problemas de nutrición vegetal.

En la actualidad se analizan las enfermedades típicas de la Palma Africana (pudrición del cogollo y marchitez sorpresiva) y del arroz (Quemazón o anaranjamiento).

AREA DE QUIMICA Y BIOQUIMICA

Los trabajos de esta área desarrollados durante el año de 1973 pueden dividirse en los siguientes campos:

A.- QUIMICA ANALITICA.

Este programa tiene como fin principal atender las necesidades analíticas de los programas de materias primas, aplicaciones industriales y aplicaciones en agricultura. Durante el año se realizaron las siguientes determinaciones:

			DETERMINACIONES
TORIO	:	237	"
URANIO	:	183	"
AZUFRE	:	48	"
CALCIO	:	32	"
HIERRO	:	32	"
VANADIO	:	39	"
TITANIO	:	104	"
FOSFORO	:	701	"
LITIO	:	7	"
MERCURIO	:	14	"
CADMIO	:	9	"

5.- ELIMINACION DE RADIONUCLEOSIDOS EN EL AREA DE APLICACIONES INDUSTRIALES Y MEDICINA

Se ha venido trabajando sobre el método de análisis por activación para la determinación de pequeñas cantidades (fracciones de partes por millón) de metales preciosos como oro, plata, platino y paladio.

B.- PRODUCCION DE RADIOSOTOPOS PARA LA INDUSTRIA

Dentro de este programa se ha venido suministrando oro radioactivo a Ecopetrol e Intercol. Los despachos efectuados a estas industrias durante el año fueron de 390 milicurios de AU-198.

De la misma manera se han producido cantidades apreciables de bromo radioactivo para uso en los programas de hidrología.

C.- PRODUCCION DE RADIOFARMACOS

En desarrollo del contrato R-1142 que el IAN celebró con el organismo internacional de energía atómica, se lograron poner a punto los reactivos para la preparación de los siguientes radiofarmacos:

- 1.- Complejo (Quelato) de Indio 113M. Dpta para ser usado en Gammagrafía cerebral, renal y estudios de filtración glomerular.
- 2.- Coloide de In 113M para Gammagrafía hepática y esplénica.
- 3.- Macro-agregados de hierro - IN 113M para Gammagrafía pulmonar.
- 4.- Indio ionico para Gammagrafía de Placenta.

C.- INVESTIGACIONES HORMONALES

Esta investigación hace uso de las modernas técnicas radioquímicas denominadas radioinmunoanálisis y competencia proteica, las cuales permiten dosificar exactamente las pequeñas cantidades de hormonas que normalmente circulan en la sangre de seres humanos y de animales, que son del orden de billonesimas de gramo. Esta moderna metodología permite hacer diagnósticos precisos de enfermedades y abre posibilidades ilimitadas de investigación en el campo de la medicina humana y animal.

En el período correspondiente a este informe se ha logrado el montaje y estandarización del método para determinar Testosterona, (Hormonas Masculinas) para lo cual se han realizado unas 1.500 determinaciones.

Además se trabaja en la determinación de las hormonas femeninas Progesterona y Estradiol, así como en la dosificación de la hormona de crecimiento humano.

AREA DE TECNOLOGIA Y FISICA NUCLEAR

Las actividades que se adelantaron se refieren a los trabajos ejecutados en el reactor IAN-RI, en física nuclear, en la fuente Gamma y en el laboratorio de electrónica, así:

A.- REACTOR NUCLEAR

Durante el año de 1973 se atendieron todas las solicitudes de irradiación en la siguiente forma:

Número de Tarjetas de Irradiación	178
Número total de operaciones	208
Número de operaciones a 20 KW	108
Número de operaciones a 30 KW	92
Número de operaciones a 40 KW	1
Número de operaciones a baja pot'	7
KW. - HR. consumidos en el año	7.936. 21
KW. - HR. totales consumidos	91.060. 78

Materiales irradiados: oro, fosfato de amonio, bioxido de manganeso, minerales, oxido de molibdeno, desconocido, semillas, mineral de uranio, nitrato de cobalto, arenas, suelos, cobre, aluminio, cadmio, parafina, nitrato de plata, luton, bromuro de amonio, magnesio, iman, sodio, agua de mar, oxido de magnesio, oxido de aluminio, plata, agua de mar con trazador de hierro.

B.- FISICA NUCLEAR.

Este programa se adelanta conjuntamente con el departamento de física de la Universidad Nacional y consiste en la medida de sección eficaz para interacciones de protones de baja energía con moléculas de nitrógeno.

C.- FUENTE DE GAMMA

El edificio donde habrá de instalarse la fuente de CO-60 de 10.000 curios se terminó a principios del año. Para la dotación de los laboratorios construídos se ha solicitado un presupuesto adicional.

La fuente Gamma permitirá un desarrollo de interesantes programas tales como: esterilización de material médico; conservación de alimentos; promoción de mutaciones en especies vegetales; química de radiaciones; etc., en los cuales vienen interesados varias entidades nacionales.

D.- ELECTRONICA

El laboratorio de electrónica ha venido dando mantenimiento oportuno y reparación a diferentes equipos del instituto y de otras entidades como el Hospital Militar (sección de medicina nuclear), Universidad Nacional, Intercol, Ingeominas, Astilleros de Colombia y Universidad Tecnológica y Pedagógica de Tunja.

Además se han diseñado y construído instrumentos especiales para satisfacer las solicitudes de los diferentes programas del instituto. Es así como se han construído sondas detectores impermeables para hidrología, detector de centelleo para espectrometría de rayos - X, unidad electrónica acoplable al multicanal para análisis en multiescala, fuentes de potencia y otros dispositivos menores.

Es de anotar también en este caso, que la falta de recursos presupuestales no permite tener un surtido adecuado de repuestos, que evite demoras en la reparación de los equipos, ya que, como es sabido, la mayor parte de tales componentes debe ser importada.

LABORES ACADEMICAS

El Instituto ha intensificado sus labores en este campo con el objeto de cumplir una de las funciones más importantes cual es la difusión de la tecnología nuclear para usos pacíficos.

A.- CURSOS

- 1.- Segundo curso nacional para operadores de fuentes de radiografía industrial X y gamma.
- 2.- Segundo curso nacional sobre aplicación de radioisotopos en ingeniería

e industria.

3.- Tercer curso nacional de radiografía industria X y gamma para ingenieros y operadores de la universidad y de la industria.

4.- Curso de radioprotección para residentes del Instituto Nacional de Cancerología y del hospital de San Juan de Dios.

5.- Curso de física nuclear, dictado a alumnos de la Universidad Pedagógica Nacional.

6.- Colaboración del IAN en el XI curso internacional de aguas subterráneas. Además, el Instituto participó en el seminario Latinoamericano sobre uso y calibración de fuentes intensas de irradiación celebrado en Santiago de Chile; el quinto Congreso Colombiano de Física; la quinta reunión Panamericana de ingeniería mecánica, eléctrica y ramas afines en Bogotá y el primer seminario de seguridad radiológica reunido en Cali.

OTRAS ACTIVIDADES

Con motivo de los problemas energéticos que tanto difusión tuvieron en 1973, el Instituto como integrante de la sub-comisión de sustitución de la Comisión Nacional de Energía, presentó a la consideración de dicha sub-comisión dos informes a los cuales se les dió la denominación de "algunas consideraciones preliminares sobre la posibilidad de utilizar energía nucleoelectrica en Colombia". En tales documentos se hace un estudio detallado y comparativo de la importancia actual y futura de la energía nuclear para la producción de energía eléctrica; se comparan costos de generación con otras fuentes térmicas convencionales (carbón, petróleo, gas natural); se destaca el papel de singular interés que desempeñara el uranio como fuente de energía y se hace énfasis en la conveniencia de que se apoyen los programas de prospección que adelanta el IAN; por último se hace una

relación de las actividades técnicas que habría que desarrollar en el país para formar una infraestructura que permita, en la debida oportunidad, abocar los problemas y colaborar en la toma de decisiones en un programa de esta naturaleza.

También se ha participado en la comisión de energía integrada por Colciencias, en la que vienen interviniendo representantes de la empresa privada y del sector público especializados en los problemas energéticos, donde se han sustentado las tesis antes mencionadas.

Para el Instituto ha sido muy satisfactorio ver que las tesis sostenidas ante la "Comisión de energía del año 2.000", de Colciencias, han tenido favorable acogida por los distinguidos expertos integrantes de dichos grupos de trabajo, como puede deducirse de las recomendaciones y conclusiones consignadas en los respectivos informes finales, que se transcriben a continuación:

"Disponibilidad de recursos energéticos en Colombia" informe preliminar. Subcomisión de sustitución. Comisión nacional de energía Febrero 1974.

RECOMENDACIONES:

"Promover a la mayor brevedad la creación de la infraestructura científica, tecnológica y financiera de la energía nuclear y del hidrógeno, dotando al instituto de asuntos nucleares de los fondos requeridos para tales fines".

Fondo colombiano de investigaciones cinéticas y proyectos especiales "Francisco José de Caldas". (Colciencias). Grupo año 2.000 Comité de Energía.

RECOMENDACIONES:

ENERGIA NUCLEAR.

— Acometer de inmediato los trabajos conducentes a la localización y evaluación de los recursos de uranio y torio existentes en el país.

— Crear los incentivos y facilidades necesarias para la formación de la infraestructura científica y tecnológica de la Energía nuclear.

— Estimular la adquisición de conocimientos y de tecnología en los campos de la metalurgia nuclear y del control de calidades con el fin de propiciar el aporte de la industria nacional a la construcción y dotación de centrales nucleoelectricas.

— Dotar al instituto de asuntos nucleares de recursos presupuestales adecuados para el logro de sus objetivos y para su óptimo desempeño y participación en la investigación y ejecución de proyectos destinados al aprovechamiento pacífico de la energía nuclear.

ASISTENCIA TECNICA DEL O. I. E. A.

En la XVII reunión de la Conferencia general del organismo internacional de energía atómica, que se abrió en la ciudad de Viena el 18 de septiembre último, se gestionó la concesión de asistencia técnica para dos programas del instituto: Análisis por activación y química de radiaciones por un monto total de US\$ 87.000.00

REORGANIZACION ADMINISTRATIVA

En desarrollo de la Ley 2o. de 1973, y en colaboración con la secretaría de administración pública de la presidencia se efectuaron los estudios concernientes a la reforma administrativa del instituto sinembargo, dicho proyecto se paralizó ante el concepto del consejo de estado.

ADQUISICION DEL LABORATORIO DEL CARBONO - 14

Se adelantaron con el Banco de la República y la fundación de investigaciones arqueológicas, gestiones encaminadas a la obtención de un equipo o laboratorio de carbono - 14, para efectuar la determinación de edades de sustancias orgánicas. Dicho laboratorio fue instalado en el edificio principal de esta entidad y ha efectuado, con éxito, varios trabajos.

INFORMACION FINANCIERA

La información financiera correspondiente al año 1973 queda plasmada en el cuadro No. 1, demostrativo de los gastos presupuestales realizados en cada uno de los programas previstos, y en el balance en 31 de diciembre de 1973, que también se adjunta.

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES

Gastos Presupuestales en el año 1973

Cuadro No. 1

CONCEPTOS	Total Gastos Presupuesto	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO	PROYECTO
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Gastos de Funciona- miento.	Reactor Nu- clear y Plan- ta de Irra- diación Gam- ma.	Protección de la Po- blación Contra ra- diaciones.	Análisis de Materia- les con Técnicas Nucleares	Empieo de Técnicas Nu- cleares en Hidrología e Industria	Aplicación de Radioi- sótopos a La Agricul- tura.	Investiga- ción y De- sarrollo Tecnología Nuclear	Laborato- rio de Electróni- ca.	Medicina y Siología Nuclear	Servicios Técnicos de Soporte (Talleres)	Materias Primas pa- ra produc- ción Ener- gía Nuclear	Construc- ciones.
Servicios Personales	5.115.301,27	1.597.341,54	602.595,29	494.744,34	465.223,50	722.888,94	228.789,95	133.359,25	136.783,00	153.151,52	125.635,06	454.788,88	
Sueldos del personal de nómina	4.083.234,05	1.227.192,94	495.319,00	393.569,33	383.095,32	585.004,81	188.034,34	109.605,00	112.383,33	129.430,00	107.973,66	351.626,32	
Gastos de representación	36.000,00	36.000,00											
Remuneración de servicios técnicos	11.714,20											10.000,00	
Honorarios	11.200,00	11.200,00											
Capacitación de personal	45.732,40	4.300,00		15.967,10		5.500,00	2.400,00					17.565,30	
Horas extras y días feriados	27.851,22	25.188,87				2.662,35							
Prima de servicio	365.023,34	111.235,33	44.884,16	35.626,59	34.806,93	53.303,26	15.796,21	9.921,25	10.185,64	9.907,65	7.901,64	31.454,68	
Prima Técnica													
Otras primas o Bonificaciones	340.747,11	101.076,15	42.628,33	33.950,00	33.095,58	50.355,90	15.040,00	9.450,00	9.720,00	9.436,87	5.546,50	30.447,78	
Indemnización por vacaciones	27.103,75	27.103,75											
Subsidio familiar	160.620,07	47.969,37	19.763,80	15.631,32	14.225,67	24.348,42	7.519,40	4.383,00	4.494,03	4.377,00	4.213,26	13.694,80	
Auxilio de transporte	6.075,13	6.075,13											
Gastos Generales	2.016.752,82	630.182,99	277.286,38	167.181,21	120.971,49	417.089,63	75.340,07	3.614,40	55.287,75	42.786,46	24.980,64	172.730,94	29.300,86
Mantenimiento y seguros	207.944,11	136.647,69	2.900,00	9.395,20	4.088,20	7.953,84	3.612,00	150,80	400,00	577,20		12.918,32	29.300,86
Compra de equipo	581.422,02	51.177,29	188.482,12	61.275,00	43.840,10	183.188,28	1.100,00		6.656,00	12.430,78	4.281,65	28.981,80	
Viáticos y gastos de viaje	280.950,21	29.931,78	13.479,44	4.685,00		105.725,89	41.307,00			2.724,00		83.097,10	
Servicios de comunicaciones	9.934,80	9.934,80											
Servicios Públicos	136.447,70	136.447,70											
Materiales y suministros	525.030,73	124.596,30	65.326,82	53.189,33	67.053,03	79.553,94	23.535,67	1.583,60	46.711,75	19.945,48	18.618,99	24.915,82	
Impresos y publicaciones	44.428,38	15.362,00		4.974,00	994,00	13.583,88	537,00			4.100,00		4.872,60	
Arrendamientos	4.981,40	4.981,40											
Drogas y otros gastos sanitarios	8.590,24	8.590,24											
Recepciones	1.932,50	1.932,50											
Gastos funerales	550,00	550,00											
Seguros de vida, colectivo	60.000,00	17.190,00	7.080,00	5.700,00	4.940,00	8.290,00	3.200,00	1.880,00	1.520,00	3.000,00	2.080,00	5.120,00	
Fletes y acarreo	25.748,92	2.926,45		285,52		17.645,70	1.588,30					3.302,95	
Gastos de aseo y lavado de ropa	16.435,20	16.435,20											
Gastos de experimentación en el campo	36.382,26			27.677,16			460,10					8.245,00	
Gastos de cafetería y casino	49.429,71	49.429,71											
Bienestar social	17.888,75	17.888,75											
Gastos varios e imprevistos	8.655,89	6.161,18	18,00		56,16	1.148,10						1.272,45	
Transferencias	1.182.049,02	338.717,24	126.044,33	102.183,82	96.155,50	151.103,08	53.158,44	35.563,65	36.423,53	35.982,03	34.297,73	91.438,24	80.981,43
Pagos de Previsión Social :													
Prestaciones Económicas (pensiones)	20.770,92	20.770,92											
Seguros Sociales	488.607,15	147.562,67	59.981,74	47.589,00	43.189,12	74.154,77	22.126,09	13.134,65	13.646,51	13.116,92	12.502,15	41.603,53	
Fondo Nal. del Ahorro (cesantías)	381.379,49	116.398,98	46.180,69	36.779,16	35.853,54	54.774,10	17.272,65	10.237,50	10.530,00	10.676,61	9.688,95	32.987,31	
Pagos a otras entidades sector Público :													
Nación (Control Fiscal)	130.000,00	30.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	10.000,00	
Entidades Descentralizadas (SENA)	80.310,03	23.984,67	9.881,90	7.815,66	7.112,84	12.174,21	3.759,70	2.191,50	2.247,02	2.188,50	2.106,63	6.847,40	
Pagos a Particulares Orgs. Privados :													
Otros pagos	80.981,43												80.981,43
Pagos a Organismos Internacionales :													
TOTALES :	8.314.103,11	2.566.241,77	1.005.926,00	764.109,37	682.350,49	1.291.081,65	357.288,46	172.537,30	228.494,28	231.920,01	184.913,43	718.958,06	110.282,29

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES
BALANCE GENERAL EN 31 DE DICIEMBRE DE 1973

CUADRO No.2

ACTIVO

1. DISPONIBLE		\$ 876,685.20
10 - Caja	\$ 5,000.00	
11 - Bancos	<u>871,685.20</u>	
2. REALIZABLE		1,378,399.77
20 - Cuentas por Cobrar	\$ 278,167.75	
21 - Documentos por cobrar	51,660.00	
22 - Aportes por Cobrar	416,676.00	
23 - Anticipos	13,836.75	
24 - Depósitos dados en garantía	105,059.27	
25 - Inversiones	<u>513,000.00</u>	
3. OTROS ACTIVOS		1,234,575.46
30 - Almacenes	\$ 573,811.21	
31 - Pedido en tránsito	<u>660,764.25</u>	
4. FIJO		22,135,120.16
40 - Terrenos	\$ 3,003,408.38	
41 - Edificios	8,640,906.28	
43 - Maquinaria y equipo	5,773,303.94	
44 - Muebles y equipo oficina	1,238,709.47	
45 - Herramientas y enseres	401,659.49	
46 - Equipo de transporte	807,862.83	
47 - Reactores Nucleares	<u>2,269,269.77</u>	
5. DIFERIDOS		972,742.26
51 - Otros Activos Diferidos	\$ <u>972,742.26</u>	
TOTAL ACTIVO		\$ <u><u>26,597,522.25</u></u>

PASIVO

7. PASIVO CORRIENTE		\$ 510,536.40
70 - Cuentas por pagar	\$ 498,832.33	
72 - Acreedores varios	7,620.72	
76 - Depósitos recibidos en garantía	<u>4,083.35</u>	
8. PASIVOS DIFERIDOS		40,455.00
80 - Depósitos para inversiones especiales	\$ <u>40,455.00</u>	
9. RESERVAS DE VALUACION Y PROVISIONES		1,889,921.77
90 - Depreciación Activos Fijos	\$ <u>1,889,921.77</u>	
10. CAPITAL		24,156,609.68
100 - Capital	\$ <u>24,156,609.68</u>	
TOTAL PASIVO		\$ <u><u>26,597,522.85</u></u>

CUADRO No. 3

BALANCE GENERAL EN 31 DE DICIEMBRE DE 1973
INSTITUTO DE ASUNTOS MINERARIOS

ACTIVO		PASIVO	
1. DISPONIBLE		1. PASIVO CORRIENTE	
10 - Caja	\$ 8,000.00	14 - Cuentas por pagar	\$ 498,832.32
11 - Bancos	637,488.20	15 - Acreedores varios	7,820.72
	<u>645,488.20</u>	16 - Depósitos recibidos en garantía	4,083.36
2. REALIZABLE		2. PASIVOS DIVERSOS	
20 - Cuentas por cobrar	\$ 278,107.78	20 - Depósitos para inversiones específicas	\$ 40,488.00
21 - Documentos por cobrar	67,860.00	3. RESERVA DE VALUACION Y PROVISIONES	
22 - Acreos por cobrar	418,876.08	26 - Depreciación Activos Fijos	\$ 1,898,927.73
23 - Anticipo	17,826.76	10. CAPITAL	
24 - Depósitos recibidos en garantía	186,088.77	100 - Capital	\$ 24,188,808.88
25 - Inversiones	612,800.00		
	<u>1,573,660.39</u>		
3. OTROS ACTIVOS		TOTAL PASIVO	
30 - Arrendados	\$ 873,877.31		\$ 28,697,622.98
31 - Fianzas en tránsito	950,598.26		
	<u>1,824,475.57</u>		
4. FINO		4. PASIVO	
40 - Terrenos	\$ 3,002,408.38		\$ 870,238.40
41 - Edificios	8,840,808.28		
42 - Maquinaria y equipo	6,123,303.88		
43 - Muebles y equipo oficina	7,282,708.81		
44 - Herramientas y empuje	407,688.88		
45 - Equipo de transporte	902,882.88		
46 - Vehículos particulares	2,288,888.73		
	<u>27,848,600.00</u>		
5. DIFERIDOS		TOTAL ACTIVO	
51 - Otros Activos Diferidos	\$ 312,742.88		\$ 28,697,622.98
	<u>312,742.88</u>		
TOTAL ACTIVO		TOTAL PASIVO	
	\$ 28,697,622.98		\$ 28,697,622.98

El presente balance general refleja el estado de los recursos financieros del Instituto de Asuntos Mineros al 31 de diciembre de 1973. Los recursos financieros del Instituto se encuentran en su mayoría en forma de depósitos en bancos y en cuentas por cobrar.

El activo corriente del Instituto al 31 de diciembre de 1973, asciende a \$ 1,573,660.39, lo que representa el 5.5% del total del activo. El pasivo corriente, por su parte, asciende a \$ 870,238.40, equivalente al 3.0% del total del pasivo.

El activo fijo del Instituto al 31 de diciembre de 1973, asciende a \$ 27,848,600.00, lo que representa el 96.5% del total del activo.

El pasivo corriente del Instituto al 31 de diciembre de 1973, asciende a \$ 870,238.40, lo que representa el 3.0% del total del pasivo. Este pasivo corriente está conformado principalmente por cuentas por pagar y depósitos para inversiones específicas.

MINERIA

El presente informe cubre las actividades desarrolladas por la División de Minas, durante el año de 1973 y los cuatros primeros meses del corriente año de 1974 con énfasis en el lapso comprendido a partir de Mayo de 1973.

Las labores ejecutadas, estuvieron a cargo de las dependencias de Bogotá, las Minas Nacionales de Marmato, y las Oficinas Regionales de Pasto, Medellín, Quibdó e Ibagué. En el aspecto de Asistencia Técnica, se incorporan las labores desarrolladas mediante contratos con las Universidades Nacional de Medellín e Industrial de Santander.

1.- ASISTENCIA TECNICA

El Ministerio de Minas y Energía, a través de la División de Minas, continuó, según lo ordenado en el Decreto 1275 de 1970, las labores de asesoría a los pequeños y medianos productores mineros. Los precios altamente remunerativos del oro y la plata, de los sulfuros metálicos, del carbón, de los fertilizantes etc., unidos a la política de apoyo y fomento de la minería por parte del Estado, han determinado un interés inusitado en la apertura de nuevos frentes de trabajo y la rehabilitación de minas que por diversas circunstancias se hallaban abandonadas. Para ilustrar esta situación se podría citar el caso de los metales preciosos, campo en el cual, durante el año de 1973 y por primera vez en muchísimos años, los pequeños y medianos productores extrajeron más oro que las grandes compañías; en efecto, durante 1972 sobre una producción total de 186.816 onzas troy, los pequeños y medianos productores contribuyeron con el 35o/o de élla; en 1973 de una producción total de 216.243 onzas troy, los mismos productores extrajeron 110.705 onzas troy, equivalentes al 51.2o/o de ese gran total.

Los servicios que prestan los programas de Asistencia Técnica, comprenden entre otros, los siguientes:

- a) Asesoría en labores exploratorias, superficiales y subterráneas (trincheras, destapes, muestreos, etc.)
- b) Asesoría en planeamiento de labores de desarrollo, para generación de reservas, levantamientos topográficos de superficie y subterráneos.
- c) Evaluación de reservas. Recomendaciones sobre sistemas de explotación, selección de equipos y maquinarias.
- d) Estudios sobre procesos de beneficio de minerales. Selección de equipos de concentración. Dirección de trabajos de montaje o aplicación de plantas de beneficio.
- e) Estudios sobre aprovechamiento de minerales industriales.
- f) Análisis químicos, cuantitativos y cualitativos, de muestras procedentes de labores de asesoría y de las que toman los mineros en sus trabajos exploratorios y de explotación.
- g) Estudios sobre costos de extracción, beneficio y transporte e investigación de posibilidades de mercados.

Las labores de Asistencia Técnica, son ejecutadas por las siguientes dependencias:

- 1) Zona Minera de Pasto.
- 2) Zona Minera de Medellín
- 3) Zona Minera de Quibdó.
- 4) Zona Minera de Ibagué.
- 5) Sección de Fomento Minero en Bogotá.

Como se dijo antes, mediante contratos prestan estos servicios la Facultad de Minas de Medellín y la Universidad Industrial de Santander (UIS).

a) ZONA MINERA DE PASTO.

1.- ASISTENCIA TECNICA

Los trabajos de campo realizados por esta dependencia hasta Abril de 1.974 se beneficiaron un total de 25 minas, en su mayoría de metales preciosos. Además se inició el censo minero de carbón de los Departamentos de Nariño, Cauca y Valle.

2.- LABORATORIO DE QUIMICA

En el laboratorio de Química se han efectuado 28 análisis químicos cualitativos y 2.363 análisis químicos cuantitativos detallados así:

<u>AÑO</u>	<u>CUALITATIVOS</u>	<u>CUANTITATIVOS</u>
1973	28	1.767
1974	—	596
T O T A L E S	28	2.363

NOTA: Para el mismo lapso en el período anterior o sea, 1972 y los cuatro primeros meses de 1973, se efectuaron 199 análisis cualitativos y 1.380 análisis cuantitativos. Esto indica un aumento aproximado del 80o/o.

3.- LABORATORIO DE FUNDICION DE BARRAS DE ORO Y PLATA

Se fundieron 301 barras con un peso de 75.091.00 grs. de oro y 24.815.00 grs. de plata por un valor total de \$6.658.732, detallado así:

<u>AÑO</u>	<u>No. de Barras</u>	<u>Grs. Oro</u>	<u>Grs. Plata</u>	<u>Valor \$</u>
1973	217	60.301	18.550	4.838.732.00
1974 (Hasta abril)	84	14.791	6.265	1.820.000.00
TOTAL	301	75.091	24.815	6.658.732.00

NOTA: Para el período anterior o sea el año 1972 y los cuatro primeros meses de 1973 se fundieron 174 barras para 64.261 grs. de Oro y 17.380 grs. de Plata por un valor de \$1.531.532. Esto muestra un aumento de 17o/o en la fundición de Oro y del 41o/o para la fundición de Plata.

4.- LABORATORIO DE ENSAYES AL FUEGO

Se ensayaron muestras de Nariño, Cauca, Putumayo, Tolima, Caldas y Valle. En el período que abarca este informe se efectuaron 2.493 ensayos de Oro y Plata. Se detallan así :

<u>AÑO</u>	<u>NUMERO DE ENSAYOS</u>
1973	1.593
1974 (Hasta Abril)	900
T O T A L	2.493

NOTA: En el período anterior se hicieron 1.272 ensayos. Esto da un aumento del 95o/o.

5.- PLANTA DE BENEFICIO

En el mes de Junio de 1973, se inauguró la Planta No. 2 cuya capacidad es de 10 Ton/día, quedando de esta forma integrada la planta metalúrgica con dos secciones cuyas características principales son:

Planta No. 1: Dotada con equipos de molienda, concentración por mesa, flotación, cianuración por agitación, cianuración por percolación y amalgamación. Capacidad, 1 Ton/día.

Planta No. 2: Tiene molienda, concentración por gravedad (jig y mesas) concentración por flotación, filtrado al vacío, amalgamación y cianuración por percolación. Se está instalando una sección de cianuración por agitación y un horno para tostar sulfuros. Capacidad, 10 Ton./día.

Los servicios prestados por la Planta No. 1 se resumen así:

<u>NOMBRE DE LA MINA</u>	<u>BENEFICIO REALIZADO SOBRE EL MINERAL</u>
El Tábano	Cianuración por percolación de antiguas arenas.
El Salado	Cianuración por percolación de mineral actualmente en explotación.
La Berna	Pruebas de molienda y cianuración por agitación y percolación.
El Desquite	Cianuración por percolación.
San Rafael	Análisis de molienda, recuperación del oro libre por amalgamación y cianuración por percolación.

La Redención Concentración por mesa y por flotación.

Los trabajos efectuados en la Planta No. 2 se resumen así:

MINA TRABAJO REALIZADO

La Esmeralda Se trataron cerca de 25 ton. de mineral con plomo y zinc. Se hicieron concentración por mesa y concentración diferencial por flotación.

La Redención Se trataron 40 ton., concentrándose principalmente por flotación. El producto final tiene en promedio 52o/o de Antimonio.

La Berna Se han tratado 110 tons. de cianuración por percolación 20 Ton. con malos resultados. El resto se cianuró por agitación previa concentración por mesa y tostación de sulfuros.

b) ZONA MINERA DE MEDELLIN

1.- ASISTENCIA TECNICA

En el período que cubre este informe, la Zona prestó este servicio a 22 minas de oro, plata, carbón, arcillas y minerales no metálicos.

2.- LABORATORIO QUIMICO

En el laboratorio químico se efectuaron un total de 1.064 análisis, que se detallan así:

<u>AÑO</u>	<u>ORIGEN</u>	<u>ANALISIS</u>
1973	Oficiales	207
	Particulares	286
	Planta Piloto	364
1974	Oficiales	9
	Particulares	128
	Planta Piloto	70
TOTAL		1.064

3.- FUNDICION Y ENSAYES

En el Laboratorio de Fundición y Ensayes se efectuaron un total de 765 al fuego para Oro y Plata. Los análisis realizados se detallan así:

<u>AÑO</u>	<u>ORIGEN</u>	<u>ANALISIS</u>
1973	Oficiales	100
1973	Particulares	176
	Planta Piloto	215
1974	Oficiales	66
	Particulares	128
	Planta Piloto	70
TOTAL :		765

4.- LABORATORIO DE BENEFICIO

Los trabajos se pueden resumir así:

Flotación de sulfuros de Plata y Zinc de la mina La Mariela, Antioquia.

Calcinación y flotación de Flurita proveniente de Ocaña, Norte de Santander.
Secado y tratamiento de material bentomítico de la mina Mal Paso, Mariquita, Tolima.

Estudios de concentración y fijación de variables para minerales de las Minas: Las Nieblas, La Bramadora, El Dovio y Guadalupe (Sb).

Flotación de mica contenida en cuarzos resultantes al flotar caolín de la Unión, Antioquia.

Pruebas de cianuración utilizando carbón activado y virutas de aluminio.

5.- PLANTA PILOTO

a) LINEA DE FLOTACION

Se trataron 5 ton. de mineral de Antimonio de Guadalupe Antioquia. Tenor original 2.78o/o de Sb; tenor de concentrados 17.0o/o de Sb.

Mina Las Nieblas: Se beneficiaron 4 ton. para concentración, tenor original 1.859 gr/ton. Plata, tenor de concentrados 5.736 gr/ton, de Plata.

Mina La Bramadora: Tratamiento de arenas, obteniéndose buenos resultados como puede verse en los tenores de los concentrados obtenidos para oro que pasaron de 3.24 gr./ton. a 100 gr./ton.

Mina El Dovio - Valle: Se encontraron 50 ton. de mineral con calcopirita, tenor de cabeza 12o/o de Cu; tenor de concentrados 30o/o

de Cu.

Mina Río Claro - Samaná, Caldas: Concentración de un mineral con sulfuro de plata. La recuperación fué del 80o/o.

Mina La Mariela - Arquia, Antioquia: Se trataron 28 ton. de mineral con sulfuros Zn y Pb. Se obtuvo concentrados con los siguientes valores: 10.50 gr. de Au/ton., 7960 grs. de Ag/ton. 10,18o/o de Pb. y 13o/o de Zn.

b) LINEA DE GRAVEDAD

Se efectuaron los siguientes trabajos:

Cromita de Santa Elena, Medellín Antioquia: Se trataron 360 ton. obteniéndose concentrados destinados a exportación; caolines de Unión Antioquia, se trataron 7 ton. de caolín para eliminar cuarzo y obtener material para refractarios.

6.- PLANTA DE PREREDUCCION Y CALCINACION

Fluorita de Ocaña - Norte de Santander: Se efectuó un tratamiento por calcinación de fluorita. En total se procesaron 15 ton. obteniéndose un producto que cumple con las especificaciones para ser usado en la industria metalúrgica.

Caolines de la Unión y Rionegro - Antioquia: Se hizo un estudio por calcinación de 12 ton. de mineral arcilloso. Los resultados obtenidos indican que hay una reducción en peso del 45o/o lo cual justifica la instalación de un

horno en la mina con una capacidad de 70 ton./día.

Limonita - Depto. del Valle: Por calcinación se logró un aumento del porcentaje de Hierro del 38o/o al 44o/o.

c) ZONA MINERA DE QUIBDÓ

El programa de asistencia técnica que adelanta la Zona Minera de Quibdó en las diversas regiones del Departamento del Chocó en favor de los pequeños y medianos mineros, se concretó al campo exploratorio, con taladro, fomento de las cunas californianas, asesoría con motobombas, y perforación por sistemas de apiques y trincheras.

1.- PERFORACIONES CON TALADRO WARD DE 4.1/2"

Los mineros del Municipio de Condoto y los lugares aledaños recibieron este servicio durante 15 meses, desde Octubre de 1972 a Diciembre de 1973; se perforaron tres importantes zonas ubicadas, dos sobre la margen derecha del Río Condoto y una en su margen izquierda.

El primer programa fué desarrollado en el paraje "EL AGUACATE" donde habitan más de 100 mineros que junto con los que llegan de otros sitios cercanos fueron favorecidos con las perforaciones hechas en las dos márgenes del río Condoto. La primer área está delimitada por las quebradas "Aguacate" y "San Pablo", en donde se alcanzó a perforar un número de 27 pozos de los cuales solo tienen valor significativo 7 u 8 pozos, lo que no permite pensar en desarrollar un vasto plan de explotación, quedando solo el trabajo acostumbrado en los pozos con tenores atractivos.

La segunda parte dió oportunidad de ubicar mejor a los mineros interesados,

ya que se les determinó mediante perforaciones en sitios cercanos a sus fuentes de trabajo, la ruta de las antiguas vetas ricas en metal, lo que permitió aumentar positivamente sus labores.

El tercer programa de Asistencia Técnica a los mineros de la región consistió en la perforación con taladro "Ward" en el paraje "La Muriña" en Condoto. Estas perforaciones se programaron de acuerdo a los criterios esbozados anteriormente. Se perforaron un total de 28 pozos distribuidos en 9 líneas con un total de 643 pies perforados, y un tenor promedio de 9,136 mg/yd³ para el platino y 2.16 mg/yd³ de oro.

Siguiendo con el servicio de perforaciones se comenzó en Enero de 1974 un nuevo proyecto en el corregimiento de Guayabal, Municipio de Quibdó. Este programa de gran alcance social y económico para la región abarca no sólo el campo de perforaciones sino también la organización de grupos mineros en cooperativas, formación técnica de mineros orientada al manejo de equipo y herramientas de tipo corriente en la explotación de aluviones, asesoría con motobombas, y dirección de los trabajos de explotación.

Con esta modalidad de trabajo integral, han sido superiores los resultados obtenidos, en comparación con otros programas aislados.

Hasta la fecha se han perforado 54 pozos con un tenor promedio de 433 mg/m³ = 303.27 mg/yd³ para el oro y 15.34 mg/yd³ para el platino y un rendimiento que llega al 99o/o.

En el corregimiento de Babará al Norte de Quibdó se adelantó un programa de cateos por apiques y trincheras, directamente en los riegos de las quebradas "TAUCHIGADO" y "QUESADA".

2.- OTROS SERVICIOS

En el campo de la minería de veta, se prestó Asistencia con visitas de ingenieros y trabajos de topografía a la Mina de oro, cobre, zinc etc., en el Cerro "Los Capoteros".

3.- SERVICIOS DE MOTOBOMBAS

A pesar de la obsolescencia del equipo se logró prestar servicio a catorce grupos mineros de diversas regiones, con un número aproximado de 30 personas por grupo-motobomba.

4.- CUNAS CALIFORNIANAS

Continuando el programa de fomento minero que busca incrementar el uso apropiado de este elemento dentro del medio trabajador de los "barequeros" que laboran en las playas de los ríos, aprovechando las continuas depositaciones que dejan las crecientes se incrementó este programa así:

En el Río Quito cruzando desde la población de "Certequi" continuando aguas arriba en las quebradas "Ibordó", "Aguasal", "Paredes" y "Perecito", se laboró durante los meses de Febrero y Marzo, aprovechando el verano.

En esta labor se realizaron catorce (14) demostraciones con resultados altamente satisfactorios.

En este programa salieron favorecidos 62 nativos que viven del trabajo diario del barequeo.

En la quebrada "La Platino" se está trabajando con una cuna californiana que sirve para concentrar el mineral extraído de la quebrada.

5.- LABORATORIOS DE QUIMICA Y FUNDICION

Se está restaurando, con la colaboración de la Zona Minera de Medellín, todo el equipo de laboratorio existente, ya que desde muchos años antes la Zona Minera de Quibdó prestó este servicio, pero lamentablemente fué abandonado. Hasta el momento es muy poco lo que hace falta para poner en marcha este servicio.

d) ZONA MINERA DE IBAGUE

1.- ASISTENCIA TECNICA

Esta dependencia ha continuado incrementando sus actividades, estimulando y fomentando la reiniciación de labores mineras, en los Departamentos de su área de influencia. Es así como durante 1973 se visitaron 88 prospectos mineros, de los cuales se seleccionarán aquellos que presenten las condiciones y características más favorables de explotación económica para prestar asistencia técnica en forma sistemática.

De los prospectos mencionados, 33 fueron de oro y plata, 18 de minerales metálicos, 34 no metálicos y 3 de carbón.

En 1974, hasta abril inclusive, se visitaron 40 prospectos y minas, de éstas 11 fueron para oro, metálicos 15, carbón 2, no metálicos 12.

2.- LABORATORIOS

En el mes de Agosto de 1973 se iniciaron los trabajos de reparación y adecuación del local donde funcionaba el Laboratorio Zooprofiláctico del ICA, en predios de la Universidad, el cual fué cedido al Ministerio para instalar el Laboratorio Químico. A principios de este año se terminó de dotarlo, y se iniciaron los trabajos de análisis normalmente. Se efectuaron 10 análisis para Cobre, 10 de Zinc, 10 de Plomo, 4 de Molibdeno, 5 de Antimonio, 2 de Carbonatos. Además se prepararon 50 muestras de Feldspato para el Laboratorio Químico Nacional y se efectuaron análisis físicos y químicos de arcillas de El Espinal donde se instalará una industria ladrillera.

Actualmente se adelanta la remodelación del local para el funcionamiento del Laboratorio de Beneficio de Minerales, y se están adquiriendo los elementos básicos para el de Fundición y Ensayes

3.- PLANTAS

El montaje de la Planta Piloto, cedido por INGEOMINAS de 1ton/ día de capacidad, fué una de las obras de mayor importancia realizadas en 1973. En élla se han venido investigando y procesando diferentes minerales (cobre, plomo, zinc, antimonio, etc.) con resultados tales como:

a) INVESTIGACIONES EFECTUADAS:

- a.1. Mina "El Cambrín" - Río Blanco (Tolima)
Minerales de Cobre - Molibdeno.
Se obtuvo 14.6o/o de Cobre en el concentrado y 0.7o/o de Molibdeno.

a.2. Mina "Los Guayabos" - San Antonio (Tolima)

Mineral de Cobre. Sobre 1.000 kgs. de 1.7o/o de Cobre se obtuvo un concentrado de 10o/o de Cobre. Continúa la investigación.

a.3. Mina "Cocora" - Ibagué (Tolima).

Minera de Antimonio. De 200 Kgs. de mineral, se obtuvo concentrado del 53o/o de Antimonio.

a.4. Mina "Payandé".

Se investigó sobre 500 Kgs. de material calcáreo las condiciones de molienda a malla 200.

b) MINERALES PROCESADOS

b.1. Mina "El Sopó" - Valle de San Juan (Tolima)

Polisulfuros. Se trataron 10.000 Kgs. de mineral obteniendo un concentrado de 47.2o/o de Zinc, 7.6o/o de Plomo y 5.3o/o de Cobre.

b.2. Mina "Payandé" - Payandé (Tolima)

Calcáreos. Se procesaron 4.000 Kgs. de mineral, para molienda y clasificación. Contiene 97o/o de Carbonato de Calcio.

En cuanto a la planta industrial, lamentablemente no ha sido posible ponerla en funcionamiento debido a que la firma contratista, Morales y Salazar Ltda., quien tenía a su cargo la reparación de los equipos y la instalación de redes eléctricas internas ha incumplido sus obligaciones contractuales con el Ministerio. En la actualidad, la Secretaría General adelanta las diligencias de imposición de las sanciones contempladas en los contratos, y ha establecido los contactos necesarios con la firma aseguradora tendientes a obtener las indemnizaciones que puedan corresponder al Ministerio.

e) ASISTENCIA TECNICA MINERA - UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (U.I.S.)

En desarrollo del contrato celebrado en Agosto de 1972 entre el Ministerio u la UIS, esta entidad continuó prestando los servicios de Asistencia Técnica a los mineros del noreste del país (Santander, Norte de Santander, especialmente). Las minas visitadas aparecen relacionadas en el Cuadro No. 4.

1.- PLANTA PILOTO

En Julio de 1973 entró en servicio la planta piloto de 1 ton/día de capacidad en la cual se efectúan las investigaciones sobre procesos de beneficio de minerales. Esto permite establecer los sistemas más adecuados de recuperación de los valores incorporados en las minas, con el fin de obtener el aprovechamiento total de éstos. En esta planta se han efectuado estudios de minerales de oro, plata y fluorita, de las minas Santa Isabel (Vetas). "La Angostura" (California), "El Gigante" y "Palmira" (Abrego - Norte de Santander).

2.- ANALISIS QUIMICOS

En el lapso comprendido por este informe hasta el mes de Mayo del corriente año se han efectuado los siguientes análisis químicos:

Oro y Plata	252
Fluoruro de Calcio	20
Sílice	60
Cobre	6
Plomo	2
Fósforo	60
Yeso	24
Carbones	22
TOTAL:	446

3.- LABORATORIOS DE FUNDICION Y ENSAYES

En base a las solicitudes de los mineros de metales preciosos de Santander, de que se efectuará en la Universidad la fundición de sus precipitados y amalgamas y la obtención de barras de oro, la UIS estableció, con el apoyo de la División de Minas, los contactos con el Banco de la República tendientes a la celebración del respectivo contrato de fundición, el cual se firmó en diciembre de 1973. Al mismo tiempo inició la remodelación y acondicionamiento del laboratorio, y adquirió los elementos (horno de percolación, balanzas etc.) necesarios para tal fin. Las actividades de fundición se iniciaron el 20 de Enero de 1974. Hasta Mayo inclusive, los resultados son:

Número de barras fundidas	=	58	
Peso de Oro	=	30.832.70	Grs.
Peso de Plata	=	4.600.00	Grs.
Valor neto de las barras	=	\$1.072.867.61	\$

Como se ve, este invaluable servicio redundará en beneficios positivos para los mineros de la región.

4.- PROGRAMAS ESPECIALES

El programa de Asistencia Técnica UIS durante el lapso comprendido por este informe, presentó al Ministerio varios proyectos específicos de aprovechamiento de minerales. Entre los más importantes, y cuyo desarrollo total podría ser financiado por entidades como IFI, ECOMINAS, etc., pueden citarse:

a) **EVALUACION DE LOS FOSFATOS DE AZUFRADA (S)**

Este proyecto busca definir la potencialidad y calidad de este yacimiento y su utilización como fuente de fertilizantes. La UIS está efectuando investigaciones físico-químicas sobre muestras extraídas del depósito. Se adelantaron experiencias agrícolas en predios del Municipio del Socorro. El Departamento de Estudios Socio-Económicos realizó los estudios de mercados de roca fosfórica.

b) **INDUSTRIA DEL YESO**

Tiene por fin promover la industrialización en Santander del yeso que se extrae en la Mesa de los Santos. Actualmente este material se vende a las fábricas de cemento y a las plantas calcinadoras del centro del país. Se estudia la posibilidad de poner en funcionamiento un centro de investigaciones de nuevos productos del yeso y de montar una planta calcinadora en áreas cercanas a Bucaramanga.

f) **ASISTENCIA TECNICA - FACULTAD DE MINAS**

En cumplimiento del contrato celebrado entre el Ministerio de Minas y la Facultad de Minas de la Universidad Nacional, sede de Medellín, por medio del cual esta entidad se compromete a prestar los servicios de asesoría técnica a la pequeña y mediana minería, se adelantaron los siguientes trabajos (Abril/73-Marzo/74).

1.- **INSCRIPCIONES**

Para efectos de solicitar los servicios que presta el Programa se inscribieron en el lapso de Marzo a Diciembre de 1973, minas y prospectos mineros así:

DEPARTAMENTO

MINAS INSCRITAS HASTA MARZO DE 1.974

Antioquia	72
Caldas	3
Chocó	1
Cauca	1
Sucre	1
TOTAL :	88

Un 90o/o de estas inscripciones se refieren a mineral de metales preciosos. El resto son de mármoles, calizas, carbón, caolín, manganeso.

2.- **SERVICIO DE LABORATORIO**

Sobre las muestras extraídas en las fases de exploración, desarrollo, explotación y beneficio de minerales, cubiertas por el Programa, se efectuaron en los laboratorios de la Facultad de Minas 582 análisis (químicos, ensayos al fuego, granulométricos, mineralógicos, etc.), clasificados así:

METALES PRECIOSOS:

Ensayes de oro y plata	375
Ensayes para platino	5

MINERALES METALICOS

Análisis cuantitativos para:

Cobre	68
Plomo	38
Cadmio	2
Níquel	3
Manganeso	16
Arsénico	4
Antimonio	14
Hierro	33
Zinc	35

MINERALES NO METALICOS:

Análisis cuantitativos completos para:

Yesos	2
Caolines	4
Talcos	1
Carbones	10
Arcillas	7
Feldespatos	9
Calizas	11
Bentonita	1

3.- SOLICITUDES DE PERMISOS

El Programa de Asistencia Técnica colaboró con los mineros en la elaboración de los planos que se deben presentar ante el Ministerio para solicitar permisos de exploración y explotación de minerales. Las minas fueron las siguientes:

NOMBRE DE LA MINA	MINERALES	LOCALIZACION
El Porvenir	Oro y Plata	Remedios (Ant.)
La Misericordia	Calizas	Remedios (Ant.)
El Salto	Oro y Plata	Santa Rosa (Ant.)
La Castaño	Oro y Plata	San Luis (Ant.)

La Bartola	Oro y Plata	Remedios (Ant.)
La Chorrera	Oro y Plata	Andes (Ant.)
Aluvión San Roque	Oro	San Roque (Ant.)
La Labor	Manganeso	Abejorral (Ant.)
La Sombra	Oro y Plata	Santo Domingo (Ant.)
Granadinos	Oro y Plata	Yoli (Ant.)
Juan Díez	Oro y Plata	Yoli (Ant.)
Quebradona	Oro y Plata	Santo Domingo (Ant.)
La Montera	Oro y Plata	Dn. Matías
Catiador	Oro y Plata	Titiribí
La Jardinera	Oro y Plata	Anzá
La Alondra	Oro (aluvión)	Zaragoza
Tequendama	Oro	Amalfí
Berlín	Oro y Plata	Remedios
Isotá	Oro y Plata	Buriticá
El Coricoro	Oro y Plata	Caramanta
El Líbano	Carbón	Angelópolis
Fileri	Oro (Aluvión)	Caucacia
La Chorrera	Oro y Plata	Santa Rosa
Las Animas	Oro y Plata	Santo Domingo
El Polvero	Oro y Plata	Yolí
Azufral	Oro (Aluvión)	Guadalupe
Perico El Filo	Oro	Guadalupe
Zarzal	Oro y Plata	Anzá
La Carmen	Oro (Aluvión)	Zaragoza
La Sopetrona	Oro y Plata	Santa Rosa
Luis Brand	Oro y Plata	Santa Rosa
San Miguel	Mármoles	Sonsón
La Aurora	Oro y Plata	Segovia

4.- ASISTENCIA TECNICA

Las labores en este aspecto continuaron desarrollándose activamente. Se ha prestado asesoría en trabajos de exploración, explotación y beneficio de minerales. Además se colaboró con varios mineros en la elaboración de los

documentos exigidos en el Decreto 1275, referentes a las pruebas de explotación oportuna de sus yacimientos y mantenimiento de sus derechos de propiedad sobre estos. Estas actividades aparecen relacionadas en el Cuadro No. 5.

En coordinación con la Zona Minera de Ibagué, y con la colaboración de estudiantes de último año de la Facultad de Minas, se hizo el censo de minas en actividad del Antiguo Caldas. El censo adelantado con el fin de presentar un plan de fomento a la Minería en los Departamentos del Antiguo Caldas, contempló: identificación de las minas en actividad, localización, geología y minería, técnicas de beneficio, volumen y valor de la producción bruta, aspectos socio-económicos, salarios, personal ocupado, posibilidades de ampliación. Se censaron 19 minas de oro y plata, 2 de calizas y 1 de carbón.

En coordinación con la Zona Minera de Medellín se inició el censo de minas de carbón en explotación de los Departamentos de Antioquia, Sucre, Córdoba y Bolívar.

g) SECCION DE FOMENTO MINERO - BOGOTA

1.- GRUPO DE ASISTENCIA TECNICA

Se hicieron estudios de Asistencia Técnica que comprendieron levantamientos topográficos, estudios geológicos, toma de muestras y análisis de minerales, cálculo de reservas, programación de explotación y programas de desarrollo en las siguientes partes: Propuesta de Yeso No. 3219 (Uribia - Guajira); Propuesta de Calcita No. 1953 (Villeta - Cund.); Propuesta de Carbón No. 4087 (Chocontá - Cund.); Coop. Minera de Boavita (Boavita - Boyacá); Cooperativa de Productos de Carbón (Zipaquirá Cund.); Propuesta de Carbón No. 2230 (Tibaná - Boyacá), y Propuesta de Mármol No. 1506 en (La Victoria - Caldas).

Se realizaron 2 comisiones para censar principalmente carbón en los Departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Meta. Además se practicaron 13 inspecciones oculares para resolver oposiciones y peritazgos a propuestas tramitadas ante este Ministerio.

También se efectuaron inspecciones oculares a las compañías de Metales Preciosos Chocó Pacífico S.A., y Pacto Consolidated Gold Dredging Ltda., para comprobar reservas, programas de desarrollo y documentación sobre propiedad privada. (ver Cuadro No. 6)

La oficina continuó colaborando con el Comité Asesor del Centro Nacional Minero (SENA) en Sogamoso y tuvo representación en el primer Simposio Internacional sobre "Utilización del Carbón", en Bogotá.

La Oficina también elaboró lo siguiente:

- a) Un estudio presentado al Congreso de Ciencias Térmicas en Cali;
- b) Se hizo un estudio y se practicó una inspección ocular para comprobar el avance de los trabajos de Cerro Matoso;
- c) Se realizó el anteproyecto de convenio de exploración y explotación de carbón con Rumania;
- d) Por último una evaluación de las labores realizadas por los grupos de Asistencia Técnica en todo el país.

2.- GRUPO DE PERFORACION

La División de Minas del Ministerio posee 3 equipos de perforación con coronas de diamante. En el lapso comprendido por este informe se han suscrito 3 contratos con la empresa GEOMINAS LTDA. de Medellín, para la prestación de servicios de perforación por parte del Ministerio a dicha Empresa, en los Municipios de Bucaramanga, Nobsa y Medellín.

Por esta razón, se están adelantando desde el mes de Septiembre del año pasado trabajos de tal naturaleza, los cuales hasta el momento dan como resultado un total de 654.88 metros perforados con un valor por concepto de tarifas de \$89.463.25, dineros que han ingresado a la cuenta del Fondo Rotatorio común del Ministerio de Minas y Petróleos.

A continuación se presenta una síntesis del estado de dichos contratos:

- a) **Contrato de Peforamiento en Bucaramanga**
Firmado el 9 de Agosto de 1973, tiene por objeto perforar 609.7 metros (2.000 pies) en un yacimiento de caliza localizado en jurisdicción del municipio de Bucaramanga, con destino a la empresa Cementos Diamante.
- b) **Contrato de Perforación en Nobsa (Boyaccá)**
Firmado el contrato el 14 de Septiembre de 1973. Tiene por objeto perforar 609.7 metros (2.000 pies) en un yacimiento de caliza localizado en jurisdicción del municipio de Nobsa, con destino a la empresa Cementos Boyacá.
- c) **Contrato de Perforación en Medellín**
Firmado el 8 de Febrero del presente año, tiene por objeto perforar 457.31 metros (1.500 pies) en un yacimiento de cromita localizado en el sitio denominado Alto de Santa Helena, jurisdicción del municipio de Medellín, con destino a la Empresa Fundiciones Técnicas (FUTEC).

2.- SECCION DE PROPUESTAS Y CONTRATOS

La Sección en el lapso del año de 1973 y los primeros cuatro meses del año de 1974, ha desarrollado la siguiente actividad sobre expedientes estudiados que comparando con el año de 1972 muestran un aumento del 30.7o/o. En

cumplimiento de sus actividades y funciones, le compete a la Sección el estudio de los documentos técnicos presentados, de las Propuestas de Contratos y Concesiones y Solicitudes de Permisos, Aportes y Areas de Propiedad Privada para la exploración y explotación de minerales en el Territorio Nacional.

El estudio de carácter técnico realizado tiene las siguientes finalidades:

- a) La localización de cada zona solicitada en los documentos cartográficos de que dispone la Sección, y su confrontación con las áreas pedidas con anterioridad, a fin de poder conceptuar acerca de la libertad de la zona;
- b) Registro y archivo de la alinderación y demás características esenciales de cada solicitud;
- c) Elaboración de un informe, mediante el cual se califica la calidad técnica de la solicitud y se conceptúa de la libertad de la zona y de la aceptación o rechazo de la petición;
- d) Definir solicitudes; para ello es indispensable localizar con certeza la solicitud y los predios motivo de la oposición, lo cual hace necesario recurrir a Inspecciones Oculares que complementen el estudio de los planos topográficos y alinderaciones presentadas;
- e) Estudio de carteras topográficas de amojonamiento de zonas contratadas, etc;
- f) Conceptos solicitados por diferentes secciones del Ministerio;
- g) Entrega material en casos especiales de zonas otorgadas;
- h) Control de la carta básica general minera;
- i) Restitución de fotos aéreas para obtener planos topográficos para uso del sector público y privado;

- j) Estudio y elaboración de foto-mosaicos a diferentes escalas;
- k) Organizar la mapoteca y controlar el archivo general de mapas y cartas de la División.

1.- TOPOGRAFIA, DIBUJO Y MATERIAL FOTO AEREO

La labor principal de la Sección en estos aspectos técnicos se orienta al estudio de los diferentes planos topográficos cálculo de áreas, verificación de carteras de campo correspondientes a los levantamientos topográficos, y colindancia entre las diferentes áreas técnicas de las solicitadas, ya sean en primero o segundo estudio.

2.- EXPEDIENTES ESTUDIADOS DURANTE 1973

<u>TIPO DE SOLICITUD</u>	<u>PRIMER ESTUDIO</u>	<u>SEGUNDO ESTUDIO</u>
Licencias de Exploración	546	836
Permisos Varios	281	348
Aportes	129	156
Reconocimiento de Propiedad	80	2
T O T A L E S	1.036	1.342

Total Durante 1973: 2.378 Expedientes.

3.- EXPEDIENTES ESTUDIADOS ENTRE ENERO 1o. Y ABRIL 30 DE 1974.

<u>TIPO DE SOLICITUD</u>	<u>PRIMER ESTUDIO</u>	<u>SEGUNDO ESTUDIO</u>
Licencias de Exploración	148	463
Permisos Varios	119	184
Aportes	40	58
Reconocimiento de Propiedad	104	10
T O T A L E S	411	715

Total del Período: 1126

4.- ENTREGA DE ZONAS DURANTE 1973

<u>Municipio</u>	<u>Departamento</u>	<u>Entrega de Zonas</u>
Puerres	Nariño	6
Total :		6

Nota: Faltan las zonas entregadas directamente por los Alcaldes Municipales.

Entrega Material de Zonas Año 1974 por la Sección (4 meses).

Usme	D. E.	1
Santa Barbara	Antioquia	1
Total :		2

Nota: Faltan las zonas entregadas directamente por los Alcaldes Municipales.

5.- INSPECCIONES OCULARES AÑO DE 1973

Zulia	Norte de Santander	1
Tausa	Cundinamarca	1
Bosa	D. E.	1
Payandé	Tolima	1
Sutatausa	Cundinamarca	3
Ibagué	Tolima	1
Muzo	Boyacá	1
T o t a l :		9

Año de 1974 (4 meses)

San Luis	Tolima	5
Santa Marta	Magdalena	2
Robles	Cesar	3
Suesca	Cundinamarca	1
Bosa	D. E.	1
Zaragoza	Antioquia	15
Andagoya		
Nóvita	Chocó	36
T o t a l		63

6.- OPOSICIONES RESUELTAS:

En 1973, 40 Oposiciones.

De Enero a Mayo de 1974, 27 Oposiciones.

7.- OTRAS ACTIVIDADES DE LA SECCION

Se aumentó considerablemente el material cartográfico de la planoteca en 411 planchas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi a escala de 1:10.000; 1:25.000 y 1:100.000.

Se adquirieron 35 fotos aéreas de 22.5 x 22.5 de las zonas no restituídas por el Instituto Geográfico Agustín Codazzi.

El material de la publicación del Índice Histórico de la Actividad Minera al 31 de Diciembre de 1973 se encuentra listo para su impresión, el cual involucra no solamente las áreas solicitadas, sino una relación por departamentos con las Direcciones de la Industrias Mineras dedicadas a la explotación, transformación y comercialización de los minerales y piedras preciosas y semipreciosas. Además, con motivo del Primer Seminario Internacional sobre la Utilización del carbón que se realizó en Bogotá durante el período comprendido entre el 10-17 de Marzo de 1974, la Sección hizo una publicación de 500 ejemplares mediante la cual en 18 mapas se localizan las cuencas hulleras y aproximadamente las zonas solicitadas para carbón y una relación pormenorizada de las solicitudes de carbón, por departamento. Se anexaron las diferentes disposiciones legales que han establecido las reservas carboníferas.

3.- SECCION DE FISCALIZACION Y VIGILANCIA

Esta Sección hasta el 10 de Abril de 1974, fecha en que se reestructuró el Ministerio estaba compuesta por los siguientes grupos:

- 1) Grupo de Control y Seguridad
- 2) Grupo de Inspectorías de Minas y
- 3) Grupo Interventoría de Minas

- a) Salinas
- b) Esmeraldas

A continuación se presenta un resumen de las actividades desarrolladas del mes de Junio de 1973 a Mayo de 1974.

1.- GRUPO DE CONTROL Y SEGURIDAD

- a) Análisis macroscópico de las muestras que para este efecto traen o envían al Ministerio los mineros de diferentes partes del país.
- b) En cumplimiento de las cláusulas contractuales a las cuales los mineros se han obligado con el Estado, estudiar y evaluar los informes, documentos, planos, memorias técnicas que los concesionarios y permisionarios presentan al Ministerio, y relacionados con las etapas de exploración, montaje, explotación. Los informes, demás documentos y las labores ejecutadas fueron verificadas por medio de comisiones de campo.

El número de documentos estudiados en el lapso a que se refiere el presente informe son:

i	Expedientes estudiados	150
ii	Contratos vigentes a la fecha de este informe	256
iii	Permisos vigentes a la fecha de este informe	40
iv	Áreas de contratos y licencias vigentes	405.409.29 has.
v	Área de permisos vigentes	6.705.61 has.
vi	Comisiones efectuadas	6

Además se visitaron 180 zonas otorgadas en contratos de concesión y en licencias de exploración y 33 zonas otorgadas en permisos de explotación.

2.- GRUPO DE INSPECTORIA DE MINAS

Por disposición de la Superintendencia de Control de Cambios y por insinuación del Ministerio, aquella entidad llegó en los Ingenieros Inspectores la facultad de firmar las guías de transporte de las barras de oro que se funden en los laboratorios de las compañías, ya que a los Inspectores les consta por control directo cual es el número de barras de oro que se movilizan, cual es su peso, y hay constatación de que este metal efectivamente se traslada a las fundiciones en Medellín, en donde una vez afinado es entregado al Banco de la República.

Se han tomado medidas más severas de vigilancia en los procesos de recolección de amalgamas, lavados de metal en las dragas, y especialmente en los laboratorios de las compañías al momento de fundir y separar los metales (oro bruto y platino), y en los hornos y muflas etc., por medio de colocación de dispositivos que garantizan un severo control por parte de los Inspectores.

a) INSPECTORIA DE METALES PRECIOS - CHOCO

De acuerdo con sus funciones, controla y vigila la producción de metales preciosos que por medio de dragas explota la compañía Minera Chocó Pacífico S.A. Esta empresa explotó aluviones con 5 dragas, y trabajó minas adjudicadas y redimidas a perpetuidad cuyo reconocimiento como propiedad privada está en estudio en el Ministerio. Los aluviones de metales preciosos están ubicados en los ríos San Juan, Tamaná, Condoto y algunos ríos afluentes de éstos, teniendo como municipios de influencia a Itzmina, Condoto y Nóvita.

b) INSPECTORIA DE METALES PRECIOS - El Bagre - Zaragoza, Antioquia

Fiscaliza y controla la producción de oro, plata y platino proveniente de la

Compañía Pato Consolidated Gold Dredging Ltd., la cual tiene sus instalaciones en el Bagrem Municipio de Zaragoza - Antioquia. Dicha compañía trabaja aluviones de minas adjudicadas y redimidas a perpetuidad en áreas de los ríos Itaguí y Nechí.

c) INSPECTORIA DE METALES PRECIOS

Tiene a su cargo la vigilancia y el control de la producción de oro, plata y concentrados de plomo y zinc que explota la Compañía Frontino Gold Mines Ltd., en la región de la Salada, Municipio de Segovia, Departamento de Antioquia. Esta compañía trabaja minas de veta por medio de explotación subterránea y es la mina más profunda que se explota en Colombia.

GRUPO DE INTERVENTORIA DE MINAS

a - SALINAS

Se continuaron las labores de comprobación y revisión de los estados contables relativos a la producción, venta y distribución de las sales marítimas y terrestres, y la liquidación de las participaciones que corresponden a los municipios donde se desarrollan las respectivas explotaciones.

Las siguientes cifras reflejan el movimiento financiero de la Concesión de Salinas, bajo la administración del Instituto de Fomento Industrial, durante el año de 1973: las ventas ascendieron a la suma de \$289.9 millones con un incremento de un 22.66o/o con relación al año anterior; los gastos de administración fueron de \$15.9 millones y la participación del IFI fué de \$3.6 millones, equivalentes al 5o/o del producto líquido total de conformidad con el contrato vigente entre el Gobierno Nacional y este Instituto.

La segunda ampliación de Manaure y la inversión hecha en la planta de mineralización en Mamonal alcanzó una cifra de \$40.3 millones. En cuanto a

las participaciones totales, estas sumaron \$43.9 millones, discriminadas así: \$26.2 millones para el Instituto de Bienestar Familiar (Ley 75/68); para los municipios donde se explotan salinas terrestres \$5.8 millones, y para los municipios con salinas marítimas \$11.9 millones. La planta Colombiana de Soda pagó participaciones por valor de \$7.9 millones por los productos procesados en Betania y Mamonal.

La producción durante el año de 1973 se discrimina así: sales terrestres, 827 mil toneladas, incluyendo la agusal; sales marítimas, 1.1 millones de toneladas. A su vez el consumo de sales en el país, fué el siguiente:

<u>DESTINO</u>	<u>TERRESTRES</u>	<u>MARITIMAS</u>
		(TONS.)
Consumo Humano	147.482	21.145
Consumo Animal	43.404	51.380
Consumo Industrial	12.900	392.783
T o t a l e s	203.786	465.308

b - ESMERALDAS

En lo que respecta a este renglón, la Oficina continuó expidiendo los documentos de inscripción a comerciantes, lapidadores y exportadores, en base a lo dispuesto en el Decreto 293 de 1964 y sus resoluciones reglamentarias.

En 1973, se expidieron los siguientes documentos:

Guías de Exportación	853
Guías de Comercio	192
Patentes de Comercio	182
Patentes de Taller	21
Autorizaciones de Talla	10

La producción de esmeraldas de la mina de Chivor en Almeida (Boyacá), única mina bajo la fiscalización del Ministerio, fue la siguiente:

Piedra, chispa y canutillos tallables	9.330.95	quilates
Moralla	537.388.00	quilates
Muestras mineralógicas (gangas)	123	unidades

El valor de las exportaciones de esmeraldas y piedras semi-preciosas, ascendió a la suma de US\$80.615.805,88 F.O.B. discriminados así:

Esmeraldas	US\$ 77.939.353.49
Semi - preciosas	US\$ 2.676.452.39

Comparativamente con el año de 1972, las exportaciones tuvieron durante 1973, un ascenso vertiginoso equivalente al 64.27o/o, debido en gran parte a la demanda internacional especialmente del Japón y Estados Unidos y al beneficio del CAT en 1973 de un 12o/o. En los meses de Enero a Abril de 1974, el valor de las exportaciones fué de US\$1.630.218.11.

4.- MINAS NACIONALES DE MARMATO

Por Decreto Legislativo No. 2253 del año de 1954 se estableció que la Zona alta de Marmato fuera trabajada por mineros de la región, por contrato individual con los mismo.

Durante el año de 1973 fueron trabajados 60 minas. Por el sistema de turnos para triturar y beneficiar el mineral extraído se calcula que a un 30o/o de estas se prestó el servicio en las instalaciones que la Nación tiene localizadas allí, bajo la administración de este Ministerio.

El mineral auroargentífero triturado en los tres molinos que posee la Nación fué de 9.210 toneladas, cuya producción de oro y plata fué de 44.500 y 56.000 gramos respectivamente, por un valor de \$3.400.000, de conformidad con el precio oficial establecido por el Banco de la República.

Con el apoyo de la Sección de Beneficio de Minerales de la Regional de Medellín, se empezó a estudiar la posibilidad de utilizar polvo de zinc, para precipitar los metales preciosos de las soluciones de cianuro, y tratar así de resolver el problema presentado a los mineros por la falta de viruta de zinc.

5.- OTRAS ACTIVIDADES

1.- CREDITO MINERO

Los recursos asignados por la Resolución 78 de 1971 de la Junta Monetaria, por \$5 millones para financiar por intermedio de la Caja Agraria a los pequeños mineros, están totalmente agotados. La Caja ha continuado recibiendo nuevas solicitudes de préstamo y ha procedido a su estudio en coordinación con las Oficinas Regionales de la División de Minas, sin proceder a su otorgamiento, mientras se gestiona ante la Junta Monetaria la ampliación del cupo mencionado.

Los préstamos concedidos por la Caja hasta Febrero de 1974 han beneficiado a 12 minas, ubicadas así: 7 en Antioquia, 1 en Cundinamarca, 1 en Caldas, 1 en Cauca, 1 en Chocó y 1 en el Tolima. Los minerales objeto de los créditos concedidos son: oro, plata, carbón, arcillas y antimonio; las solicitudes pendientes suman alrededor de \$2.5 millones, en su gran mayoría para metales preciosos.

2.- COBRE DE PANTANOS

A raíz del descubrimiento por Ingeominas de importantes manifestaciones de cobre porfídico en el área Pantanos - Pegadorcito, Departamento de Antioquia, varias firmas extranjeras expresaron su interés en vincularse a la exploración y explotación del posible depósito. Con el fin de contar con elementos de juicio basados en las experiencias de otros países y que contribuyeron a la búsqueda de fórmulas de vinculación de los intereses extranjeros al desarrollo del posible yacimiento cuprífero, se dispuso el envío a Chile y Perú de una comisión para visitar y estudiar los aspectos más importantes de la Industria del Cobre de estos países. La Comisión se efectuó entre Agosto y Septiembre de 1973.

3.- NEGOCIACION DE LAS MINAS DE METALES PRECIOSOS DE LAS GRANDES COMPAÑIAS

Con base en lo dispuesto en la Ley 20 de 1969 y en el Decreto 1275 de 1970, se efectuaron inspecciones con el fin de localizar las diferentes minas cuya propiedad privada pretenden mantener las compañías extranjeras y establecer su capacidad de operación a la luz de las reservas estudiadas y calculadas por éstas.

De los estudios e informes elaborados se deducen, entre otras, las siguientes conclusiones:

- a) En el caso de la Chocó Pacífico, existen dos minas en el cauce del río San Juan, las cuales no tienen reservas calculadas y por tanto no están incluidas en los programas de dragado de la empresa.
- b) En el caso de la Pato Consolidated, existe situación similar en 16 minas, cuya documentación en lo que se refiere a definición de reservas, ubicación de pozos, cálculos de tenores etc., se considera incompleta.

II - INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-MINERAS

La siguiente es la síntesis de las labores realizadas por el Ingeominas entre el 1o. de Enero de 1973 y el 31 de Mayo de 1974.

PROGRAMA I - DIRECCION GENERAL

Se continuó normalmente con el desarrollo de los proyectos de investigaciones de los recursos minerales del país, mediante el convenio de préstamo A.I.D. 514-L-058 y colaboración de geólogos del servicio geológico de los Estados Unidos.

El pleno desarrollo de los proyectos con la cooperación de las Naciones Unidas tuvo dificultades iniciales por la carencia de fondos de contrapartida, provenientes del presupuesto nacional y por la falta de aprobación del convenio, lo cual fue obviado con la firma del nuevo convenio de Mayo 29 de 1974, aprobado por el Consejo de Ministros, el 20 de junio del año en curso.

El convenio con el Gobierno de Holanda, firmado en Enero de 1973, para investigaciones geoeléctricas en los Acuíferos de la Alta y Media Guajira, avanza normalmente.

El estudio a nivel de prefactibilidad sobre la viabilidad de exportar carbón coquizable de la Cuenca Carbonífera de Checua - Lenguazaque, efectuado por la misión inglesa, en cumplimiento del Acuerdo con el Gobierno de la Gran Bretaña, firmado en Febrero de 1973, fue terminado y el informe correspondiente presentado en el mes de Mayo de 1974.

La Dirección del Ingeominas formó parte de la Comisión mixta Colombo-Brasilera reunida en Brasilia en Octubre de 1973, y de la misión del Gobierno Colombiano,

junto con el Vice-Ministro de Minas y Energía, en Febrero de 1974, en las cuales se fijaron los términos generales para el convenio entre Ingeominas de Colombia y Siderbras del Brasil, para el estudio previo y posible explotación de los carbones coquizables colombianos y su exportación al Brasil.

En desarrollo de la licitación abierta para la exploración y explotación del prospecto de cobre de Pantanos - Pegadorcito, en el Departamento de Antioquia, además de la colaboración prestada directamente al Ministerio de Minas y Energía en la elaboración del pliego de cargos, por parte de la dirección, los geólogos de la regional de Medellín acompañaron y guiaron a los interesados en las visitas efectuadas a la región.

En cuanto a publicaciones, pese a las dificultades para adquirir materiales indispensables, en el lapso que cubre este informe, se hicieron las siguientes publicaciones:

- Boletines Bibliográficos
- Boletín Geológico Vol. XX No. 1
- Recursos Minerales del Depto. del Quindío.
- Recursos Minerales del Depto. de Risaralda.
- Prospecto de Cobre; Pantanos - Pegadorcito, (Condiciones generales para licitación).
- Carbones colombianos.
- Mapa fotogeológico de Caldas - Risaralda y Quindío

En preparación :

- Boletín Geológico Vol. XX No. 2
- Minerales de Colombia
- Planchas J-9 y K-9
- Mapa Fotogeológico del Tolima

En relación a capacitación de personal, actualmente se está gestionando el viaje de seis (6) geólogos, para adelantar estudios de Post-grado en diferentes universidades de los Estados Unidos y tres químicos para recibir entrenamiento práctico. Entre los meses de Octubre y Diciembre de 1973, y en Mayo de 1974 regresaron, después de terminar satisfactoriamente sus estudios y obtener el grado de "Master" siete de los geólogos enviados en años anteriores. Finalmente, cuatro geólogos del Instituto participaron en programas especiales de entrenamiento en los laboratorios del servicio geológico de los Estados Unidos.

PROGRAMA II - INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

Los trabajos ejecutados en este programa, bajo la sub-dirección de investigaciones geológicas, comprende principalmente los estudios de roca fosfórica, carbones, hidrogeología y los de las secciones de apoyo, petrografía y estratigrafía.

2.1 - FOSFATOS

Se ha continuado la investigación de los depósitos existentes en los Departamentos de Norte de Santander, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Tolima y Huila, llegando al cálculo de 455 millones de toneladas como reservas posibles, discriminadas así:

LOCALIDAD	RESERVAS POSIBLES (MILLONES DE TON')
Oru - Las Mercedes	5
Sardinata	20
Sardinata - Gramalote	20
San Vicente - Vanegas	30
Sogamoso	250
Baraya - Pandi	30
Palermo - Yaguara	100

Aparte de lo anterior, se alcanzaron las siguientes metas físicas: Cartografía Geológica a escala 1:50.000, 80 Km².; Cartografía Geológica a escala 1:25.000, 485 Km².; Cartografía Geológica a escala 1:10.000, 300 Km².; Columnas estratigráficas, 2.423 Mts.; y muestras colectadas 167.

El Instituto, además, atendió y coordinó las visitas de cuatro misiones técnicas extranjeras interesadas en los depósitos fosfóricos de Pesca - Conejera (Sudáfrica, Rumania, Polonia, Japón), y Sardinata (Japón).

La inversión total efectuada durante el año de 1973 alcanzó un monto de \$1.9 millones, de los cuales el 33.3o/o se originó en recursos del crédito externo de la Agencia Internacional para el Desarrollo.

2.2 - CARBONES

Se seleccionaron las cuencas carboníferas existentes en los departamentos de Cundinamarca y Norte de Santander, abarcando un área total de 2.500 Km². las actividades físicas se encaminaron principalmente hacia las labores de excavación de destapes y trincheras (6.500 metros, aproximadamente), y la toma de muestras para análisis de calidad (2 toneladas por c/u. de las 13 distintas muestras colectadas). Estas últimas reportaron excelentes resultados en los análisis efectuados en el Brasil.

El Instituto elaboró el estudio "Carbones Colombianos", presentado ante el "Primer Seminario Internacional sobre la utilización integral del Carbón" y colaboró con la misión inglesa en el informe "Coking Coal Chequa - Lenguaque". Además, se atendieron visitas de técnicos de Suráfrica y Rumania a los yacimientos existentes en los Departamentos de Cundinamarca, Norte de Santander y Valle.

Las labores desarrolladas en el grupo de carbones demandaron una inversión total de \$2.3 millones provenientes del presupuesto nacional (62.7o/o), y de

créditos del Gobierno inglés.

2.3 - HIDROGEOLOGIA

El proyecto de prospección geofísica de la alta y media Guajira se adelanta aprovechando la cooperación técnica del Reino de los Países Bajos, según el documento administrativo y de operaciones firmado conjuntamente por el Gobierno Nacional y el Reino de Holanda el 18 de Enero de 1973.

Las labores realizadas en Cocinas, Yarara, Nazareth y Uribia, zonas en las cuales se ha subdividido la península, se pueden resumir así:

- Pozos exploratorios y de control: 17, con una profundidad total de 506 mts.
- Fotointerpretación: 2.800 Km². a escala 1:10.000.
- Verificación de campo: 2.800 Km². a escala 1:10.000.
- Levantamientos topográficos: 56 pozos (209 Km de Poligonales), en 1973, 19 pozos (60 Km. de Poligonales), Enero/Mayo/74.
- Levantamientos geoelectrónicos: 1.245 sondeos, para una longitud total de L/2 - 390.512 metros (Enero/73 - Mayo/74).
- Análisis físico-químicos: en 73 pozos.
- Medición de niveles estáticos: en 129 pozos.
- Cartografía geológica: 0.6 Km²., a escala 1:10.000

La inversión efectuada en este proyecto fue de \$7.1 millones, discriminados así: \$4.4 millones aportados como donación por el Reino de Holanda, y \$2.7 millones en recursos provenientes del presupuesto nacional.

2.4 ESTUDIOS GEOLOGICOS

Mediante una inversión total de \$4.347.715 se desarrollaron las siguientes actividades:

- Levantamientos Geológicos: Se continuó la investigación del terciario marino del Norte de Colombia, mediante registros eléctricos de pozos, cartografía sistemática de 2.400 Km². a escala 1:100.000, compilación e interpretación de datos y exploración geofísica en el área de San Andres y Providencia.
- Ingeniería Geológica: Se realizaron estudios sobre deslizamientos en Pulí, La Rusia - Miraflores y Ubaque.
- Análisis de muestras: Se efectuaron 2.155 análisis de muestras paleontológicas, 185 de muestras petrográficas y 99 de muestras mineralógicas.
- Interpretación de Datos: Las labores realizadas tuvieron relación con la compilación del Mapa Geológico general de Colombia y de la información sobre los yacimientos minerales del país; localización de zonas de reserva en mapas a escala 1:50.000; interpretación de datos paleontológicos, estratigráficos, petrográficos y mineralógicos; y compilación de la información sobre los ostráidas de la cordillera Oriental, en el cretáceo de la misma.

Además de las anteriores actividades, el proyecto de estudios geológicos contempló labores de topografía y estudios gravimétricos sobre manganeso y cromita; preparación de 1187 muestras paleontológicas y elaboración de 2.308 secciones delgadas y 304 determinaciones petrográficas. La inversión total fue de \$4.347.715, de los cuales \$0.8 millones provinieron de recursos

del Crédito AID.

PROGRAMA III - LABORATORIO QUIMICO Y DE PROCESAMIENTO

La ejecución del proyecto de ayuda técnica, normalización y control de calidades, comprende el procesamiento químico cuantitativo de muestras de carácter orgánico e inorgánico, tanto para dar apoyo químico y asesoría a la industrialización de nuestros recursos naturales como para el establecimiento y comprobación de normas y control de calidades.

En las secciones de Química Agrícola, orgánica e inorgánica, y en la de Geoquímica, se atendieron 363 personas naturales y 524 entidades agropecuarias, mineras, comerciales e industriales, con 21.331 determinaciones en 2.333 muestras de diferentes clases de abonos, aguas, forrajes, suelos, alimentos líquidos para frenos, lubricantes, disolventes, carbones, textiles, cauchos, papeles, minerales, metales y aleaciones y otros productos y materias primas industriales, con una inversión total de \$1.772.231.00.

En investigaciones geoquímicas, mediante una inversión de \$3.3 millones, se procesaron 30.760 muestras recolectadas por el Instituto, y se efectuaron 472.237 determinaciones, con el fin de dar apoyo químico a los proyectos de investigación; se terminó el acondicionamiento de locales y la instalación de los laboratorios necesarios para proporcionar el apoyo correspondiente a los proyectos del PNUD.

El grupo de aguas de la sección de Química Agrícola, estudió 139 pozos perforados por el Grupo de Hidrogeología, en la Guajira; en cuanto a las investigaciones sobre carbón se actualizó la dotación de la estación de ensayos para determinación de las propiedades coquizantes de los carbones colombianos.

4.1 - LEVANTAMIENTOS GEOLOGICOS, MEDELLIN

En un área de investigación de aproximadamente 20.000 km²., en los Departamentos de Antioquia y Chocó se alcanzaron las siguientes metas físicas: Cartografía geológica a escala 1:10.000, 12 km².; Cartografía geológica a escala 1:25.000, 650 km².; se recolectaron 4.438 muestras geoquímicas, y se perforaron 126 pies.

El grupo de Ingeniería Geológica estudió y elaboró informes sobre los deslizamientos y asentamientos ocurridos en los municipios de Itaquí, Betulia y Santa Bárbara.

En el área de Pantanos se efectuaron reconocimientos de magnetometría, cálculos e interpretación de datos, y toma de fotografías multiespectrales. Además, fueron localizadas mineralizaciones de cobre en el área de Murindó, mediante prospección geoquímica detallada.

La inversión tuvo un monto de tres y medio millones de pesos, aportados en un 22o/o por el crédito externo AID.

4.2 - LEVANTAMIENTOS GEOLOGICOS, BUCARAMANGA

Con una inversión de \$3.1 millones, y sobre un área de 20.000 km². se realizó cartografía geológica a escala 1:50.000, de 1.600 km²., y a escala 1:10.000, en 15 km². Se colectaron 2.028 muestras geoquímicas; se efectuaron cálculos de magnetometría y se elaboraron mapas de intensidad magnética vertical y regional en el área Aurífera de Vetas - California, donde se encontró que la mineralización es de tipo filoniano.

4.3 - LEVANTAMIENTOS GEOLOGICOS, SOGAMOSO

Se prosiguió el levantamiento geológico de campo en los cuadrángulos J-11, J-12, J-13, K-12, y K-13. En un área de 35.000 Km², que cubre los Departamentos de Cundinamarca y Boyacá y la Intendencia del Casanare, se cartografiaron 1.200 Km². a escala 1:50.000, y 8Km². a escala 1:10.000; se hicieron estudios detallados de los afloramientos con ocurrencias de sulfuros, plomo, zinc y cobre en el área de Gachalá - Ubalá; se elaboraron mapas de sedimentos activos en las cuencas de los ríos Farallones, Murca, Salinero y Quebrada Negra; se colectaron 768 muestras geoquímicas, se perforaron 350 pies y se efectuaron trabajos de ingeniería geológica en las poblaciones de Miraflores, Paz del Río y Pulí.

La suma invertida por esta regional fue de \$1.8 millones, de los cuales \$587.235 provinieron del convenio AID-514-L-058.

4.4 - LEVANTAMIENTOS GEOLOGICOS, IBAGUE

La regional cubre un área de 20.000 Km²., sobre los Departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío y Tolima. Mediante una inversión de \$2.6 millones, se adelantaron las siguientes actividades:

- Cartografía Geológica a escala 1:25.000, en los cuadrángulos K8, L-7, L-8, L-9, M-7, M-8, y N-8, en un área de 1.961 Km².
- Recolección de 1.500 muestras geoquímicas.
- Visita a 138 mineralizaciones.
- Se finalizaron los trabajos de campo, interpretación de resultados, compilación de datos y elaboración de mapas y del informe No. 1644 del depósito arcilloso de Chicoral, en el Municipio de Coello.
- Finalmente, se presentó el informe sobre los deslizamientos acaecidos en el municipio de San Antonio - Tolima.

4.5 - LEVANTAMIENTOS GEOLOGICOS, POPAYAN

Cubre un área de 15.000 Km²., sobre los Departamentos de Cauca, Nariño y la Intendencia del Putumayo.

Se realizó el levantamiento geológico de 1.270 Km². a escala 1:50.000 del Cuadrángulo 0-5 (El Bordo), y de 25 Km²., a escala 1:10.000, en el área de Piedra Sentada. En esta última, al igual que en la zona de Paso Bobo (Cauca), fueron localizadas mineralizaciones de cobre, las cuales son objeto de detallado estudio en la actualidad.

El convenio firmado con la Agencia Internacional para el Desarrollo (AID), aportó recursos por \$1.6 millones, para una inversión total de \$3.735.414, incluyendo el financiamiento proveniente del presupuesto Nacional.

PROGRAMA V - COMPRA DE EQUIPO

Este programa, encaminado hacia la dotación de los distintos programas y proyectos que adelanta el Instituto, movilizó, en el período comprendido entre el 1o. de Junio de 1973 y el 31 de Mayo de 1974, una suma de \$6.7 millones, provenientes de tres fuentes diferentes: Presupuesto Nacional, Convenio AID y Convenio con el Reino de Holanda, cuyo movimiento se observa en el siguiente cuadro:

FUENTE DE FINANCIACION	INVERSION (MILES DE \$)	
	1973	1974
Presupuesto Nacional	2.004	563
Convenio AID	2.677	301
Reino de Holanda	1.166	-
T O T A L	5.847	864

La inversión realizada se destinó a la adquisición de vehículos y equipo geológico de campo, equipos de perforación y accesorios, material cartográfico, reactivos y equipo para laboratorio.

PROGRAMA DE LAS NACIONES UNIDAS

A continuación se presenta una síntesis de las actividades realizadas en este programa, llamado de "Planificación y Coordinación de las actividades de exploración de minerales", y el cual es desarrollado en cuatro proyectos específicos.

PROYECTO DE METALES BASICOS: Este proyecto cubre una área aproximada de 80.000 Km². en los Departamentos de Risaralda, Tolima, Huila, Valle, Cauca, Nariño y las Intendencias del Caquetá y Putumayo, y es ejecutado por el Instituto y las Naciones Unidas.

Para efectos de la prospección geoquímica se ha dividido el área en 10 zonas, a saber: Mechengue, Naya, Natagaima, Los Guayabos, y Cuencas del Putumayo, Páez, Patía Sur y Norte, Alto y Medio Magdalena. Se han localizado anomalías geoquímicas en las tres primeras, las cuales, al ser estudiadas en detalle, arrojaron resultados negativos. Una última anomalía, localizada en el Cerro Patascoy (Putumayo), es analizada en la actualidad.

Mediante una inversión total de \$3.6 millones se han cartografiado detalladamente 180 km²., a escala 1:25.000, y colectado 3.210 muestras de sedimentos, concentrados de Catea, Rocas y Suelos, sobre un área de 6.000 Km²., en las laderas de las tres cordilleras.

PROYECTO DE METALES PRECIOSOS: Se desarrollará sobre un área de 48.000 Km²., en los Departamentos de Antioquia y Chocó. A partir de Febrero de 1974, cuando se dio comienzo al proyecto, se han invertido \$130.000 (Presupuesto Nacional), en la adecuación y organización de las oficinas y en la compilación inicial de la información. Al desarrollo de este

proyecto, al igual que el anterior, está a cargo de las NN. UU. y el Ingeominas.

PROYECTO DE ESMERALDAS: Se han colectado 2.120 muestras geoquímicas, y cartografiado 1.300 Km²., a escala 1:100.000, y 150 Km²., a escala: 1:10.000, consiguiendo la determinación previa de zonas promisorias mineralizadas, en los Departamentos de Boyacá y Cundinamarca. El proyecto ha requerido de una inversión de medio millón de pesos.

PROYECTO DE LATERITAS NIQUELIFERAS: Su ejecución, junto al proyecto de esmeraldas, está a cargo de Ecominas y las Naciones Unidas, y se desarrolla en los Departamentos de Córdoba, Antioquia y Chocó. La inversión de \$455 mil, hecha a partir de la iniciación del proyecto (Octubre de 1973), ha permitido la recolección de 305 muestras para análisis del área de Planeta Rica, y la perforación de 17 pozos (236 metros).

En cumplimiento de sus funciones, la Empresa Colombiana de Minas ha desarrollado las siguientes actividades:

1.- CLAUSURA DE LAS EXPLOTACIONES ESMERALDIFERAS EN MUZO Y COSCUEZ

El Gobierno Nacional decidió clausurar las explotaciones de las minas de esmeraldas de Muzo y Coscuez a partir del 17 de Julio de 1973 teniendo en cuenta la grave situación de orden público que sufría la zona, la explotación clandestina y el comercio ilegal de esmeraldas y el caos administrativo y financiero existente en Ecominas. Los aspectos más importantes relacionados con el cumplimiento de esta orden gubernamental son:

1.1.- PERSONAL DE ECOMINAS E INVASORES

En el momento del cierre, en los centros mineros de Muzo y Coscuez trabajaban 312 personas: 54 eventuales contratados por períodos inferiores a dos meses y 258 trabajadores permanentes. De estos, diez personas presentaron renuncia de sus cargos; once tenían contratos a término fijo; treinta y uno estaban nombrados por resolución y doscientos seis tenían contrato a término indefinido. La zona esmeraldífera estaba invadida por más de 17.000 personas, procedentes de distintos lugares del país

En cumplimiento estricto de planes acordados con el comando de la Primera Brigada de Tunja, el 17 de Julio la gerencia comunicó la determinación de declarar insubsistentes todos los nombramientos del personal de Ecominas en esos centros. El ejército y los funcionarios enviados tomaron posesion de los bienes de la Empresa, iniciando el mismo día el desalojo de guaqueros, quebraderos y comerciantes de esmeraldas.

1.2.- FRENTE DE TRABAJO Y MEDIDAS PARA EVITAR SU EXPLOTACION

Una vez lograda la desocupación total de la zona, se dieron instrucciones precisas a los representantes de Ecominas en Muzo y Cosquez, para impedir el acceso a los frentes de trabajo de la empresa y las vetas que venían siendo explotadas clandestinamente.

En una primera etapa se utilizó piedra y tierra con varios metros de espesor. Posteriormente, con el fin de hacer imposible cualquier tipo de explotación, se ordenó extender a las vetas placas de concreto. Igualmente se destruyeron con buldozer y dinamita más de 1.500 túneles en Muzo y cerca de 100 en Cosquez.

La operación se realizó en presencia de oficiales de las fuerzas armadas y delegados de la Contraloría y la Procuraduría General de la nación. Actas detalladas en estos trabajos fueron elaborados y firmados por las autoridades antes mencionadas.

1.3.- ARRENDATARIOS DE PARCELAS

Como quiera que el Banco de la República y Ecominas habían firmado con particulares 115 contratos de arrendamiento de parcelas en la zona de Muzo y 167 en la zona de Cosquez, Ecominas entregó al ejército con anterioridad al 17 de julio listas con los nombres de los contratantes y mapas de las zonas mineralizadas, con la demarcación de las parcelas arrendadas que estaban muy próximas o sobre los frentes de explotación.

Para evitar traumatismos sociales en la región, en reuniones celebradas con participación de abogados y representantes de los Ministerios de Gobierno, Defensa, Minas y Energía, de la Procuraduría General de la Nación y de

Ecominas, se acordó recomendar al ejército:

- I - Permitir la permanencia en sus respectivas parcelas de las personas que tenían contratos de arrendamiento firmados o de herederos esposa y/o hijos, siempre que demostraran tal calidad y habitaran una casa.
- II - La desocupación de las parcelas por las personas que aducían haber comprado mejoras, puesto que en los contratos estaba prohibido el sub-arriendo y la venta de mejoras.
- III - En cuanto a los ocupantes de hecho, el ejército actuaría según su criterio permitiendo que permanecieran en las parcelas, al menos provisionalmente, siempre que estuvieran dedicados a actividades agrícolas y/o ganaderas.
- IV - Los propietarios de terrenos también podrían permanecer, mediante la prestación de las escrituras correspondientes.

La empresa en la actualidad estudia la situación de los arrendatarios y en los casos en que se ha comprobado que estos participan o facilitan trabajos clandestinos, ha procedido de inmediato a terminar definitivamente los contratos de arrendamiento y a tomar posesión de las respectivas parcelas.

1.4.- PAGO DE SUELDOS, PRESTACIONES SOCIALES E INDEMNIZACION

No obstante que las explotaciones se clausuraron el 17 de Julio, todo el personal de Muzo y Cosquez recibió el pago de los salarios y demás prestaciones hasta el 31 de Julio, a título de liberalidad.

La política laboral seguida por Ecominas en relación con los 312

ex-trabajadores de Muzo y Coscuez se refleja en el hecho de que hasta la fecha no se ha presentado ninguna reclamación, y en el eco favorable encontrado en la U.T.C. y C.T.C., Centrales Obreras que fueron enteradas de la forma como estaba procediendo la Empresa, en la liquidación de salarios y prestaciones sociales.

2.- REDUCCION DE PERSONAL

Como consecuencia de la restructuración iniciada al producirse el cierre de las explotaciones esmeraldíferas en Muzo y Coscuez, a partir del 17 de julio se puso en marcha un intenso programa de reducción de personal y de reubicación en las distintas dependencias.

2.1.- OFICINAS CENTRALES

El 17 de Julio aparecían en nómina con cargo a las oficinas de Bogotá, 110 personas, ocho con contratos a término fijo y 102 nombradas por Resolución, de las cuales 87 presentaron renuncia de sus cargos en los últimos días de Junio, a raíz del nombramiento del actual gerente, siendo aceptadas el 17 de Julio 45 renunciaciones y declarados cinco insubsistentes, en desarrollo de análisis efectuados por la Junta Directiva y de la autorización conferida al Gerente. En los meses siguientes se continuó con la reducción del personal considerado innecesario y el 31 de Diciembre de 1973 trabajaban en las oficinas de Ecominas 35 personas.

2.2.- DIRECCION DE MANUFACTURA

En cumplimiento del Decreto 2127, Artículo 47, Literal f), se dio aviso a los trabajadores de esta dependencia, que a partir del 30 de Noviembre de 1973, se declararía terminada definitivamente la vinculación jurídica laboral que ligaba a dichos trabajadores con Ecominas.

Esta determinación, debidamente autorizada por la Junta Directiva, se tomó en base a la escasez de material en bruto para tallar, al resultado negativo del proceso de talla desde la creación de este Departamento y al robo de esmeraldas por valor de \$2.136.587.50 descubierto el 20 de Agosto, en proceso de investigación.

2.3.- PROYECTO DE LATERITAS NIQUELIFERAS EN PLANETA RICA

Con motivo de la suspensión temporal de este proyecto, según solicitud formulada por el Director de Ingeominas y por el señor Rod Mowat, de las Naciones Unidas, el 31 de Julio de 1973, 26 obreros asignados a este proyecto fueron liquidados definitivamente, recibiendo los pagos de los salarios, prestaciones sociales e indemnizaciones contempladas por la Ley.

2.4.- ZONAS DE APORTES EN LOS MUNICIPIOS DE UBALA Y GACHALA

El 22 de Diciembre se declaró la terminación de contratos suscritos con 17 personas en los primeros meses de 1973, para prestar servicio de vigilancia en zonas de aportes potencialmente esmeraldíferas en los municipios de Ubalá y Gachalá, al comprobarse el incumplimiento de los mismos.

3.- SITUACION FINANCIERA

Ecominas se halla frente a una grave crisis financiera, motivada por la absoluta escasez de recursos y la magnitud del pasivo exigible. Cerradas las minas y reducido el personal ha sido necesario implantar un estricto régimen de austeridad, continuar con la reducción del personal, gestionar operaciones de crédito con los bancos, refinanciar obligaciones vencidas y rematar existencias de esmeraldas.

3.1.- PRODUCCION

En 1973 la producción de esmeraldas alcanzó un valor de \$5.8 millones en Muzo y \$12.0 millones en Coscuez, para un total de \$17.8 millones, que representan un incremento del 40.1o/o respecto a lo producido durante 1972.

3.2.- VENTAS

Durante 1973 se vendió material esmeraldífero por valor de \$18.7 millones discriminados así: en exportaciones \$4.7 millones y en remates \$14.0 millones, efectuados a través del martillo del Banco Popular. Durante el período no hubo ninguna venta directa.

Las ventas en 1973, \$18.7 millones, frente a las de 1972, \$23.1 millones, representan una disminución del 20o/o. La cifra de exportaciones de Ecominas en 1973, \$4.7 millones, de otra parte, es insignificante teniendo en cuenta que las exportaciones de esmeraldas para el mismo año fueron de \$1.997 millones, aproximadamente.

3.3.- PRESUPUESTO DE INGRESOS Y GASTOS

A) - RECURSOS PRESUPUESTALES

Los recursos presupuestales para los primeros siete meses de 1973 fueron \$32.5 millones, con ingresos reales de \$16.1 millones. Resulta entonces un déficit de ingresos al recaudar solamente el 50o/o de los estimativos, representado principalmente en el rubro ventas y consecuentemente en el valor de los certificados de Abono Tributario.

Durante el período Agosto - Diciembre de 1973 los ingresos reales fueron de \$12.2 millones, los cuales muestran una reducción del 24o/o con relación al primer semestre del mismo año. Para 1974 los ingresos han estado representados en ventas por valor de \$8.6 millones e ingresos varios por \$144.350.

Durante el período 1o. de Agosto/73 a 15 de Mayo/74, los ingresos totales, han alcanzado la cifra de \$20.9 millones generados en 70o/o en las ventas, en pública subasta (No incluye los ingresos totales del período el aporte del Gobierno Nacional por \$2.0 millones, entregados a Ecominas en Agosto de 1973).

B) - EJECUCION PRESUPUESTAL

La ejecución presupuestal hasta el 31 de julio de 1973 fue de \$23.3 millones y del 1o. de Agosto al 31 de Diciembre del mismo año \$4.4 millones. Durante el período 1o. de Agosto de 1973 a Mayo 15 de 1974 la ejecución presupuestal ascendió a \$7.3 millones pasando así de un gasto mensual promedio de \$3.334.689 entre Enero y Julio/73 a \$884.740 de Agosto/73 a Mayo 15 de 1974.

C) - GASTOS DE ADMINISTRACION

Estos gastos se refieren exclusivamente al pago de servicios de personal de las oficinas de Bogotá y a compra de elementos o contratación de servicios de personal. Para el período 1o. de Enero - Julio/31/73 fueron de \$7.0 millones, mientras que para el período complementario de Dicho año esta suma fue de \$2.1 millones.

D) - GASTOS DE INVERSION

El programa de explotación de esmeraldas muestra un gasto total de \$13.3 millones entre enero y julio y de \$984.000 de Agosto a Diciembre.

Por concepto de industrialización de esmeraldas la empresa atendió pagos por \$2.301.000 cifra que contrasta con el valor agregado en el proceso de talla, \$886.000 además el programa de exploración de níquel presenta una cifra de ejecución presupuestal de \$495.500.

4.- PROYECTOS Y ESTUDIOS MINEROS

La empresa consagró su esfuerzo no solo a la búsqueda de su recuperación financiera sino también a la estructuración de proyectos mineros básicos para el desarrollo del país, la elaboración de estudios sobre exportaciones de esmeraldas y el CAT, bolsa de piedras preciosas, licitación de las minas de esmeraldas y la reestructuración de la empresa.

4.1.- PROYECTO DE FOSFATOS

La empresa viene realizando estudios y gestiones en materia de roca fosfórica tendientes a lograr fundamentalmente tres Objetivos: 1o. Aplicación de la roca fosfórica al suelo; 2o.- Sustitución de las importaciones y 3o.- Industrialización de la roca.

1o.- APLICACION DE LA ROCA FOSFORICA

Con la participación del Ministerio de Agricultura, el Instituto

Colombiano Agropecuario (ICA); la Universidad Pedagógica y Tecnológica, (UPTC); la Universidad Industrial de Santander, (UIS); la Caja Agraria e Ingeominas, se han realizado ensayos de aplicación directa al suelo de la roca fosfórica de Turmequé, cuyo contenido en fósforo es del 16o/o. Una vez definido este aspecto se han adelantado estudios de mercado cuyas proyecciones permiten calcular que para el primer año de ejecución del proyecto se pueden vender alrededor de 66 mil toneladas de roca fosfórica.

Partiendo de estas conclusiones, se está terminando la elaboración del estudio de factibilidad técnico económica para la explotación del yacimiento de la zona de Sogamoso, y la instalación de equipos de molienda importados al país desde hace cuatro años para su montaje en Boyacá. Las inversiones totales en esta primera etapa serán del orden de \$26.000.000.

Para cubrir la mayor parte del territorio nacional, simultáneamente con la explotación del yacimiento de la zona de Sogamoso, el programa comprende la realización de ensayos de aplicación directa de roca fosfórica de Sardinata y Sogamoso en otros suelos y cultivos.

2o.- SUTITUCION DE IMPORTACIONES

Las fábricas Monómeros Colombo-Venezolanos, Abocol y otras pequeñas del Interior del país, importan en la actualidad roca fosfórica de los Estados Unidos y se encuentran ante la posibilidad de suspensión de venta por parte de los productores, circunstancia que ha llevado a Ecominas a suministrar a dichos complejos industriales roca fosfórica de los yacimientos mencionados, para efectuar ensayos que permitan determinar la posibilidad de sustituir importaciones.

Monomeros Colombo-Venezolanos ha hecho los ensayos con la roca fosfórica de Sardinata y ha encontrado que es necesario someterla a un proceso de eliminación de impurezas, lo cual requiere estudios, diseños y construcción de equipos; esto impedirá la utilización de la roca fosfórica nacional, al menos por esta planta, hasta finales de 1975.

3o.- INDUSTRIALIZACION DE ROCA FOSFORICA

La opinión de técnicos y expertos acerca de la industrialización de la roca fosfórica, a gran escala, indica que no se logrará antes de cuatro o cinco años, siempre que se trabaje con gran celeridad. Esta es la razón por la cual el Gobierno, a través de Ecominas, se propone utilizar la roca fosfórica molida en un plazo muy corto. Se ha llegado a esta conclusión principalmente, porque: 1.- Está demostrado que su aplicación en determinados suelos y cultivos produce excelentes resultados. 2.- El precio de los fertilizantes cada día es mayor y 3.- Es política importante del Gobierno el desarrollo acelerado del sector agropecuario.

No obstante lo anterior el país requiere de su industrialización en busca de un mejor aprovechamiento y una mayor productividad agrícola y Ganadera; por esta razón Ecominas, con la debida aprobación del Ministerio de Minas y Energía, solicitó y obtuvo del Gobierno Japonés asistencia técnica gratuita, prestada a través de expertos del Instituto Consultivo del Japón. Esta misión después de visitar los yacimientos de Conejera y Sardinata, la infraestructura existente en las áreas de influencia de dichos depósitos y las industrias químicas que utilizan esta materia prima, está culminando la elaboración del estudio de factibilidad técnico-económica con miras a la industrialización de la roca fosfórica a gran escala.

IMPORTANCIA DEL PROGRAMA

El mundo está enfrentado a una crítica escasez de ácido fosfórico y sus derivados, el superfosfato triple y el fosfato de Amonio, originados tiempo atrás en la gran superproducción de roca fosfórica y los bajos precios, con lentas tasas de retorno que desalentaron las inversiones para el establecimiento de nuevas plantas o la ampliación de las existentes. Estas condiciones, sin embargo, han variado ostensiblemente, provocando un rápido cambio en la situación actual del mercado mundial de fosfatos.

La insuficiencia de oferta en el mercado internacional de la roca fosfórica y sus derivados se refleja en un considerable aumento de precios, los cuales para el caso de la roca han pasado de US\$7.74 en 1970 a US\$42 para Junio de 1974, y para el Acido Fosfórico de US\$54.83 tonelada en 1971, a US\$350 en la actualidad. Las bajas existencias de roca fosfórica determinarán una limitación al aumento en la oferta de fertilizantes a corto plazo, no obstante la existencia de proyectos en diversos países para incrementar la producción de Acido Fosfórico: se estima que para 1980 la proyección del consumo mundial de roca fosfórica presenta un déficit en la producción de este mineral de 10 millones de toneladas.

En contraste con la escasez de la oferta mundial de roca fosfórica y el constante incremento en el consumo de fertilizantes, Colombia dispone de varios depósitos de roca fosfórica ubicados a lo largo de la Cordillera Oriental, siendo los más importantes los de Sogamoso y Sardinata, cuyas reservas totales probadas alcanzan a 22 millones de toneladas, cantidad suficiente para abastecer el mercado nacional por mucho tiempo, si se tiene en cuenta que el estimativo de consumo actual para fines industriales es de 75 mil toneladas. En Sardinata, estudiado el 45o/o del depósito, se probaron reservas por 9.3 millones de toneladas, con un contenido de fósforo del 23o/o; las reservas probadas en la zona de Sogamoso, evaluado tan solo el 15o/o del yacimiento, alcanzan a 12.8 millones de toneladas, con un grado de pureza del 24o/o.

4.2.- PROYECTO DE YESOS DE LOS SANTOS

Con base en los resultados de los estudios del área de los Santos (Santander), aportada por el Gobierno Nacional a Ecominas en 1970, la empresa ha integrado toda la información existente sobre la utilización de este mineral, estudiado las distintas posibilidades existentes para el aprovechamiento del depósito y reanudado las conversaciones con los industriales del cemento y con particulares, que en épocas pasadas mostraron interés en compartir la explotación de este yacimiento.

4.3.- PROYECTO DE LATERITAS NIQUELIFERAS

La información obtenida en dos años continuos de exploración de este depósito, situado en Planeta Rica, actualmente es revisada y evaluada en forma conjunta con el programa de las Naciones Unidas para el desarrollo (P.N.U.D.) y el Instituto de Investigaciones Geológico Mineras, para cimentar sobre estas bases los futuros trabajos de exploración que deberán adelantar en este yacimiento, dentro del programa acordado por el Gobierno Nacional con las Naciones Unidas.

4.4.- EL CAT Y LAS EXPORTACIONES DE ESMERALDAS

Se elaboró un estudio sobre el CAT y el comportamiento de exportación de esmeraldas, en el cual se demostró que en las exportaciones de esmeraldas se operan fenómenos de sobre-facturación.

Se recomendó reducir el porcentaje del CAT hasta en un 60o/o, para evitar las exportaciones clandestinas y la consiguiente fuga de capitales o el fortalecimiento del mercado negro del dólar.

4.5.- BOLSA DE PIEDRAS PRECIOSAS

Se hizo un estudio para la creación de una bolsa de piedras preciosas en Colombia, orientado fundamentalmente a las esmeraldas, por las características especiales que presenta su comercio, donde las transacciones se llevan a cabo en mercados desorganizados y el comprador está sujeto a una serie de riesgos en cuanto a la calidad de las piedras. El mecanismo propuesto puede ser un complemento importante del nuevo sistema de explotación de esmeraldas.

4.6.- LICITACION DE LAS MINAS DE MUZO, COSCUEZ Y PEÑAS BLANCAS

Con base en la decisión del Gobierno de que las minas de esmeraldas de Muzo, Coscuez y Peñas Blancas sean explotadas por particulares Ecominas ha venido participando en los estudios de los distintos aspectos de la licitación pública y en la estructura de los pliegos de condiciones, conjuntamente con funcionarios del Ministerio de Minas y Energía, Ingeominas y Naciones Unidas.

4.7.- ZONAS DE APORTE

En lo referente a las áreas esmeraldíferas solicitadas en aporte para la empresa Colombiana de Minas, se han venido revisando y estudiando los contratos existentes de exploración y explotación de dichas áreas firmados con particulares, así como también las distintas modalidades a que podrían en el inmediato futuro ser sometidas estas zonas que están bajo el régimen del aporte, teniendo en cuenta la fecha no han permitido beneficio de ninguna naturaleza a la Empresa.

Con el fin de convertir a Ecominas en entidad realmente operativa del sector se han realizado análisis exhaustivos de las causas que determinaron los resultados negativos de las actividades de la empresa desde su creación, y preparado un proyecto de reestructuración, donde se consagran tres objetivos fundamentales:

- 1.- Desarrollar la pequeña y mediana minería, mediante la prestación de asistencia financiera, técnica y administrativa.
- 2.- Promover la explotación, industrialización y comercialización de los minerales, en asociación con capital privado, a través de terceros o directamente, y
- 3.- Participar en el desarrollo socio-económico de las regiones donde se explotan minerales.

PROYECTO
DE
CONVENIO
DE
CARBON
COLOMBO - BRASILEIRO

REESTRUCTURACION DE EMPRESAS

Como se sabe, el desarrollo de las cuencas carboníferas disponibles, dentro de los lineamientos de política mencionados en la primera parte de esta memoria, el Gobierno, desde 1971, inició negociaciones con el Brasil, con el principal objetivo de concertar un programa de exploración y evaluación de una región carbonífera, que permitiera a su terminación, estructurar una empresa industrial para el mejor aprovechamiento interno de este recurso y para la exportación, en su orden, a los países del área Andina y al Brasil.

1. Realizar la exploración y evaluación de una región carbonífera, que permitiera a su terminación, estructurar una empresa industrial para el mejor aprovechamiento interno de este recurso y para la exportación, en su orden, a los países del área Andina y al Brasil.
2. Estructurar una empresa industrial para el mejor aprovechamiento interno de este recurso y para la exportación, en su orden, a los países del área Andina y al Brasil.
3. Desarrollar la explotación y comercialización de los carbonos de Colombia y al suministro de mineral de hierro y productos siderúrgicos semiterminados del Brasil.

PROYECTO DE CONVENIO DE CARBON COLOMBO-BRASILEIRO

PROYECTO DE CONVENIO COLOMBO-BRASILEIRO SOBRE CARBON Y HIERRO

Como es bien conocido, el carbón en Colombia, salvo pocas excepciones, es un recurso natural inexplorado e inexplorado, aunque su gran potencial ofrece las mejores perspectivas de utilización económica, tanto en los mercados externos como para su industrialización en el país.

A fin de iniciar el desarrollo de las cuencas carboníferas disponibles, dentro de los lineamientos de política mencionados en la primera parte de esta memoria, el Gobierno, desde 1971, inició negociaciones con el Brasil, con el principal objetivo de concertar un programa de exploración y evaluación de una región carbonífera, que permitiera a su terminación, estructurar una empresa industrial para el mejor aprovechamiento interno de este recurso y para la exportación, en su orden, a los países del área Andina y al Brasil.

Como resultado de estas negociaciones se elaboró un proyecto de convenio entre el Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras (Ingeominas), en representación del Gobierno Colombiano, y la Empresa Siderúrgica Brasileira S/A (SIDERBRAS), el cual contempla dos etapas muy definidas. En la primera, se realizarán, dentro de un programa piloto, estudios de exploración y de factibilidad técnico-económica del carbón colombiano y sus posibles mezclas coquizables, como también se estudiará la posibilidad de que el Brasil suministre a Colombia mineral de hierro y productos siderúrgicos semiacabados. La segunda etapa, consistirá en establecer la posibilidad de una asociación Colombo-Brasileira dirigida a la explotación y comercialización de los carbonos de Colombia y al suministro de mineral de hierro y productos siderúrgicos semiterminados del Brasil.

El citado convenio establece, además, que si Colombia no lo desea, tendrá la posibilidad unilateral de no entrar en la segunda etapa, así fueren favorables los resultados de los estudios del programa piloto.

Vale la pena hacer énfasis en la importancia de este convenio, ya que con su ejecución se podría conocer en forma acelerada el volumen y la calidad de nuestros carbones coquizables y estudiar, adicionalmente, el montaje de una gran coquería y de la infraestructura del transporte y de puertos que se requieren para su movilización con destino al consumo nacional y a la exportación. Igualmente, sería de gran significación el estudio sobre la posibilidad de traer mineral de hierro y productos siderúrgicos semielaborados del Brasil, dada la escasez de este recurso en Colombia.

Aunque este proyecto de convenio tuvo alguna oposición, conviene anotar como destacadas entidades y gremios relacionados con el sector entendieron lo alcances de este proyecto de convenio. Sea esta la hora de mencionar el respaldo de la asociación Nacional de Industriales, la Asociación Colombiana de Ingenieros Geólogos de la Universidad Nacional y la Asociación de Ingenieros Electricistas, mecánicos y ramas afines. Así mismo, es de registrar el interés manifestado en relación con este proyecto de convenio por los participantes en los seminarios sobre la utilización integral del carbon y el de energía, recientemente reunido bajo los auspicios de la Asociación Colombiana de Ingenieros.

De otra parte, el proyecto de convenio presentado por el Gobierno Colombiano en la última etapa de negociación recoge una serie apreciable de las observaciones que se hicieron a lo largo del debate público.

Finalmente, es necesario indicar que los estudios relativos a la posibilidad de traer mineral de hierro del Brasil y, por consiguiente, el montaje de una siderúrgica en la Costa Atlántica, con su gran coquería adjunta, sería de no poca trascendencia, máxime si se tiene en cuenta la posibilidad de proveer las materias primas urgentes que satisfagan las necesidades internas, ya que el único alto horno que se posee en el país, de propiedad de Acerías Paz del Río, no alcanza a suplir la demanda nacional.

A continuación se transcribe textualmente el proyecto de convenio en mención, el cual representa la posición del Gobierno Colombiano. Sobre el particular, la respuesta que se ha conocido de la parte brasileña, mediante una nota verbal de su Embajada, es que el proyecto, teniendo en cuenta el orden de los abastecimientos

propuesto, debería contar con la participación de los países del Grupo Subregional Andino y proponen que así se promueva. En vista de lo anterior, el Gobierno actual resolvió, ante la inminencia de su terminación, suspender toda gestión y dejar que el Gobierno del Doctor Alfonso López Michelsen reestudie la situación y resuelva lo más conveniente para los intereses nacionales.

SEMINARIO
INTERNACIONAL
SOBRE
UTILIZACIÓN
INTEGRAL
DEL
CARBON

PRIMER SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE LA UTILIZACION INTEGRAL DEL CARBON

Como lo anunciaba en el prólogo de la publicación del Ministerio de Minas y Petróleos, titulada "Carbones Colombianos", "nuestro país puede estar próximo a convertirse en el primer centro productor de carbón de Latinoamérica, dadas sus reservas potenciales y la favorable situación de demanda que registran los mercados internacionales actuales, como resultante de la crisis mundial de energía". La conversión en realidad de lo anterior, depende de las medidas que se tomen para adelantar una evaluación racional, mediante la exploración completa de las diversas cuencas carboníferas y un orden de prioridades en cuanto a su utilización integral. El país no cuenta con vías adecuadas para su transporte a los centros de consumo interno y externo; la información técnica sobre las diversas fases de la industria es incompleta y restringida y la situación actual de la tecnología mundial con respecto al carbón es desconocida todavía entre nosotros.

Con el objeto de intercambiar la información científica sobre la industria del carbón y crear conciencia nacional sobre la riqueza carbonífera de Colombia, el Consejo de la Industria del Carbón a cargo de mi Despacho constituyó un Comité Organizador para preparar y desarrollar el Primer Seminario Internacional sobre la Utilización Integral del Carbón, formado por funcionarios de los Ministerios de Minas y Petróleos y de Relaciones Exteriores, Ingeominas, Proexpo, Colciencias, el Planetario Distrital y el IFI.

El Seminario cubrió cinco temas principales, a saber:

- El carbón como fuente de energía.
- El carbón en Colombia.
- Siderurgia.
- Carboquímica.
- Temas generales sobre el carbón.

Este certamen tuvo la oportunidad de reunir en Bogotá a las más cotizadas figuras de la Tecnología mundial, habiendo participado conferencistas especializados de Francia, Holanda, Sur Africa, Alemania, Polonia, Rumanía, La Unión Soviética, los Estados Unidos, el Canadá, España, Italia y Colombia.

Las autorizadas voces del grupo de científicos, especialmente de los extranjeros, dejaron enseñanzas y guías muy claras sobre lo que el país debe hacer en el futuro con nuestros carbones, teniendo en cuenta la situación en cuanto a infraestructura, recursos financieros y desarrollo tecnológico.

Las recomendaciones del Seminario pueden sintetizarse en los siguientes puntos:

- 10.- Tratar de centralizar los esfuerzos, otorgando los suficientes recursos económicos y decisivos necesarios para un pronto despegue.
- 20.- Definir objetivos razonables, procurando no dispersar demasiado los esfuerzos al comienzo.
- 30.- Desarrollar la industria necesaria en conjunto con la formación de mineros capacitados, infraestructura del transporte y puertos e inversiones de capital, incluyendo los análisis de las interrelaciones indispensables con otras fuentes de energía.
- 40.- Con base en estudios de factibilidad técnico-económica, desarrollar una mina que justifique el empleo de maquinaria moderna apta para competir con la minería del carbón a escala internacional.
- 50.- Por razones económicas, a largo plazo es necesaria la diversificación paralela de la utilización del carbón y, por lo tanto, se recomienda que Colombia no limite sus explotaciones solamente a fines de exportación, por cuanto que los

sub-productos realmente presentan un factor económico tan grande que de todas maneras debe ser valorizado y aprovechado en el país.

- 60.- El planeamiento, el desarrollo y las inversiones que se hagan para la explotación en gran escala deben hacerse con miras a satisfacer las necesidades del comprador, especialmente en lo que se relacione con el cumplimiento de los plazos de entrega y calidad del producto.
- 70.- En todo proyecto industrial es indispensable tratar de establecer un programa a corto plazo, a fin de generar suficientes fondos que permitan el planeamiento y desarrollo a largo plazo.
- 80.- Dada la situación cambiante del panorama energético, es necesario tomar una decisión inmediata, aún a costa de no poder escoger la mejor solución inicial, situación que a largo plazo podría ser superada.

En la actualidad se prepara la publicación de las Memorias del Seminario en ediciones en inglés y en español.

ORGANIZACIÓN
LATINOAMERICANA
DE
ENERGIA
O.L.A.D.E.

ORGANIZACION
LATINOAMERICANA
DE
ENERGIA
OLADE

CONVENIO QUE ESTABLECE LA ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LOS GOBIERNOS DE LOS PAISES QUE SUSCRIBEN:

Teniendo en cuenta que en la Primera Reunión consultiva Informal Latinoamericana de Ministros de Energía y Petróleo, celebrada en Caracas, Venezuela, del 21 al 24 de Agosto de 1972, se propuso planificar la creación de una organización latinoamericana de energía;

Considerando que en la Segunda Reunión Consultiva Latinoamericana de Ministros de Energía y Petróleos, celebrada en Quito, del 2 al 6 de Abril de 1973, se acordó recomendar a los Gobiernos de la Región la creación de la Organización Latinoamericana de Energía;

Considerando que los pueblos latinoamericanos tienen el pleno e indiscutible derecho a defender, salvaguardar y utilizar de la manera que cada cual estime más conveniente a los intereses de su pueblo, dentro de las normas internacionales, los recursos naturales presentes en su territorio, sean estos energéticos, mineros o agrícolas, así como los recursos pesqueros y otros que se encuentran dentro de la jurisdicción marítima y otras aguas de dichos países; y a defender, individual o colectivamente, todo género de presiones contra cualesquiera de ellos, en la justa lucha que libran por ejercer a plenitud sus derechos soberanos;

Considerando la posibilidad de utilización de los recursos naturales, y particularmente los energéticos, como un factor más de integración regional, y escoger mecanismos adecuados para hacer frente a los desajustes provocados en sus economías por los países industrializados de economía de mercado;

Reafirman la necesidad de coordinar una acción solidaria por medio de la Organización Latinoamericana de Energía, para alcanzar el objetivo de defender,

frente a acciones, sanciones o coerciones, las medidas que los países hayan adoptado o adopten en ejercicio de su soberanía, en procura de preservar los recursos naturales, particularmente los energéticos.

Conscientes de que es necesario coordinar la acción de los Países de América Latina para desarrollar sus recursos energéticos y atender conjuntamente los diversos problemas relativos a su eficiente y racional aprovechamiento a fin de asegurar un desarrollo económico y social independiente;

Deciden establecer la Organización Latinoamericana de Energía y celebrar tal objeto un Convenio para cuyo fin han designado sus respectivos Plenipotenciarios, a saber:

- Su Excelencia el Presidente de la República de Argentina
- Su Excelencia el Presidente de la República de Bolivia
- Su Excelencia el Presidente de la República Federativa del Brasil
- Su Excelencia el Presidente de la República de Colombia
- Su Excelencia el Presidente de la República de Costa Rica
- Su Excelencia el Presidente de la República de Cuba
- Su Excelencia el Presidente de la Junta Militar de Gobierno de la República de Chile
- Su Excelencia el Presidente de la República de Ecuador
- Su Excelencia el Presidente de la República de El Salvador
- Su Excelencia el Presidente de la República de Guatemala
- Su Excelencia el Presidente de la República de Guayana
- Su Excelencia el Presidente de la República de Honduras
- Su Excelencia el Primer Ministro de Jamaica
- Su Excelencia el Presidente de los Estados Unidos Mexicanos
- Sus Excelencias los Señores Miembros de la Junta Nacional de Gobierno de Nicaragua
- Su Excelencia el Presidente de la República de Panamá
- Su Excelencia el Presidente de la República de Paraguay
- Su Excelencia el Presidente del Gobierno Revolucionario de la Fuerza Armada del Perú
- Su Excelencia el Presidente de la República Dominicana
- Su Excelencia el Primer Ministro de Trinidad y Tobago

Su Excelencia el Presidente de la República Oriental del Uruguay
Su Excelencia el Presidente de la República de Venezuela

quienes, después de haber depositado sus Plenos Poderes, hallados en buena y debida forma

CONVIENEN EN:

CAPITULO I

NOMBRE Y PROPOSITO

ARTICULO 1.- Constituir una entidad regional que se denominará ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA (en adelante denominada Organización u OLADE), cuya sede es la ciudad de Quito, Ecuador.

ARTICULO 2.- La Organización es un organismo de cooperación, coordinación y asesoría, con personería jurídica propia, que tiene como propósito fundamental la integración, protección, conservación, racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos de la Región.

CAPITULO II

OBJETIVOS Y FUNCIONES

ARTICULO 3.- La Organización tendrá los siguientes objetivos y funciones:

- a) Promover la solidaridad de acciones entre los Países Miembros para el aprovechamiento y defensa de los recursos naturales de sus respectivos países y de la región en su conjunto, utilizándolos en la forma en que

cada uno en ejercicio de sus indiscutibles derechos de soberanía lo estime más apropiado a sus intereses nacionales; y para la defensa individual o colectivamente todo género de acciones, sanciones y coerciones que puedan producirse contra cualquiera de ellos, por razón de medidas que hayan adoptado para preservar y aprovechar esos recursos y ponerlos al servicio de sus planes de desarrollo económico y social;

- b) Unir esfuerzos para propiciar un desarrollo independiente de los recursos y capacidades energéticos de los Estados Miembros;
- c) Promover una política efectiva y racional para la exploración, explotación, transformación y comercialización de los recursos energéticos de los Estados Miembros;
- d) Propiciar la adecuada preservación de los recursos energéticos de la Región, mediante su racional utilización;
- e) Promover y coordinar la realización de negociaciones directas entre los Estados Miembros, tendientes a asegurar el suministro estable y suficiente de la energía necesaria para el desarrollo integral de los mismos;
- f) Propugnar la industrialización de los recursos energéticos y la expansión de las industrias que hagan posible la producción de la energía;
- g) Estimular entre los Miembros la ejecución de proyectos energéticos de interés común;
- h) Contribuir, a petición de todas las partes directamente involucradas, al entendimiento y a la cooperación entre los ESTADOS Miembros para facilitar un adecuado aprovechamiento de sus recursos naturales

energéticos compartidos y evitar perjuicios sensibles;

- i) Promover la creación de un organismo financiero para la realización de proyectos energéticos y proyectos relacionados con la energía en la Región;
- j) Propiciar las formas que permitan asegurar y facilitar a los países mediterráneos del área, en situaciones no reguladas por tratados y convenios, el libre tránsito y uso de los diferentes medios de transporte de recursos energéticos así como de las facilidades conexas, a través de los territorios de los Estados Miembros;
- k) Fomentar el desarrollo de medios de transporte marítimo, fluvial y terrestre y transmisión de recursos energéticos, pertenecientes a países de la Región, propiciando su coordinación y complementación, de tal manera que se traduzca en su óptimo aprovechamiento;
- l) Promover la creación de un mercado latinoamericano de energía, iniciando este esfuerzo con el fomento de una política de precios que contribuya a asegurar una justa participación de los países Miembros en las ventajas que se deriven del desarrollo del sector energético;
- m) Propiciar la formación y el desarrollo de políticas energéticas comunes como factor de integración regional;
- n) Fomentar entre los Estados Miembros la cooperación técnica, el intercambio y divulgación de la información científica, legal y contractual y propiciar el desarrollo y difusión de tecnologías en las actividades relacionadas con la energía; y

- o) Promover entre los Estados Miembros la adopción de medidas eficaces con el fin de impedir la contaminación ambiental con ocasión de la explotación, transporte, almacenamiento y utilización de los recursos energéticos de la Región, y recomendar las medidas que se consideren necesarias para evitar la contaminación ambiental causada por la explotación, transporte, almacenamiento y utilización de recursos energéticos dentro de la Región, en áreas no dependientes de los Estados Miembros.

CAPITULO III

MIEMBROS

ARTICULO 4.- Son miembros de la Organización los Estados que suscriben el presente Convenio y lo ratifiquen conforme a sus respectivos ordenamientos jurídicos.

ARTICULO 5.- Será admitido como Miembro de la Organización cualquier otro Estado que así lo solicite, siempre que cumpla con los requisitos de ser soberano e independiente, estar dentro del área geográfica de la América Latina y haber depositado, de conformidad con los procedimientos internos de su país, el correspondiente instrumento de adhesión, con expresión de su voluntad de cumplir con las obligaciones emanadas del presente Convenio.

ARTICULO 6.- Cualquier Estado Miembro de la Organización podrá en todo tiempo denunciar el presente Convenio. Sus derechos y obligaciones con la Organización cesarán treinta días después de presentado el documento de denuncia a la Secretaría Permanente.

ARTICULO 7.- En caso de que un Estado que haya dejado de ser Miembro de la Organización pida su readmisión, ésta será posible si la solicitud correspondiente obtuviere la aprobación de la Reunión de Ministros, haciéndose efectivo su

reingreso cuando deposite en la Secretaría Permanente el instrumento de adhesión y cumpla con las obligaciones emanadas del presente Convenio.

CAPITULO IV

ESTRUCTURA ORGANICA

ARTICULO 8.- La Organización tiene los siguientes órganos:

- a) La Reunión de Ministros;
- b) La Junta de Expertos;
- c) La Secretaría Permanente; y
- d) Los que establezcan la Reunión de Ministros.

ARTICULO 9.- La Reunión de Ministros está integrada por los Ministros o Secretarios de Estado que tengan a su cargo los asuntos relativos a la energía.

En caso de imposibilidad de asistir a una Reunión, Los Ministros podrán hacerse representar por un Delegado designado al efecto, con los mismos derechos de voz y voto.

Los Ministros o Secretarios de Estado podrán asistir a la Reunión acompañados por Expertos y Asesores.

ARTICULO 10.- La Reunión de Ministros como máxima autoridad de la Organización, tiene las siguientes atribuciones:

- a) Formular la política general de la Organización y aprobar las normas necesarias para el cumplimiento de sus objetivos;

- b) Recomendar alternativas de política para superar situaciones desventajosas que afecten a los Estados Miembros;
- c) Aprobar el Programa de Trabajo de la Organización y examinar y evaluar los resultados de las actividades de la misma;
- d) Considerar el Presupuesto Anual de la Organización, fijar las contribuciones de los Estados Miembros previo acuerdo de éstos y aprobar la Memoria, Balance y estados financieros anuales;
- e) Aprobar y modificar los Reglamentos Internos;
- f) Elegir al Presidente y Vicepresidente de la Reunión de Ministros;
- g) Nombrar y remover al Secretario Ejecutivo de la Secretaría Permanente, de conformidad con este Convenio y los Reglamentos correspondientes;
- h) Considerar los informes y recomendaciones de la Junta de Expertos y de la Secretaría Permanente;
- i) Verificar que las solicitudes de ingreso de nuevos Miembros llenen los requisitos previstos en el Artículo 5o. de este Convenio;
- j) Designar la sede de la próxima Reunión de Ministros y fijar la fecha de su realización; y
- k) Conocer y resolver cualquier otro asunto de interés común en materia energética regional, de conformidad con los objetivos de este Convenio.

ARTICULO 11.- En la Reunión de Ministros cada Estado Miembro tiene derecho a un voto.

ARTICULO 12.- La Reunión de Ministros sesionará con la presencia de las dos terceras partes de los Estados Miembros, por lo menos.

ARTICULO 13.- La Reunión de Ministros tendrá dos sesiones Ordinarias cada año, en las oportunidades que señalará el Reglamento. Además, sesionará extraordinariamente previa convocatoria del Secretario Ejecutivo, en los siguientes casos:

- 1) Cuando la propia Reunión de Ministros así lo decida;
- 2) Cuando lo solicite uno de los Estados Miembros y dicha solicitud cuente con la aceptación de, por lo menos, un tercio de los mismos; y
- 3) Cuando lo solicite un Estado Miembro con fundamento en lo dispuesto en el literal a) del Artículo 3.

ARTICULO 14.- La Reunión de Ministros adoptará sus decisiones con el voto afirmativo de los dos tercios de los Estados Miembros, por lo menos.

ARTICULO 15.- El Presidente de la Reunión de Ministros conservará tal carácter hasta la próxima Reunión ordinaria y presidirá las reuniones extraordinarias que se celebren en ese lapso.

ARTICULO 16.- La Junta de Expertos está integrada por Delegados designados por los Estados Miembros.

ARTICULO 17.- La Junta de Expertos tendrá dos sesiones ordinarias cada año, como Comisión Preparatoria de la Reunión de Ministros, y sesiones extraordinarias cuando fueren convocadas por la Secretaría Permanente, a petición de, por lo menos, un tercio de los Estados Miembros.

ARTICULO 18.- La Junta de Expertos tendrá las siguientes funciones:

- a) Asesorar, de acuerdo con los Reglamentos que adopte la Reunión de Ministros, las actividades de la Secretaría Ejecutiva y de cualquier otra entidad de la Organización;

- b) Presentar la Agenda, los programas provisionales de trabajo, estudios y proyectos que deban ser considerados por la Reunión de Ministros;
- c) Realizar los estudios y ejecutar las actividades que le encomiende la Reunión de Ministros; y
- d) Las demás que le encomiende la Reunión de Ministros.

ARTICULO 19.- La Secretaría Permanente es el Organó Ejecutivo de la Organización, estará dirigida por un Secretario Ejecutivo y contará con el personal técnico y administrativo necesario, de acuerdo con el presupuesto que apruebe la Reunión de Ministros.

ARTICULO 20.- La Secretaría Permanente será dirigida por un Secretario Ejecutivo y tendrá las siguientes funciones:

- a) Ejecutar las acciones que le encomiende la Reunión de Ministros;
- b) Atender los asuntos de la organización de acuerdo a la política fijada por la Reunión de Ministros;
- c) Preparar los Reglamentos internos y presentarlos a la consideración de la Reunión de Ministros;
- d) Trasmítir a los Gobiernos de los Estados Miembros los informes preparados por la Reunión de Ministros, la Junta de Expertos y demás órganos Constitutivos, así como todos los documentos que edite la Organización;
- e) Preparar Agenda, los documentos y los programas provisionales de trabajo para las Sesiones de la Junta de Expertos;
- f) Elaborar los proyectos del Programa-Presupuesto, Memoria, Balance y estados financieros anuales y someterlos a consideración de la Reunión

de Ministros, previo estudio de la Junta de Expertos;

- g) Formular recomendaciones a la Reunión de Ministros y Junta de Expertos sobre asuntos que interesen a la Organización;
- h) Promover estudios sobre la incidencia de los recursos energéticos, en particular los hidrocarburos, en el desarrollo económico y social de los Estados Miembros y demás estudios vinculados con los objetivos de la Organización;
- i) Mantener el inventario de recursos, necesidades, normas y programas energéticos de los Estados Miembros;
- j) Convocar los grupos y paneles de expertos que estime necesarios para el cumplimiento de sus programas de trabajo y de las actividades que le encomiende la Reunión de Ministros;
- k) Recopilar información de los Estados Miembros y de organismos de la región y de fuera de ella, relacionada con los objetivos de la organización;
- l) Convocar la Reunión de Ministros y de la Junta de Expertos;
- m) Recaudar las contribuciones de los Estados Miembros y administrar el patrimonio de la organización; y
- n) Cumplir cualquier otro mandato encomendado por la Reunión de Ministros.

ARTICULO 21.- El Secretario Ejecutivo será ciudadano de uno de los Estados Miembros y residirá en la sede de la Organización. Será elegido por un período de tres años, pudiendo ser reelecto por una sola vez. La elección se efectuará previa postulación de un Estado Miembro con tres meses de anticipación, y después de realizar un estudio comparativo de las calificaciones de los candidatos. Los requisitos personales mínimos exigidos para el cargo de Secretario Ejecutivo serán los siguientes:

- a) Poseer un título, otorgado por una universidad reconocida, en derecho,

ingeniería, economía, ciencias, administración o cualquier otra rama del saber vinculada con la energía; y

- b) Tener experiencia en materias relacionadas con la energía, y haber ejercido cargos ejecutivos o administrativos de responsabilidad y tener conocimiento cuando menos de dos idiomas de trabajo de la Organización.

ARTICULO 22.- El Secretario Ejecutivo será el responsable del cumplimiento de las funciones de la Secretaría Permanente, actuará como Secretario de la Reunión de Ministros y de la Junta de Expertos y ejercerá la representación legal e institucional de la Organización. Además, tendrá la facultad de contratar y remover al personal técnico y administrativo de la Secretaría Permanente, de conformidad con lo dispuesto por el Reglamento Interno de la misma, y velar por su distribución geográfica y equitativa.

ARTICULO 23.- Cada Miembro de OLADE se compromete a respetar el carácter exclusivamente internacional de las responsabilidades inherentes al Secretario Ejecutivo y a su personal, y no tratará de ejercer influencia sobre ellos en el cumplimiento de sus obligaciones.

En cumplimiento de sus actividades el Secretario Ejecutivo y su personal no buscarán ni aceptarán dirección u orientación de ningún Gobierno, sea este Miembro de la Organización o no; tampoco aceptarán dirección u orientación de ninguna otra autoridad fuera de la Organización. No realizarán ningún acto que pueda ir en contra de la Organización en su calidad de funcionarios de la misma.

ARTICULO 24.- Cada Estado Miembro procurará establecer los mecanismos internos para coordinar y ejecutar las actividades relacionadas con la Organización.

CAPITULO V

PATRIMONIO Y RECURSOS FINANCIEROS

ARTICULO 25.- Constituyen el patrimonio de la Organización todos los bienes y obligaciones que ésta adquiera, sea a título gratuito u oneroso.

ARTICULO 26.- Los recursos de la Organización se integran con las contribuciones anuales ordinarias y las contribuciones extraordinarias aprobadas por la Reunión de Ministros de conformidad con lo dispuesto en el literal d) del artículo 10 y con las donaciones, legados y demás aportes que reciba de conformidad con las disposiciones reglamentarias pertinentes.

ARTICULO 27.- Un Miembro que se encuentre atrasado en el pago de sus contribuciones financieras a la Organización no podrá tener privilegios en la Reunión de Ministros, siempre y cuando la suma adeudada sea igual o superior a las cuotas correspondientes a todo un año anterior. La Reunión de Ministros podrá no obstante, permitir a tal Miembro el voto en el caso de que la falta de pago sea debida a circunstancias fuera del control del Miembro.

CAPITULO VI

PERSONERIA JURIDICA INMUNIDADES Y PRIVILEGIOS

ARTICULO 28.- La Organización en uso de su personería jurídica, podrá celebrar toda clase de contratos, comparecer en juicios y en general, realizar todas las actividades necesarias para el cumplimiento de sus fines.

ARTICULO 29.- Los Ministros y Delegados de los Estados Miembros y los Funcionarios y Asesores, gozarán en el ejercicio de sus funciones, de las

inmunities y privilegios diplomáticos acordados a los Organismos Internacionales.

ARTICULO 30.- La Organización y el Estado sede concertarán un Acuerdo sobre Inmunities y Privilegios.

CAPITULO VII

IDIOMAS OFICIALES

ARTICULO 31.- Los idiomas oficiales de la Organización son el Castellano, el Inglés, el Portugués y el Francés y toda la documentación será simultáneamente distribuida en todos los idiomas oficiales.

CAPITULO VIII

DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 32.- La Organización se funda bajo el principio de la igualdad soberana de todos los Estados Miembros, los cuales deberán cumplir las obligaciones que asumen al ratificar el presente Convenio, a fin de que todos ellos puedan disfrutar de los derechos y beneficios inherentes a su asociación.

ARTICULO 33.- OLADE utilizará la cooperación de los organismos, existentes o que se creen, especializados en algún campo de la energía dentro del área Latinoamericana.

ARTICULO 34.- El presente Convenio estará sujeto a ratificación por los Estados Signatarios y los instrumentos respectivos serán depositados en el Ministerio de Relaciones Exteriores del Gobierno de la República del Ecuador, el que notificará dicha circunstancia, en cada caso a las Cancillerías de los otros Estados Miembros.

ARTICULO 35.- No se podrán hacer reservas al presente Convenio al momento de su suscripción, ratificación o adhesión.

ARTICULO 36.- Las modificaciones al presente Convenio serán adoptadas en una Reunión de Ministros convocada para tal objeto y entrarán en vigor una vez que hayan sido ratificadas por todos los Estados Miembros.

ARTICULO 37.- El presente Convenio entrará en vigor entre los Estados que lo ratifiquen, treinta días después de que haya sido depositado el duodécimo instrumento de ratificación.

El presente Convenio se denominará Convenio de Lima

En fe de lo cual los Plenipotenciarios, en nombre de sus respectivos Gobiernos, suscriben el presente Convenio, en la ciudad de Lima, Perú, a los dos días del mes de Noviembre de mil novecientos setenta y tres, en cuatro ejemplares en los idiomas Castellano, Inglés, Portugués y Francés, siendo los cuatro textos igualmente válidos. El Gobierno de la República del Perú será el depositario del presente Convenio y enviará copias autenticadas del mismo a los Gobiernos de los Países Signatarios y Adherentes.

Por el Gobierno de la República Argentina
Excelentísimo señor Ingeniero HERMINIO ROBERTO SBARRA
Secretario de Estado de Energía

Por el Gobierno de la República de Bolivia
Excelentísimo señor Ingeniero CARLOS MIRANDA
Director General de Hidrocarburos y Energía

Por el Gobierno de la República Federativa del Brasil
Excelentísimo señor Ingeniero BENJAMIN MARIO BAPTISTA
Secretario General de la Secretaría de Estado de Minas y Energía

Por el Gobierno de la República de Colombia
Excelentísimo señor GERARDO SILVA VALDERRAMA
Ministro de Minas y Petróleo

Por el Gobierno de la República de Costa Rica
Excelentísimo señor Licenciado Julio Ortiz López
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República de Cuba
Excelentísimo señor Comandante PEDRO MIRET PRIETO
Vice-Primer Ministro para el Sector de Industria Básica

Por el Gobierno de la República de Chile
Excelentísimo señor General de Carabineros
ARTURO YOVANE ZUÑIGA,
Ministro de Minería

Por el Gobierno de la República del Ecuador
Excelentísimo señor Capitán de Navío de Estado Mayor
GUSTAVO JARRIN AMPUDIA,
Ministro de Recursos Naturales y Energéticos

Por el Gobierno de la República de El Salvador
Excelentísimo señor Licenciado OSCAR PINEDA CASTRO
Vice-Ministro de Economía de Guatemala

Por el Gobierno de la República de Guatemala
Excelentísimo señor Licenciado OSCAR PINEDA CASTRO Vice-Ministro de
Economía

Por el Gobierno de la República de Guayana
Excelentísimo señor HUMBERTO JACK
Ministro de Energía y Recursos Naturales

Por el Gobierno de la República de Honduras
Excelentísimo Coronel ARMANDO VELASQUEZ CERRATO
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de Jamaica
Excelentísimo señor ALLAN ISAACS
Ministro de Minas y Recursos Naturales

Por el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos
Excelentísimo Licenciado HORACIO FLORES DE LA PEÑA
Secretario del Patrimonio Nacional

Por el Gobierno de la República de Nicaragua
Excelentísimo señor JOSE L. SANDINO
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República de Panamá
Excelentísimo Doctor JORGE LUIS QUIROS
Director General de Recursos Minerales

Por el Gobierno de la República del Paraguay
Excelentísimo Doctor FERMIN DOS SANTOS SILVA
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República del Perú
Excelentísimo General de División EP
JORGE FERNANDEZ MALDONADO SOLARI
Ministro de Energía y Minas

Por el Gobierno de Trinidad y Tobago
Excelentísimo señor WILFRED NAIMOOL
Embajador en la República de Venezuela

Por el Gobierno de la República Dominicana
Excelentísimo doctor CIRO A. DARGAM CRUZ
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República Oriental del Uruguay
Excelentísimo doctor JULIO CESAR LUPINACCI
Embajador Extraordinario y Plenipotenciario

INDICE

Por el Gobierno de la República de Venezuela
Excelentísimo Ingeniero HUGO PEREZ LA SALVA
Ministro de Minas e Hidrocarburos

Por el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos
Excelentísimo Licenciado HORACIO FLORES DE LA PEÑA
Secretario del Patrimonio Nacional

Por el Gobierno de la República de Nicaragua
Excelentísimo señor JOSÉ SANDINO
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República de Panamá
Excelentísimo Doctor JORGE LUIS DURRIGAN
Director General de Recursos Minerales

Por el Gobierno de la República del Paraguay
Excelentísimo Doctor FERNANDO SANTOS SILVA
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República del Paraguay
Excelentísimo General de División EP
Ministro de Energía y Minas

Por el Gobierno de la República del Paraguay
Excelentísimo señor JORGE FERNANDEZ MALDONADO SOLARI
Vice-Ministro

Por el Gobierno de la República de Uruguay
Excelentísimo señor WILFREDO WAIMOND
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República Dominicana
Excelentísimo Doctor CIRIO A. DARGAMERUZ
Embajador en la República del Perú

Por el Gobierno de la República Oriental del Uruguay
Excelentísimo Doctor JULIO CESAR LURINACER
Embajador Extraordinario y Plenipotenciario

INDICE

Por el Gobierno de la República de México
Excmo. Sr. Ingeniero INEEL-25-182
Ministerio de Energía y Petróleo

INDICE

ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS

ENERGIA

INFORME DIVISION DE PETROLEOS	1
Concesiones	1
Seguridad y manejo de combustibles	2
Conservación y Reservas	4
Fiscalización y vigilancia	6
Contratos vigentes	7
Actividad exploratoria y perforación producciones de petróleos	21
Producción y utilización del gas natural	24
Reservas de petróleo y gas	30
Refinación	33
Consumo de derivados del petróleo	34
Productos petroquímicos	36
Oleoductos	37
Exportación de petróleos refinados y productos petroquímicos	42

1	Informe División de Petróleos
1	Conferencia
2	Seguridad y manejo de combustibles
4	Conservación y Reservas
8	Formalización y vigencia
7	Contratos vigentes
21	Actividad exploratoria y perforación producciones de petróleo
24	Producción y utilización del gas natural
30	Reservas de petróleo y gas
33	Habilitación
34	Control de reservas del petróleo
38	Productos petrolíferos
37	Oleoductos
42	Explotación de petróleos refinados y productos petrolíferos

Ingresos directos a la Nación por la explotación de petróleo y gas	45
--	----

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

Resultados del ejercicio de 1973	47
Exportaciones	48
El problema energético	49
Perspectivas y soluciones a corto y mediano plazo	50
Crudo	50
Combustibles	52
Plan decenal	54
Estado de los proyectos	57
Principales problemas	58
Actividad exploratoria	60
Precios de crudos y combustibles	69
Labor cumplida por Ecopetrol	73
Balance de 1973 y proyecto de aplicación de utilidades	81
Aspectos económicos	81
Comportamiento de la producción	83

Producción de crudos y productos blancos	83
Producción industrial	85
Transporte y distribución	87
Ingresos	88
Campos de producción	88
Refinación y petroquímica	89
Exportaciones	91
Transporte y distribución	94
Ingresos no industriales	94
Egresos	95
Gastos de operación	96
Compras y transferencias de materias primas	98
Gastos de ventas	99
Utilidades	100
INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	101
Generación	103
Transmisión	103
Plan de subtransmisión y distribución ICEL-BID	104
Plan nacional de electrificación rural	105

Subestaciones Crédito Francés, Eximbank, Bid, y Bancos Ingleses 105

Otros planes de ICEL 106

Contratos firmados durante el período 1970-1974 107

Capacidad instalada 107

CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA

Aspectos económicos y financieros 111

Aspectos técnicos 117

INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES

Area de materias primas 127

Area de aplicación de radioisótopos en ingeniería e industria 128

Area de radiofísica sanitaria 132

Area de química y bioquímica 135

Area de tecnología y física nuclear 137

Labores académicas 139

Recomendaciones 141

MINERIA

INFORME DIVISION DE MINAS

Asistencia técnica	147
Zona minera de Pasto	149
Zona minera de Medellín	152
Zona Minera de Quibdó	156
Zona Minera de Ibagué	159
Asistencia técnica minera - Universidad Industrial de Santander	162
Asistencia técnica Facultad de Minas	164
Sección de fomento minero - Bogotá	168
Sección de fiscalización y vigilancia	175
Grupo de interventoría de Minas	178
Minas Nacionales de Marmato	180
Otras actividades	181

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-MINERAS

Programa I - Dirección General	183
Programa II - Investigaciones geológicas	185

INFORME DIVISION DE MINAS

141	A...
148	...
152	...
166	...
169	...
181	...
184	...
188	...
175	...
178	...
181	...
181	...

INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES

GEOLÓGICAS MINERAS

183	...
189	...

Programa III - Laboratorio químico y de procesamiento	189
Programa IV - Direcciones regionales	190
Programa V - Compra de equipo	193
Programa de las Naciones Unidas	193

EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS

Clausura de las explotaciones esmeraldíferas en Muzo y Coscuez	195
Reducción del personal	198
Situación financiera	199
Proyectos y estudios mineros	202

PROYECTO DE CONVENIO DE CARBON COLOMBO-BRASILEIRO	211
---	-----

PRIMER SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE LA UTILIZACION INTEGRAL DEL CARBON	217
---	-----

ORGANIZACION LATINO-AMERICANA DE ENERGIA -OLADE-	223
--	-----

188	Programa III. Laboratorio químico y de procesamiento
190	Programa IV. Direcciones regionales
193	Programa V. Compras de equipo
193	Programa de las Naciones Unidas

EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS

198	Clausura de las explotaciones emeralíferas en Florez y Cocuetz
198	Reducción del personal
199	Situación financiera
202	Proyectos y estudios mineros

PROYECTO DE CONVENIO DE CARBÓN
COLOMBIANO-BRASILEÑO

211	PRIMER SEMINARIO INTERNACIONAL SOBRE LA UTILIZACIÓN INTEGRAL DEL CARBÓN
-----	--

ORGANIZACIÓN LATINO-AMERICANA DE
ENERGÍA OLADE

223