

1464

000078

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Bibliografía  
Ministerio de Minas y Energía

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

1464

PROPIEDAD  
Sección de documentación  
MINISTERIO DE ENERGIA

000078

338 209861  
C718m  
1972  
V.J  
ej. 1.



REPUBLICA DE COLOMBIA

RAFAEL CAICEDO ESPINOSA

---

MEMORIA

DEL MINISTRO DE  
MINAS Y PETROLEO  
AL CONGRESO DE 1972

M.B.

TOMO I

BOGOTA, D. E.  
Publicaciones

1464

000078

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Divulgación  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

RAFAEL CAICEDO ESPINOSA  
MINISTRO  
JOSE MARIA CORDOBA PEREZ  
VICE-MINISTRO - ENCARGADO -  
ROMULO SALAZAR QUIÑONES  
SECRETARIO GENERAL  
CARLOS PRADOS  
JEFE  
OFICINA DE PLANEACION

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA  
BIBLIOTECA

Ingreso \_\_\_\_\_  
Comprado a \_\_\_\_\_  
Donado por \_\_\_\_\_  
Precio \_\_\_\_\_ Registrado \_\_\_\_\_

REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS

RAFAEL CAICEDO ESPINOSA  
Ministro

JOSE MARIA CORDOBA PEREZ  
Vice-Ministro -Encargado-

ROMULO SALAZAR QUIÑONES  
Secretario General

CARLOS PRADOS  
Jefe  
Oficina de Planeación

Jefe División de Petr6leos	RAMIRO LOBO SANJUAN
Jefe División de Minas	JAIME YEPES MARTINEZ
Jefe División Legal	CARLOS Mc LEAN

\*\*\*\*\*

- Impreso en Publicaciones de Minpetróleos -

J.B.M.

I N D I C E

TOMO I

	<u>Página</u>
I - INFORME DEL MINISTRO	
II - LABORES DESARROLLADAS POR EL MINISTERIO	
A - MINERIA	
1 - PROGRAMA DE ASISTENCIA TECNICA	1
Sección de Fomento Minero	2
Zona Minera de Pasto	3
Zona Minera de Quibdó	4
Zona Minera de Medellín	6
Asistencia Técnica de la Facultad de Minas de Medellín	9
2 - PROPUESTAS Y CONTRATOS	11
3 - FISCALIZACION Y VIGILANCIA DE MINAS	12
Grupo de Control y Seguridad	13
Grupo de Inspectoría de Metales Preciosos	13
Grupo de Interventoría de Esmeraldas	14
4 - MINAS NACIONALES DE MARMATO	15
5 - OTRAS ACTIVIDADES:	
Crédito Minero	16
Certificado de Abono Tributario	17
Zona Minera de Ibagué - Planta de Beneficio	18
Ampliación de los Servicios de Asistencia Técnica	20

	<u>Página</u>		<u>Página</u>
6 - ANEXOS	22	1 - EXPLORACION	163
<b>B - PETROLEO Y GAS NATURAL</b>		2 - AREA SOLICITADA Y CONTRATADA	164
1 - CONCESIONES	38	3 - PRODUCCION	165
2 - SEGURIDAD Y MANEJO DE COMBUSTIBLES	40	4 - NUEVOS PROYECTOS DE EXPLOTACION	166
3 - FISCALIZACION Y VIGILANCIA DE PETROLEOS	41	5 - FINANCIAMIENTO MINERO	167
4 - CONSERVACION Y RESERVAS	42	6 - PLAN DE INVERSIONES PUBLICAS 1972-1975	169
<b>C - ASUNTOS LEGALES</b>		<b>B - PETROLEO Y GAS NATURAL</b>	
1 - MINAS	46	1 - CONTRATOS	172
2 - PETROLEOS	47	2 - ACTIVIDAD EXPLORATORIA Y DE PERFORACION	174
<b>III - LABORES DESARROLLADAS POR LOS INSTITUTOS ADSCRITOS Y VINCULADOS AL MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS</b>		3 - PRODUCCION DE PETROLEO	180
<b>A - INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-MINERAS (INGEOMINAS)</b>	49	4 - PRODUCCION Y USO DEL GAS NATURAL	181
<b>B - EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS (ECOMINAS)</b>	78	5 - RESERVAS DE PETROLEO Y GAS	187
<b>C - INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES</b>	89	6 - REFINACION	188
<b>D - EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL)</b>	100	7 - CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO	190
<b>E - COMISION NACIONAL DE RECURSOS DE ENERGIA</b>	113	8 - OLEODUCTOS	193
<b>IV - ACTIVIDADES DEL SECTOR MINERO-PETROLERO</b>		9 - EXPORTACION DE PETROLEO Y SUS DERIVADOS	199
<b>A - MINERIA</b>	162	10 - INGRESOS DIRECTOS A LA NACION POR LA EXPLOTACION DE PETROLEO Y GAS	202
		11 - PERSONAL EMPLEADO EN LA INDUSTRIA	203
		12 - ANEXOS Y GRAFICOS	205

Honorables Senadores y Representantes:

Presento el informe constitucional sobre las actividades cumplidas por el Ministerio de Minas y Petróleos, en el lapso comprendido entre el 20 de Julio de 1971 y el 20 de Julio de 1972. Recoge la memoria una relación de labores adelantadas por las distintas dependencias del Ministerio, y señala los principales aspectos de la tarea desarrollada por los institutos adscritos a este Despacho.

Como se desprende de los capítulos referentes a la minería, se ha continuado en este campo laborando dentro de lineamientos fijados de tiempo atrás. No se registran avances apreciables, por cuanto aún subsisten situaciones que limitan su desarrollo y que resumo así:

- a) - Insuficiencia de recursos que impiden la ampliación de los servicios de prospección, supervisión y asistencia técnica para los medianos y pequeños mineros;

- b) - Falta de crédito para la operación minera en forma que se acomode a las condiciones peculiares de esta actividad. Al respecto se espera que las experiencias acumuladas a través de un convenio en vigencia entre el Ministerio y la Caja de Crédito Agrario, con base en un cupo especial señalado a la Caja por el Banco de la República, permita, en el futuro inmediato, extender el beneficio del crédito especializado a la industria de extracción y beneficio de minerales que tanto lo demanda;
- c) - Inexistencia de una organización gremial fuerte y dinámica que reúna a quienes trabajan en este campo. Algo se ha cumplido en este aspecto, gracias al empeño de algunos distinguidos ciudadanos animados por el espíritu de asociación, pero en verdad, dista mucho de la solidez que muestran otros gremios y que les ha permitido, en coordinación con el sector oficial, derivar de su actividad posi

tivos beneficios para sus asociados y de contera para la economía nacional.

Sin embargo, la minería prospera y seguramente su crecimiento adquirirá un ritmo acelerado, superadas las deficiencias anotadas, si se tienen en cuenta los siguientes factores.

1. - El descubrimiento y la identificación de importantes yacimientos de diversos minerales de uso industrial.
2. - El aumento del precio en el mercado internacional, para los metales preciosos.
3. - Los estímulos a la exportación minera establecidos por el Gobierno a través de las financiaciones de Proexpo y con el otorgamiento de certificados de abono tributario.
4. - El efecto positivo que se desprenderá del cambio fundamental en la legislación minera, cumplida

por el Congreso de la República a iniciativa de la administración del señor Presidente Lleras Restrepo. Aquellos estatutos, desarrollados en la pasada administración y complementados en la presente, reflejan un nuevo criterio en la ordenación de la actividad minera, que impone la obligación de trabajar so pena de perder la propiedad de los yacimientos y además, señala que dicho trabajo, en todas sus formas, debe atender de preferencia a las necesidades y el beneficio del propio país.

Si se tiene en cuenta que el inventario de recursos minerales de los países industrializados sólo les permitirá subvenir a sus necesidades por unos pocos años, aparece bien claro el porvenir de nuestra industria minera, pues serán nuestros recursos los que suplirán en parte aquel déficit, siempre que se acuerde su explotación en condiciones de mutua conveniencia y con el criterio de estimular también, a través de la misma, nuestro desarrollo industrial.

En el campo del petróleo debo apuntar dos realizaciones de gran importancia:

La creación de la Comisión Nacional de Recursos de Energía y la elaboración, que se terminará en el primer semestre del año de 1973, de un estudio completo, del cual carecía el país, sobre la actividad relacionada con la explotación del petróleo, que abarcará todos los aspectos de la misma, y que el Gobierno confió a la Fundación para el Desarrollo y la Educación Superior.

En la presente memoria se comenta con bastante amplitud el tema de los hidrocarburos y se muestra el cuadro real de la situación que afronta el país, abocado a importaciones netas de crudos o refinados a muy corto tiempo, con las implicaciones desfavorables para nuestra economía.

El Gobierno a través de sus diversos organismos y con la eficiente colaboración de la Comisión Nacional de Energía, viene ocupándose preferentemente de este delicado asunto. Los

trabajos hasta ahora realizados muestran la necesidad de revisar muchos criterios, modificar ciertos planes ante el imperativo de los nuevos hechos y programar una estrategia que permita superar, con los menores traumatismos, una situación de crisis.

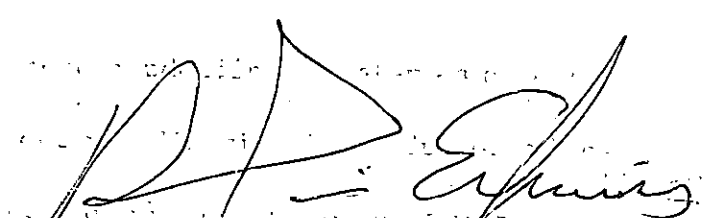
Simultáneamente, el Gobierno adelanta el estudio global del problema energético y con el apoyo del estudio del problema petrolero que le aportará la Fundación en el año próximo, podrá diseñar una política general en este campo de la energía, al cual está directamente asociado el crecimiento del país y la posibilidad de su transformación en busca de mejores logros económicos y sociales para la población colombiana.

De paso, debo señalar, la actividad cumplida por el Departamento Legal del Ministerio, que al igual de las otras secciones trabaja con especial dedicación, y apuntar la necesidad impostergable de incrementar su personal, para poder definir con la oportunidad debida el cúmulo de nuevos negocios que tendrá a su cuidado como consecuencia de lo dispuesto por la Ley 20 de 1969, que obliga a los titulares de derechos mineros a de

mostrar ante el Ministerio, a partir de 1973, la explotación económica de los yacimientos o la suspensión de la misma por causas legales, so pena de la extinción del dominio, según lo dispuesto acertadamente por aquella Ley.

Con el fin de mostrar una visión de conjunto de la política adelantada, se presentará por separado, en próxima publicación, una relación que abarque y comente las realizaciones, los proyectos en ejecución y las iniciativas en estudio, de manera que pueda apreciarse, en forma cabal, la gestión cumplida por este Ministerio desde el momento en que el actual titular de la Cartera, entró a desempeñarla en el mes de Julio de 1971, por obligante llamamiento del señor Presidente de la República.

Honorables Senadores y Representantes,

  
RAFAEL CAICEDO ESPINOSA  
MINISTRO DE MINAS Y PETROLEOS

Bogotá D. E., Junio 30 de 1972.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

BIBLIOTECA

## II - LABORES DESARROLLADAS POR EL MINISTERIO.

### A - MINERIA

#### 1 - PROGRAMA DE ASISTENCIA TECNICA

El programa de Asistencia Técnica, iniciado en 1970, ha tenido un gran desarrollo en 1971 y primer semestre de 1972. Este programa incluye inspecciones preliminares de las minas o zonas mineras, levantamientos topográficos, muestreos, análisis físicos y químicos de las muestras minerales, ensayos metalúrgicos, estudios geológicos superficiales y de profundidad con destape de túneles, construcción de trincheras y perforaciones con taladro u otros medios adecuado, según la calidad del mineral de que se trate; igualmente comprende estimativo de reservas, estudio y recomendación de sistemas de exploración y explotación o mejora de los sistemas existentes, estudio de sistemas de beneficio de minerales, aprovechamiento de recursos hidráulicos, eléctricos, forestales o de otra clase para las minas, estudio y recomendación de sistemas de transporte, información sobre mercados y utilización de productos minerales y evaluación de yacimientos o depósitos, recomendaciones sobre maquinaria, equipos y sistemas requeridos en las diversas eta-

pas de la industria minera.

Actualmente la Asistencia Técnica se presta por: la Sección de Fomento Minero, la Zona Minera de Pasto, la Zona Minera de Quibdó, la Zona Minera de Medellín y, mediante contrato, por la Facultad de Minas de la Universidad Nacional, Medellín.

Sección de Fomento Minero 1/

a - Se proyectó la explotación del carbón y de las calizas de la Cooperativa Minera de Boavita. Se estudiaron los yacimientos de dolomita y magnetita de San Antonio en Neiva, y de cobre en el Tembladal, Tona, Santander. Se ejecutaron trabajos de exploración por perforaciones con taladro de diamante a los yacimientos de azufre de Chiles (Nariño) y de fosfatos en Sardinata, Santander del Norte. Se efectuaron censos mineros de las minas de carbón de la Cooperativa Minera de Boyacá en las veredas de Tópaga y Morcá de Sogamoso, así como de las minas de Carbón y de caliza de los Departamentos de Boyacá y Cundinamarca, correspondientes

a las zonas otorgadas a Acerías Paz del Río,

- b - En colaboración con INGEOMINAS, se efectuó un censo de las minas de carbón de Cundinamarca adyacentes al sinclinal del Checua, con el fin de preseleccionar algunas áreas con miras a la explotación, industrialización y comercialización de los carbones colombianos, especialmente para la exportación a los países del Grupo Andino.
- c - Se realizó el estudio completo de factibilidad de la Planta de Beneficio de Ibagué y se prestó asesoría técnica en los comités técnicos del Centro Nacional Minero del SENA, que funciona en Sogamoso y que está encargado de la capacitación técnica de los mandos medios de minería.
- d - Se realizaron comisiones de inspección ocular a zonas de permiso para carbones y hierro.

Zona Minera de Pasto

Se prestó asistencia técnica a 14 minas de oro y plata en el

1/ Ver cuadro No. 1.

Departamento de Nariño (ver cuadro No. 2).

En los laboratorios Químico y de Fundición se realizaron 611 análisis cualitativos y 898 análisis cuantitativos y se fundieron 56.364,78 gramos de oro y 26.517,87 gramos de plata, con un valor total de \$ 1.301.342,79.

En la Planta de Beneficio, la cual tiene una capacidad de 1 tonelada por día, se hicieron estudios de concentración por flotación para azufre del yacimiento de Chiles, aumentándose el contenido de azufre de 45 a 75%.

Se continuaron en esta Planta los estudios de cianuración y concentración de varios minerales de la región.

En el presente año se inició el montaje de los equipos para una moderna Planta de Beneficio con capacidad de 10 toneladas por día que se terminará en los próximos meses. En esta forma se amplía notoriamente la capacidad de servicios e investigaciones de procesos de beneficio de la Zona.

#### Zona Minera de Quibdó

Durante 1971 y los cuatro primeros meses de este año se

continuó laborando en los programas de Asistencia Técnica a través de los siguientes servicios:

a - Perforación con taladro Ward de 4 pulgadas : se estu-

diaron los aluviones del río Yuto y los depósitos aluviales de la quebrada "San Juan de Dios" y "Guayacán" en el Municipio de Tadó. Fueron perforados 55 pozos con profundidad promedio de 22 pies. Los resultados son altamente satisfactorios pues se definió un sector con altos valores en oro y platino (614 mgms. /yd<sup>3</sup>), esto permitirá orientar los trabajos de los mineros en tal forma que les asegure el desarrollo de sus labores en sitios productivos.

Además se hizo un estudio preliminar de las llanuras del río Boraudó y de la quebrada Chiquinquirá en el Municipio de Lloró, con miras a continuar en el presente año la evaluación de sus aluviones.

b - Programa de Motobombas : En el lapso a que se refiere

el presente informe se prestó ayuda a los mineros que trabajan por el sistema de "hoyaderos" mediante el alquiler a tarifas módicas de motobombas. Los re-

sultados en general son satisfactorios, permitiendo dar ocupación a numerosas personas vinculadas a este tipo de minería de aluvión de metales preciosos.

- c - Programa de Cunas Californianas : La Zona posee 20 "cunas" destinadas a fomentar su uso entre los pequeños mineros del Chocó. Estos sencillos equipos les permiten aumentar el volumen de arenas tratadas con resultados muy superiores a los de la batea tradicional. El programa continuó adelantándose entre los mineros que trabajan en las playas de los ríos Condoto y sus afluentes, con buena aceptación por parte de los barequeros.

#### Zona Minera de Medellín

- a - Asistencia Técnica : Se prestó este servicio a 30 minas en los Departamentos de Antioquia, Caldas y Valle. Los trabajos correspondientes se especifican en el cuadro No. 3.
- b - Durante el año 1971 y los primeros cuatro meses de 1972, se realizaron 2.173 análisis químicos y 487 aná-

lisis de fundición y ensayos.

- c - Laboratorio de Beneficio : Se efectuaron 17 estudios de cianuración, concentración por gravedad y flotación, de minerales de oro, plata, cobre, molibdeno y manganeso, provenientes de yacimientos de Antioquia, Caldas, Quindío y Tolima.
- d - Planta de Pre-reducción : Se trataron 2.000 kilogramos de magnetita del Huila y 1.000 kilogramos de limonita de Manizales, para estudiar el comportamiento de estos minerales en la obtención de "pellets" destinados a la industria de fundición de hierro con resultados hasta ahora poco indicativos de los respectivos procesos que se utilizarían a escala industrial. Se trataron además 1.550 kilogramos de carbón y 906 kilogramos de dolomita del Huila.
- Utilizando el horno como horno de calcinación se produjeron 29 toneladas de magnesita de Bolívar (Valle) con resultados altamente satisfactorios. El proceso investigado en el que se obtiene un producto de 88 a 90% Mg. O, usado en las industrias de petroquímica, de es

meriles, del vidrio, abonos y textiles, da las bases para el montaje de hornos industriales, lo que permitirá a muy corto plazo sustituir las importaciones de este tipo de magnesita calcinada, que son del orden de US\$ 350.000 anuales.

Con resultados igualmente halagadores se trataron 26 toneladas de "Shale" de Valparaíso (Antioquia) obteniendo un producto que mezclado con arcillas especiales, es ampliamente usado en la industria de materiales de construcción.

Las dos últimas investigaciones (magnesita y shale) fueron adelantadas a costo de las firmas Representaciones Técnicas Industriales y Ceramita de Medellín.

e - Planta Piloto No. 1: Se trataron 5.300 kilogramos de sulfuros complejos de la mina La Mariela (Caramanta-Antioquia); 1.500 kilogramos de minerales oxidados de cobre, de Belén de Umbría (Caldas); 2.000 kilogramos de mineral caolínico de la Unión (Antioquia).

f - Planta Piloto No. 2: Se procesaron las siguientes cantidades de minerales: 334 toneladas de cromita de Santa

Elena (Antioquia). El concentrado fue entregado a "FUTEC". 54 toneladas de sulfuros complejos (plata, plomo, zinc) de Caramanta-Antioquia. Se recuperó el 89% del oro y el 92% de la plata. 17,3 toneladas de sulfuros complejos (plata, plomo, zinc) de Salento-Quindío. Resultaron concentrados hasta de 10.546 gramos de plata por tonelada. 12,3 toneladas de concentrados de cobre de mesa Wifley, provenientes de Carmen de Atrato-Chocó. Los concentrados alcanzaron hasta 24,6% de Cu. 2,5 toneladas de sulfuros complejos oxidados de Samaná-Caldas, en proceso. 12,5 toneladas de mineral de plata de Samaná-Caldas. Se recuperó el 87% del oro y el 75% de la plata.

#### Asistencia Técnica de la Facultad de Minas de Medellín

Mediante contrato especial con el Ministerio, la Facultad de Minas de la Universidad Nacional, Medellín, adelanta también trabajos de Asistencia Técnica a la pequeña y mediana minería.

a - Asistencia Técnica: Los resultados de estas labores se resumen en el cuadro No. 4.

b - Capacitación de Personal:- Formación de Ingenieros de Minas: En esta Facultad actualmente se están capacitando 7 geólogos en estudios de Ingeniería de Minas, quienes se incorporarán al servicio activo de la División de Minas a fines de Agosto de 1972, solucionando así en parte la falta de personal altamente calificado en estas disciplinas.

Cursos de Capacitación: Se dictó un curso de 4 semanas a 30 mineros de Marmató, sobre "Nociones Básicas de Minería". Además se dictó en Manizales un curso especial para bachilleres e interesados, sobre diversos aspectos mineros. Cursos similares se dictarán en otras regiones del país a solicitud de los interesados.

c - Censo Minero del Tolima : A solicitud de la Asociación de Mineros del Tolima se efectuó este censo a comienzos del año (Enero-Febrero 1972), con los siguientes resultados: se visitaron 69 minas, de las cuales 23 son de filón de oro y plata, 13 de minerales metálicos, 21 de minerales no metálicos y 12 de aluviones auríferos. De estas 69 minas, 16 se encuentran en laboreo, 8 en

receso temporal y 45 están abandonadas.

En el sector de la minería de aluvión se podrían obtener resultados inmediatos utilizando equipos sencillos como cunas californianas y motobombas, especialmente en los municipios de Chapparral, Ataco, Coyaima y Rovira en donde actualmente se adelanta una divulgación del empleo de estos equipos.

## 2 - PROPUESTAS Y CONTRATOS

Durante el año de 1971 las actividades fueron las siguientes:

a - Topografía, dibujo y material foto aéreo: 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, colindancia entre las diferentes áreas solicitadas y demás aspectos que conducen a la correcta delimitación técnica de las solicitudes, ya sea en primero o segundo estudio.

b - Estudios de carácter técnico que incluyen conceptos generales de localización, oposiciones, amojonamiento

de contratos y fotomosaicos aéreos, licencias de explotación, permisos y aportes varios.

c - Entrega material de zonas 1971:

<u>Municipio</u>	<u>Departamento</u>	<u>Entregas</u>
Valledupar	Cesar	3
Tesalia	Huila	1
Dovio	Valle	5
Valle de San Juan	Tolima	1
Vélez	Santander	10
Ubalá y Gachalá	Cundinamarca	7
Los Santos	Santander	2
Toribio	Cauca	1
Neiva	Huila	1
Yacopí	Cundinamarca	7
Total de entregas (zonas)		38
		==

3 - FISCALIZACION Y VIGILANCIA DE MINAS

El siguiente es el resumen de las actividades desarrolladas por esta Sección durante el año de 1971 y el primer semestre de

1972.

a - Grupo de Control y Seguridad: En desarrollo de esta actividad fueron visitados 115 municipios en 16 Departamentos. Las visitas a zonas mineras contratadas fueron 149 y a minas permisibles 23.

Las áreas mineras entregadas en 1971 se enumeran en el cuadro No. 5.

b - Grupo de Inspectorías de Metales Preciosos - Inspectoría de Metales Preciosos - Nariño: fiscaliza y vigila específicamente las labores de explotación llevadas a cabo por la Compañía Minera de Nariño S.A., con sede en el Campamento de Mongón, Municipio de Barbacoas, Departamento de Nariño. Esta Compañía explotó metales preciosos por el sistema de concesión hasta el 10 de Febrero de 1972. Actualmente trabaja en zonas aluviales de minas adjudicadas. Inspectoría de Metales Preciosos - Zaragoza - Antioquia: fiscaliza y controla la producción de metales preciosos de la Compañía Pato Consolidated Gold Dredging Ltd., la cual tiene sede de labores en el Campamento de El Bagre, Municipio

de Zaragoza, Departamento de Antioquia. Esta Compañía trabaja aluviones auríferos de minas adjudicadas y redimidas a perpetuidad. Inspectoría de Metales Preciosos - Segovia - Antioquia: fiscaliza la producción de metales preciosos y de concentrados de la producción de metales preciosos y de concentrados de plomo y zinc que explota la Compañía Frontino Gold Mines Ltd. con sede en La Salada, Municipio de Segovia, Departamento de Antioquia. Esta compañía trabaja minas de veta adjudicadas y redimidas a perpetuidad. Inspectoría de Metales Preciosos - Chocó: fiscaliza la producción de metales preciosos que explota la Compañía Minera Chocó Pacífico S. A., con sede en el Campamento de Andagoya, Departamento del Chocó. Explota los aluviones de metales preciosos de los ríos San Juan, Tamaná, Condoto y algunos afluentes de éstos. En la actualidad explota minas adjudicadas y redimidas a perpetuidad. Nóvita Mines Corporation estuvo hasta Marzo del año de 1970 trabajando zonas aluviales por concesión.

c - Grupo de Interventoría de Esmeraldas: Actividades du

rante 1971 y primer semestre de 1972. Durante 1971 se expidieron 279 guías de exportación de esmeraldas por valor de US\$ 6.417.627,69, de las cuales los exportadores hicieron uso de 275 guías por valor de US\$ 6.334.635,15 ante INCOMEX. De Enero a Junio de 1972 fueron expedidas 348 guías de exportación por valor de US\$ 19.733.921,00, de las cuales hicieron uso de 344 por US\$ 19.216.595,40. Se expidieron 42 nuevas patentes para funcionamiento de talleres de lapidación con las cuales se completan 257 talleres legalmente inscritos; 173 nuevas patentes de comercio de esmeraldas para un total de 680 comerciantes legalmente inscritos, y 43 autorizaciones para tallar material esmeraldífero en bruto.

#### 4 - MINAS NACIONALES DE MARMATO (CALDAS)

Estas minas sujetas al control directo por parte del Ministerio continuaron trabajándose bajo contrato con arrendatarios en la llamada Zona Alta o A. El Estado presta los servicios de transporte de minerales, trituración, fundición y conducción de los productos (metales preciosos).

Se inició el montaje de un horno de fundición y ensayos, para efectos de controlar los tenores de metales en todas las etapas del proceso de beneficio. La Zona Minera de Medellín asesora permanentemente a la Dirección de las Minas, especialmente en los trabajos de desarrollo, ventilación de las explotaciones, muestreos de molinos y estudios de cianuración. Durante 1971 se procesaron en las instalaciones del Estado, 9,330 toneladas de mineral, obteniéndose 30,821 gramos de oro y 33,200 gramos de plata.

5 - OTRAS ACTIVIDADES

a - Crédito Minero: Como complemento indispensable a la Asistencia Técnica, la División en coordinación con la Oficina de Planeación del Ministerio, adelantó durante el año de 1971, gestiones tendientes a obtener el otorgamiento de crédito a la minería. Fruto de tales gestiones fué la expedición por parte de la Junta Monetaria de la Resolución No. 078 de 29 de Septiembre de 1971, que fijó un cupo especial de crédito de 5 millones de pesos a favor de la Caja Agraria con el fin de atender operaciones de crédito de la pequeña y mediana industria minera.

El Ministerio expidió la Resolución No. 2904 del 16 de Diciembre de 1971 por medio de la cual se reglamentó el otorgamiento de los préstamos, los cuales serán supervisados y destinados al montaje adecuado de minas, mejoramiento de los ya existentes, instalación y ampliación de centrales de beneficio y capital de trabajo. Esta reglamentación fué acogida por la Caja de Crédito Agrario, e incorporada a su Manual de Crédito.

El convenio por medio del cual el Ministerio y la Caja se comprometen a asociar los servicios de Asistencia Técnica y Crédito con miras a aumentar la productividad de los pequeños y medianos mineros y generar nuevas fuentes de empleo, fué firmado el 10 de Abril de 1972.

El éxito de este programa de crédito a la minería, debe ser decisivo para señalar la necesidad de incrementar el cupo asignado y de establecer dentro de algunos de los organismos del Estado (ECOMINAS, Caja Agraria, PROEXPO, IFI, etc.) una dependencia o departamento de dedicación exclusiva a atender la operación de crédito minero.

b - Certificado de Abono Tributario (CAT): Como uno de

los medios de estimular las explotaciones de minerales metálicos, se adelantaron los estudios básicos para el otorgamiento del CAT a los productores de minerales de plomo, cobre, antimonio y concentrados de plata con destino a la exportación. Estos estudios, elaborados en coordinación con la Oficina de Planeación del Ministerio, fueron sometidos a consideración del Consejo Nacional de Política Económica, organismo que expidió la Resolución No. 14 del 8 de Octubre de 1971 por medio de la cual se otorgó el CAT a los productores de los minerales citados, retroactivo al 1.º de Enero de 1971. Posteriormente la División de Minas acordó con el Banco de la República las medidas de control pertinentes que fueron acogidas en la Circular No. 3. 102 del Banco, enviada a las Sucursales y Agencias del mismo.

c - Zona Minera de Ibagué - Planta de Beneficio : De los estudios realizados por la Sección de Fomento Minero en 1971 en los Departamentos de Caldas, Tolima, Quindío, y del censo minero adelantado por el Programa de

Asistencia Técnica de la Facultad de Minas de Medellín, en el Departamento del Tolima, se concluye que son muy favorables las perspectivas que se presentan en esta importante región del país, en el renglón de minerales metálicos y preciosos (oro, plata, cobre, molibdeno, etc.) y en no metálicos como yeso, feldespatos y barita. Según los estudios anotados, muchas de las explotaciones que fueron abandonadas están en condiciones de reiniciar actividades extractivas si la acción de la asistencia técnica y los beneficios del crédito llegan oportunamente a ellas, creando fuentes de empleo, especialmente en las zonas Central y Norte del Departamento. El Gobierno Nacional acogió la iniciativa de reabrir la antigua Planta Metalúrgica de Ibagué, dándole la estructura de Zona Minera, similar a las de Medellín, Pasto y Quibdó. Esta zona adelantará programas de Asistencia Técnica Minera, fomentará las actividades extractivas, será un importante centro de divulgación y orientación para los mineros.

Como complemento de la Zona Minera, el Ministerio ha con

templado que la Planta de Beneficio de Minerales existente en Ibagué, propiedad actualmente de la Universidad del Tolima, sea puesta al servicio de los programas de asistencia técnica que desarrollará esa dependencia de la División.

Esta Planta fué adquirida por el Gobierno Nacional, Instituto de Fomento Industrial en 1942; aunque en la actualidad es propiedad de la Universidad del Tolima se encuentra inactiva y con parte de los equipos deteriorados e incompletos. El Ministerio, a fines del año de 1971, por medio de contrato con la Universidad adelantó una completa revisión y limpieza de los equipos instalados; Para el presente año está programada la reparación y adquisición de los elementos necesarios, destinados a la puesta en operación de la Planta.

d - Ampliación de los servicios de Asistencia Técnica: Si milar al servicio de Asistencia Técnica de la Facultad de Minas de Medellín, se suscribirá en breve un contrato con la Universidad Industrial de Santander para cubrir las Zonas de Santander, Norte de Santander y

parte de Boyacá. En este sector del país existen importantes depósitos de oro, carbones, calizas, yeso y otros yacimientos de minerales metálicos y no metálicos. Es de esperar que con la creación de este servicio se incremente notablemente la producción minera de esta región.

6 - A N E X O S

CUADRO No. 1

ASISTENCIA TÉCNICA DE FOMENTO MINERO DE BOGOTÁ  
(1971 a Junio de 1972)

<u>MINA O LUGAR</u>	<u>MINERAL</u>	<u>TRABAJOS Y CARACTERISTICAS</u>
San Antonio (Neiva, Huila)	Dolomita y Magnetita	Estudio general de los yacimientos. Se encontró la continuación de un filón de magnetita con 63% de Fe. se extrajeron 2 ton. de mineral para ensayos de pre-reducción en la Zona de Medellín. Buenas perspectivas para sustituir importaciones de dolomita y magnetita que ascienden a 5 millones de pesos anualmente.
El Tembladal (Tona, Santander)	Cobre	Baja calidad del mineral y depósito pequeño.
Sogamoso (Boyacá)	Carbón	Localización de 48 minas. Levantamiento topográfico. Muestreo. Censo para las minas de la Cooperativa Minera de Boyacá.
Chiles (Nariño)	Azufre	Supervigilar trabajos de perforación con taladro de diamante. Visita a varias minas en Nariño y Cauca.
Sardinata (Norte de Santander)	Fosfatos	Ejecución de perforaciones de fosfatos para ECO-MINAS. Se perforaron 16 pozos con un total de 868 pies. Resultados positivos.
Boyacá y Cundinamarca	Carbón y Calizas	Censo minero de carbones y calizas en la zona otorgada a Acerías Paz de Río S. A. Se censaron 196 minas de carbón con 1.580 obreros y una producción mensual de 25.750 ton. de carbón y 8.400 ton. de co

<u>MINA O LUGAR</u>	<u>MINERAL</u>	<u>TRABAJOS Y CARACTERISTICAS</u>
Boyacá y Cundinamarca	Carbón y Calizas	que. Además 81 minas de caliza con 492 obreros y una producción mensual de 9.600 ton. de caliza y 2.950 ton. de cal agrícola.
Caldas, Tolima y Quindío	Metálicos	Previa selección, se visitaron 8 minas en estos Departamentos para comprobar el posible suministro de minerales para la Planta de Beneficio de Ibagué.
Boavita, Boyacá	Carbón y Calizas	Asistencia Técnica a la Cooperativa Minera de Boavita. Se proyectó la explotación de carbón y caliza.
Medellín	Metálicos	Estudios sobre beneficio para complementar trabajos sobre Planta de Beneficio de Ibagué.
Lenguazaque (Cundinamarca)	Carbón	Inspección ocular a la zona de permiso No. 622. Comprobación de explotaciones en la zona. Levantamiento de 20 minas.
Belén de los Andes (Caquetá)	Hierro	Inspección ocular a la zona de permiso 697. Comprobación de incompatibilidad de explotación con funcionamiento del Acueducto Municipal.
Cundinamarca	Carbón	Censo minero de carbones en la parte nororiental del sinclinal del Checua. Se censaron 53 minas con 382 obreros y una producción de 4.900 toneladas de carbón.
Cundinamarca	Carbón	Censo minero de carbones en la parte suroriental del sinclinal del Checua (Suesca-Sesquilé). Se censaron 60 minas y/o grupos de minas con 1.080 obreros y una producción mensual de 16.000 ton.

CUADRO No. 2

ASISTENCIA TECNICA DE LA ZONA MINERA DE PASTO - 1. 971 Y ENERO A ABRIL DE 1. 972

<u>MINA</u>	<u>MUNICIPIO</u>	<u>TRABAJOS Y CARACTERISTICAS</u>
Azufre de Chiles	Chiles	Del tunel de exploración de 85 metros, se tomaron 10 toneladas de muestras para pruebas de flotación. Se construyó un tambor atravesando la zona mineralizada. Se concluyó la exploración.
El Esfuerzo	San Pablo	Trincheras y dos túneles. Levantamiento topográfico. Tenor 30 gr/t. de oro.
La Casualidad	Mallama	Pruebas de amalgamación y cianuración.
La Valvanera	"	Muestras y ensayos para control de explotación.
Villa Rica	"	Control al sistema de cianuración.
El Canadá	Los Andes	Se localizaron dos vetas. Supervisión de explotación y beneficio. Montaje para amalgamación. Se facilitó una plancha electroplateada para la recuperación del oro libre. Tenor 5 gr/t. de oro
Santa Clara	Génova y San Pablo	Se terminó montaje de tanques de cianuración y cable de transporte. Se colaboró en dirección de explotación y beneficio, y en reactivos.
San Antonio	Génova	Túnel y trincheras. Levantamiento topográfico y muestreo del filón. Bajos resultados en análisis de dos muestreos (oro y plata).
El Desquite	Santa Cruz	Muestreo del filón y colaboración con explosivos y reactivos para cianuración. Levantamiento topográfico. Recomendación de apertura de cruzada de 60 mts. y de nuevo frente de trabajo.

<u>MINA</u>	<u>MUNICIPIO</u>	<u>TRABAJOS Y CARACTERISTICAS</u>
El Socorro	Samaniego	Hay 3, 000 toneladas de arenas para cianurar. Se construyen tanques de cianuración. Se hizo muestreo parcial. Se colaboró en el beneficio del mineral.
El Granito	Cumbitara	Localización de dos vetas nuevas con buenos resultados. Se proyecta mejorar el equipo de beneficio e instalar tanques de cianuración (tenor : 30 gr/t de oro).
El Retiro	Samaniego	Muestreo de afloramientos conocidos. Hay 3 vetas, dos de ellas buenos tenores. Es necesario explorar detalladamente para probar reservas que justifiquen inversión.
Niño Jesús	Payán	Mina de aluvión de oro y plata 6 apiques de exploración.
El Paraíso	Santa Cruz	Filón de oro y plata. Destapes, trincheras y avance de dos socavones. Análisis del muestreo no dieron buenos resultados.

CUADRO No. 3

ASISTENCIA TECNICA DE LA ZONA MINERA DE MEDELLIN (1971 Y ENERO-MAYO 1972)

MINA O LUGAR

T R A B A J O S

Marmato (Marmato)	Muestreo en molinos y estudios de cianuración, topografía, desarrollo y ventilación interna. Se planea explotación en base a muestreo sistemático. Instalación parcial de un compresor. Se empezó montaje en laboratorio de fundición.
Santa Anita (Carmen de Atrato) Chocó	Desarrollo de socavones para probar reservas. Ayuda en beneficio. Se instaló equipo de beneficio. Se avanzaron 160 metros de galerías. Producción diaria entre 8 y 10 toneladas, con 12 trabajadores.
San Judas (Guadalupe, Antioquia)	Cobre. Se suspendieron trabajos. Cruzada de 72 metros y galería. Cuerpo mineralizado de 200 a 250 metros de longitud y 2 a 2,50 m. de espesor. Se espera financiación.
Quibdó (Chocó)	Topografía para localización de ejes y pozos de prospección con taladro Ward en zona cercana al río Yuto.
Tadó (Chocó)	Levantamiento topográfico, establecimiento de ejes y fijación de puntos para perfeccionamiento en el paraje Las Animas.
Guayaquil (Pueblo Nuevo, Caldas)	Reconocimiento preliminar y evaluación de trabajos adelantados. Levantamiento geológico y planeación de exploraciones y desarrollo. Colaboración en trabajos para mejorar el funcionamiento de los equipos de beneficio.
La Ceja (Antioquia)	Estudio topográfico en la finca Zaluma.

COPIA DE LA ENCUESTA DE LA ZONA MINERA DE MEDELLIN

MINA O LUGAR

T R A B A J O S

Columbia (Belén de Umbría) Risaralda

Asistencia en exploración y muestreo para estudio de beneficio de minerales. Paralización de labores por falta de crédito minero y mercadeo apropiados.

La Mariela (Caramanta) Antioquia

Se estudia beneficio por flotación diferencial. Se hará muestreo en socavones para evaluar el depósito.

Cali (Valle)

Observación de flotación de azufre en Industria Puracé, para complementar estudio de beneficio y diseño de planta para azufre de Chiles (Nariño). Muestreo de mineral de Colombia (Risaralda).

Gómez Plata

Estudio para solicitud de crédito sobre mina San Judas, presentado a FONADE. Reconocimiento de la zona alta del depósito. Se inició estudio de beneficio de mineral. Posteriormente se suspendió el avance de los trabajos.

Andes (Antioquia)

Recolección de datos sobre mineralizaciones, tenores, potenciales y otros sobre minas de oro y antimonio. Análisis químicos y ensayos respectivos para evaluar la factibilidad de las explotaciones. Los resultados se dieron a los interesados.

Carmen de Viboral (Antioquia)

Arcillas. Se determina la calidad y la utilización del mineral. Se terminaron las perforaciones, muestreo y trabajos topográficos. Se hacen análisis y pruebas al fuego.

Angelópolis (Antioquia)

Establecimiento del estado y situación de explotaciones subterráneas de carbón para evitar asentamientos y deslizamientos que afectaban la zona urbana. Levantamientos topográficos.

MINA O LUGAR

T R A B A J O S

Santa Lucía (San Pedro), Antioquia

Mina de aluvión. Las tuberías, elevadores hidráulicos y canalones para lavado de mineral están en buen estado. Se trabajó hace 25 años. se recomendó prospección con taladro. Buenas perspectivas para crédito minero.

Campamento (Antioquia)

Inspección ocular a zona municipal. El yacimiento de cuarzo sin mineralización no presenta interés.

Buga (Valle)

Evaluación de posibilidades de depósitos de cobre, grafito y caolín en zonas de Palmira, Buga y Queremal. Solo se consideró favorable el caolín de Queremal, que es atendido por la A. T. de la Facultad de Minas de Medellín.

Bolombolo (Antioquia)

Visita preliminar a zona de cobre.

Caucasia (Antioquia)

Estudio económico sobre exploración para concesión de oro y plata. Se constató imposibilidad de colaborar por falta de equipo y personal.

Condoto (Chocó)

Visita a la zona de la Draga No. 9 de la Cía. Minera Chocó Pacífico S. A.

Segovia (Antioquia)

Coordinación de trabajos con inspección regional de Minpetróleos. Se establecieron zonas de muestreo con el Ingo. Inspector.

Ibagué (Tolima)

Interventoría y Asistencia Técnica en revisión de planta de beneficio. Se informó sobre estado del equipo y condiciones para funcionamiento.

Marmato (Caldas)

Muestreos y Asistencia Técnica. Inspecciones oculares.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

MINA O LUGAR

T R A B A J O S

Santa Anita (Carmen de Atrato), Chocó	Orientación en trabajos exploratorios y de beneficio. Cambio en dirección de túneles y recomendación para nuevos túneles. Localización del Mineral y avance por zona mineralizada. Control de clasificación y reactivos en el beneficio.
El Volcán (Amalfi), Antioquia	Visita preliminar de la zona y muestreo para estudio de laboratorio. Se indicó trabajo exploratorio. Las muestras dan buenos tenores de oro.
Tolima y Nariño	Demostración de manejo de cunas californianas para explotar aluviones, con mayor rendimiento.
La Lucía (San Pedro), Antioquia	Minas de aluvión. Estudio para crédito minero.
Santa Ana (Angelópolis), Antioquia	Carbón. Estudio para crédito minero.
Pasto (Nariño)	Colaboración en la instalación de la Planta Piloto de la Zona Minera de Pasto, similar a la Planta de Medellín.
Popayán (Cauca)	Colaboración en el control del incendio en las minas de azufre. Aplicación de los métodos indicados.
Guadalupe (Antioquia)	Estudio Zona derrumbe.

CUADRO No. 4

ASISTENCIA TECNICA DE LA FACULTAD DE MINAS - MEDELLIN

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERÍSTICAS Y TRABAJOS</u>
San Diego (Frontino, Antq.)	Oro y Plata con sulfuros	Mina antigua trabajada hasta hace 30 años. Desde Junio de 1970, se avanza cruzada para probar reservas y hacer montaje de beneficio. Análisis de muestras han dado resultados satisfactorios. Se desarrollará el plan típico de trabajo cuando se corte el filón al nivel inferior.
Templo de Viana (Remedios, Antioquia)	Mármoles y Calizas	Cantera cerca al río Pocune. Hay mármol gris, caliza blanca y mármol blanco. Se hicieron trabajos de campo para adquirir informes sobre posibilidades, calidades, explotación y transporte. Estudios de laboratorio para determinar calidades, estudios de cálculo de reservas. Se hicieron recomendaciones como continuar la construcción de carretables, explotar bloque libres de grietas, etc.
La Maravilla	Oro y Plata en sulfuros	Hubo trabajos antiguos. Se comprobó con una clavada un "acuífero" que impide laboreo aún con motobomba de 4". El levantamiento geológico comprobó plegamiento del filón, que hace difícil el laboreo y por tanto es inapropiado para pequeña minería por los altos riesgos. Se recomendó total abandono de trabajos.
La Esperanza (Cáceres, Antioquia)	Oro de aluvión	Cateos preliminares con 5 apiques hasta el nivel freático. Análisis de un muestreo sistemático, dieron resultados negativos y se recomendó no hacer inversiones.

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERISTICAS Y TRABAJOS</u>
La Cecilia (El Retiro, Antioquiá)	Oro y Plata en sulfuros	Los análisis de muestras de exploraciones superficiales son negativos y se recomendó provisionalmente no hacer inversiones hasta definir posibilidades por medio de otros análisis.
Farallones (Manizales)	Oro y plata en sulfuros	Desarrollo productivo con guía de 500 m. y se avanzan tambores y sobreguías para probar reservas. Hay buenos equipos. Modificación de beneficio, levantamiento topográfico, cálculo completo de reservas comprobadas, control de lotes de concentrados, pruebas con 12 toneladas de concentrados en Medellín. Los concentrados requieren beneficio en el país para ser explotables económicamente.
La Cascada (Manizales)	Oro y Plata en sulfuros	Trabajos de exploración subterránea desde hace 3 años. Se rehabilitaron 180 m. de cruzada y más de 150 m. de guía. La Asistencia Técnica ha hecho levantamientos topográficos. Con base en planos antiguos se dirigen trabajos para encontrar la aguja colombiana.
La Coqueta (Manizales)	Oro y Plata en sulfuros	Cruzada de 340 m. y guías sobre el filón. La Asistencia Técnica sugirió la adquisición de mesa concentradora que ha dado buenos resultados. Se hizo topografía.
Echandía (Marmato)	Plata y Oro en sulfuros	Altos tenores en plata y apreciables en oro. Actualmente se hace desarrollo productivo. Hay buenos equipos. La Asistencia Técnica hizo estudio sistemático de beneficio.
San Cayetano (Salamina)	Arenas de cuarzo	Se analizaron muestras. Se comprobó que estas arenas síliceas no tienen importancia comercial y por tanto se recomendó suspender exploraciones
El Encanto y El Infierno (Aguadas)	Oro y Plata	Se han hecho exploraciones superficiales en afloramientos de dos filones diferentes. La A. T. analizó muestras. Se descarta provisionalmente posibilidades para El In-

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERISTICAS Y TRABAJOS</u>
El Encanto y El Infierno	Oro y Plata	fierno y se recomiendan destapes y trincheras en El Encanto.
Bolívia (Samaná)	Oro y Plata	Se busca un filón antiguamente explotado. La A. T. analizó muestras con resultados negativos. Solo se recomendó continuar la exploración superficial.
El Diamante y El Socorro (Pichindé)	Oro y Plata en sulfuros	La A. T. hizo inspección ocular y comprobó imposibilidad de acceso a los trabajos antiguos. Se recomendó destapar y restaurar los frentes antiguos y arreglar caminos de herradura, también localización de nuevos trabajos por veta cercana al molino.
La Esmeralda Mpio. B/ventura	Manganeso (47% Mn.)	Hay varios estudios del yacimiento. La A. T. hizo geología del área y realizó análisis de muestras. Se elaboró programa para autofinanciación de la explotación. Alto contenido de manganeso = 47% y ausencia de cobre (menos 0.05%) lo hace apto para metalurgia y fabricación de pila seca. Simple separación del sílice en mesas concentradoras. Se adelantan pruebas metalúrgicas y se esperan buenos resultados.
La Bramadora Guadalupe (Antioquia)	Oro y Plata en sulfuros	Análisis de muestras para valorar reservas probadas. También análisis de muestreos de lotes de exportación para controlar liquidaciones.
Los Olivos (Queremal)	Arcilla y caolinítica	Trabajos exploratorios sobre manto superficial. A T. hizo análisis de muestras, estudios de beneficio. El alto contenido de hierro (F <sub>2</sub> O <sub>3</sub> =2%) limita la utilización del material y se requiere estudio de mercados antes de hacer inversiones.

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERISTICAS Y TRABAJOS</u>
Minas de Carbón del Valle	Carbón	Análisis de 20 muestras con miras a estudio preliminar sobre exportación de carbones.
Bauxita del Valle	Bauxita	Investigaciones sobre beneficio de las bauxitas del Valle del Cauca.
Timbiqué (Guapí y Timbiquí sobre costa pacífica)	Oro y Platino en aluviones	Oro libre a veces con platino y minerales pesados. Explotación por túneles perpendiculares al cauce de quebradas. Se lava el mineral en canalones rudimentarios perdiéndose todo el oro fino. Por 45 días hubo asesoramiento de once minas así:
Timbiquí		<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Localización exacta de los cauces. El magnetómetro dió resultados muy satisfactorios.</li> <li>2. Levantamiento interno de los socavones.</li> <li>3. Recomendaciones de cambios en rumbos de túneles, previos estudios de cauces.</li> <li>4. Solución a problemas de desagüe.</li> </ol>
Mina La Malta	Oro y Plata en sulfuros	Ubicadas en el distrito minero de Buenos Aires "Cerro de la Teta", hay trabajos hace mucho tiempo. Los posibles concentrados de mesano serían exportables por alto tenor de arsénico y medios tenores en Au, Ag. El oro libre es poco. Se podría beneficiar en Central de Beneficios ad-hoc.
Las Nieblas (Salento-Quindío)	Galena argentífera y Blenda	Se han hecho varios estudios de exploración geológica y topográficos, evaluación de reservas y análisis de muestras. Pruebas de concentración. Re-

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERISTICAS Y TRABAJOS</u>
Las Nieblas (Salento-Quindío)	Galena argentífera y Blenda	sultados satisfactorios y se adelanta un proyecto de exportación.
La Balegra	Mármoles	Estudio de campo y pruebas de laboratorio. Se requieren carreteables para transportar el mármol en bloques y equipos de explotación y beneficio.
La Caraba	Galena argentífera	Estudios de campo y análisis de laboratorio. Se recomendó exploración subterránea avanzando sobre el cuerpo mineralizado.
El Porvenir (Concordia-Ant.)	Oro y Plata en sulfuros	Análisis de muestras de afloramientos, negativos. Se recomendó suspender trabajos en esa zona.
Charrascal (Dabeiba)	Calcopiritas	Análisis de muestras de afloramientos de calcopirita con resultados favorables. Se recomendó la forma de tomar muestras representativas.
Santa Isabel (Remedios-Ant.)	Oro y Plata en sulfuros	Análisis de muestras de afloramientos. Se exploró para encontrar el filón Santa Isabel que fué explotado hace varios años. Los análisis fueron negativos. Se recomendó localizar la antigua bocamina para localizar mejor la exploración.
Calcita de El Tigre (Amalfi)	Calcita	Análisis de muestras. Inspección ocular de la formación. Estudio de Mercados.
La Veta (Remedios-Ant.)	Oro y Plata	Análisis de muestras del afloramiento, negativos. Se recomendó no profundizar en exploraciones de esta zona y continuar muestreos en otras zonas de interés.

BIBLIOTECA NACIONAL DE COLOMBIA

<u>MINA</u>	<u>MINERAL</u>	<u>CARACTERISTICAS Y TRABAJOS</u>
Santa María (Darién-Valle)	Oro en aluvión	Se hacen cateos a orillas del río Calima. Muy buenos resultados para análisis de oro y platino.
Los Chorros y Cuavaloca (El Dovio-Valle)	Molibdenita	Análisis de muestra de 5 kilos con óptimos resultados. Se informó sobre la posible importancia del afloramiento.
San Cayetano	Oro y Plata en sulfuros complejos	Análisis de muestras indican un mineral de plata, con valores en oro y altos porcentajes de zinc, plomo y cobre. Se recomendó hacer trámites de permiso, continuar los destapes y enviar muestras.
Puerto Boyacá (Boyacá)	Oro y Plata	Resultados negativos para muestras de afloramientos.
Municipio Quinchía	Antimonio, yeso y sulfuros auríferos	Análisis de muestras exploratorias han dado resultados satisfactorios.

CUADRO No. 5

Z O N A S   E N T R E G A D A S   E N   1, 9 7 1  
(Para ser controladas por la Sección)

<u>Contrato No.</u>	<u>Mineral</u>	<u>Hectáreas</u>	<u>Municipio</u>	<u>Departamento</u>
1. 729	Caliza	487, 50	Belén	Boyacá
3. 028	Yeso	105, 31	Villa de Leiva	"
3. 074	Mármol	1. 000, 00	Toribio	Cauca
3. 728	Calizas	168, 00	Valledupar	Cesar
3. 729	"	168, 00	"	"
3. 730	"	468, 00	"	"
836	Barita	996, 30	Tesalia	Huila
3. 85.1	Hierro	996, 36	Neiva	"
748	Carbón	4. 980, 00	Landázuri	Santander
894	"	4. 800, 00	"	"
896	"	4. 800, 00	"	"
897	"	4. 800, 00	"	"
898	"	4. 800, 00	"	"
903	"	4. 695, 00	"	"
904	"	4. 800, 00	"	"
905	"	4. 800, 00	"	"
906	"	4. 800, 00	"	"
799	"	4. 800, 00	"	"
800	"	4. 800, 00	"	"
892	"	4. 800, 00	"	"
2. 492	Yeso	645, 10	Los Santos	"
2. 833	"	637, 00	" "	"
2. 818	Mármol	900, 00	Lérida	Tolima
1. 814	Arcillas	1. 000, 00	Bugalagrande	Valle
3. 731	Silicatos	29, 00	Cali	"
3. 772	Cobre	1. 000, 00	El Dovio	"
3. 773	"	1. 000, 00	" "	"
3. 774	"	1. 000, 00	" "	"
3. 775	"	1. 000, 00	" "	"

Contrato No.	Mineral	Héctáreas	Municipio	Departamento
3.776	Cobre	950.00	El Dovio	Valle
30		70.225,57		
		=====		
	a) Total contratos entregados en 1970			13
	b) Total contratos entregados en 1971			30
	c) Total permisos entregados en 1970			1
	d) Total permisos entregados en 1971			-
	e) Area de contratos entregados en 1970			14.363,13 has.
	f) Area contratos entregados en 1971			10.225,57 "
	g) Area de permisos entregados en 1970			250,00 "
	h) Area de permisos entregados en 1971			-
	i) Cambio porcentual			489%

2. - ZONAS ENTREGADAS - ENERO A JUNIO DE 1972

3.235	Carbón	271,83	Buenos Aires	Cauca
3.890	"	1.000,00	Montería	Córdoba
3.891	"	1.000,00	"	"
3.892	Hierro	1.000,00	Sasaima	Cundinamarca
3.736	Carbón	1.000,00	Tello	Huila
2.897	Calizas	26,80	Ciénaga	Magdalena
1.061	"	821,75	San Luis	Tolima
3.219	Yeso	420,00	Uribe	Guájira
8		5.540,38		
		=====		

B. - PETROLEO Y GAS NATURAL

De acuerdo con las leyes de petróleos vigentes y el Decreto orgánico del Ministerio, la División tiene a su cargo el control y la vigilancia técnica de la industria de hidrocarburos en sus ramas de exploración, explotación, transporte, y distribución. También interviene, por el aspecto técnico, en los trámites propios del otorgamiento de concesiones y aportes.

1 - CONCESIONES

Durante 1971, se efectuó el estudio de 147 propuestas de contrato para explorar y explotar petróleo de propiedad nacional. De éstas, 101 fueron de primer estudio y 46 de segundo. Conceptuó favorablemente con respecto a 122 y a 25 les formuló observaciones de carácter técnico.

También se llevaron a cabo dos estudios sobre oleoductos, así: Ruta general del oleoducto Mamonal-Barranquilla, para el transporte de productos refinados, de la empresa Poliducto de la Costa Ltda., y un estudio sobre el trazado definitivo del oleoducto San Antonio - Kilómetro 15, de propiedad de las empresas Texas Petroleum Company y Colombian Gulf Oil Company.

Igualmente se emitió concepto sobre la devolución de un lote perteneciente a las zonas aledañas a la antigua concesión De Mares y sobre la devolución de lotes de las concesiones "San Miguel" y "Tisquirama". Además, se estudió y emitió concepto sobre el alinderamiento definitivo de las concesiones "Orito Norte", "Orito Sur", "Acaé Norte", "Acaé Sur", localizadas en la región del Putumayo, y de la concesión "Tisquirama", situada en el Departamento del Cesar. También se estudió la exclusión del terreno de la Propuesta No. 1268, el área de las fincas "Los Cauchos" y "Los Cauchos y Los Olletes", declaradas de propiedad privada.

Se rindieron 17 informes sobre asuntos varios sometidos a su estudio, tales como: localización de varias propuestas de contrato de concesión y de áreas de propiedad privada del subsuelo; ubicación de pozos y concesiones para fines de participaciones departamentales y municipales por concepto de regalías y cánones superficiarios; solicitudes de permiso para adelantar exploraciones sísmicas submarinas; y consultas formuladas por otras dependencias del Ministerio y de particulares sobre las mismas materias.

## 2 - SEGURIDAD Y MANEJO DE COMBUSTIBLES

Durante el año de 1971, la actividad del Ministerio en lo relacionado con seguridad y manejo de combustibles fué apreciable a pesar de los limitados medios de trabajo de que dispone.

Con el fin de vigilar el cumplimiento de los reglamentos sobre comercio de combustibles derivados del petróleo y del gas natural y los que rigen para la construcción de los equipos utilizados en su almacenamiento y distribución, se visitaron instalaciones en 75 ciudades y poblaciones. En éstas se realizaron 199 inspecciones a establecimientos dedicados al comercio de combustibles derivados del petróleo y del gas natural; así:

- 39 Plantas de gas propano (G. L. P.);
- 86 Depósitos de distribución de G. L. P.;
- 4 Instalaciones industriales de G. L. P.;
- 65 Estaciones de servicio;
- 5 Plantas de abasto.

Por otra parte, se revisaron 50 juegos de planos y se aprobaron 35 plantas de envase, depósitos de almacenamiento e instalaciones industriales de gas propano (G. L. P.), y estaciones de servicio. Es

tos planos corresponden a instalaciones nuevas, y a remodelación

o ampliación de algunas existentes.

Además, se prestó asesoría a entidades nacionales, departamentales y municipales en el manejo, transporte, almacenamiento y distribución de los combustibles derivados del petróleo y del gas.

**FISCALIZACION Y VIGILANCIA DE PETROLEOS**

En el año 1971 se efectuó el control de la producción de petróleo y gas por intermedio de las 15 inspecciones regionales, ubicadas en las distintas concesiones en explotación y en los terminales de oleoductos. Se controló el desperdicio de hidrocarburos, el transporte de los mismos y el mantenimiento de las instalaciones de producción de acuerdo con las disposiciones legales vigentes.

En el año citado, se liquidó el valor de las regalías mensuales correspondientes a la producción de hidrocarburos de 31 concesiones en período de explotación y el del impuesto de producción a la propiedad privada Guaguaquí-Terán, de la Texas Petroleum Company. Se liquidaron las sumas referentes a los

cánones superficiarios de 62 contratos vigentes y las de impuestos

de transporte por oleoductos y gasoductos.

Se tramitaron las solicitudes de exención de derechos de importación de equipos, materiales y repuestos destinados a concesiones en exploración y las de la concesión Barco, de la Colombian Petroleum Company. Se rindió concepto sobre 73 informes anuales contractuales y se estudió y conceptuó sobre 23 renunciaciones de concesiones. Igualmente, se conceptuó favorablemente sobre la devolución de lotes de dos concesiones.

Fueron revisados y aprobados los cálculos y tablas de aforro de 10 tanques para almacenamiento de petróleo y de 2 para gas licuado de petróleo.

Se efectuaron las liquidaciones mensuales de dólares para compras de petróleo con destino a la refinación interna, de acuerdo con las disposiciones vigentes sobre la materia.

**4 - CONSERVACION Y RESERVAS**

Durante el año 1971, fueron estudiados 513 documentos técnicos presentados por las diferentes empresas exploradoras y

explotadoras de petróleo y gas y se conceptuó sobre 107 informes técnicos, los cuales se discriminan así:

86 Informes Técnicos y Contractuales;

11 Renuncias de Contratos de Concesión;

5 Solicitudes de permiso para efectuar exploraciones sísmicas en tierra firme;

2 Prórrogas del período de exploración de concesiones;

1 Reclasificación de varios pozos como productores de gas;

1 Solicitud de permiso para suspender provisionalmente la producción de una concesión en explotación; y

1 Renuncia de una concesión en explotación.

En lo referente a Ingeniería de Yacimientos, se elaboraron todos los documentos de carácter técnico requeridos para sustentar ante el Tribunal de Arbitramento los puntos de vista de la Nación en el diferendo surgido con las empresas Texas Petroleum Company y Colombian Gulf Oil Company en relación con las altas ratas de producción a que se estaba sometiendo el yacimiento "Caballos" del campo de "Orito" en las concesiones "Orito Norte" y "Orito Sur".

Se estudiaron y aprobaron el plan piloto de mantenimien-

to de la presión mediante la inyección de gas en el yacimiento "Pepino", del campo de "Orito", y el proyecto de mantenimiento de la presión por inyección de gas en el yacimiento "Lisama" del campo de Provincia, de las concesiones El Roble, El Limón y El Conchal, ubicadas en el Departamento de Santander.

Como consecuencia de estudios se aplicaron medidas de conservación en los campos de la concesión Barco. Con estas medidas se logró la construcción de varias piscinas para recolectar el petróleo que se derrama en las baterías de producción, la rehabilitación de pozos productivos que habían permanecido inactivos durante largo tiempo, la reparación y reacondicionamiento de las instalaciones, equipos y elementos de producción.

Además, se realizó un estudio sobre el estado de los pozos inactivos existentes en el campo de "Casabe", de la concesión Yondó, con el fin de determinar los pozos que podrían rehabilitarse y ponerse en producción. Del referido estudio se dedujo que es necesario abandonar 28 pozos en forma definitiva y someter a trabajos de reparación, para ponerlos en estado de producción, a 23,

De los informes y estudios, se destacan:

- a. - Utilización del modelo matemático de tres dimensiones en el yacimiento "Caballos" del campo "Orito";
- b. - Observaciones de carácter técnico a la entrada en explotación de la concesión Churuyaco;
- c. - Utilización total del gas que se produce en la concesión Zulia;
- d. - Recomendaciones sobre pozos inactivos en las concesiones Yondó, Cantagallo, San Pablo y La Cristalina;
- e. - Reservas de gas en los valles medio y bajo del Río Magdalena y en la cuenca del Catatumbo;
- f. - Aplicación del fallo arbitral sobre explotación del yacimiento "Caballos" del campo de "Orito".

Además fueron estudiadas y calificadas las licencias semestrales e individuales para la importación de bienes de capital y demás elementos que requiere la industria del petróleo en sus diferentes actividades. Igualmente, se llevó a cabo el estudio de la solicitud de revisión de las tarifas y del reglamento de transporte de derivados del petróleo por el oleoducto Cantimplora-Puerto Berro-Medellín, de propiedad de las Empresas Departamentales de Antioquia.

C - ASUNTOS LEGALES

1 - MINAS

a. - Durante el año comprendido entre el 30 de Junio de 1971 y de 1972 se estudiaron 669 nuevas solicitudes y propuestas, discriminadas así:

Solicitudes de Licencias de exploración Técnica	409
Solicitudes de Permiso	218
Solicitudes de Aporte	42

b. - Se elaboraron proyectos de Resolución sobre las materias siguientes:

Admisión de Propuestas y Solicitudes	238
Otorgamiento de Plazos	262
Rechazo, desistimiento y retiro de propuestas y solicitudes	691
Inspecciones	20
Cauciones	20
Calificación de informes	17
Llamado a contratar	8

Otorgando licencia	35
Otorgando permisos	5
Otorgando aporte	5
Traspasos	40
Recursos	103
Poniendo causales de caducidad	4

c. - El artículo 286 del Decreto 1275 de 1970 exige a los propietarios particulares de minas de esmeraldas dar aviso al Ministerio para iniciar las actividades de exploración y explotación sobre las mismas. Al efectó se dieron, en el período mencionado, dos de los referidos avisos.

d. - Referente a zonas de reserva, se destaca el Decreto No. 769 de 1972 sobre descongelación de zonas en el país.

e. - El Ministerio aprobó diez contratos de asociación entre la Empresa Colombiana de Minas y personas jurídicas y naturales, para explorar y explotar zonas esmeraldíferas otorgadas en aporte a ECOMINAS.

PETROLEOS

a. - Se registraron 85 nuevas propuestas de concesión, 2 solicitudes de aporte y 1 propuesta sobre gas. Se perfeccionaron 52 contratos de concesión.

b. - Se elaboraron las siguientes resoluciones o providencias:

Sobre presentación de nuevas propuestas de concesión	88
Admisión de propuestas	19
Declarando abandono de actuaciones	5
Aceptando renunciaciones o desistimiento	132
Sobre informes	46

c. - Se declararon de reserva nacional dos áreas petrolíferas que fueron aportadas a la Empresa Colombiana de Petróleos para que las explore, explote y administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero. Estas áreas se encuentran en la parte sur del país en los límites con el Ecuador y la Costa Pacífica.

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

III - LABORES DESARROLLADAS POR LOS INSTITUTOS  
ADSCRITOS Y VINCULADOS AL MINISTERIO DE  
MINAS Y PETROLEOS

A - INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-  
MINERAS (INGEOMINAS)

Síntesis de las labores realizadas por INGEOMINAS duran-  
te el año 1971.

PROGRAMA I.- DIRECCION GENERAL

Proyecto I-1.- Dirección y Unidades Asesoras

Las principales actividades de este Proyecto fueron:

1 - Celebración del Convenio de Préstamo 514-L-058 entre  
el Gobierno de Colombia y la Agencia para el Desarrollo Interna-  
cional (A.I.D.), firmado el 28 de Abril de 1971.

Por este Convenio se adelantarán investigaciones geoló-  
gico-mineras en cinco zonas del país, con prelación a la búsque-  
da y prospección de depósitos de minerales, reducción del grado  
de refinación de la cartografía geológica a lo estrictamente nece-  
sario y aplicable a la búsqueda de yacimientos y evaluación de  
los yacimientos encontrados durante el primer convenio. Este

proyecto comprende:

a.- Entrenamiento y educación avanzada de aproximada-

mente 22 colombianos en materias relacionadas con  
los programas del Instituto.

b.- Trabajos de fotogeología, fotogrametría, geofísica aé-  
rea y estudios especializados que se requieran duran-  
te la ejecución del proyecto.

c.- Investigaciones de Campo mediante las siguientes ac-  
tividades:

-Compilación de toda la información geológica exis-  
tente y preparación de mapas con indicación de los  
sitios de mineralizaciones conocidos.

-Interpretación fotogeológica de las áreas.

-Reconocimiento de campo para verificación de la in-  
terpretación fotogeológica.

-Estudio de la compilación de los datos geológicos-  
mineros conocidos y del mapa fotogeológico para se-  
lección de áreas que constituyen objetivos prima-  
rios.

-Levantamiento geológico detallado de las áreas se-  
leccionadas para determinar los factores geológicos  
que controlan la mineralización.

-Estudios geoquímicos y geofísicos para definir las

áreas de mayor concentración y mejores perspectivas.

-Ejecución de perforaciones y excavaciones.

-Evaluación geológica de reservas.

d. - Adquisición de vehículos de campo, taladros, equipo geológico de campo, equipo de laboratorio, materiales y suministros, otros equipos, libros y revistas técnicas.

2 - Se ha hecho la recopilación cuidadosa de toda la información geológica disponible con el fin de publicar un nuevo mapa geológico de Colombia.

3 - En coordinación con otras entidades oficiales y la Corporación Andina de Fomento (CAF), se adelantó un trabajo de toma de muestras y análisis de carbón en las cuencas de la Sabana de Bogotá, Norte de Santander, Valle del Cauca y Antioquia. Con base en los resultados de este trabajo preliminar, se programará la evaluación de las cuencas carboníferas del país que presenten mejores posibilidades.

4 - Se adelantó, la solicitud de Asistencia Técnica y Financiera para otros proyectos, entre ellos, la investigación de minerales de cobre en una zona, situada en las cordilleras Occidental y Central, al sur del país, y evaluación de las reservas de las cuencas carboníferas del país.

5 - En colaboración con otras entidades y bajo la coordinación del Departamento Nacional de Planeación, se inició el programa de desarrollo de la Alta y Media Guajira, correspondiéndole al INGEOMINAS la evaluación de aguas subterráneas.

#### Proyecto I-2 - Unidades Administrativas Centrales y Regionales

En el año de 1971 las Unidades Administrativas Centrales y Regionales desarrollaron en forma eficiente las actividades a ellas encomendadas, agilizando los diferentes sistemas de operación con el fin de prestar el máximo apoyo a las Unidades Técnicas, lo cual se reflejó en el rendimiento alcanzado en cada una de las actividades desarrolladas por el Instituto.

PROGRAMA II - INVESTIGACIONES GEOLOGICAS

Este programa comprende los siguientes proyectos:

Proyecto II-1 - Fosfatos de Santanderes.

En vista de que la Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS) inició estudios de exploración en el área de Sardinata, la actividad en este proyecto se redujo a la preparación del informe sobre los resultados de las perforaciones y trincheras efectuadas por INGEOMINAS durante el año de 1970.

Para el cálculo de la reserva se ha dividido el yacimiento en dos partes: la parte A, que corresponde al área comprendida entre la traza de la capa de roca fosfórica y el contacto entre las formaciones La Luna-Colón, para un total de 13,8 millones de toneladas como reservas posibles, con tenores entre 18 y 32% de  $P_2O_5$ ; la parte B, que corresponde a la prolongación de la capa de roca fosfórica por debajo de los sedimentos del Cretáceo Superior, con las siguientes dimensiones: 1,0 kilómetros en dirección norte a partir del contacto La Luna-Colón, una longitud de 7,0 kilómetros, en dirección este-oeste a partir del pozo No. 3, para un total de 20 millones de toneladas, de reservas potenciales explotables por métodos subterráneos; el único dato de tenor conocido es el del pozo No. 3, con 18% de  $P_2O_5$ . Para probar las reservas, se requiere el levantamiento geológico y topográfico,

a escala 1:5.000, y un programa de perforación inicial, con pozos separados a 500 metros. Aparentemente, parte del depósito tiene roca con tenores superiores al 30% de  $P_2O_5$ , la que podría tratarse con ácido sulfúrico para la obtención de ácido fosfórico y superfosfato.

Proyecto II -2 - Fosfatos Boyacá

Área de Sogamoso: se concluyeron los estudios geológicos detallados iniciados el año anterior, en las siguientes áreas: al sur de Sogamoso, entre las poblaciones de Gámeza y Mongua y al sur de la Laguna de Tota, mediante trabajos de cartografía geológica detallada a escalas 1:25.000 y 1:10.000, apertura de trincheras y tomas de muestras en canal. Se diferenciaron varios niveles fosfóricos dentro de la Formación Plaeners, destacándose uno localizado cerca a su base con una capa de 1,4 M. de espesor y un tenor promedio de 20% de  $P_2O_5$ .

Las reservas potenciales ascienden a 140 millones de toneladas. La roca fosfórica está compuesta principalmente por "pellets" de apatito redondeados de un tamaño que varía entre 0,1 y 0,8 mm. de diámetro, lo mismo que cuerpos cilíndricos y huesos fosfatizados, cuarzo angular y subangular de un tamaño

promedio de 0.5 mm, todo lo anterior en una matriz de sílice criptocristalina.

Area de Pesca : se continuó la evaluación del yacimiento en el Alto de la Conejera, con los siguientes trabajos:

- Levantamiento topográfico y geológico en el flanco occidental del sinclinal, en una extensión de 7.5 Km<sup>2</sup> a escala 1:2.000.
- Cuatro trincheras más (para un total de 11 en el flanco occidental) y muestreo en canal.
- Perforaciones, con el fin de calcular las reservas del depósito. Durante el presente año se perforaron ocho pozos y dos más avanzan satisfactoriamente.

Con los trabajos realizados se han calculado las siguientes reservas, tomando solamente la capa principal:

Probadas	6 millones de tons.
Probables	4 " " "
Posibles	74 " " "

Area de Tunja: se inició la exploración por medio de cartografía geológica a escala 1:25.000, trincheras y toma de muestras en una zona comprendida entre las poblaciones de Samacá y Sotaquirá, Norte de las poblaciones de Turmequé, Boyacá, Oicatá y Suroeste de Duitama. De estas áreas, la más promisoría se lo-

calizó al sur de la población de Boyacá y cercanías de Jenesano.

**Proyecto II-3 - Acuíferos del Valle del Cauca**

Este proyecto se ejecuta en colaboración y con financiación de la Corporación Autónoma Regional del Cauca, y para el efecto se han considerado dos áreas de estudio: una comprendida entre Santander de Quilichao y el río Sonso, y otra entre este último y Cartago.

**Proyecto II-4 - Estudios Geológicos**

Hidrogeología : Se llevaron a cabo dos proyectos que se describen por separado: acuíferos del Valle del Cauca e Hidrogeología de la Alta y Media Guajira. Además, se prestó asistencia técnica para el abastecimiento de agua, al SENA en Popayán y a la Vereda Río Neiva en el Municipio de Algeciras.

Paleontología y Estratigrafía : se continuaron las investigaciones en Carmen de Bolívar y Cartagena sobre el Terciario Marino del Norte de Colombia y se investigó la zona de Capitanejo con el fin de hacer una correlación entre las formaciones que contienen los niveles con Exogyra DORBIGNY en las áreas de Villa de Leiva y Capitanejo.

Se prestó también asistencia técnica, con análisis paleontológico, a las siguientes entidades: Continental Oil Co., ECOMINAS, Marathon Petroleum Co. y Superior Oil Co.

Geofísica: En labores de campo se hizo la supervisión del estudio con magnetómetro aéreo en los Llanos, en un área de 25 mil Km.<sup>2</sup>.

Además, se hicieron las interpretaciones de los datos obtenidos con el magnetómetro y el gravímetro durante el año de 1970 en las áreas de Ocaña, Chitagá y Labateca.

Se elaboraron los mapas topográficos, regionales, residuales, isogálicos e isogámicos y en algunos casos se logró hacer la correlación entre los afloramientos conocidos y las anomalías resultantes.

Petrografía y Mineralogía: Las actividades desarrolladas fueron las siguientes:

Elaboración de 2.024 secciones delgadas y 78 secciones pulidas. Análisis petrográfico de 811 muestras y análisis mineralógicos de 1.795 muestras. Trituración de 1.106 kgs. de minerales y preparación de 6.333 muestras para análisis por absorción atómica y de 7.352 muestras para espectrografía.

Ingeniería Geológica: Fueron visitadas las zonas de deslizamientos en los Municipios de Paz del Río, Venécia, Envigado, Tamesis, Villarrica, Túquerres, Quinchía, Ubalá, Socha Viejo, Viotá y Santa Bárbara. En los informes respectivos se hicieron las recomendaciones necesarias para evitar mayores desastres.

#### Proyecto II-5 - Hidrología Alta y Media Guajira

Este proyecto se lleva a cabo junto con nueve entidades gubernamentales, y su objetivo es el desarrollo socioeconómico de la Península de la Guajira.

INGEOMINAS lleva a cabo la exploración de los recursos de agua subterránea para irrigación. Para tal efecto, se han desarrollado los siguientes trabajos:

- Compilación de la información hidrogeológica existente.
- Fotointerpretación geológica a escala 1:50.000 de 11.500 Km<sup>2</sup>.
- Reconocimiento general de campo de 10.000 Km<sup>2</sup>.
- Organización de un archivo con algunos datos de perforación y análisis físico-químicos del agua de 525 pozos.
- Reinterpretación fotogeológica a escala 1:50.000 de 5.230 Km<sup>2</sup>.
- Cartografía geológica a escala 1:25.000 de 980 Km<sup>2</sup>, con 8.791 m. de columnas estratigráficas. Cartogra-

REGISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

REGISTRO DE EMPRESAS

BIBLIOTECA

ffa geológica a escala 1:50.000 de 2.300 Km<sup>2</sup>.

-Cartografía geológica a escala 1:25.000 de 220 Km<sup>2</sup>, e informe final.

-Nivelación topográfica a escala 1:10.000 de 40 pozos dentro de un área de 450 Km<sup>2</sup>.

-Análisis físico químico del agua de pozos.

#### Otras Actividades del Programa II.

El grupo de fotogeología ha iniciado la fotointerpretación de la zona cubierta por rocas sedimentarias en el valle superior del Río Cauca y del Río Patía en un área aproximada de 18.000 Km<sup>2</sup>, localizada entre los municipios de Mercaderes (Cauca) y Quinchía (Risaralda).

#### PROGRAMA III - LABORATORIO QUIMICO Y DE PROCESAMIENTO

Este programa comprende los siguientes proyectos:

Proyecto III-1 - Normas y Control de Calidades

Tiene por objeto el procesamiento de muestras provenientes de entidades oficiales y particulares para el establecimiento y comprobación de normas y calidades.

Dentro del Programa de Control de Calidades del Ministerio de Desarrollo Económico se prestó asistencia técnica a 206

personas naturales y a 302 entidades mineras, comerciales e industriales mediante el procesamiento de 2.456 muestras.

La Sección Agrícola realizó todos los trabajos relacionados con abonos, aguas, forrajes y suelos. Programó, a solicitud del ICA, la ejecución para 1972 del control de calidad de 1.000 muestras de abonos y 300 muestras de sales minerales.

La Sección Orgánica cubrió las actividades relacionadas con carbones, alimentos, combustibles, disolventes, lubricantes, líquidos para frenos, cauchos, textiles, papeles y otros productos orgánicos. Programó las necesidades para control de calidad en 1972 de 1.000 muestras de plaguicidas a solicitud del ICA y para desarrollar el programa de carbones que realizará INGEOMINAS. Prestó el apoyo de laboratorio necesario en el plan de estudios de carbones coordinado entre la CAF, INGEOMINAS e IFI.

La Sección de Química Inorgánica realizó los trabajos relacionados con control de calidad de cementos, metales, aleaciones, materias primas y productos de la industria química inorgánica y apoyó además las investigaciones mineras de la actividad privada y de otros sectores oficiales.

Proyecto III-2 - Investigaciones Geoquímicas

Su objetivo es la investigación y análisis de elementos trazaras, en sedimentos, suelos, aguas y rocas y análisis químico cuantitativo de minerales y rocas industriales, como apoyo de laboratorio en los trabajos de prospección geoquímica y de evaluación de yacimientos que adelanta INGEOMINAS.

PROGRAMA IV - DIRECCIONES REGIONALES

En desarrollo de sus labores, las Direcciones Regionales realizan dos actividades básicas: Cartografía Geológica y Geología Económica y, eventualmente, trabajos de Ingeniería Geológica.

La Cartografía Geológica comprende las etapas de fotointerpretación y comprobación de campo para producir mapas geológicos a escala 1:50.000, los cuales son utilizados como base para las investigaciones de Geología Económica.

En áreas promisorias, donde se presentan mineralizaciones, se efectúan levantamientos geológicos a escala 1:25.000 o mayor, según el área.

La parte de Geología Económica comprende, en términos generales, las siguientes etapas:

- Recopilación de datos mineros.
- Elaboración del Mapa Minero en base a los datos obtenidos y su consiguiente comprobación de campo.
- Archivo de fichas de información.
- Determinación de áreas favorables para investigaciones.
- Estudio Geológico-Minero detallado de áreas favorables encaminado a probar su potencialidad económica, mediante técnicas apropiadas para cada caso, tales como geoquímica, geofísica, excavaciones y perforaciones.

Estas actividades se desarrollan en cinco Direcciones Regionales, con sedes en las ciudades de Medellín, Bucaramanga, Bogotá, Ibagué y Popayán.

Proyecto IV-1 - Levantamientos Geológicos, Medellín

Area Asignada : Los trabajos de exploración regional se han extendido para cubrir el área de la cordillera occidental comprendida entre los ríos Cauca, Atrato y San Juan, y desde la altura de Mutatá al norte hasta el río Munguicó al sur.

Cartografía Geológica: Las metas físicas alcanzadas en este proyecto fueron:

Area fotointerpretada a escala 1:50.000	3.600 Kms <sup>2</sup> .
Area Cartografiada a escala 1:25.000	850 "
Longitud de transversas	456 "

Geología Económica : Se continuó con la elaboración del mapa minero de los Departamentos de Risaralda y del Chocó y la evaluación de algunos depósitos de minerales.

Prospección Geoquímica : Conjuntamente con el levantamiento de los perfiles geológicos de la Cordillera Occidental, se colectaron muestras de sedimentos activos, para análisis espectrográficos.

Sobre el flanco Este de la Cordillera Occidental, cuyo estudio geológico se había hecho en años anteriores, se colectaron los mismos tipos de muestras a lo largo de 400 Kms. de secciones.

En base a los resultados de los análisis espectrográficos de muestras de finos seleccionados, se elaboraron mapas geoquímicos a escala 1:250,000 para Cu, Co., Ni, Mn, Sb, Cr, V, Ba, y Mo, y con los análisis de la fracción magnética de muestras de minerales concentrados de batea, se elaboraron mapas geoquímicos para Zn, Pb, Cu, Mo, Ba, V, Ni, Co y Cr. Sobre cada sección geológica se hicieron perfiles geoquímicos de cada uno de los elementos antes mencionados. De esta manera, se determinaron algunas áreas con anomalías geoquímicas, que serán objeto de una

exploración más detallada.

Carbones del Area de Pato : Al oeste de Pato, Municipio

de Zaragoza, se estudiaron varios afloramientos de carbón en los sitios de Vegas de Segovia y Tomás Razón. Las reservas posibles se estiman en 19 millones de toneladas de carbón sub-bituminoso tipo B.

minoso tipo B.

Otras Actividades : Se efectuó el estudio de los deslizamientos en los Municipios de Envigado y Tamesis y se elaboraron

informes sobre las causas y recomendaciones para evitar la continuación de estos deslizamientos.

Proyecto IV-2.- Levantamientos Geológicos, Bucaramanga

Metas Físicas Alcanzadas en este Proyecto:

Area Fotorinterpretada a escala 1:50,000 3,600 Kms<sup>2</sup>

Area cartografiada a escala 1:25,000 685 "

Geología Económica : Las mineralizaciones constan de

sulfuros de cobre, plomo y barita y parecen ser depósitos hidrotermales que rellenan fracturas y cavidades en las calizas del Rosa Blanca. Los sulfuros se depositan con calcita oscura y algo de

siderita, formando venas de poco espesor y de forma y longitud variables. La calcopirita, galena y blenda se explotan en pequeña escala, como sub-productos de las venas que contienen barita. Sulfuros de cobre se extraen de las concentraciones secundarias acumuladas en las grietas y cavidades.

Prospección Geoquímica : Con base en el mapa minero

del Departamento de Norte de Santander, en 1971 se seleccionaron las áreas de Labateca, Durania-Bochalema, Cáchira, San Martín, San Calixto-Hacarí y el Cuaré, como de interés para prospección geoquímica y se tomaron 2,386 muestras de sedimentos finos seleccionados, 91 de concentrados de batea y 763 de suelos.

Prospección Geofísica : La interpretación de los trabajos geofísicos de magnetómetro y gravímetro, realizada en el

área de Piedra del Imán, Municipio de Ocaña, dió como resultado una zona anómala de 1 Km<sup>2</sup>, pero de baja intensidad como para indicar la presencia de un cuerpo de magnetita de importancia económica.

Proyecto IV-3 - Sulfuros de Santander

Los resultados de los análisis geoquímicos mostraron

áreas anómalas de plomo y zinc en Soatá y Molagavita. En algunas áreas no se tenía conocimiento de existencia de mineralizaciones.

El trabajo gravimétrico indicó la presencia de dos pequeñas áreas anómalas en Chitagá. Una de ellas coincide con la anomalía de plomo determinada en 1971. Las áreas son demasiado pequeñas para ser de interés económico.

Proyecto IV-4 - Levantamientos geológicos, Sogamoso

Area Asignada : Esta Dirección Regional efectúa estudios geológico-mineros en un área de 20.000 Kms<sup>2</sup>, en parte

de los Departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Santander.

Cartografía Geológica : La cartografía geológica cubrió

un área de 4.900 Kms<sup>2</sup>, a escala 1:50.000 y 225 Kms<sup>2</sup>, a escala 1:25.000. El área fotointerpretada a escala 1:50.000 fué de 2.250 Kms<sup>2</sup>.

Geología Económica : Se continuó la elaboración del Ma-

pa Minero del área asignada. La etapa de compilación de información se concluyó en 1971 y se continuó con la comprobación y estu-

dio geológico de las mineralizaciones.

En el primer semestre del año se visitaron 24 mineralizaciones de caliza, yeso, baritina, arcilla, asphaltita, de las cuales se tomaron 110 muestras.

Los trabajos geológicos mineros en el yacimiento de hierro de Ubalá, Cundinamarca, consistentes en cartografía geológica a escala 1:25.000 y 1:10.000, perforaciones con taladro, análisis químicos cuantitativos y análisis petrográficos, permitieron determinar la extensión y factores geológicos controlantes de la mineralización.

Se indicaron reservas del orden de 31 millones de toneladas. Se recomienda un programa de perforación con el objeto de probar las reservas del yacimiento.

Hierro de Sabanalarga : Aunque estudios anteriores permitían clasificar este depósito como "recurso potencial" debido a su bajo tenor en hierro, alto contenido en sílice y falta de vías de comunicación, se consideró conveniente efectuar algunos trabajos adicionales, para comprobar la calidad del mineral no meteorizado y el espesor del yacimiento. Con este fin se perforaron 19 pozos con profundidades que varían entre 2 y 25 mts. y con un total

de 171 metros perforados.

Hierro de San Eduardo : En el presente año se adelantaron los trabajos de exploración en la mineralización de siderita descubierta a fines de 1971, en el Municipio de San Eduardo (Boyacá).

Con estos trabajos se localizaron varios afloramientos alineados a lo largo de 3 Kms. con un espesor entre 5 y 10 m. En los afloramientos, el mineral está oxidado y tiene un contenido promedio de 54,9% de hierro.

Prospección Geoquímica : Se hizo la interpretación de los resultados de las investigaciones geoquímicas de las cuencas de los ríos Rucio y Muchindote y se localizaron tres zonas anómalas en la cuenca del río Rucio, en áreas que cubren aproximadamente 5 Kms<sup>2</sup>, y una en la cuenca del río Muchindote, que cubre 3 Kms<sup>2</sup>. También se efectuó la interpretación de las cuencas de los ríos Salineros, Farallones, Murca y quebrada Negra.

Vistos los resultados satisfactorios obtenidos en los ríos Rucio y Muchindote, se procedió a la prospección geoquímica de suelos, para lo cual se colectaron 3.315 muestras en las áreas anómalas.

Otras Actividades : Se realizaron estudios sobre los deslizamientos que vienen afectando las poblaciones de Ubalá, (Cundinamarca) y Paz del Río, (Boyacá).

Proyecto IV-5 - Levantamientos geológicos, Ibagué

Area Asignada: A la Dirección Regional de Ibagué se le han encomendado los estudios geológicos mineros de un área de 20.000 Kms<sup>2</sup>, los cuales cubren parte de los departamentos de Caldas, Risaralda, Quindío, Tolima y Huila.

Cartografía Geológica: Se realizó la fotointerpretación geológica a escala 1:50.000 de 3.900 Kms<sup>2</sup>, en los Departamentos de Quindío y Caldas.

Con estos trabajos, y los realizados en años anteriores, se elaboraron los mapas fotogeológicos a escala 1:200.000 de los Departamentos de Caldas y Quindío, y se trabaja en el de Risaralda.

En las zonas de Armero y Samaná, se cartografiaron 1.200 Kms<sup>2</sup> a escala 1:50.000 restantes de la parte cubierta con rocas ígneas y metamórficas. ECOPETROL suministró la cartografía geológica de la parte sedimentaria.

En el área de Manizales se cartografiaron a escala 1:25.000, 450 Kms<sup>2</sup>. El propósito de este trabajo fué el de diferenciar las distintas unidades roca para establecer guías que sirvieran en la búsqueda de depósitos de hierro y azufre.

Geología Económica : Se prosiguió con la elaboración del Mapa Minero del Tolima y se concluyeron los de Caldas y Quindío.

En base al Mapa Minero de Caldas se puede concluir:

- El oriente del Departamento presenta buenas perspectivas para oro, plomo, zinc, plata y mármol.
- La región norte, es muy promisoría para mercurio y cobre; con algunas posibilidades para oro, calcáreos y caolín.
- La región central, al oriente de Manizales, es un distrito aurífero. Además, tiene algunas perspectivas para mercurio y antimonio.
- La región occidental, en su parte más septentrional, es importante por el oro y carbón. Hacia el sur ofrece algunas posibilidades para cobre.

Mapa Minero del Quindío : Los resultados más importantes obtenidos del Mapa Minero del Quindío, pueden resumirse así:

- Al este de la población de Salento, existe un distrito mineralizado, el cual agrupa mineralizaciones de plomo, zinc, plata, antimonio, oro y otros sulfuros en un área de 200 Kms<sup>2</sup>.

-El único depósito de roca calcárea con reservas de alguna magnitud, está localizado en el sitio Puentetabla, Municipio de Pijao. La calidad de la roca no satisface las especificaciones requeridas en la industria del cemento, pero puede ser utilizada en la producción de cal agrícola o hidróxidos de calcio.

-Los recursos de arcilla para alfarería son numerosos, destacándose los situados en los Municipios de Génova, Pijao y Quimbaya.

En cuanto al Mapa Minero del Tolima, se compiló toda la información disponible sobre depósitos minerales en el Departamento.

Durante el presente año se han visitado 54 ocurrencias mineras de oro, antimonio, cobre, molibdeno, magnetita, zinc, arcillas, caolín, feldespato y azufre.

Prospección Geoquímica : En desarrollo de esta actividad, se trabajaron áreas de las regiones de Armero, Samaná, Salento y Rovira;

Area de Armero : Se concluyó la fase de recolección de muestras de finos seleccionados a escala 1:500.000. Las muestras fueron tomadas simultáneamente con la elaboración del Mapa Geológico.

Area de Samaná : Se concluyó la fase de recolección de

muestras de sedimentos activos en el área programada y el muestreo a escala 1:100.000, para la determinación de posibles áreas anómalas para Pb, Ag, Zn, Au, Sb, Cu.

Area de Salento : Las principales conclusiones sobre el estudio de esta área son las siguientes:

-La prospección geoquímica en base a sedimentos activos, es un método eficiente para localizar mineralizaciones de tipo filoniano en esta parte de la Cordillera Central.

-El muestreo debe hacerse en los cauces menores y a una distancia no mayor de 100 m., para obtener resultados consistentes.

-En el caso del área estudiada, las zonas más promisorias corresponden a las áreas de superposición de anomalías para Pb, Cd, Zn, Ag, As y Au.

Area de Rovira : Durante el presente año, la actividad en esta área consistió únicamente en la selección y cómputos de los análisis espectrográficos y primera fase de la interpretación de los resultados, para la localización de posibles áreas anómalas para W, Cu y Mo.

Evaluación de Depósitos : En el presente año se hicieron trabajos de evaluación de reservas en los depósitos de plomo-zinc-plata de Las Nieblas, arcillas para alfarería en el Quindío, roca calcárea en el Quindío, material cuarzo-feldespático caolinizado en

Caldas, hierro en los alrededores del Nevado del Ruíz y arcillas para ladrillería en el Municipio de Ibagué.

-Plomo-Zinc-Plata, Las Nieblas - El depósito se encuentra localizado en el Municipio de Salento, paraje Las Nieblas, a 3.000 m. de altura. Consiste en numerosos filones encajados en rocas metamórficas con espesores variables entre 0,4 y 1,20 m. Los minerales en los filones son: galena argentífera, esfalerita, arsenopirita, argentita y pirita. El contenido de sulfuros en el mineral de mena varía entre 5 y 10%.

Las reservas del mineral de mena han sido estimadas así: probables, 7.000 tons. y posibles, 445.000.

-Arcillas para alfarería en el Quindío - Se hicieron los trabajos de campo y laboratorio para evaluar algunos depósitos de arcilla en el Quindío. Con la información obtenida, se determinaron las características, geología y reservas de los depósitos más importantes. Se visitaron 80 ocurrencias de arcillas, de las cuales se seleccionaron 6 para evaluación detallada.

-Roca calcárea en el Quindío - De todos los depósitos localizados, solamente el de Puentetabla, tiene alguna importancia; pero la calidad de la roca no llena las especificaciones requeridas para la fabricación de cemento.

Las reservas calculadas son las siguientes: probables 5 millones de toneladas, y posibles 25 millones.

-Material Cuarzo Feldespático Caolinizado - Se investigó un depósito en el Municipio de Pensilvania de este material, y se llegó a la siguiente conclusión: el yacimiento es de tipo residual y enriquecido en sílice libre por lixiviación de la alúmina proveniente de la descomposición de los feldespatos de la roca. La topografía abrupta

ha sido un factor adverso en la formación del depósito. Localmente, en el sitio "La Miel" un derrubio permitió la formación de un pequeño depósito de material caolinítico no mayor de 165.000 toneladas.

-Hierro en los alrededores del Nevado del Ruíz - Se investigó la existencia de varias manifestaciones de hierro en los alrededores del Nevado del Ruíz. De todas las manifestaciones visitadas, solamente se escogieron para ser evaluadas las conocidas como "Yacimientos Termales" y "Yacimientos Alegrías", por ser las más importantes. Con la información obtenida, se realizó el informe sobre la geología del área, origen de los depósitos y reservas de mineral, con las siguientes conclusiones:

Todas las manifestaciones de hierro en la región del Nevado del Ruíz son de origen sedimentario y corresponden a depósitos de "hierro de pantanos".

El mineral de hierro de Termales y Alegrías, cumple las exigencias requeridas para la elaboración de cemento Portland.

Las reservas probadas del yacimiento Termales son de 220.000 toneladas y las del yacimiento Alegrías, de 170.000.

-Arcillas para ladrillería en Ibagué - Se realizó un estudio de evaluación de los depósitos de arcillas más importantes, localizados en el Municipio de Ibagué. Como resultado de la investigación se localizaron tres depósitos de considerable magnitud, denominados Cocare, El Jago y Boquerón. De estos tres depósitos, Cocare fué evaluado en detalle por ofrecer las mejores perspectivas para una explotación a gran escala.

Las reservas probadas y probables del depósito son:

Probadas de arcilla grasa 3 millones de tons.

Probadas de arcilla magra	5 millones de tons.
Probables de arcilla grasa	2 " " "
Probables de arcilla magra	7 " " "

-Azufre en el Nevado del Ruiz - Se realizó un estudio de las manifestaciones de azufre que ocurren en una extensión de 49 Kms<sup>2</sup>, al Norte del Nevado del Ruiz. Este depósito se investigó con cierto detalle hasta llegar a probar reservas que no sobrepasan las 10.000 toneladas con tenores que varían de 10% a 90%.

Proyecto IV-6 - Levantamientos geológicos, Popayán

Area Asignada : A esta Dirección Regional se le han encomendado los estudios geológicos de campo en un área de 20.000 Kms<sup>2</sup> en los Departamentos del Valle del Cauca, Cauca y Nariño y la Intendencia del Putumayo.

Cartografía Geológica :

-Area de Mondomo - Se terminó la verificación de campo con la revisión de 200 Kms<sup>2</sup> y el levantamiento de 170 Kms. de secciones.

-Areas de El Bordo y Paletará - Se efectuó la fotointerpretación geológica a escala 1:50.000 de 3.000 Kms<sup>2</sup>, y la verificación de campo de 850 Kms<sup>2</sup>.

Geología Económica : Se trabajó durante este año en los mapas de los Departamentos de Cauca y Nariño, además de los trabajos de geoquímica.

Mapa Minero del Norte del Departamento del Cauca:

Con la información obtenida en el año 1970, se elaboró

un informe que comprende las mineralizaciones visitadas en el área y las pautas para proseguir con los trabajos de investigación minera más detallados.

Mapa Minero del Sureste del Departamento del Cauca:

El área trabajada corresponde a los Municipios de Rosas, Timbío, La Sierra, La Vega y Sotará, en una extensión de 1.000 Kms<sup>2</sup>. Con base a las informaciones obtenidas, se han seleccionado 5 áreas de interés para investigaciones de antimonio, plomo, zinc, plata, oro, caliza y sulfuros de cobre y obsidiana.

Prospección Geoquímica :

-Area de La Teta - Con los datos obtenidos por espectrografía para sedimentos activos, se hicieron histogramas para cobre, níquel, bario, plomo, manganeso, cromo y cobalto. Las muestras de las quebradas Angel, Madroño y Carnicerías se analizaron por colorimetría para arsénico y por copelación para oro.

-Area de La Tetilla - Se hizo el muestreo geoquímico para antimonio de un área de 18 Kms<sup>2</sup>.

-Area de Toribio - Se hizo el muestreo de suelos para prospección geoquímica de cobre.

-Quebrada Cabuyal y Area de Piedra Escrita - Actualmente se está desarrollando un muestreo geoquímico de suelos y sedimentos activos para prospección de cobre, en base a valores anteriores aparentemente anómalos.

-Area Munchique-Tambo - Se hizo el muestreo geoquímico

co de un área de 100 Kms<sup>2</sup>. para Au, Cu, Pb y Zn con resultados negativos.

Evaluación de Yacimientos : Lateritas Alumínicas - Se continuaron las labores de evaluación de estos yacimientos. En el área de Morales y Cajibío (Cauca) se terminó la cartografía del horizonte bauxítico y la evaluación de reservas probables de bauxita, las cuales ascienden a 20.775.000 toneladas en base seca.

Para la totalidad de las áreas bauxíticas en los Departamentos de Cauca y Valle del Cauca se estimaron reservas posibles de bauxita de 93.750.000 toneladas en base seca.

B - EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS (ECOMINAS)

Los programas a cargo de la Empresa se refieren a los siguientes grupos de minerales: 1) Esmeraldas; 2) Minerales no Metálicos y 3) Minerales Metálicos.

1 - ESMERALDAS

Producción de Muzo y Coscuez

Durante el año de 1971 la Empresa produjo un total de 255.216,58 quilates de material esmeraldífero de los cuales 24.764,88 fueron de piedra tallable. La producción tuvo un avalúo en bruto de \$ 11.143.371,49 y a la Dirección de Manufactura para procesamiento fueron entregados 29.881,31 quilates por un valor de \$ 9.799.171,13. De este material se produjeron 3.639,43 quilates tallados, los cuales fueron avaluados en \$ 13.035.846,56. El 90% de la producción fué obtenida durante los últimos cuatro meses del año de 1971.

Actividades de Manufactura

Durante el año de 1971 la Dirección de Manufactura recibió

bió la cantidad de 58.766,57 quilates de material esmeraldífero procedente de las minas de Muzo, Coscuez, Las Cruces, y del Banco de la República. De esta cantidad, trabajó 42.131,56 quilates que procesados arrojaron un peso de 6.409,10 quilates; el resto, 16.631,01 quilates, fueron devueltos a Tesorería como material no tallable.

El número total de piedras talladas por Manufactura ascendió a 19.558, con un peso de 5.234,15 quilates y 1.931 cabujones con un peso de 1.174,95, lo cual dió una utilidad de \$ 2.573.267,60.

La Empresa compró material tallado y en bruto procedente de la mina "Las Cruces" por \$4.761.634.

#### Exportaciones

Todas las exportaciones fueron hacia el Japón a través de los distribuidores Hagemeyer Hattori, en cumplimiento del contrato que suscribió con la Empresa en Diciembre de 1969. Se vendieron y exportaron 8.943 esmeraldas talladas, con un peso de 1.879,85 quilates, por un valor de US\$ 409.555,47.

#### Ventas Locales

Estas ventas fueron realizadas en su mayoría en la ciudad de Bogotá, y una pequeña parte en Cúcuta. Se vendieron 1.918 esmeraldas talladas con un peso de 668,12 quilates por un valor de \$ 594.060,13.

En resumen, la Empresa percibió durante el año de 1971 la suma de \$ 10.313.537,06 por concepto de ventas de esmeraldas, provenientes de las minas de Muzo y Coscuez y de la compra de material esmeraldífero de "Las Cruces".

#### Martillo - Remates

Cabe destacar la nueva política de ventas, mediante remates mensuales a través del Martillo del Banco Popular, con el fin de surtir a los comerciantes, joyeros u orfebres que deseen adquirir esmeraldas procedentes de las minas de Muzo y Coscuez.

## 2 - MINERALES NO METALICOS

#### Yeso

Proyecto en el Municipio Mesa de los Santos, Departamento de Santander.

Durante 1971 se completó la perforación que se había iniciado en 1970 con resultados positivos, y los datos obtenidos sirvieron de base para evaluar las reservas del yacimiento en 30 millones de toneladas.

Para la explotación de estos yacimientos, se han sostenido conversaciones con la industria privada nacional, con el fin de crear una Sociedad de Economía Mixta.

- Proyecto en el Municipio de Uribia, Corregimiento Carrizal - Departamento de la Guajira.

La zona inicialmente seleccionada cubría un área aproximada de 13,000 hectáreas; pero los trabajos adelantados en Geología de campo limitaron la zona de interés a una extensión de 820 hectáreas, para lo cual fué necesario excavar 132 trincheras de carácter exploratorio.

El estudio geológico, que consistió en el reconocimiento en el terreno, de las unidades fotogeológicas identificadas por INGEOMINAS, se cumplió en la totalidad del área.

Determinada el área de mayor interés económico, se levantó un mapa topográfico de la zona, con localización de 192 trincheras necesarias para evaluar el yacimiento y conocer sus

características, espesor, tenor y profundidad de los capas yesíferas.

Un cálculo preliminar de reservas el cual dió como resultado 6 millones de toneladas de yeso, con un tenor promedio ponderado de 37.22% de  $SO_3$ , que corresponde a un área de 730 hectáreas; o sea, el 90% del área seleccionada inicialmente.

#### Fosfatos

- Proyecto en el Municipio de Sardinata - Departamento de Norte de Santander.

El 25 de Noviembre de 1970 se inició el estudio detallado del yacimiento de Fosfatos de Sardinata, y en 1971 se realizaron los trabajos de campo.

De este proyecto se realizaron las siguientes actividades:

- a) - Levantamiento topográfico - geológico detallado a escala 1:1,000 con curvas de nivel cada dos metros, en un área de 9 kms<sup>2</sup>.
- b) - Apertura de Trincheras. - De un total de 319 trincheras, 214 fueron positivas y se colectaron 293 muestras para análisis químicos, petrográficos, mineralógicos, granulométricos y paleontológicos y de secciones pulidas.
- c) - Perforación de pozos con taladro - Hasta el momento se han perforado 7 de los 16 pozos programados, con un total de 426 pies.

- d) - Análisis de muestras - Estos análisis han sido elaborados por el Instituto de Investigaciones Tecnológicas e INGEOMINAS.

El yacimiento se dividió en tres partes teniendo en cuenta sus características geológicas (espesor y tenor) y su facilidad de explotación.

La primera y segunda fueron estudiadas en detalle, y por los datos hasta ahora obtenidos se concluyó que es el sector más promisorio para acometer una pronta minería a cielo abierto con costos ínfimos. Este sector presenta un espesor promedio de 1,23 mts. y un tenor promedio ponderado de 28,12% de  $P_2O_5$ .

Técnicos de diferentes países del mundo han estado interesados en el Proyecto después de analizar las informaciones suministradas.

### 3 - MINERALES METÁLICOS

#### Cobre

-Proyecto de Cerro Plateado - Municipio de Salgar, Departamento de Antioquia.

Durante el año de 1971 se llevaron a cabo los siguientes trabajos:

Después de la confección del mapa fotogramétrico y de la geología y cartografía de la zona; se tomaron algunas muestras para análisis petrográficos, mineralógicos y químicos por la firma GEOTEC. Se llegó a la conclusión según GEOTEC de que el área es negativa y no muestra zonas de interés. Una ampliación de las conclusiones en el sentido de la importancia del yacimiento bajo el punto de vista del cobre porfirítico, tampoco ofreció importancia alguna. La Empresa continuó haciendo estudios del depósito sin obtener resultados positivos.

#### Lateritas Niquelíferas

-Proyecto en el Municipio de Planeta Rica, Departamento de Córdoba.

Este proyecto fué dividido en cinco etapas las cuales se cumplieron parcialmente así:

- a) - Exploración Geológica Regional

El área inicialmente escogida fué la correspondiente a la llamada Cerros de la Sabana, Queresa y Porvenir, en jurisdicción del Municipio de Planeta Rica, dejando la de Uré para investigaciones posteriores debido a problemas de orden público.

Se estudió regionalmente un área de 50 Kms<sup>2</sup>, de los cuales se delimitó un cuerpo peridotítico con una extensión de más de 20 Kms. Como resultado de esta actividad se cuenta con un mapa que pone de presente no solamente las áreas de posible interés económico sino aquellas áreas sobre las cuales no se deben adelantar nuevas investigaciones, por ser estériles y sin ninguna mineralización.

b) - Exploración Geológica y Minera Semi-detallada

Comprende la perforación de pozos y apiques de carácter exploratorio, los cuales fueron distribuidos en el área obedeciendo a un sistema reticular y cuya finalidad inmediata es la determinación de zonas en las cuales se halla presente el mineral de Canga, lateritas y mineral enriquecido en níquel. Se han levantado 21 kms. en línea de la retículo con taquímetro autoreductor cubriéndose en esta forma un 16% del programa total.

b-1) Cartografía Geológica Semi-detallada

Dentro del área cubierta por el cuerpo mineralizado y tomando como base el avance topográfico, se elabora-

ron secciones longitudinales a lo largo del reticulado establecido, diferenciando dentro de él las unidades de buen tenor en níquel y en hierro.

Se obtuvo un avance de 21,000 mts. de secciones geológicas durante el año, con 60% de buenas perspectivas.

b-2) Excavación de Pozos

En la primera fase se iniciaron pozos exploratorios para luego continuar en las áreas seleccionadas geológicamente con pozos sobre cuadrícula elaborados previamente, aprovechables en la evaluación final.

Durante el año se terminaron 50 pozos; 5 quedaron en desarrollo, con una profundidad avanzada de 409 metros, de los cuales se muestrearon 383 metros.

Los 10 pozos exploratorios excavados en el área de la Sabana con un total de 69.10 metros dieron resultados negativos, por lo cual se descartó el área.

Los perforados en las áreas de Queresa, Porvenir y Santa Rosa dieron especiales resultados tanto en hierro como en níquel y muchos pozos han sido suspendidos en buen mineral por presencia de agua subterránea, parti-

cularmente en el sector NE de Queresa.

La programación inicial en perforación o excavación de pozos o apiques no fué cumplida en menos del 50% debido a que el nivel piezométrico se halla por encima de la base de la zona mineralizada de níquel, lo que impide que esta sea alcanzada. Por otra parte, estos apiques que han sido excavados con pica y pala presentan un grave inconveniente puesto que a una profundidad de 12 a 15 mts. se derrumban en forma espontánea. Una determinada profundidad de 12 a 15 metros en adelante, el rendimiento de los obreros es mínimo, por cuanto es necesario extraer el material por medio de canecas suspendidas por rudimentarias poleas, que hace poco efectiva la excavación. Se espera que en el presente año se pueda obtener el equipo de perforación tipo WINKIE que ha sido seleccionado como el más indicado.

c) - Geología de Pozos

Paralelamente al avance de pozos se registró la litología de cada uno de ellos y se controlaron por el sistema de canal cada metro; hasta finales de 1971 se ha--

bían colectado 283 muestras de las cuales se prepararon y enviaron al laboratorio de Medellín 336 de pozos y 3 especiales.

d) - Análisis

Se recibieron los resultados de los análisis químicos de 339 muestras.

e) - Actividades Varias

Paralelamente al desarrollo de las fases técnicas se construyeron el campamento y vías de acceso.

C - INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES (IAN)

1 - ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS

Las principales actividades administrativas del IAN durante el año 1971 fueron:

a. - Reforma del Artículo VI del Estatuto del Organismo

Internacional de Energía Atómica (OIEA). Colombia

ingresó al OIEA en 1960 al ser aprobado el estatuto de

dicho Organismo por el Congreso de la República por

medio de la Ley 16 de 1960. Recientemente la Conferen

cia General del Organismo modificó el artículo VI del

Estatuto del OIEA, aumentando de 25 a 35 el número de

miembros de la Junta de Gobernadores, con lo cual se

eleva a 6 el número de representantes de América Lati

na en dicha Junta.

Con el fin de que el Congreso modifique la Ley 16 de 1960

en lo referente a la reforma del artículo VI del Estatuto

del OIEA, el Instituto preparó el respectivo proyecto de

Ley.

b. - Proyecto de Ley sobre Seguridad Radiológica. De a-

cuerdo a la solicitud que desde 1969 había dirigido el

Departamento Nacional de Planeación al IAN referente a

la elaboración de proyectos sobre la importación, uso y

aplicación de radioisótopos y seguridad radiológica, el

Instituto elaboró un proyecto de Ley el cual fué remitido

al Ministerio de Salud Pública para su consideración an

tes de ser presentado al Congreso Nacional.

c. - Reorganización del Instituto. Con el fin de lograr una

adecuada y eficiente actividad técnica, la Dirección

del Instituto elaboró un proyecto de organización, el cual

fué presentado a la Junta Directiva. El proyecto contem

pla la formación de grupos de trabajo dentro de las diver

sas agrupaciones de profesionales afines, de modo que

garantice el trabajo regular de todos los técnicos.

2 - ACTIVIDADES TECNICAS

A continuación se hace una relación de las actividades técnicas realizadas durante 1971:

a. - Radiofísica Sanitaria. Los trabajos en radiofísica sanitaria se dividen en dos subprogramas así: Seguridad Radiológica y Estudio Radiométrico Ambiental. El primero mira principalmente a la prevención de irradiaciones personales mediante reglamentos, métodos dosimétricos, aparatos y sistemas de control; y el segundo, está orientado fundamentalmente a evaluar la contaminación radioactiva en el aire, agua y alimentos, contaminación que puede provenir de ensayos nucleares realizados por las grandes potencias.

b. - Prospección Geológica. Durante 1971 se realizaron comisiones de campo en los Departamentos de Santander (Norte y Sur), Huila, Cesar, Tolima y Boyacá, en los que se hicieron levantamientos radiométricos y pequeños muestreos geoquímicos de ensayo como continuación de las labores anteriores con base en información suministrada por INGEOMINAS. Se localizaron 69 anomalías.

Analizando las 69 anomalías antes mencionadas, puede concluirse que las lecturas radiométricas altas (aproximadamente 40%) se ubican en rocas cristalinas y/o cerca a contactos de éstas con rocas sedimentarias litológicamente variables (Huila, Santander), éstas son en sentido estricto las que mayores perspectivas ofrecen y que serán estudiadas con mayor detalle en 1972 para conocer sus verdaderas posibilidades.

Además de los resultados radiométricos obtenidos (confirmados analíticamente), se hallaron otros materiales tales como cobre, plomo, fosfatos, barita, calizas, etc. que fueron intercambiados con INGEOMINAS, quien a su vez suministró información geológica básica para el hallazgo de tres buenas anomalías uraníferas en los dos Santanderes.

c. - Aplicación de Isótopos en industria e ingeniería:

- Hidrología

1) Estudios de factibilidad sobre la posible aplicación de isótopos radiactivos para estudiar las filtraciones en la represa de Sesquilé. Elaboración del plan de inyecciones.

2) Estudio sobre aplicación de radioisótopos en los problemas hidrológicos colombianos.

3) Elaboración de un programa de estudios para la

evaluación de los recursos hídricos de la Isla de San Andrés.

- Metalúrgia

- 1) Se prestó servicio de radiografía e interpretación a diferentes empresas públicas y privadas del país.
- 2) Se empezaron a evaluar las posibles aplicaciones de radioisótopos en la metalurgia de nuestro medio. Se construyó un horno para recocido con miras a utilizarlo en estudios de difusión.
- 3) Se inició trabajo experimental para detección de radiación alfa por películas de nitrato de celulosa, que serán eventualmente usadas en neutrografía.

- Instrumentación y Trazadores

- 1) Localización del desprendimiento de refractario en la planta de craqueo catalítico de INTERCOL, Cartagena.
- 2) Medida de varios caudales en la Refinería de Ecopetrol, en Barrancabermeja, usando Au-198.
- 3) Asesoría a INTERCOL en la selección del equipo básico para iniciar medidas con trazadores radiactivos.
- 4) Medida de la eficiencia de decantación en la planta de la SHELL, utilizando como trazador S-35.
- 5) Determinación de la mínima concentración de Br. detectable, por activación neutrónica, con miras a utilizar el bromuro de amonio como trazador en problemas hidrológicos.

5) Asesoría al Ministerio de Obras Públicas, a la Universidad Industrial de Santander y a ECOPE y TROL, en el mantenimiento de equipos.

d. - Aplicación de Radioisótopos en la agricultura. Las principales labores desarrolladas durante el año de 1971 pueden resumirse como sigue:

- 1) Fertilizantes - Es bien sabido que uno de los factores que elevan los costos de la producción agrícola es el empleo inadecuado de los fertilizantes. La utilización de fertilizantes marcados con isótopos radiactivos como el P-32, es herramienta eficaz para obtener conocimiento del método de aplicación; de las dosis y clases de fertilizante para los diferentes cultivos y suelos, y, consecuentemente, este conocimiento permite el óptimo uso de los fertilizantes, lo que conduce a una disminución de los costos de producción y a un aumento en el rendimiento por unidad de superficie cultivada. Dentro de este campo se efectuaron los siguientes experimentos:
  - Estudio de movilidad de azufre y fósforo a través de columnas en suelos salinos y orgánicos usando S-35 y P-32.
  - Experimentos sobre uso de fertilizantes en café con el objeto de determinar la influencia del método de colocación y la dosis del fertilizante sobre su utilización por la planta.
  - Desarrollo radicular de la palma africana con el fin de determinar si la dosis de 5 milicurios por planta era la adecuada para investigaciones sobre desarrollo radicular en dicha palma.

En el campo de la genética se han efectuado experimentos preliminares con el fin de buscar mutaciones en algunas especies vegetales que se traduzcan en variedades con un contenido proteínico más alto que las existentes.

Por otra parte, para buscar un mejor aprovechamiento del uso de los isótopos radiactivos en la investigación agrícola, el IAN entró en contacto con las autoridades del ICA con el objeto de que esta entidad indicara los campos de más importancia en que se debería actuar. Es así como en el segundo semestre del año pasado se elaboró una programación sobre proyectos agrícolas, de la cual el ICA escogió aquellos estudios que tenían un interés prioritario, quedando así el IAN integrado en los programas de investigación agrícola de interés nacional.

Química y Bioquímica. Las labores desarrolladas en este proyecto pueden resumirse así:

1) Para mejorar los métodos de determinación del contenido de Uranio de las muestras, el IAN consiguió asistencia técnica del Organismo Internacional de Energía Atómica con el fin de lograr la utilización del reactor del Instituto en los análisis de muestras por el método descubierto por el Dr. Amiel de Israel basado en el conteo de neutrones retardados producidos por los materiales fisionables (uranio y torio) contenidos en las muestras de minerales. Con este método en la actualidad el Instituto puede analizar el contenido de uranio en una muestra mineral en solo dos minutos y medio.

2) Análisis de muestras de vegetales, principalmente para determinaciones de nitrógeno y fósforo.

3) Se efectuaron las distintas labores de dilución y preparación radioquímica de los radioisótopos producidos en el reactor.

4) Dentro del criterio de trabajo integrado con otras entidades se empezó a preparar un programa en colaboración con el Hospital Militar, el INPES y la Universidad Nacional que consiste en la producción de la hormona de crecimiento partiendo de hipófisis humanas. El Instituto prestará su concurso en este programa en lo que hace relación a las técnicas radioquímicas que sean indispensables.

5) Igualmente el Instituto se propone ofrecer a otras entidades la técnica del análisis por activación neutrónica mediante utilización del reactor de que dispone. En la actualidad se viene trabajando en la aplicación de esta técnica para la determinación de metales preciosos (oro, plata, platino) en minerales.

f. - Reactor. Dentro de la operación del reactor se atendieron todas las solicitudes de irradiación correspondientes a 38 experimentos diferentes, con un total de 181 operaciones para un trabajo de 8.820 kilowattios-hora durante el año.

En el reactor del Instituto se produjeron todos los isótopos radiactivos que fueron utilizados en los programas industriales, lo mismo que se prepararon pequeñas cantidades para propósitos académicos.

g. - Fuente de Irradiación Gamma. Desde el año de 1969 fué hecha una solicitud de asistencia técnica al Organismo Internacional para obtener una fuente de irradiación de 10.000 cúrios de Co-60, con el fin de poder desarrollar en el país una serie de investigaciones en distintos campos, como por ejemplo: conservación de alimentos, inducción de mutaciones, esterilización de materiales quirúrgicos, química de radiaciones, etc.

Dicha solicitud fué aprobada, pero para la instalación de la fuente se hacía necesario el diseño y la construcción de una edificación especial que permitiera alojar con las debidas seguridades la fuente de alta intensidad que se había obtenido.

Los planos fueron enviados al Organismo Internacional de Energía Atómica, donde fueron estudiados por expertos de ese Organismo y devueltos a la entidad sin observaciones especiales, por haberlos encontrado estrictamente ajustados a los requisitos técnicos necesarios en esta clase de instalaciones.

En el presente año de 1972 se inició la construcción y se espera que esté finalizada para el mes de Septiembre,

fecha en la cual empezará a operar la fuente, que prestará grandes servicios no sólo al IAN, sino a varias entidades gubernamentales que están muy interesadas en utilizarla, como el ICA, las Universidades, etc.

h. - Electrónica. Las labores desarrolladas estuvieron dirigidas a mantener y reparar los instrumentos de las distintas dependencias del IAN, tales como: el reactor, analizadores gamma multicanales, analizadores de canal simple, escalímetros, integradores, monitores portátiles, registradores gráficos, etc.

De la misma manera y por ser el del IAN el único laboratorio especializado en la reparación de instrumentos nucleares, se dió servicio de mantenimiento y reparación a otras entidades como el Instituto Nacional de Cancerología, INGEOMINAS, Laboratorio Químico Nacional, Universidad Nacional y Universidad Tecnológica.

i. - Labores Académicas. Durante 1971 se desarrollaron actividades académicas de significativa importancia en las cuales intervinieron profesionales de los distintos programas técnicos de la entidad. Ellas consistieron en

cursos dictados en el IAN, trabajos de tesis dirigidos por el personal técnico del Instituto para estudiantes de diferentes universidades del país y asistencia a reuniones científicas nacionales e internacionales.

**D - EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS  
(ECOPETROL)**

En 1971 presentó algunos factores de notable incidencia económica en los resultados de la Empresa. El principal de ellos, la modificación del cambio petrolero a partir del 25 de Junio, que varió sustancialmente el monto de los ingresos, y el de los gastos por concepto de materias primas. Igualmente, durante los tres meses siguientes a la referida modificación, la Empresa tuvo que absorber la variación cambiaria respecto a algunos productos refinados cuyo precio inicialmente fijado no correspondía al incremento de costo de la materia prima y continuar absorbiéndola en cuanto a productos cuyo precio no ha sido reajustado, tales como combustible liviano doméstico y gas propano.

De otra parte, las condiciones de grave anomalía laboral que afrontó la Empresa durante el mes de Agosto, trastornaron considerablemente las actividades de producción, refinación y transporte, con la consiguiente disminución en los rendimientos.

Además, dentro de los programas normales de manteni-

miento, por razones de operación, fué necesario efectuar inspecciones a las principales unidades de refinación, lo cual deprimió los niveles de producción y ocasionó mayores gastos de operación.

Finalmente, la expansión de los precios de materiales y servicios repercutió sensiblemente en los gastos de operación de la Empresa.

La actividad productiva de la Empresa, en sus distintas fuentes, tuvo el siguiente comportamiento:

1 - PRODUCCION DE ACEITE CRUDO Y PRODUCTOS BLANCOS

En el sector de producción se presentó una disminución en aceite crudo de 282,609 barriles y en productos de 61,996 barriles. De los primeros, 9,078 barriles (25 BPD en promedio) corresponden al Distrito de El Centro y 273,531 barriles (749BPD) a la participación en la operación del Campo "Payoa"; de los segundos 38,592 barriles (106 BPD) al Distrito del Centro y 23,404 barriles (64 BPD) al Campo de "Payoa".

La disminución en el Distrito de El Centro provino de las

condiciones de anormalidad laboral que afectaron a la Empresa en el mes de Agosto, en que la producción de aceite crudo fué solamente de 18,849 barriles día, contra 26,769 en que estaban los promedios hasta Julio 31. La disminución en la participación del Campo "Payoa", provino de la acentuada declinación que desde tiempo atrás viene registrando este Campo.

En cuanto a gas combustible, que forma parte igualmente del renglón de producción, el proveniente de la participación en el Campo "Payoa" tuvo un incremento de 277,321 MPC y se adquirieron por compra 2,295,663 MPC más que en el año anterior.

2 - REFINACION Y PETROQUIMICA

En la actividad de refinación y petroquímica, la producción en barriles-día fué de 85,108, lo que implica un aumento de 8,7% con relación a 1970.

Durante 1971 las ventas de productos fueron de 31,215,497 barriles, de los cuales se consumieron en el mercado interno 24,583,260 barriles y 6,632,237 fueron exportados.

Para atender el consumo de la zona Occidental fué nece-

sario importar gasolina motor (813.626 barriles), querosene (63.939 barriles) y ACPM (58.076 barriles).

Estas importaciones fueron relativamente bajas si se considera la expansión del mercado, las condiciones adversas en la operación del Complejo Industrial durante el mes de Agosto y las inspecciones a cuatro de las principales unidades de refinación en los meses de Mayo y Junio, factores que se contrarrestaron en gran parte por la mayor producción que se obtuvo a partir del mes de Junio con la puesta en servicio de la nueva unidad de refinación.

Los ingresos del Complejo Industrial presentaron un incremento de \$ 466.9 millones. Tomando como base los precios promedios por barril vendido, este aumento se discrimina así: por mayor volumen de productos vendidos, incluyendo productos de canje, \$ 85.4 millones; por nuevas líneas de producción \$ 99.5 millones; por variación del tipo de cambio en las exportaciones de combustibles \$ 32.8 millones; y por modificación del precio de venta de los productos, como consecuencia de la variación del dólar petrolero y de los ajustes autorizados para algunos refinados, \$ 249.2 millones.

### 3 - TRANSPORTE POR OLEODUCTOS

La operación del Oleoducto de Productos Refinados registró un mayor bombeo de 491.392 barriles que representan un incremento del 2.4% sobre el año anterior. Los bombeos en el año de 1971 ascendieron en promedio a 56.666 barriles-día.

### 4 - DISTRIBUCION DE PRODUCTOS

En esta actividad el Distrito de Oleoductos atiende las ventas de gas propano, las de refinados en la Zona de Bucaramanga, y a partir de Agosto de 1971 las de éstos últimos hacia la Zona de Manizales. En las ventas de gas propano hubo un incremento de 158.840 barriles, igual al 8.9% y en las de refinados un aumento de 182.246 barriles. El aumento en los ingresos por el mayor volumen de gas propano vendido fué de \$ 7.4 millones y en refinados de \$ 27.6 millones.

### 5 - COSTOS

El costo de la producción en el año de 1971 ascendió a la suma de \$ 1.898.234.000 y fué superior al registrado en 1970 en

la cantidad de \$476 millones, lo cual representa un aumento porcentual de 33.5.

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

	1,970	1,971	Diferencia
	(En Miles de Pesos)		
Gastos de operación	596,767	762,340	165,573
Materias primas	765,965	1,051,213	285,248
Gastos de ventas	51,246	74,429	23,183
No Industriales	8,256	10,252	1,996
<b>TOTAL</b>	<b>1,422,234</b>	<b>1,898,234</b>	<b>476,000</b>
=====			
Menos:			
Transferencias y consumos internos	384,498	503,936	119,438
<b>Gastos Netos</b>	<b>1,037,736</b>	<b>1,394,298</b>	<b>356,562</b>
=====			

- Gastos de Operación: El aumento en los gastos de operación se debió principalmente al incremento en el costo de mano de obra, materiales y servicios.

En cuanto a mano de obra, la última Convención Colectiva estableció la supresión de contratistas para trabajos ocasio-

nales y, en cambio, dispuso que tales labores se desarrollaran por personal temporal empleado por la Empresa. Esta modalidad afectó insiblemente los costos de operación, especialmente los del Complejo Industrial, primero porque las inspecciones de las unidades se efectuaban a través de contratistas, a un costo significativamente menor que el del trabajo directo; y luego, porque la mayoría de los beneficios extralegales de dicho personal temporal se reconocen en forma de subsidios que se computan como costo de mano de obra.

Dentro del renglón de mano de obra los salarios tuvieron un incremento de 33.1%, y de 42.6% las prestaciones sociales. Sobre el primer concepto pesan, además de la incidencia de los trabajadores temporales mencionados, un aumento convencional que en promedio representó el 11% sobre el costo de 1970; el empleo de 101 trabajadores de base, por el ensanche de las operaciones; y los aumentos regulares al personal de todas las nóminas, dentro de la política salarial de la Empresa. En el segundo factor inciden las mayores provisiones para prestaciones sociales, correlativas a los incrementos salariales y al mejoramiento de las extralegales otorgadas en la última Convención, que vinieron a bene-

SECRETARÍA DE ECONOMÍA  
BIBLIOTECA

ficiar también a los trabajadores temporales.

Respecto a materiales, el aumento se explica por las siguientes razones: durante 1971 la Empresa inició la operación regular de sus Plantas de Parafinas y Aromáticos y de la nueva unidad de refinación, lo cual, además del mayor costo requerido en mano de obra implicó mayores gastos en materiales, servicios y depreciación. Fué así como del incremento de \$ 58 millones registrados en materiales, \$ 16.8 corresponden a la operación de las nuevas unidades. De otra parte, el costo de los combustibles para uso en las Plantas, producidos en su mayoría por la Empresa y que están comprendidos dentro del grupo de materiales, se vió afectado por un mayor valor que sobrepasó los \$ 25 millones como consecuencia de la modificación del dólar petrolero. Haciendo abstracción de los factores mencionados, que no estuvieron presentes en el año de 1970, se concluye que el incremento de los costos por materiales fué de \$ 16.2 millones, igual al 10.5%, porcentaje razonable si se tiene en cuenta el aumento de la producción y el incremento de precios.

El grupo de Servicios presentó un aumento de \$ 29.3 millones, destacándose entre las variaciones más importantes los

gastos de energía eléctrica (\$ 544 millones), servicios médicos y hospitalarios (\$ 3.9 millones), y mayor pérdida en la operación del Comisariato (\$ 8.0 millones).

- Materias Primas : Las compras de la materia prima tuvieron un aumento de \$ 364.6 millones, de los cuales \$ 322.9 corresponden al Complejo Industrial, \$ 33.9 a Distribución de Productos y \$ 8.6 a compra de gas combustible. Como el aumento de los inventarios a 31 de Diciembre de 1971 fué de \$ 79.4, el mayor costo de la materia prima insumida fué entonces de \$ 285.2 millones.

Durante 1971 el Complejo Industrial adquirió 33.587.731 barriles de materias primas, contra 30.929.384 en 1970, o sea, que se hicieron mayores compras por 2.658.347 barriles. La carga procesada ascendió a 31.373.517 barriles, contra 28.329.065 en 1970.

Los precios de compra por barril, en promedio, para los dos años fueron los siguientes:

<u>Materias Primas</u>	<u>1. 970</u>	<u>1. 971</u>	<u>Variación</u>
	\$	\$	<u>porcentual</u>
Aceite crudo	16. 59	24. 27	+ 46. 3
Gasolina natural	30. 86	38. 24	+ 23. 9
Mezcla de Butanos	24. 71	26. 88	+ 8. 8
<b>TOTAL</b>	<b>17. 10</b>	<b>24. 60</b>	<b>43. 9</b>

Como puede observarse, los productos adquiridos en 1971 que integran el grupo de materias primas tuvieron un apreciable encarecimiento, que básicamente obedeció al reajuste en el tipo de cambio del dólar petrolero, habida consideración de que este factor sólo tuvo incidencia en el segundo semestre.

- Gastos de Ventas : En cuando a los gastos de este grupo, su aumento proviene de la mayor cantidad de volúmenes exportados, del encarecimiento de fletes y de gastos en las exportaciones de parafinas cuyo costo es significativo.

6 - UTILIDADES

Las utilidades globales de la Empresa en 1971 fueron de \$406. 1 millones, superiores en \$96. 8 a las obtenidas en 1970, lo cual equivale a un incremento del 31. 3%, y demuestra un gran es-

fuerzo realizado para contrarrestar y superar las circunstancias adversas que tuvo que afrontar la Empresa durante el año.

Las utilidades obtenidas, confrontadas con las del ejercicio anterior, se clasifican por actividades, así:

	<u>1. 970</u>	<u>1. 971</u>	<u>Variación</u>
	\$	\$	<u>porcentual</u>
<b>Producción</b>	<b>4.664.399</b>	<b>27.064.991</b>	
Refinación y petroquímica	228.483.063	303.341.404	+ 32. 8
Transporte y distribución	38.959.612	46.883.429	+ 20. 3
<b>Utilidades:</b>			
Industriales	262.778.276	377.289.824	+ 43. 6
No industriales	46.517.755	28.841.193	- 38. 0
<b>Total Utilidades</b>	<b>309.296.031</b>	<b>406.131.017</b>	<b>+ 31. 3</b>

Los hechos más significativos en la obtención de estas utilidades y en sus variaciones, responden a las siguientes circunstancias:

- Producción : En 1970 la explotación del campo De Mares arrojó pérdida por \$33. 1 millones, que fué contrarrestada por una utilidad en la participación del campo "Pa-

yoa" de \$25.0 y \$3.4 por la compra-venta de gas natural, factores éstos que la redujeron a \$4.7.

En 1971 la pérdida en el campo De Mares bajó a \$7.6 millones, como consecuencia de los nuevos precios determinados por el ajuste del dólar petrolero; y como la utilidad en la participación del campo de "Payoa" fué de \$27.0 y la obtenida en la compra-venta de gas fué de \$7.7, la utilidad neta en la actividad de producción alcanzó a \$27.1, no obstante que a causa de la huelga, El Centro dejó de producir aproximadamente 300 mil barriles por un valor de \$9.0 millones.

- Refinación y Petroquímica: En 1971 el Complejo Industrial mejoró sus utilidades, sobre el año anterior, en \$74.8 millones, debido fundamentalmente al incremento en la carga procesada, al aumento registrado en las exportaciones y a las líneas de producción petroquímica. Esto, no obstante los efectos inicialmente negativos de la modificación del dólar petrolero, la emergencia laboral y los demás factores mencionados en el análisis de los ingresos.

- Transporte y Distribución: Durante el año de 1971 la operación del Oleoducto continuó con las mismas tarifas vigentes desde 1952, en contraste con un crecimiento constante de los costos que progresivamente reducen el margen de utilidad. Sin embargo, con los mayores volúmenes transportados, las mayores ventas de gas que atiende el Distrito, y los márgenes en el manejo de productos, se logró el incremento que señalan las utilidades, de \$7.9 millones sobre el año anterior.

E - COMISION NACIONAL DE RECURSOS DE ENERGIA

Consciente la actual Administración de la ausencia de una política integrada para el desarrollo de los recursos energéticos de que dispone la Nación; creó por Decreto No. 2358 de Diciembre 8 de 1971, la Comisión Nacional de Recursos de Energía, encargada de asesorar al Gobierno en la adopción de políticas sobre aprovechamiento de los diversos recursos energéticos del país, adscrita al Ministerio de Minas y Petróleos, e integrada por el Ministro del ramo, quien la preside, el Ministro de Desarrollo Económico, el Jefe del Departamento Nacional de Planeación, el Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos, el Director Ejecutivo del Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras, el Gerente del Instituto de Fomento Industrial, el Gerente del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica en representación del Ministro de Obras, dos representantes de la Asociación Nacional de Industriales, y dos representantes de la Asociación Colombiana de Ingenieros Geólogos de Minas y de Petróleos (AGEMPET), y por el Jefe de la Oficina de Planeación

del Ministerio de Minas y Petróleos, Secretario Coordinador de

la Comisión

La Comisión organizó su trabajo en tres sub-comisiones correspondientes a Petróleo y Gas, Energía Hidráulica y Energía del Carbón, cada una de ellas coordinada por el Secretario de la Comisión. Los trabajos realizados hasta la fecha de esta Memoria (Julio de 1972) son de estricto carácter preliminar y serán sometidos próximamente como una totalidad a la consideración y estudio de la Comisión Nacional de Recursos de Energía. No obstante, y para la información del Congreso de la República, se incorporan en esta Memoria algunos de los aspectos que contempla la situación actual y perspectivas del sector energético del país.

La Comisión organizó su trabajo en tres sub-comisiones correspondientes a Petróleo y Gas, Energía Hidráulica y Energía del Carbón, cada una de ellas coordinada por el Secretario de la Comisión. Los trabajos realizados hasta la fecha de esta Memoria (Julio de 1972) son de estricto carácter preliminar y serán sometidos próximamente como una totalidad a la consideración y estudio de la Comisión Nacional de Recursos de Energía. No obstante, y para la información del Congreso de la República, se incorporan en esta Memoria algunos de los aspectos que contempla la situación actual y perspectivas del sector energético del país.

1 - ENERGIA Y PETROLEO EN EL MUNDO  
Consumo y demanda mundiales de Energía - Gráfico  
No. de millones de toneladas de petróleo equivalente

Hace unos cien años, la energía consumida por el hombre provenía casi exclusivamente del carbón mineral, de combustibles de origen vegetal diverso y de la tradicional tracción a

sangre. Todos estos elementos representaban solamente un consumo anual equivalente a 800 millones de barriles de petróleo, o sea unos 28 galones de petróleo por habitante del mundo por año. Esto sucedía en 1870; 50 años más tarde (1920), el gasto de energía aumentó en proporciones tales que parecerían fantásticas: se registró un consumo de aproximadamente 170 galones de petróleo por habitante y, como paralelamente aumentó la población, se consumió el equivalente a 7.650 millones de barriles de petróleo, en todas las formas de energía: casi diez veces más que 50 años atrás. Pero lo increíble de esta progresión es el hecho de que, en los últimos 25 años, el mundo probablemente consumió tanta energía cuanto fué utilizada desde el descubrimiento del fuego por el hombre; y que la que se estima que consumirá en los próximos 20 años será el doble de la consumida desde tan celebrado acontecimiento.

Con base en estadísticas de las Naciones Unidas que reflejan el crecimiento de la población mundial y de los consumos de energía y con base en proyecciones preparadas por el American Petroleum Institute para el decenio 1970-1980, se ha elaborado un estimativo de la demanda de energía hasta el año 2.000.

Este pronóstico discrimina la energía proveniente de cada fuente (carbón, petróleo, gas natural, hidroelectricidad y energía nuclear) y define la tendencia de los consumos totales per-cápita.

Valga destacar que tanto el consumo total de energía como los parciales correspondientes a las distintas fuentes, excepto el del carbón, acusan un crecimiento geométrico, en contraste con el de la población que es prácticamente aritmético. Así, entre 1920 y 2000, mientras el consumo total de energía crecerá en quince veces, la población se triplicará y el consumo por habitante se hará cinco veces mayor.

El carbón y los combustibles vegetales suministraron la mayor parte de la energía que el mundo consumió hasta el decenio de los años 50. En 1920, el carbón proveía el 82% de la demanda total; a finales del decenio de los años 50 ya abastecía menos de la mitad (48%). Desde entonces los consumos han evolucionado notablemente: el carbón ha perdido su predominio (en 1970 abastece solo el 31% de la demanda total) el cual ha pasado al petróleo y al gas natural cuyos consumos, en conjunto, cubren casi dos tercios (63%) de las necesidades mundiales. Para el año

2000 el carbón aportará sólo el 12% de los requerimientos totales de energía; la hidroelectricidad contribuirá con el 3% y la energía nuclear con 8%. Para entonces el petróleo y el gas atenderán 77% de los suministros. De esta manera, la energía proveniente del petróleo y del gas natural habrá aumentado en 70 veces, entre 1920 y el año 2000.

Dentro de este panorama, es importante señalar el cambio experimentado en los consumos de los países hullaeros europeos que no disponían de petróleo y estaban tradicionalmente orientados hacia el consumo del carbón. En esos países, a partir de la segunda guerra mundial, se nota una marcada tendencia hacia el consumo de derivados del petróleo a expensas de la demanda de carbón. Esta tendencia se ha acentuado a raíz del descubrimiento de petróleo en varios de estos países, del hallazgo de grandes acumulaciones de gas en Holanda (Groningen) y de las perspectivas que ofrecen las costas del Mar del Norte en donde se han localizado apreciables reservas y se adelanta una intensa exploración.

Demanda Mundial de Petróleo 1970-1980. - Gráfico No. 2

El consumo total de energía, durante el decenio de los

años 70 habrá crecido en 58%, del equivalente a 99 millones de barriles de petróleo por día; (99 MMB/D) en 1970, al equivalente a 157 MMB/D, en 1980. Para entonces, el petróleo y el gas abastecerán el 71% de los consumos; el carbón cubrirá el 21% y el 8% restante será suplido por la hidroelectricidad (5%) y la energía nuclear (3%). Esta tendencia acusa un crecimiento geométrico anual del 4.85%.

La demanda mundial de petróleo se duplicará entre 1970 y 1980, y pasará de 45.3 MMB/D a 83.2 MMB/D; la de gas natural crecerá en ese mismo lapso, del equivalente a 17.3 MMB/D a 28.8 MMB/D. Juntos abastecieron el 63% de la demanda total de energía en 1970 y produjeron el equivalente a 62 MMB/D, para 1980 suplirán el 71% de las necesidades y deberán producir el equivalente a 111 MMB/D.

Desde sus comienzos, hasta finales de 1969, la industria mundial del petróleo había producido aproximadamente 225 billones de barriles de crudo. Durante los años de este decenio se le impondrá la tarea de entregar otro tanto: cerca de 222 billones de barriles.

La experiencia ha demostrado que actualmente y con técnicas conocidas se está extrayendo, en promedio, un 30% del petróleo yacente. El 70% restante constituirá un objetivo y un incentivo de investigación y desarrollos tecnológicos futuros. Nuevos métodos de terminación de pozos, nuevas técnicas de explotaciones secundaria y terciaria, hasta ahora desconocidas, reducirán ese eluvio 70% a 55% o 60%, muy probablemente en el transcurso del presente decenio.

Así, la industria mundial del petróleo, que hasta finales de 1970 contaba con reservas comprobadas de cerca de 700 billones de barriles, podría extraer unos 280 billones. Quedaría una "reserva imposible" de 420 billones de barriles. A la tasa promedio de producción del presente decenio, estimada en cerca de 60 MMB/D (22.2 billones/año), el mundo contaría con petróleo suficiente para abastecerse hasta 1982.

Es en consecuencia evidente que el decenio de los años

70 se perfila como uno de los períodos más interesantes de toda la historia del petróleo. La exploración cobrará relieve e importancia: la búsqueda se desplazará mar adentro; más allá de las plataformas continentales hasta profundidades de 1,200 a 1,800 metros y cubrirá las planicies árticas. Para las operaciones de perforación será necesario adquirir nuevos equipos y herramientas adecuadas a las nuevas y más exigentes condiciones de trabajo. Las necesidades de refinación exigirán ampliaciones del orden de los 610,000 barriles por año para abastecer la demanda; las instalaciones más antiguas deberán ser constantemente modernizadas. Esto implica que cerca de 3 MM B/D de capacidad de refinación deberá hallarse en construcción permanentemente durante los próximos 10 años. La construcción de oleoductos deberá encarar el tendido de nuevas líneas para manejar la producción de Alaska, la del Mar del Norte y la que provenga de descubrimientos en otros sitios igualmente inaccesibles del planeta. El transporte marítimo de refinados y de gas licuado impondrá nuevos conceptos y técnicas de construcción naval. Los sistemas de distribución deberán hacerse más flexibles y acordes con el aumento previsto para la demanda y las crecientes urgencias del consumidor.

El monto total de la inversión necesarias para asegu--

rar el suministro de petróleo y gas durante el presente decenio ha sido calculado por el Chase Manhattan Bank en 496 billones de dólares. Esta suma, cercana al medio trillón, equivale a la mitad del producto nacional bruto de los Estados Unidos en 1970.

Es evidente que la industria del petróleo no podrá disponer del capital necesario para satisfacer la demanda del decenio a menos que cese el deterioro sostenido que ha venido registrando en sus márgenes de utilidad desde los primeros años del decenio de los años 60. Por otra parte, cabe subrayar que el capital disponible fluirá principalmente hacia aquellas regiones y proyectos que ofrezcan incentivos compatibles con los requerimientos, necesidades y oportunidades de la industria.

El acentuado crecimiento previsto para la demanda; el aumento de los costos por las crecientes dificultades y requisitos que afronta la búsqueda, producción y transporte del petróleo que se traduce en altísimos niveles de inversión, junto con otros factores que se esbozarán más adelante, sugieren que, en el futuro inmediato, se buscará conservar un delicado equilibrio entre oferta y demanda, por detrimento de los sobrantes

que venían contribuyendo al deterioro de los precios y de los márgenes de rentabilidad. En consecuencia, cabría esperar que esta circunstancia, aunada a las crecientes importaciones de los Estados Unidos, conlleve el fin de la tradicional prevalencia de la oferta en el mercado de la energía y se traduzca en mayor presión sobre los crudos disponibles y en más altos niveles de precios.

Es obvio que, por tales motivos, algunos países importadores de petróleo y, especialmente, los países emergentes en cararían dificultades de abastecimiento y sufrirían no sólo deterioro en sus balanzas de pagos, sino, lo que es más importante todavía, detrimento de sus procesos de desarrollo.

Por lo demás, la incertidumbre que rodea el futuro, a partir de la terminación del Pacto de Teherán en Enero de 1976, sugiere que el segundo lustro del decenio se caracterizará como particularmente crítico para aquellos países que no cuenten con recursos propios de energía.

El Producto Bruto Interno y el Consumo Mundial de Energía - Gráfico No. 3

Las naciones más avanzadas han logrado un alto nivel de producción y empleo gracias al notable desarrollo y aprovechamiento de sus fuentes internas y externas de energía. Este es factor insustituible en la producción de riqueza a tal punto que es posible constatar una correlación muy estrecha entre el crecimiento del Producto Bruto Interno y el del consumo de energía.

Esta correlación, válida para todos los países y para los más diversos estadios del desarrollo, permite establecer un consumo promedio de equivalente energético de 2.000 toneladas de petróleo por millón de dólares de producto bruto. Esto significa que el costo de la energía necesaria para producir un millón de dólares de riqueza es de aproximadamente 25 mil dólares.

Esta correlación es un anticipo de las proporciones que habrá de asumir la demanda en la medida en que se incorporen al proceso de la producción las grandes masas marginadas de hoy día que cobijan cerca de dos tercios de la población mundial.

Cabe anotar que el crecimiento de la demanda marcha a ritmo acelerado, estimulado por la explosión demográfica y por el progreso tecnológico que aporta soluciones cada vez más eficaces para facilitar el acceso de esas masas a la economía de producción. Por lo demás, conviene meditar sobre los niveles que podría alcanzar la demanda de energía en el futuro relativamente cercano cuando los países que configuran el Mercado Común Europeo, la Unión Soviética y el Japón logren los niveles de consumo per cápita de que hoy hacen gala los Estados Unidos, habida cuenta de que este país, con sólo el 6% de la población mundial, absorbe el 40% del gasto energético del mundo. Y no sería prudente soslayar las implicaciones que en cuanto a las disponibilidades de energía se pudieran desprender de esto y la concurrencia del crecimiento sostenido de la producción de la América Latina, China e India, en un futuro un poco más remoto pero ya discernible.

En consecuencia, es de esperar que el crecimiento de la demanda mundial, que para el decenio de los años 70 registrará una tasa del 4.85% anual, alcance tasas aún más altas en lo que reste del presente siglo y comienzos del próximo sin que

se llegue al punto de saturación antes de la segunda mitad del siglo XXI. La perspectiva es inquietante para los países que carezcan de fácil acceso a las fuentes de energía.

El Producto Bruto Interno y el Consumo de Energía en Colombia - Gráfico No. 4

En Colombia, el decenio de los años 70 también se perfila como problemático en lo que se refiere a la satisfacción de la demanda de energía que habrá de derivarse de los programas de desarrollo económico y social. Este, en términos del crecimiento del Producto Bruto Interno (PBI), también guarda una estrecha correlación con el de los consumos de energía. La regresión de primer grado sobre el período histórico, de 1958 a 1970, muestra que el PBI registró una tasa de crecimiento promedio anual cercana a 6.5%. Estos promedios resultan en una elasticidad producto de la demanda de energía  $E=1.18$  que, con base en un análisis preliminar de elasticidad sobre los agregados totales de PBI y energía, parece prudente y razonable dadas las restricciones de variada índole inherentes a la economía colombiana. La proyección de las tasas históricas, hasta 1980, determina que, a partir del consumo total de energía de 1970 que ascendió al equivalente de 224 mil barriles de petróleo por día (224

MB/D), la demanda total equivaldrá a 325 MB/D en 1975 y se duplicará en el transcurso del decenio al alcanzar el equivalente a 405 MB/D en 1980.

El costo de energía por millón de dólares de producto bruto está muy cerca del promedio mundial y también refleja la tendencia a la baja de los precios internacionales de la energía durante el pasado decenio. En 1960 este costo unitario era de US\$ 29,000; para 1970 había descendido ya a US\$ 24,000. El carácter insustituible y esencial del uso de la energía exige así en Colombia como en el resto del mundo, que su abastecimiento se asegure sin cortapisas ni racionamientos en aras de un sostenido ritmo de desarrollo económico. Por lo demás, se hace patente la falacia de que el aumento en el precio de la energía exagera el efecto multiplicador directo sobre los costos de la producción. Nada más lejos de la verdad puesto que, si por ejemplo se llegara a aumentar en 100% el precio de la energía en Colombia de US\$ 24,000/millón de PBI a US\$ 48,000/millón de PBI, la incidencia de tal aumento en el agregado de los costos implícitos en la producción sería de solamente 2.4%, es decir, 20 veces menos que el aumento porcentual de la energía.

Conviene anotar que, en la medida en que se acelera el crecimiento del PBI con miras a satisfacer las metas del desarrollo, la demanda de energía crecerá en proporción a la relación de elasticidad. Así, la tasa de crecimiento del PBI de 7% anual determina una de 8.3% para la demanda de energía; esto redunda, a su vez, en una demanda agregada equivalente a 497 MB/D en 1980. Si la tasa de crecimiento del PBI fuera de 9% (aparentemente la necesaria para propender a reducir el desempleo) la demanda de energía tendería a crecer a 10.6% por año y el nivel de la misma al finalizar el decenio equivaldría a 613 MB/D. Sería entonces 50% mayor que la prevista con base en el crecimiento histórico del PBI (5.5% anual).

### 3 - LA ENERGIA Y EL PETROLEO EN COLOMBIA

#### Demanda de Energía por Combustibles - Gráfico No. 5

La demanda de energía en Colombia ha sido atendida por las fuentes tradicionales, salvo la energía nuclear. Durante el período histórico en consideración, 1958 a 1970, la hidroelectricidad, el carbón, el gas natural y el petróleo atendieron los requerimientos de los consumos, excluidos los combustibles vegetales, que crecieron de un total equivalente en petróleo a 104 MB/D, en 1960, al equivalente a 224 MB/D en 1970.

#### a) Energía Hidráulica

La hidroelectricidad tiene en Colombia una mayor participación en el abastecimiento de la demanda de lo que acusan los promedios mundiales. En efecto, la hidrografía del país lo coloca, junto con la URSS, Suecia, Canadá y Brasil, entre los más recursivos en aguas del mundo. Mientras que en 1970 la hidroelectricidad abasteció en promedio el 6% del consumo mundial de energía, en Colombia suplió el 18% del mercado. Ya en 1960 había suplido una proporción similar (17%) y para 1980 atenderá al 20% de la demanda. Para entonces habrán entrado en operación algunas centrales y unidades hidroeléctricas y termoeléctricas de significativa capacidad que permitirán mejorar el aprovechamiento de los sistemas eléctricos del país por medio de la futura interconexión de los sistemas hidráulicos del interior con los térmicos de la Costa Atlántica.

La potencia instalada a finales de 1970 era de 2.404 MW de los cuales 2.078 MW son de carácter público

y 326 MW de carácter privado (autoprodutores).

La evolución de esta capacidad en los últimos doce años, en lo que respecta al sector público, ha sido el de un crecimiento promedio anual del 10.5%. El crecimiento a esta tasa, solamente cubrirá el aumento vegetativo de la demanda, sin procurar solución al déficit de energía eléctrica pre-existente, pues en la actualidad más del 50% de la población carece de este servicio.

DESARROLLO DEL POTENCIAL INSTALADO

<u>Años</u>	<u>Potencia Instalada KW</u>	<u>Wattios por Habitante</u>
1958	633.934	.46
1962	847.945	.54
1966	1.569.100	.84
1970	2.078.000	1.00

DESARROLLO DE GENERACION \*

	<u>Generación en GWH.</u>	<u>Consumo/Hab./kwh</u>
1958	2.352	174
1962	3.524	233

<u>Años</u>	<u>Generación en GWH.</u>	<u>Consumo/Hab./kwh</u>
1966	5.502	255
1970	7.838	367

\* Sin incluir generación de empresas industriales.

Capacidad Instalada: Está distribuída en cuatro entidades, las cuales tienen un total de 2.078.000 KW distribuídos así:

1. - Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, con sus filiales y sub-filiales 34%
2. - Empresa de Energía Eléctrica de Bogotá 28%
3. - Empresas Públicas de Medellín 20%
4. - Corporación Autónoma Regional del Cauca 13%
5. - Otras pequeñas 5%

Además, (desde 1967) está funcionando Interconexión Eléctrica S. A., la cual se encuentra adelantando en primera instancia, la interconexión eléctrica del centro del país, y la Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica, que cubrirá los siete departamentos de la Costa Norte.

Generación Anual: La generación anual de tipo público en Colombia, durante 1970 fué de 7.838.000 MWH y 1.192.000 MWH generados por las empresas industriales. Dicha generación se descompone así:

76% Generación Hidráulica

24% Generación Térmica

De la generación térmica un 15% corresponde a vapor, 6% a turbogas y 3% a diesel.

Programa Eléctrico Global del País 1970-1980 : En desarrollo de este programa, entre 1970 y 1975 entrarán en funcionamiento 20 centrales eléctricas, de las cuales siete serán hidroeléctricas y 13 termoeléctricas. Estas 20 centrales tendrán una potencia instalada de 1.722.000 KW de los cuales el 73% corresponderá a energía hidráulica y el 27% a energía térmica.

En materia de proyectos, existen planes para la construcción entre 1975 y fines de 1980, de cuatro centrales eléctricas (hidráulica una y térmicas tres) con un potencial instalado de 580.000 KW, de los cuales el 48% será de origen hidráulico y el 25% de origen térmico.

Resumen de la Capacidad Instalada en KW y Programas de Desarrollo :

Capacidad instalada en 1970:

	<u>KW</u>
Hidráulica	1 465, 000
Térmica	613, 000
<u>Programa de Desarrollo 1970-1975</u>	
Hidráulica	1, 255, 000
Térmica	467, 000

b) Carbón

El carbón como recurso energético ha sido, tradicionalmente, una fuente de suplencia. Su consumo varía según se presenten o no restricciones en los suministros provenientes de otras fuentes (petróleo, gas, hidroelectricidad). Deplorablemente, no existen estadísticas que permitan evaluar su contribución sectorial. Por lo demás, lo precario de su infraestructura de producción y distribución explica su papel de fuente suplente. No es muy probable que, en lo que resta del decenio, se alcance a cosechar los frutos de un vuelco significativo en este sector

puesto que, aun cuando fuera posible acometerlo de inmediato, el monto desusado de las inversiones, el período de maduración inherente a las mismas, la asimilación de su nueva tecnología y las limitaciones de espacio y tiempo para dotarlo de una adecuada red logística parecen desbordar los recursos del país y descartar una solución en tan corto plazo. Sin embargo, cabría esperar que algunos proyectos específicos, tales como la generación termoeléctrica a partir del carbón o de gas artificial extraído del mismo, permitieran un mejor aprovechamiento del excelente potencial carbonífero del país.

Colombia, con unas reservas potenciales de carbón estimadas en 40, 000 millones de toneladas, de las cuales una parte importante sería coquizable, es el país más rico en este recurso en la América Latina y por su posición geográfica está llamado a ser fuente de abastecimiento de carbón coquizable y coque para la industria siderúrgica.

Con el objeto de promover el desarrollo de la industria del carbón a escala nacional, se creó, mediante el Decreto No. 1698 de 24 de Junio del año en curso, un Consejo Consultivo y Coordinador del Gobierno integrado por los Ministros de Desarrollo Económico y Minas, el Jefe del Departamento Nacional de Planeación, el Gerente del Instituto de Fomento Industrial (IFI), el Director del Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo (FONADE) y el Director del Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS) como Coordinador Ejecutivo del mismo y quien tendrá además el encargo de realizar los estudios y trabajos básicos de orden técnico-económico para la promoción de la empresa de la Industria Nacional del Carbón, en desarrollo de los planes y programas que acuerde el Consejo Consultivo en armonía con la política del Gobierno en consulta con la Comisión Nacional de Recursos de Energía. La sub-comisión del carbón de la Comisión Nacional de Recursos de Energía entrará a considerar

en el mes de Septiembre el informe preliminar de las labores adelantadas a este respecto así como de los planes y programas que permitan la formulación de las bases de Desarrollo de la Industria del Carbón en el país.

Producción : Debido a la existencia de numerosas explotaciones de carbón no registradas oficialmente, la cantidad de carbón producida anualmente no se ha podido establecer en forma real. Sin embargo, en base a los informes de producción de los principales productores y principales consumidores, se estimó la producción nacional en 2.5 millones de toneladas para 1970.

Consumo : El principal uso del carbón en Colombia es el de servir de combustible en la industria manufacturera. Una encuesta directa realizada entre las principales industrias consumidoras de carbón, demostró que las empresas manufactureras emplean más de un millón de toneladas al año. En orden de

magnitud siguen los usos de coque metalúrgico (650 mil toneladas) y generación de energía eléctrica (220 mil toneladas).

Dentro de la tendencia del consumo de carbón ocurrida en la última década, cabe destacar la sustitución de este combustible por el gas propano en el uso doméstico, por el diesel oil en los ferrocarriles y por el fuel oil en la industria manufacturera. Sin embargo, la disminución en el consumo de carbón, originada por el empleo sustitutivo de hidrocarburos, ha sido compensada por el aumento de la demanda en la industria de transformación y en la generación de energía eléctrica. A pesar de dicha compensación se puede afirmar que el volumen total de la producción de carbón no ha evolucionado durante los últimos 10 años y se ha mantenido en los niveles ya mencionados.

#### c) Gas

El gas es una fuente de energía que encierra un potencial muy importante para el país que podría con

tribuir á reducir en cierta medida el volumen de la importación de crudos que se avecina. Sin embargo, es necesario definir y ejecutar una política que establezca los incentivos necesarios para explorar y desarrollar nuevos campos de gas y realizar las inversiones necesarias para transportarlo, almacenarlo y distribuirlo. Hasta la devaluación del dólar petrolero en Junio 24 de 1971, el precio del gas en boca de pozo (área de Provincia) era de sólo US\$ 0.08/MCF. En Mayo de 1972 era de US\$ 0.16/MCF, frente a un precio de US\$ 0.27/MCF que regía en los Estados Unidos. El precio de venta del gas a clientes industriales, que es de US\$ 0.29/MCF no guarda paridad con el del fuel oil puesto que el de éste es en la actualidad de US\$ 2.17 barril, lo que resultaría en un precio para el equivalente calorífico en gas de US\$ 0.34/MCF.

El capítulo sobre petróleo y gas natural correspondiente al año de 1971 de que trata esta Memoria presenta en detalle la situación del gas natural en el

país. La sub-comisión de petróleo y gas de la Comisión Nacional de Recursos de Energía prepara actualmente un estudio sobre situación y perspectivas de la industria del gas natural en el país con indicación de las recomendaciones pertinentes para el desarrollo de este importante recurso energético de que viene dependiendo en un grado cada vez mayor el desenvolvimiento de la economía nacional.

#### d) Petróleo

El petróleo, que hasta la fecha ha abastecido algo más del 50% de las necesidades de energía del país, seguirá siendo el recurso predominante y su consumo pasará del equivalente a 112 MB/D en 1970 que corresponde a 51% del mercado total de energía, a 170 MB/D en 1975 cuando suplirá el 55% de la demanda. En 1980 abastecerá el 53% de las necesidades totales de energía y su consumo equivaldrá a 224 MB/D.

Los niveles de demanda anteriormente sugeridos,

tanto para las varias fuentes como para el total, se basan en una tasa de crecimiento del PBI de 5,5% anual. Es claro y ya ha sido anotado que, de lograr se tasas mayores de desarrollo económico y social, la demanda de energía crecerá paralelamente y a una tasa compatible con la elasticidad de esa misma demanda (entre 1,18 y 1,38).

Producción de petróleo crudo 1960-1971 - Gráfico

No. 6: La producción doméstica de crudo alcanzó

en 1965 un nivel de 200 MB/D. Desde entonces, se registró una baja sostenida, por razón de la declinación de las estructuras existentes, hasta 1969 cuando entraron en producción los campos del Putumayo.

En 1970 se registró el máximo nivel de producción logrado por la industria en Colombia con un flujo promedio diario de 216,7 MB/D. Desde entonces ha tornado a declinar y sería sólo el descubrimiento de nuevos yacimientos lo que evitaría llegar a la situación deficitaria que se comenta más adelante.

Destino de la Producción de crudo 1960-1971 - Gráfico

No. 7: El crudo producido en Colombia se ha destinado

en proporción creciente a la refinación local.

En 1960 se refinó, con destino al consumo doméstico,

un promedio de 55,1 MB/D equivalente al 36,1% de

la producción total que ascendió a 151,6 MB/D; otros

10,9 MB/D fueron refinados localmente con destino

a la exportación; el saldo, 85,6 MB/D, o sea el

56,5% fué exportado. Once años más tarde, en 1971,

la demanda doméstica de refinados absorbió 110,4

MB/D, equivalente a 52,4% de la producción total

que fué de 214,0 MB/D; el 15,4 (33,0 MB/D) se refinó

localmente para la exportación; y el resto, 70,6

MB/D, es decir el 32,2%, se exportó. Las exportaciones

de refinados se derivan primordialmente de

la necesidad de equilibrar la refinación con la demanda.

Refinación de crudo 1960-1971 - Gráfico No. 8: El

crudo que se refina en Colombia ha aumentado, por

lo tanto, desde un promedio de 66,0 MB/D en 1960

hasta uno de 143.4 MB/D en 1971, lo cual acusa una tasa geométrica promedio de crecimiento anual de 7.3%. En lo tocante con la refinación, Ecopetrol ha crecido más rápidamente que el resto de la industria. En 1962 refinó el 48% del total de crudo procesado en el país; y a partir de 1967 se convirtió en la primera entidad refinadora, cuando procesó el 52% o sea unos 56 MB/D. En 1971 refinó un promedio de cerca de 83 MB/D, que constituye el 58% del total.

El esfuerzo exploratorio 1960-1971 - Gráficos Nos.

9 y 10: El esfuerzo exploratorio realizado hasta la fecha ha servido para asegurar el autoabastecimiento del país pero ha adolecido de irregularidad y, en los últimos años, ha sido alarmantemente insuficiente. Esto se debe, esencialmente, a que las condiciones internas y externas que definen el clima para las inversiones petroleras se han deteriorado.

Cuando las condiciones externas e internas han con-

currido para crear un juego favorable de incentivos, la actividad de la industria ha resurgido. Por ejemplo, tal concurrencia se dió durante el último lustro de los años 50. Como resultado, el área bajo contrato se cuadruplicó en el curso de dos años; la perforación de pozos de desarrollo aumentó sensiblemente; y, lo que es más importante, se acometió el estudio de nuevas áreas lo que redundó en un incremento sustancial y sostenido de la exploración con taladro. Todo esto se tradujo en la localización de nuevas reservas en Cicuco (1957), Provincia (1960), Payoa (1961), Río Zulia (1962), Dina (1962) y Putumayo (1963). El total de reservas probadas de las nuevas estructuras fué de 700 millones de barriles. Este esfuerzo se sostuvo hasta 1964.

Por contraposición, a partir de 1964, por efecto de la erosión de las condiciones del mercado internacional, de la disminución real en el precio realizado por el productor de crudo en Colombia, de circunstancias adversas de orden administrativo y de

algunos otros factores, comenzó a deteriorarse el clima general de inversión en la industria del petróleo, hasta el punto de que desde entonces (1964) hasta transcurrido 1971 solamente se perforaron 194 pozos exploratorios lo cual resulta en un promedio de 24 pozos por año.

Conviene aquí subrayar el lapso transcurrido entre el momento en que se da la concurrencia de incentivos y aquel en que la exploración con taladro se traduce en el hallazgo de reservas comercialmente explotables. Para las actividades de exploración iniciadas a partir de 1955, transcurrieron cerca de 5 años antes de que se registrara el primero de estos hallazgos (Provincia 1960) y hubieron de transcurrir otros 3 antes de que se encontraran los crudos del Putumayo (1963).

Y aquí también cabe recalcar el tiempo que transcurre entre el hallazgo de las nuevas reservas y el desarrollo de su producción. Los campos del medio

Magdalena, localizados entre 1960 y 1962, no lograron su máximo desarrollo sino hasta 1965. No breve lapso, si se tiene en cuenta que en esa región la industria ha venido creando una densa infraestructura desde hace más de 50 años.

El esfuerzo exploratorio que se inició a finales de los años 50 resultó en la localización de las reservas que hoy nutren al país. En su defecto, la producción de la Concesión de Mares y de los viejos campos de la industria privada habría ya declinado hasta escasos 80 MB/D y Colombia estuviera importando petróleo desde 1967. Pero estos nuevos campos le han permitido al país seguir autoabastecido. Su producción se desarrolló rápidamente hasta alcanzar el máximo nivel en 1965 cuando produjeron un promedio de aproximadamente 128 MB/D, equivalente a 65% del total de la producción doméstica. Inevitablemente, la producción de estos nuevos campos comenzó a declinar acentuadamente. En 1969 se inició el aprovechamiento de los campos del Putumayo, de otra manera, el país

se hubiera visto nuevamente en serias dificultades para abastecerse así mismo a partir de 1971.

Está visto que la búsqueda y el desarrollo de nuevas fuentes de petróleo demora diez o más años y que, en tratándose de sitios apartados y carentes de facilidades esenciales la demora es aún mayor. Es por ésto que el país precisa de políticas claras y estables en materias petroleras, que justifiquen un ritmo de exploración en ascenso, compatible con el crecimiento de la demanda.

El esfuerzo exploratorio de los últimos años - Gráfico No. 11 :

Nuevamente conviene insistir sobre la declinación de la actividad exploratoria en los últimos años. Entre 1961 y 1963 se perforaron 153 pozos exploratorios; un promedio de 51 por año. A partir de 1964 la exploración con taladro decayó rápidamente. En 1965 solamente se perforaron 17 pozos. En los años siguientes hubo una breve recuperación hasta 1969, año en el cual se perforaron 32 pozos. Duran

te 1970 y 1971 el esfuerzo decayó nuevamente a 20 y 22 pozos respectivamente. Este ritmo no permite esperar que el país continúe autoabastecido de petróleo. Por lo contrario, sugiere que ya encara inminentes y crecientes déficits en su producción de crudo.

Porcentaje de éxito - Gráfico No. 12 : Desde comien

zos de la industria del petróleo en Colombia se han perforado 660 pozos exploratorios, con un total de 4.5 millones de pies. Hasta la fecha se han localizado reservas que ascienden a 2.600 millones de barriles, en 46 estructuras comercialmente explotables. De estas, sólo dos han pasado de los 300 millones de barriles (300 MMB); cinco, han demostrado tener entre 200 y 300 MMB; dos han contenido entre 100 y 200 MMB; once han oscilado entre 10 y 100 MMB; las 26 restantes han sido campos muy pequeños de menos de 10 MMB. La probabilidad de encontrar campos como los de Oríto y La Gira (de más de 300 MMB) es de sólo 4.3%, mientras que la de en

contrar formaciones pequeñas, que bien podrían ser no aprovechables comercialmente si se encuentran muy apartadas de los centros de refinación y consumo, es de 56.6%. La mayor probabilidad es, por ende, la de encontrar estructuras de muy dudoso beneficio. El porcentaje de éxito promedio, de 14.4 pozos por estructura hace resaltar la magnitud del riesgo inherente a las actividades de exploración.

La infraestructura del petróleo - Gráfico No. 13 :

La industria del petróleo cuenta hoy en día con una infraestructura de producción, refinación, transporte, almacenamiento y servicio en la cual se ha invertido, hasta la fecha, cerca de US\$ 2.057 millones. Con base en las reservas descubiertas (2.600 MMB), se tiene que la inversión unitaria para el aprovechamiento total por barril de reserva ha sido, en promedio, de US\$ 0.79. Lo correspondiente a exploración y desarrollo asciende a US\$ 1.397 millones, o sea US\$ 0.54 por barril. Esta suma equivale a más o menos 67% de la inversión total realizada.

Las reservas remanentes ascienden en la fecha a cerca de 900 MMB.

Estudios preliminares han evidenciado que para atender a la demanda de los próximos 15 años será necesario descubrir tanto crudo cuanto ha sido descubierto hasta la fecha, o sea unos 2.500 MMB. En consecuencia, la inversión total a realizar para la localización y aprovechamiento de estas nuevas reservas, sería de orden de magnitud comparable al de la inversión total realizada hasta ahora.

Es evidente que las alternativas son las de establecer las condiciones necesarias para estimular inversiones que involucrarían una sustancial importación de capital, o la de gastar una suma apreciable mayor para saldar los déficits previstos con importaciones de crudo lo cual constituirá erogación de divisas, en detrimento de la balanza de pagos y, como ya se ha visto, del desarrollo económico del país.

4 - EL PROBLEMA DE LOS PRECIOS

Antecedentes y Acuerdos de Teherán y Ginebra - Gráfico No. 14

El decenio de los años 60 se caracterizó por la tendencia a la baja en los precios de la energía como consecuencia del marcado desarrollo de la producción petrolera del Medio Oriente y del Norte de Africa; de la creciente utilización del gas natural; y del nivel relativamente alto de los inventarios. Todo ello configuró un mercado de prevalencia de la oferta sobre la demanda que estimuló el deterioro de los precios.

En 1970 se precipitaron los acontecimientos que se venían gestando desde que la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) encaminó sus esfuerzos a obtener una mayor participación para los países productores en los beneficios del petróleo. Las gestiones de la OPEP desembocaron en el ya conocido Acuerdo de Teherán que puso término a la tendencia bajista de los precios e inauguró una nueva era de precios en franco ascenso.

En lo que concierne a lo pactado en Teherán, las pre-

siones alcistas sobre los precios del crudo se explican por el aumento de la tasa tributaria a 55% en los países cobijados por el acuerdo; por el aumento de US\$ 0.35 por barril aplicable a los precios de lista; y por los reajustes de 2.5% más US\$ 0.05 por barril sobre los mismos precios de lista, ajustes que tendrán lugar en Enero de cada año hasta 1975, para compensar los efectos de la inflación.

Por otra parte, el ajuste de 8.49% en los precios de lista, acordado en Ginebra en Enero de 1971 para compensar la pérdida resultante de la reciente devaluación del dólar, se conjuga con las cláusulas anteriormente descritas para influir sobre la nueva dirección de los precios.

La Tendencia de los Precios Internacionales - Gráfico No. 15

Sirva de ejemplo lo pertinente a un crudo arábigo liviano de 34° API, comparable en calidad (salvo contenido de azufre) con algunos de los crudos del medio Magdalena, para ilustrar la nueva tendencia de los precios internacionales. En 1970 el precio de venta de estos crudos, FOB terminal del Golfo Pérsico, era de US\$ 1.39/B. Como resultado de los acuerdos de Te-

herán y Ginebra, este precio ha variado y variará así:

Nov. - Dic. de 1970	US\$ 1.39 /B.
Enero de 1971	1.53 "
Enero de 1972	1.79 "
Febrero de 1972	1.91 "
Enero de 1973	1.98 "
Enero de 1974	2.05 "
Enero de 1975	2.12 "

Valga subrayar que, por una parte, este precio no incluye transporte ni desulfuración y que, por otra, las condiciones del mercado de demanda podrán definir niveles de precios muy por encima de los arriba señalados.

Todos estos factores, aunados al encarecimiento de las operaciones en las nuevas áreas en desarrollo (planicies árticas, Mar del Norte, Indonesia, Amazonía y zonas costa fuera); a las características del mercado en ciernes; y a la estrechez relativa de los recursos financieros disponibles para afrontar el crecimiento acelerado de la demanda, harán que la tendencia alcista de los precios prevalezca por tiempo indefinido que, sin duda, habrá de prolongarse más allá del término del presente decenio.

#### La Tendencia de los Precios Internos - Gráfico No. 16

Por contraposición, en Colombia los precios de los cru-

dos acusan una tendencia contraria, reñida con la que desde 1970 rige en el mercado internacional. El diferencial cambiario entre el dólar petrolero y el Certificado de Cambio eroda el recaudo efectivo del productor, en la medida en que el valor del certificado crece con respecto al del dólar petrolero.

Esta situación puede ilustrarse mejor con algunas cifras que hacen referencia al precio promedio de los crudos para refinación interna, no incluido el de Orito. El precio de lista promedio, con anterioridad al reajuste del dólar petrolero, en Junio de 1971, era de US\$ 1.80/B. Pero el precio efectivo para el productor, dada la diferencia entre la cotización del dólar petrolero (que en ese entonces era de Ps. 9.00/US\$) y la del Certificado de Cambio que se acercaba a Ps. 20.00/US\$, y debido al pago forzoso de 25% de la producción en pesos, se había erodado hasta US\$ 1.55/B en la fecha de la devaluación. Postulado fundamental de ésta fué el de que se conservara el precio efectivo para el productor. En consecuencia, el reajuste del dólar petrolero a Ps. 20.00/US\$ logró ese efecto. Pero, a partir del momento mismo del reajuste, se produjo una nueva brecha entre el nuevo valor fijado para el dólar petrolero y el Certificado de Cambio

que continuará reduciendo el precio efectivo del crudo, en la medida en que suba el precio del certificado y en que esta alza incida sobre el valor del 25% de la producción que se paga en pesos.

A título ilustrativo y para mejor establecer el contraste con la tendencia de los precios internacionales, se tendría que, por efecto del fenómeno cambiario y con base en una tasa de devaluación del 10% anual, los precios efectivos promedios de los crudos colombianos a comienzos de cada año y hasta 1975, serían los siguientes:

Junio 24 de 1971	US\$ 1.55/B
Enero lo. de 1972	1.53 "
Enero lo. de 1973	1.50 "
Enero lo. de 1974	1.47 "
Enero lo. de 1975	1.44 "
Enero lo. de 1976	1.41 "

La Incidencia de los Crudos de Orito - Gráfico No. 17

Por lo demás, la industria deberá encarar un aumento sostenido en los costos de refinación motivado por la mayor utilización de los crudos de Orito para compensar la declinación de los campos existentes del Valle del Magdalena y del Catatumbo.

En la actualidad, el refinador procesa 28 MB/D de crudo de Orito de los cuales 15 MB/D se pagan a razón de US\$ 0,83/B y los otros 13 MB/D a razón de US\$ 1,85/B. Esto arroja un precio promedio de US\$ 1,30/B que, sumado el transporte, resulta en un precio total promedio de US\$ 1,58/B. Como los volúmenes de crudo de Orito que sobrepasen de 15 MB/D deberán pagarse totalmente en dólares y al precio fijado de US\$ 1,85/B, llegará el momento en que la refinación deba absorber la totalidad de estos crudos y de los sobrecostos correspondientes. En ese momento se estarán pagando los primeros 15 MB/D al precio fijado en Junio de 1971 de US\$ 0,83/B; pero el resto, es decir 45 MB/D, se pagará totalmente en dólares y al precio de US\$ 1,85/B. De esta manera el precio promedio aumenta a US\$ 1,74/B. Esto significa un aumento de 10,1% en los costos de refinación y una erogación adicional de US\$ 12,3 millones para el Banco de la República por concepto de las ventas que este debe realizar, a la tasa vigente para el dólar petrolero, para que los refinadores puedan pagar el 75% del crudo que se compra en dólares para refinación local.

No parece realmente conveniente ni para el refinador,

ni para el productor, ni para el país que esta situación prevalezca sin revisar sus consecuencias con miras a definir una política de precios más acorde con las necesidades y las perspectivas de la industria del petróleo, de la balanza de pagos y del crecimiento económico del país.

5 - EL IMPACTO DE LA IMPORTACION DE CRUDOS

La Producción de Crudo, las Necesidades de la Refinación y la Magnitud de las Importaciones - Gráfico No. 18

Planteado el problema en términos de la declinación de la producción de los campos existentes, del aumento sostenido de la refinación para atender al crecimiento acelerado de la demanda, y de la insistencia en las estructuras de precios vigentes, es preciso concluir que Colombia deberá importar crudo a partir de 1976.

Dadas las condiciones y circunstancias del presente, se anticipa que la producción de los campos existentes declinará de un promedio de 214 MB/D en 1971 a uno de 174 MB/D en 1975.

Para entonces la demanda de petróleo para satisfacer las necesidades domésticas de productos refinados absorberá el total de

la producción doméstica de crudo. La demanda continuará creciendo y para atenderla en 1975 será necesario aumentar la carga de refinación hasta 186 MB/D, a partir del nivel promedio de hoy, que es de 168 MB/D. Esto se realizará mediante la ampliación por "desembotellamiento" de la capacidad de las refinerías existentes. Pero, para 1976, cuando hayan de entrar en operación las refinerías de Cali y Tumaco, la carga de crudo para refinación aumentará a 264 MB/D. De este total, 194 MB/D se destinarán a suplir los requerimientos de la demanda local y el resto a la exportación de productos. Esta exportación se justifica para mantener el equilibrio entre la refinación y las exigencias del mercado doméstico y para atender a eventuales obligaciones financieras derivadas de la construcción de las nuevas refinerías. Para entonces, 1976, la producción de los campos existentes habrá descendido a 164 MB/D y el déficit de crudo será de 100 MB/D; es decir, de 36.5 millones de barriles por año.

La carga de refinación continuará creciendo lentamente, hasta llegar a 284 MB/D en 1980. Pero para entonces, la demanda local absorberá 248 MB/D y la exportación se reducirá

al producido de los restantes 36 MB/D. Ya para 1980, la producción de los campos existentes será de sólo 129 MB/D y el país estará importando 155 MB/D; es decir, 56.5 millones de barriles por año.

El volumen total de las importaciones que sería necesario realizar a partir de 1975, y hasta Diciembre 31 de 1979 es de aproximadamente 190 millones de barriles que, a los precios de hoy (US\$ 2.40/B), valdrían US\$ 456 millones. No sería realmente dable predecir con certeza el nivel de precios al cual se realizarán estas importaciones, habida cuenta de que los precios calculados con base en las estipulaciones del Pacto de Teherán se consideran mínimos y las circunstancias del mercado internacional pueden determinar niveles mayores. Por otra parte, los costos de transporte y desulfuración no dejarán de sufrir cambios casi imposibles de predecir.

El Impacto sobre la Balanza de Pagos - Gráficos Nos. 19 y 20

Para efectos de estimar el impacto que estas importaciones tendrían en la balanza cambiaria petrolera y en el proceso de desarrollo económico del país, se ha adoptado un nivel de

precios compatible con las estipulaciones de los pactos de Teherán y Ginebra y se ha conservado el nivel así previsto para 1975 hasta 1980. Este es un planteamiento prudente y define límites mínimos a los déficits de balanza cambiaria. Por otra parte, si el nivel de precios aumentara por encima del previsto entre 1975 y 1980, las exportaciones realizadas a niveles de precios también mayores compensarían el mayor costo del crudo importado para tal fin. Sin embargo, el crudo destinado al abastecimiento de la demanda local de refinados si resultaría más costoso. En tal virtud, las cifras relativas a balanza de pagos reflejan una situación que bien podría resultar peor.

El descenso de la producción local de crudo que se anticipa por la declinación de los campos existentes ha incidido ya sobre la balanza cambiaria petrolera, habida cuenta de lo que la menor producción significa en la participación del Estado por concepto de regalías, impuestos, etc. El simple descenso de la producción conlleva ya el deterioro en la balanza cambiaria. Se anticipa que en 1974, aún antes de que tengan lugar las importaciones de crudo, la balanza cambiaria arrojará un déficit de US \$ 3,7 millones, en contraste con superávits históricos prome-

dios de US\$ 20 millones.

En 1975 y como consecuencia de las primeras importaciones, el déficit será ya de US\$ 11.0 millones. Y a partir de ese año continuará creciendo hasta alcanzar la cifra de US\$ 96.9 millones en 1980. El efecto deficitario acumulado en Diciembre 31 de 1980 será de US\$ 295 millones.

El operar dos refinerías en Occidente (Cali y Tumaco) no incide mayormente sobre la balanza cambiaria puesto que la exportación de productos refinados compensa el costo del crudo importado. La operación de las dos refinerías alivia en unos US\$ 4.0 millones por año la situación deficitaria de la balanza cambiaria. El saldo negativo acumulado a finales de 1980, con base en la operación de las dos refinerías es de US\$ 276 millones. Si se tiene en cuenta que históricamente, la balanza cambiaria ha arrojado saldos favorables de aproximadamente US\$ 20 millones por año, el impacto neto sobre la balanza cambiaria en lo que resta del decenio es de cerca de US\$ 455 millones. No sobra aclarar que estos saldos no incluyen el servicio en moneda extranjera de las eventuales obligaciones imputables a la construcción de las refinerías.

El Efecto sobre el Crecimiento de la Tasa de Desarrollo - Gráfico No. 21.

Las importaciones de petróleo obligarían al país a reconsiderar el orden de prioridades de su política de comercio exterior, dado que el deterioro de la balanza cambiaria conduciría a un mayor endeudamiento o a restricciones en las importaciones de bienes y servicios. La restricción de las importaciones afectaría primordialmente a los bienes de capital y a las materias primas que constituyen cerca del 94% del volumen total de las importaciones. Tales limitaciones afectarían el nivel de inversión, en detrimento del crecimiento de la producción nacional.

El efecto de las importaciones de crudo, traducido en términos del nivel de inversión y analizado por medio de un modelo econométrico de componentes de Producto Bruto Interno, muestra que la tasa de crecimiento de este se afectaría en cerca de 0.7% y que las metas previstas para fines de 1980 no se lograrían sino 15 años más tarde.

6 - RESUMEN - Gráfico No. 22

En pocas palabras, debido a la declinación de la pro-

ducción de los campos existentes, Colombia encara la necesidad de importar crecientes volúmenes de crudo, a partir de 1975, para atender al crecimiento acentuado de la demanda interna de productos refinados.

La solución más viable del problema es la de desarrollar al máximo la producción marginal en los campos de petróleo y gas -mediante el aprovechamiento de la infraestructura con que cuenta la industria hoy en día- y simultáneamente estimular el esfuerzo exploratorio con miras a la localización de reservas a largo plazo suficientes para el auto abastecimiento del país. Es claro que el desarrollo de la producción marginal de los campos existentes es una solución transitoria que sólo busca ganar tiempo y reducir el volumen de las importaciones que se anticipan mientras se localizan y desarrollan nuevas reservas.

Pero para ejecutar y realizar estas metas es indispensable crear los incentivos y estímulos necesarios para que la industria acometa las inversiones y programas a que hubiere lugar, en exploración, producción, refinación, transporte y comercialización, mediante una política de estímulos e incentivos clara, realista y estable que abarque a todas y a cada una de las actividades de la industria.

#### IV - ACTIVIDADES DEL SECTOR MINERO-PETROLERO

##### A - MINERIA

La estructura productiva de las explotaciones mineras nacionales, está conformada por tres tipos de productores: pequeños y medianos mineros, grandes empresas de capital privado, nacional o extranjero, y empresas estatales.

Los pequeños y medianos productores realizan su actividad en la explotación de metales preciosos y de minerales no metálicos, tales como carbón, yeso, caliza, arcilla y canchales. Este grupo genera aproximadamente el 40% del valor total de la producción minera nacional y se caracteriza por el empleo de métodos rudimentarios de explotación.

Las grandes compañías mineras de capital extranjero tradicionalmente han operado en la explotación de metales preciosos, y participa con el 61% de la producción total de oro, plata y platino.

Las empresas estatales contribuyen principalmen-

te en la explotación de sal y esmeraldas, y las de capital privado nacional en hierro, cemento, azufre y cerámicas.

1 - EXPLORACION

La exploración minera en Colombia se lleva a cabo principalmente por el Instituto de Investigaciones Geológico-Mineras (INGEOMINAS), a través del programa del Inventario Minero Nacional, y por particulares mediante permisos y concesiones otorgadas por el Gobierno.

La mayor parte de las inversiones de INGEOMINAS hasta 1971 (85%) se realizaron en desarrollo del programa del Inventario Minero, que se inició en 1964, con la ayuda financiera de la AID y la asesoría técnica del Servicio Geológico Americano.

Por intermedio de este Instituto la acción de investigación y evaluación de los recursos naturales por parte del Estado ha consistido en el reconocimiento sistemático y selectivo de posibilidades mineras, que hasta la fecha cubre una extensión de 122.000 Kms<sup>2</sup>., dentro del área potencial de mineralizaciones con que cuenta el país (400.000 Kms<sup>2</sup>.). En la extensión in-

vestigada a nivel geológico, que no ha conllevado la evaluación minero-económica propiamente dicha, se cuenta con estudios de reconocimiento geológico de sustancias minerales tales como bauxita, carbón, fosfatos, hierro, níquel, plata, plomo, talco, yeso, mármol, calizas, asbestos y otras materias primas para la industria de la construcción. En la evaluación de recursos tales como hierro, níquel y asbestos, ha participado fundamentalmente la actividad privada, lo cual ha permitido la formulación de proyectos mineros que se hallan actualmente en su etapa de preinversión.

2 - AREA SOLICITADA Y CONTRATADA

El registro y control del movimiento de áreas solicitadas y contratadas en concesión y permisos hasta Diciembre de 1971, se puede distribuir de la siguiente manera:

Grupo de Minerales	Area solicitada Has.	Area contratada Has.
Metales Preciosos	25.790.46	8.308.80
Minerales Combustibles	366.247.20	118.144.25
Minerales Metálicos	563.630.30	36.036.90
Minerales no Metálicos	799.213.15	221.486.83
TOTAL	1.754.881.11	383.976.78

La distribución del área solicitada y contratada, por grupos de minerales, se ajusta a la distribución de la producción minera nacional, en la cual predomina el grupo de los minerales no metálicos. En el Anexo No. 1 se presenta el total del área solicitada y contratada por minerales.

3 - PRODUCCION

El valor bruto estimado de la producción minera en 1971 fué de 747 millones de pesos.

El siguiente cuadro presenta el valor de la producción minera durante 1971, por grupos de minerales:

	<u>Miles de \$</u>	<u>% del Total</u>
Metales Preciosos y Esmeraldas*	195.066	26.2
Minerales Metálicos	25.354	3.4
Minerales no Metálicos	383.720	51.5
Minerales Combustibles	<u>141.330</u>	<u>18.9</u>
<b>TOTAL</b>	<b>745.470</b>	<b>100.0</b>
	=====	

\* El rubro de Esmeraldas incluye únicamente la producción de las minas de Muzo y Coscuez.

Dentro de la producción minera nacional continúa destacándose el grupo de los minerales no metálicos, el cual contribuyó durante 1971 con más del 50% del valor total de la producción. El aumento porcentual en la producción de este grupo de minerales, con respecto a 1970, fué de 5.0%. La producción en los demás grupos de minerales no ha sufrido variaciones significativas.

El Anexo No. 2 muestra el volumen y valor de la producción minera nacional por minerales.

4 - NUEVOS PROYECTOS DE EXPLOTACION

NIQUEL: el proyecto de explotación de níquel de Cerro Matoso aún se encuentra en etapa de pruebas del mineral para la determinación de las características finales de la planta industrial que ha de instalarse en Colombia para la producción de ferromniquel.

ASBESTOS: El Grupo Nicolet y Minera Ermo S. A., proyectan producir a partir de 1975, 60.000 toneladas anuales de fibra de asbestos de los siguientes grados: 3Z, 4T, 6D, y 7F. Las

fibras de grados 3Z y 7F serán destinadas a la exportación, y las otras principalmente al mercado interno.

OTROS PROSPECTOS MINEROS: Otros proyectos a corto plazo son los de hierro, en Ubalá y Sabana de Bogotá, y carbones en la Guajira (Cerrejón).

#### 5 - FINANCIAMIENTO MINERO

La inversión pública proyectada para financiar los programas de fomento y desarrollo minero durante el período 1972-1975 es de \$ 610, 8 millones.

En cuanto a la participación del ahorro privado nacional que facilite su asociación con el ahorro externo en el desarrollo del sector minero, el régimen legal existente prevé formas especiales de capitalización, tales como: a) Las exenciones al impuesto sobre la renta representadas en la partida llamada de agotamiento que equivale al 10% del valor del producto en boca de mina y sin exceder del 35% de la renta líquida gravable; b) Las exenciones a las importaciones de maquinarias y equipos, sus repuestos y accesorios para la exploración, explotación, trans

formación y beneficio de minerales; c) El estímulo fiscal representado en el Certificado de Abono Tributario (CAT) que puede llegar hasta el 15% del valor reintegrado de las exportaciones, y que implica en el fondo un tratamiento especial cambiario, cuando circunstancias de costos internos incrementales y de niveles desfavorables de precios internacionales, debidamente comprobados, requieran de este estímulo para hacer económica la operación minera.

Estos estímulos fiscales capitalizan también al inversionista extranjero. A esta forma de capitalización del sector minero, debe agregarse, dentro de la política de financiamiento para el desarrollo minero, la reestructuración de las corporaciones públicas de financiamiento que hace posible la vinculación del crédito del Estado como complemento a la baja formación de ahorro del sector privado nacional. A este respecto, puede mencionarse el Cupo Especial de Crédito, concedido por el Banco de la República a la Caja Agraria para el otorgamiento de préstamos a la pequeña y mediana minería, con la supervisión del Ministerio de Minas y Petróleos.

También cabe destacar la política seguida por el Insti-

tuto de Fomento Industrial (IFI) como corporación pública de financiamiento en el desarrollo minero.

6 - PLAN DE INVERSIONES PUBLICAS 1972-1975

El Proyecto del Plan Cuatrienal de Inversiones Públicas 1972-1975, del sector minero solicitado por el Ministerio, asciende a \$ 610.8 millones, de los cuales el 55% serán financiados con fondos del Presupuesto Nacional, el 9% con crédito y el 36% con recursos propios de las entidades adscritas y otros recursos.

El siguiente cuadro presenta la distribución del Proyecto del Plan de Inversiones del sector, por entidades, durante el período 1972-1975:

PLAN DE INVERSIONES PUBLICAS SECTOR MINERO  
1972-1975 - (Miles de \$)

<u>Entidades</u>	<u>1. 972</u>	<u>1. 973</u>	<u>1. 974</u>	<u>1. 975</u>
Ministerio de Minas y Petróleos <sup>1/</sup>	8,020	20,306	20,750	25,760
Ingeominas	38,098	62,564	69,827	62,079
Ecominas	67,415	55,808	60,181	58,801
IAN	10,030	16,204	17,036	17,920
<b>TOTAL</b>	<b>123,563</b>	<b>154,882</b>	<b>167,794</b>	<b>164,560</b>

<sup>1/</sup> Para el período 1973-1975 se incluyen contrapartidas para el Programa de Asistencia Técnica con las Naciones Unidas para el desarrollo de proyectos específicos del sector.

La distribución de esta inversión solicitada, por entidades y fuentes de financiamiento es la siguiente:

FINANCIACION DEL PLAN 1972-1975 (Miles de Pesos)

<u>Entidad</u>	<u>Año</u>	<u>Presupuesto Nal.</u>	<u>Crédito Ext.</u>	<u>Crédito Intn.</u>	<u>Recursos propios</u>	<u>Total</u>
Ministerio	1972	8,020	-	-	-	8,020
	1973	20,306	-	-	-	20,306
	1974	20,750	-	-	-	20,750
	1975	25,760	-	-	-	25,760
Ingeominas	1972	23,754	13,624	-	720	38,098
	1973	48,719	13,124	-	721	62,564
	1974	57,617	12,210	-	-	69,827
	1975	62,079	-	-	-	62,079
Ecominas	1972	2,000	-	5,000	60,415	67,415
	1973	5,000	-	3,387	47,421	55,808
	1974	3,000	-	4,000	53,181	60,181
	1975	3,000	-	5,000	50,801	58,801
IAN	1972	6,068	-	-	3,962	10,030
	1973	15,914	-	-	290	16,204
	1974	16,486	-	-	550	17,036
	1975	17,320	-	-	600	17,920
<b>TOTALES</b>		<b>335,793</b>	<b>38,958</b>	<b>17,387</b>	<b>218,661</b>	<b>610,799</b>

Otra fuente de financiamiento para el sector durante este período será la ayuda otorgada por el Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo a través de una donación de US\$ 4 millones representados en expertos, equipos y becas, los cuales estarán destinados a la realización de los siguientes proyectos:

- a) - Exploración geológico-minera para cobre y otros metales básicos.
- b) - Estudios de mineral de hierro (canga) de Cerro Matoso.
- c) - Exploración de esmeraldas.
- d) - Evaluación de lateritas níquelíferas en los Departamentos de Córdoba y Antioquia.
- e) - Exploración de metales preciosos en el Chocó.

B - PETROLEO Y GAS NATURAL

1 - CONTRATOS <sup>1/</sup>

Durante 1971, se suscribieron entre el Gobierno Nacional y empresas petroleras, 19 contratos para la exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional, con un área total de 751.677 hectáreas.

Durante el mismo año fueron renunciados 25 contratos de concesión, con una extensión de 576.393 hectáreas.

El número de contratos firmados y los renunciados en el período que se contempla, por empresas, fueron los siguientes:

CONTRATOS FIRMADOS

<u>Compañía</u>	<u>No. de Contratos</u>	<u>Area Has.</u>
Cities-Service	1	24.600
Colpet	2	44.970
Chevron	1	29.438
Intercol	1	19.342
Marathon	5	124.990
Phillips	2	49.898

1/ Ver Gráfico No. 1.

<u>Compañía</u>	<u>No. de Contratos</u>	<u>Area Has.</u>
Tennessee	3	212.410
Texas	4	246.029
<b>TOTALES</b>	<b>19</b>	<b>751.677</b>

CONTRATOS RENUNCIADOS

BP Exploration	2	49.535
Colombian Gulf	9	221.049
Intercol	2	32.822
The Superior	2	44.047
Phillips	4	83.228
Texas	5	120.712
Texas-Gulf	1	25.000
<b>TOTALES</b>	<b>25</b>	<b>576.393</b>

En 31 de Diciembre de 1971 se encontraban vigentes 59 contratos en período de exploración (ver Anexo No. 3) de propiedad nacional, con una extensión de 2.692.204 hectáreas con la siguiente distribución por regiones: En la Occidental 43, con una superficie de 1.553.641 hectáreas, y en la Oriental 16, con una extensión de 1.138.563 hectáreas. En período de explotación se encontraban vigentes 31 contratos de concesión, con un área de 2.019.229 hectáreas.

Durante el año 1971, la Empresa Colombiana de Petró

leos recibió a título de aporte 148.904 hectáreas, correspondientes a las propuestas "Cúcuta", con una extensión de 124.904 hectáreas, y "Ovejeras" de 24.000 hectáreas.

En 1971 iniciaron el período de explotación dos concesiones: "Río San Miguel" y "Churuyaco", situadas en el Putumayo, de Texas Petroleum Company y Colombian Gulf Oil Company.

El área total en explotación el día 31 de Diciembre de 1971, incluidas la antigua Concesión de De Mares y la propiedad privada Guaguaquí-Terán, discriminada por compañías y por zonas, se indica en el Anexo No. 4.

2 - ACTIVIDAD EXPLORATORIA Y DE PERFORACION <sup>1/</sup>

En 1971 se incrementó la actividad exploratoria superficial de geología y geofísica en 11, 12 cuadrillas/mes, con respecto a la del año anterior, pero sin alcanzar los niveles de 1967, cuando estuvieron activas 146,29 cuadrillas/mes. Esta exploración se realizó especialmente utilizando métodos sísmicos, los cuales, dentro de las labores exploratorias represen-

<sup>1/</sup> Ver Gráficos del No. 2 al 7.

tan un 74% de la actividad total.

La exploración indicada se realizó en el Chocó, en el Bajo Sinú, en los Valles Altos y Bajo del Río Magdalena, en el Catatumbo y especialmente en los Llanos Orientales, al pie de la Cordillera Oriental en Boyacá, Meta y Arauca.

El siguiente cuadro muestra en forma porcentual, basada en cuadrillas/mes, la exploración superficial realizada por

cada compañía durante los últimos cinco años:

Compañía	1,967	1,968	1,969	1,970	1,971
Arco	-	2,76	2,73	1,81	5,84
BP Exploration	-	-	2,95	11,94	6,37
Chevron	8,00	6,52	-	1,81	10,17
Cities-Service	3,85	0,50	4,80	4,41	6,00
Continental	-	-	-	-	3,61
Ecopetrol	3,04	16,41	33,97	24,53	20,47
Colombian Gulf	5,70	10,30	5,15	11,57	7,43
Intercol	6,01	3,51	9,17	14,66	15,41
Marathon	0,36	-	2,14	-	-
Phillips	29,00	21,25	0,32	1,70	4,25
Sinclair-BP	0,54	-	-	-	-
Tennessee	-	-	0,36	7,64	4,24
Texas	37,00	27,12	36,93	16,00	8,19
The Superior	6,60	11,54	-	-	8,02
<b>TOTAL</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>	<b>100,00</b>

La exploración superficial durante los últimos cinco (5) años, de acuerdo al método empleado y el número de cuadrillas/

mes utilizadas, se indica en el siguiente cuadro:

Método	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971
Sísmico	94,65	63,57	47,94	64,04	69,80
Gravimétrico	7,00	21,00	8,66	3,58	-
Magnetométrico	-	1,50	0,88	2,25	4,50
Geología superficial	44,64	13,50	15,50	13,12	19,81
<b>TOTAL</b>	<b>146,29</b>	<b>99,57</b>	<b>72,98</b>	<b>82,99</b>	<b>94,11</b>

La actividad exploratoria desarrollada durante los años 1970 y 1971, se ha traducido en la perforación de varios pozos exploratorios, especialmente en los Llanos Orientales, en donde Tennessee Colombia S. A. perforó el pozo "Losada No. 1" con resultados negativos; Continental de Colombia perforó los pozos "San Pedro No. 1" y "Chaparral No. 1", los cuales fueron abandonados por dificultades mecánicas; e International Petroleum (Colombia) Limited perforó el pozo "Charte No. 1" con resultados negativos.

En 1971 la actividad perforatoria de exploración, de 21 pozos, fué superior en dos a la de 1970, pero inferior a la de 1969, que alcanzó a 32. En relación con el número de pies per-

forados, en 1969 se perforaron 294,233 pies, en 1970, 159.430 y en 1971, 151,941

La perforación de pozos exploratorios en 1971, por zonas, fué:

Area	No. de pozos Perforados
Valle Alto del Magdalena	4
Valle Medio del Magdalena	5
Valle Bajo del Magdalena	1
Catatumbo	1
Putumayo	3
Llanos Orientales	4
Plataforma Continental del Mar de las Antillas	3
<b>TOTAL</b>	<b>21</b>

De los pozos anteriores, uno es productor de petróleo, el "Palogrande No. 2", en la Concesión "Neiva"; uno se encuentra suspendido; dos estaban siendo perforados el 31 de Diciembre de 1971 y 18 fueron abandonados.

En el año 1971 se perforaron 62 pozos de desarrollo,

de los cuales 52 resultaron productores de petróleo; uno es productor de gas; tres son inyectores de agua; uno fué suspendido temporalmente y cinco se encontraban en perforación el 31 de Diciembre del mismo año.

Los Anexos Nos. 5, 6 y 7 indican en detalle los pozos y pies perforados por concesiones, área y compañías durante 1971.

En relación con 1970, hubo un aumento de 11 pozos de desarrollo iniciados, y de 55.726 pies perforados, o sea, del 22.0% y del 21.0%, respectivamente. Las perforaciones se llevaron a cabo en las concesiones "Neiva", de Tennessee Colombia S. A.; "El Roble", de International Petroleum (Colombia) Limited y BP Exploration; "San Pablo", de Shell Cónдор S. A.; "Jobo", de J. W. Mecom e International Petroleum (Colombia) Limited; "Zulia", de Chevron Petroleum Company; "Palagua" y en la propiedad privada de Guaguaquí-Terán, de Texas Petroleum Company; "Barco", de Colombian Petroleum Company; "Orito Norte" y "Orito Sur", de Texas Petroleum Company; "Los Alpes", de Texas Petroleum Company; y en la antigua Concesión "De Mares" y en las zonas aledañas a la misma, de la Empre-

sa Colombiana de Petr6leos.

El resumen de las perforaciones en 1971 fu6:

Compa $\tilde{n}$ ia	Inicia- dos en el a $\tilde{n}$ o	Terminados en el a $\tilde{n}$ o	Aban- dona- dos en el a $\tilde{n}$ o	Pies per- forados en el a $\tilde{n}$ o
Texas Petroleum Co.	18	15	1	100.652
Texas y Gulf	25	22	3	99.018
Gulf	2	2	2	19.872
Tennessee	7	5	2	36.519
International	13	9	1	89.264
Ecopetr6l	6	6		36.131
Continental	2	1	1	28.139
Shell C6ndor S. A.	2	1	1	15.674
Marathon	1	1	1	4.041
San Andr6s	1	1		7.790
Colpet	2	2	1	9.970
Chevron	2	2		12.335
Petrolinson	1	1	1	4.703
Colombia Cities-Service	1	1		9.224
<b>TOTALES</b>	<b>83</b>	<b>69</b>	<b>14</b>	<b>473.332</b>

El promedio de equipos de perforaci6n activos en trabajos de exploraci6n y desarrollo, durante los 6ltimos cinco a $\tilde{n}$ os, se indica en el siguiente cuadro:

A $\tilde{n}$ o	No. Equipos
1967	6.5
1968	6.0
1969	7.8
1970	6.0
1971	7.0

El estado de los pozos de las concesiones y 6reas en explotaci6n, en 31 de Diciembre de 1971, se presenta en el Anexo

No. 8.

3 - PRODUCCION DE PETROLEO <sup>1/</sup>

En 1971, la producci6n nacional total de petr6leo alcanz6 a 78.467.440 barriles netos a 60°F, o sea, un promedio diario de 214.979. En el mismo a $\tilde{n}$ o, la producci6n fiscalizada fu6 de 77.242.590, con un promedio diario de 211.624 barriles. En

<sup>1/</sup> Ver Gr6ficos Nos. 8 y 9.

relación al año anterior, se presentó una disminución del 2,57%.

La producción promedio diaria fiscalizada y su variación por-

centual en los últimos cinco años, fué la siguiente:

Año	Promedio diario Barriles	Variación %
1967	189.063	- 3.7
1968	173.971	- 8.0
1969	211.369	+ 21.5
1970	217.212	+ 2.8
1971	211.624	- 2.6

La producción de petróleo por concesiones y áreas en producción en Diciembre de 1971, la producción promedio por pozo por día, los volúmenes refinados en el país y las exportaciones de crudo, se muestran en los Anexos Nos. 9 y 10.

4 - PRODUCCION Y USO DEL GAS NATURAL <sup>1/</sup>

La producción de gas natural en el año 1971 fué de 111.551.584.000 pies cúbicos. De esta cantidad, 28.121.562.000 fueron obtenidos de campos de gas, y 83.430.022.000 correspon-

<sup>1/</sup> Ver Gráfico.No. 10.

den a gas asociado con el petróleo.

En relación con 1970, se presentó un aumento de 6.657.208.000, o sea un incremento del 6,3%.

Durante 1971 aumentó el aprovechamiento del gas, tanto como materia prima como para la generación de energía: en 1970 se usaron 37.440.271.000, o sea, un incremento del 10,0%. También hubo un mayor volumen de gas quemado al aire, pues en 1970 se quemaron 20.123.426.000 pies cúbicos, en tanto que en 1971 fueron 23.328.200.000, o sea, un incremento del 16,0%. Esto se debió a la mayor producción de gas de las concesiones de la región del Putumayo, el cual no se aprovecha en la actualidad.

Al gas natural producido se le dió la siguiente destinación:

	Volumen - MPC	%
Transformado en líquidos	4.345.649	3.90
Inyectado a yacimientos	33.074.704	29.65
Usado en la Industria	37.440.271	33.56
Combustible en los campos	13.362.760	11.97
Quemado al aire	23.328.200	20.92
<b>TOTAL</b>	<b>111.551.584</b>	<b>100.00</b>
=====		

En la conservación y utilización del gas natural se han obtenido resultados favorables, pues mayores volúmenes se han utilizado e inyectado a los yacimientos. Lo anterior puede deducirse al comparar las cifras consignadas en el siguiente cuadro, expresadas en miles de millones de pies cúbicos

<u>Año</u>	<u>Producido</u>	<u>Utilizado</u>	<u>Quemado</u>
1967	99.49	78.56	20.93
1968	94.80	78.70	16.10
1969	103.96	82.22	21.74
1970	104.89	84.77	20.12
1971	111.55	88.22	23.33

En forma porcentual, el gas utilizado y el quemado durante los últimos cinco años, con respecto al total producido, se indican en el cuadro siguiente:

<u>Año</u>	<u>Aprovechado</u>	<u>Quemado</u>
1967	78.96	21.04
1968	83.02	16.98
1969	79.00	21.00
1970	80.81	19.19
1971	79.08	20.92

Los volúmenes de producción y utilización del gas natural, en miles de pies cúbicos, por compañías, concesiones y

áreas en explotación, durante 1971, se presentan en el Anexo No. 11.

Las plantas de gas de El Diffcil, Cicuco, Tibú, El Centro, Provincia y Payoa, operaron en forma continua y normal y procesaron gas húmedo para la obtención de propanos, butanos y gasolina natural. El gas tratado en cada una de estas plantas, expresado en millones de pies cúbicos, en los últimos cinco años, fué:

<u>Empresa</u>	<u>Planta</u>	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>
Ecopetrol	El Centro	10.870	10.038	8.352	8.059	7.306
Colpet	Tibú	6.183	6.966	6.460	4.817	2.699
Colpet	Cicuco	10.335	8.898	8.568	9.253	7.580
Antex	Diffcil	8.499	8.207	8.849	8.582	11.495
Intercol	Provincia	10.935	16.276	16.963	17.366	19.769
Cities-Service	Payoa	14.957	15.458	18.800	20.134	20.737
TOTAL		61.779	65.843	67.992	68.211	69.586

Los aumentos porcentuales del gas natural procesado en los últimos cinco años, se presentan a continuación:

<u>Año</u>	<u>Aumento %</u>
1967	10.0
1968	6.6
1969	3.3
1970	0.3
1971	2.0

El volumen de los productos obtenidos durante los últimos cinco años y su variación porcentual, fueron:

<u>Productos</u>	<u>Producción - Miles de Galones</u>				
	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>
Propanos	38.177	32.119	40.899	46.837	45.743
Butanos	21.888	19.671	21.268	33.082	33.015
Gasolina natural	32.019	37.493	37.399	46.401	45.287
<b>TOTAL</b>	<b>92.684</b>	<b>89.283</b>	<b>99.566</b>	<b>126.320</b>	<b>124.045</b>

<u>Año</u>	<u>Variación %</u>
1967	+ 6.1
1968	- 3.7
1969	+ 11.5
1970	+ 26.9
1971	- 1.8

La producción de gas propano comercial de las plantas de gas y de las refinerías, en los últimos cinco años y su variación porcentual, se indican en los cuadros siguientes:

<u>Planta de Gas o Refinería</u>	<u>Producción - Miles de Galones</u>				
	<u>1.967</u>	<u>1.968</u>	<u>1.969</u>	<u>1.970</u>	<u>1.971</u>
P. G. Payoa	13.322	14.715	15.617	15.054	14.041
P. G. El Centro	6.275	5.728	4.832	4.772	4.722
P. G. Provincia	-	-	11.684	13.142	14.861
P. G. Tibú	6.698	5.509	6.049	5.638	4.450
P. G. Cicuco	7.784	6.168	2.718	4.158	6.289
P. G. El Díficil	4.698	4.341	3.930	4.073	7.383
R. Barranca	24.770	39.490	40.499	59.318	54.488
R. Cartagena	4.935	3.708	4.063	3.776	4.684
<b>TOTAL</b>	<b>68.482</b>	<b>79.659</b>	<b>89.392</b>	<b>109.931</b>	<b>110.918</b>

<u>Año</u>	<u>Variación %</u>
1967	+ 17.4
1968	+ 16.4
1969	+ 12.2
1970	+ 22.9
1971	+ 8.8

El consumo de gas propano comercial fué en 1971 de 109.339.000 galones, que en comparación con el de 1970, que

fué de 100.500.000, se presentó un aumento de 8.839.000 galones, o sea, del 8,8%.

5 - RESERVAS DE PETROLEO Y GAS

En 1971 no se efectuaron descubrimientos de importancia que hicieran variar en forma apreciable las reservas probadas de petróleo y gas, en relación con las calculadas en el año anterior.

El Valle Medio del Magdalena contiene las mayores reservas de petróleo del país, seguido por el Putumayo y el Catatumbo.

Las reservas de gas natural más grandes hasta ahora conocidas se encuentran, por orden de importancia, en el Valle Medio del Magdalena, en el Valle Bajo del Magdalena y en la región del Putumayo.

En 31 de Diciembre de 1971 las reservas de petróleo y gas, por áreas, de acuerdo con la revisión hecha por la Sección de Conservación y Reservas de la División de Petróleos, eran:

<u>Area</u>	<u>Petróleo - Millones de Barriles</u>	<u>Gas - Miles de Millones de Pies Cúbicos</u>
Valle Medio del Magdalena	502	1.340
Bajo Magdalena	12	364
Alto Magdalena y Putumayo	218	100
Catatumbo	<u>48</u>	<u>27</u>
TOTALES	<u>780</u>	<u>1.831</u>

6 - REFINACION <sup>1/</sup>

Durante 1971, las refinerías que operan en el país trataron un total de 53.047.887 barriles netos de petróleo crudo, o sea, un promedio diario de 145.337. En relación con 49.029.884 refinados en 1970, se presentó un aumento de 4.032.435 barriles, equivalente al 8,2%. La carga total a las refinerías y su variación porcentual en los años de 1967 a 1971, se dan en el siguiente cuadro:

<sup>1/</sup> Ver Gráficos Nos. 11 a 14.

Año	Petróleo Refinado		Aumento %
	Barriles por año	Promedio diario Barriles	
1967	39.443.476	108.064	8.6
1968	45.145.025	123.685	8.1
1969	46.564.969	127.575	3.1
1970	49.029.884	134.328	5.3
1971	53.047.887	145.337	8.2

En 1971 el petróleo refinado corresponde al 67.6% del total producido; y el resto fué exportado a varios países, especialmente Perú, Chile y los Estados Unidos.

La capacidad de diseño de las refinerías instaladas en el país, los volúmenes procesados y su porcentaje de carga con relación al total se presentan en el Anexo No. 12.

En 1971 fueron adquiridos por las refinerías, los siguientes volúmenes de petróleo:

Empresa	Compras totales - Bbls.	Volumen pagado en dólares	Valor en US\$
Intercol	18.167.270	12.485.996	22.259.970.17
Ecopetrol	20.114.909	12.078.648	19.458.389.46

Empresa	Compras totales - Bbls.	Volumen pagado en US\$	Valor en US\$
Ecopetrol (crudo propio)	10.525.942	-	-
Otras	4.376.212	609.518	971.980.13
<b>TOTALES</b>	<b>53.184.333</b>	<b>25.174.162</b>	<b>42.690.339.76</b>

Durante el mismo año, el petróleo pagado en moneda corriente, que corresponde al 25% de la producción de las empresas privadas, fué de 17.484.000 barriles, por un valor de \$ 529.960.000, equivalentes a US\$ 29.648.000.

El volumen de productos obtenidos en 1971 en las refinerías que operan en el país, se muestra en el Anexo No. 13.

#### 7 - CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO 1/

En 1971 el consumo de derivados del petróleo fué de 42.382.932 barriles netos, que en comparación con 41.579.611 en 1970, representó un aumento de 803.321, equivalente a 1.94%. El promedio diario consumido fué de 115.968 barriles.

Los volúmenes totales de derivados del petróleo consu-

1/ Ver Gráficos Nos. 15 y 16.

midos en el país durante 1967 a 1971 y sus respectivos aumentos porcentuales, fueron:

Año	Consumo Barriles	Aumento %
1967	30.150.701	7.67
1968	34.674.980	15.00
1969	37.275.139	7.50
1970	41.579.611	11.54
1971	42.382.932	1.94

El consumo de los principales combustibles, tales como gasolina motor, gasolina para aviones, diesel-oil, querosene, fuel-oil y Turbosina, durante los últimos cinco años, expresados en millones de barriles y su aumento porcentual, se indican en los siguientes cuadros:

Productos	1.967	1.968	1.969	1.970	1.971
Gasolina motor	12.731	13.242	13.349	15.614	16.050
Gasolina aviación	0.751	0.713	0.605	0.561	0.465
Diesel-oil (ACPM)	4.384	5.309	5.893	6.017	6.741
Querosene	2.545	2.978	3.124	3.474	3.303
Fuel-oil	6.540	6.589	7.541	8.732	8.891
Turbosina	0.521	0.835	1.079	1.264	1.460
<b>TOTALES</b>	<b>27.472</b>	<b>29.486</b>	<b>31.591</b>	<b>35.662</b>	<b>36.910</b>

Año	Aumento %
1967	7.81
1968	7.33
1969	7.14
1970	12.89
1971	3.50

De las cifras anteriores se desprende que el incremento del consumo se debió principalmente a la gasolina motor, al diesel-oil y a la turbosina, y en comparación con los volúmenes entregados al mercado en 1970, dicho incremento fué de 12.0% y 15.6%, respectivamente.

Los volúmenes de los productos dados al consumo interno en 1971, por refinerías, se presentan en el Anexo No. 14.

#### 8 - OLEODUCTOS

En 1971, la longitud y capacidad de los gasoductos y de los oleoductos para el transporte de gas, de petróleo y sus derivados, no tuvieron variación alguna.

La red de oleoductos para el transporte del petróleo que se produce en el Valle del Magdalena está formada por el oleoducto Galán-Mamonal, de propiedad de Andian National Corporation,

al que se empalma el de Velásquez-Galán, de Texas Petroleum Company. Al primero de los nombrados se unen los oleoductos Casabe-Galán, Cristalina-Yariguí 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 del Magdalena a las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena y de los excedentes al terminal de Mamonal, para su exportación.

Otra de las redes de oleoductos es la formada por los de Tibú-Coveñas, Cicuco-Retiro y Violo-Cicuco, de propiedad de South American Gulf Oil Company, que transporta hasta Coveñas el petróleo de las concesiones "Barco" y "Cicuco", situadas en la región nororiental del país.

En 1971 fueron interconectados en el sitio de Regidor los oleoductos Tibú-Coveñas y Galán-Mamonal, con el fin de llevar a la refinería de Barrancabermeja petróleo producido en las concesiones "Barco" y "Cicuco".

El oleoducto Río Zulia-Ayacucho-Santa Marta y su ramal Ayacucho-Barrancabermeja, transportan para la exporta-

ción y para la refinería de Barrancabermeja, respectivamente, el petróleo producido en la concesión "Zulia", situada en el Departamento de Norte de Santander, de Chevron Petroleum Company of Colombia.

El tercer sistema para el transporte de petróleo lo constituye el oleoducto Puerto Colón-Orito-Tumaco, al que se une el de San Antonio-Kilómetro 15, ambos de propiedad de Texas Petroleum Company y Colombian Gulf Oil Company. Estos oleoductos transportan el petróleo que se produce en los campos de las concesiones "Orito Norte", "Orito Sur", "Acaé Norte", "Acaé Sur", "Río San Miguel" y "Churuyaco", ubicadas en la región del Putumayo.

Para el transporte del gas natural producido en los campos de la Costa Norte del País, se tienen tres gasoductos importantes: el de Cicuco-Barranquilla, que conduce el gas de las concesiones "Cicuco" y "Violo". A éste se une el de La Mocha-Pinto, que lleva la producción de los campos de las concesiones "La Mocha" y "Los Alpes". El de Jobo-Mamonal, que transporta el gas producido en los campos de "Jobo-Tablón" y "Chinú", de las

concesiones "Jobo" y "Sampués". El tercero es el gasoducto El Dificil-Barranquilla, que conduce el gas obtenido en la concesión "El Dificil".

Las características principales de los oleoductos y de los gasoductos mencionados y las correspondientes tarifas de transporte, se presentan en el Anexo No. 15.

En 1971 fueron transportados por los oleoductos y gasoductos los volúmenes de gas y de petróleo indicados a continuación:

Oleoducto	Recibido en Terminal Barriles Netos
Galán-Mamonal	13.622.956
Dificil-Plato	434.459
Payoa-Barranca	2.259.389
Cicuco-Coveñas	1.418.475
Provincia-Yarirí	6.413.101
Totumal-Pto. Mosquito	239.016
Zulia-Santa Marta	3.221.631
Zulia-Barranca	5.951.205
Tibú-Coveñas	3.887.460

Oleoductos	Recibido en Terminal Barriles Netos
Cristalina-Yarirí	353.398
Anisales-Guamo	314.359
Palagua-Velásquez	2.284.107
Velásquez-Dorada	5.461
Velásquez-Galán	3.673.536
Provincia-Payoa	2.118.470
San Antonio-Tumaco	612.472
Orito-Tumaco	15.332.421
Puerto Colón-Orito	3.955.836
<b>TOTAL</b>	<b>65.597.752</b>
	=====
Gasoductos	Pies Cúbicos
Jobo-Mamonal	8.544.010.064
Cicuco-Barranquilla	6.503.571.000
Dificil-Barranquilla	9.800.315.000
Payoa-Barranca	3.977.765.000
<b>TOTAL</b>	<b>28.825.661.446</b>
	=====

La red de oleoductos para el transporte de derivados del petróleo está constituida por el de Barrancabermeja-Can-

Cantimplora-Pto. Salgar-Bogotá y por el de Puerto Salgar-Manizales-Cartago. En este último sitio se une el oleoducto Buenaventura-Yumbo-Cartago. De esta red hacen parte los oleoductos Cantimplora-Medellín y Barrancabermeja-Bucaramanga.

Los anteriores oleoductos transportan productos obtenidos en la refinería 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 combustibles producidos en la refinería de Tibú, en la concesión "Barco".

Las especificaciones de los oleoductos para productos y las tarifas de transporte respectivas, se indican en el Anexo No. 16.

En 1971 los oleoductos mencionados antes transportaron los volúmenes que se muestran a continuación:

Oleoductos	Recibido en Terminal Barriles Netos
Buenaventura-Yumbo	1,313,206
Tibú-Cúcuta	316,031
Provincia-Payoa	799,216
Payoa-Galán	466,204
Pto. Berrío-Medellín	2,936,252
Galán-Cantimplora	3,060,058
Galán-Puerto Salgar	17,577,736
Puerto Salgar-Bogotá	10,222,878
Puerto Salgar-Cartago-Yumbo	2,812,087
Barranca-Bucaramanga	1,209,187
Puerto Salgar-Cartago	1,573,795
<b>TOTAL</b>	<b>41,286,650</b>

#### 9. EXPORTACION DE PETROLEO Y SUS DERIVADOS

Las exportaciones de petróleo en 1971 fueron de

25,395,727 barriles netos, por un valor de US\$ 51,235,872, en comparación con 31,245,871, por valor de US\$ 58,617,950, exportados en 1970.

Los volúmenes de petróleo exportados en 1967 a 1971, con su valor en dólares, fueron:

<u>Año</u>	<u>Barriles</u>	<u>Valor US\$</u>
1967	31.149.428	61.211.798
1968	18.448.145	36.333.654
1969	29.853.155	56.671.801
1970	31.245.871	58.617.950
1971	25.395.727	51.235.872

Las exportaciones de petróleo en 1971 se efectuaron a los países que se indican a continuación:

<u>País</u>	<u>Barriles Netos</u>	<u>Valor US\$</u>
Chile	3.846.643	8.143.602
Ecuador	5.237.379	9.615.047
Estados Unidos	11.522.961	23.093.182
Perú	4.193.405	9.163.788
Bahamas	595.339	1.220.253
<b>TOTAL</b>	<b>25.395.727</b>	<b>51.235.872</b>

En 1971, las exportaciones totales de productos refinados fueron de 11.671.370 barriles, por US\$ 23.432.265.

Las exportaciones de productos refinados en los últimos cinco años, con su valor en dólares, fueron:

<u>Año</u>	<u>Barriles</u>	<u>Valor US\$</u>
1967	8.511.058	14.538.308
1968	11.473.366	20.778.509
1969	11.568.871	19.271.230
1970	10.314.814	17.016.569
1971	11.671.370	23.432.265

La variación porcentual del valor de las exportaciones durante el período anterior se muestra en el siguiente cuadro:

<u>Año</u>	<u>Variación %</u>
1967	+ 40.0
1968	+ 42.9
1969	- 8.3
1970	- 11.7
1971	+ 37.7

Por empresas, los volúmenes de productos exportados en 1971 y su respectivo valor, se indican en el Anexo No. 17.

10 - INGRESOS DIRECTOS A LA NACION POR LA EXPLOTACION DE PETROLEO Y GAS <sup>1/</sup>

Durante 1971, la Nación, los Departamentos, las Intendencias y los Municipios, percibieron por concepto de regalías, e impuestos de producción al petróleo de propiedad privada, US\$ 14.783.917,99 y \$ 3.172.728,14 (ver Anexo No. 18). En comparación con lo recibido en 1970, se presentó una disminución de US\$ 286.607,45 y un aumento de \$ 1.041.302,73.

Por concepto de cánones superficarios, la Nación, los Departamentos, Intendencias y Municipios, recibieron US\$ 846.444,10 y \$ 407.574,78 (ver Anexo No. 19).

Por impuesto de transporte por oleoductos de petróleo, de combustibles y de gas natural por gasoductos, la Nación recibió US\$ 477.980,74 y \$ 5.582.767,35 (ver Anexo No. 20). Estas sumas son sensiblemente iguales a las percibidas por dichos conceptos en 1970.

Las sumas totales recibidas por regalías, cánones su-

<sup>1/</sup> Ver Gráfico No. 17.

perficiarios, impuestos de producción y de transporte, fueron de US\$ 16.108.342,83 y \$ 9.163.070,27.

Las sumas percibidas por los anteriores conceptos durante los últimos cinco años, se indican a continuación:

<u>Año</u>	<u>Dólares</u>	<u>Pesos</u>
1967	11.483.643,31	8.409.376,82
1968	10.329.333,07	6.551.589,63
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

11 - PERSONAL EMPLEADO EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

En 1971, la industria del petróleo en sus diferentes actividades tuvo a su servicio un promedio mensual de 5.022 empleados y 5.239 obreros. Los empleados recibieron en dicho año \$ 521.354.104,34 y los obreros \$ 266.478.641,55. El gasto total en salarios fué de \$ 787.832.745,89.

En comparación con el año 1970, hubo un aumento de

ESTADISTICO DE SALUD  
MAY 1971

1.040 empleados y de 839 obreros activos y de \$ 156.391.019 y \$ 61.008.412, respectivamente, en los salarios percibidos.

\*\*\*\*\*

12 - ANEXOS Y GRAFICOS

ANEXO No. 1

AREA SOLICITADA POR CLASE DE MINERALES

(Hasta Diciembre 30/71)

<u>Minerales</u>	<u>Area Solicitada</u>	<u>Ubicación</u>
<u>1-Metálicos</u>		
Antimonio	13.427,50	Antioquia, Caldas, Cauca, Tolima.
Cobre	68.146,40	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Caqueta, Córdoba, Cundinamarca, Chocó, Huila, Santanderes, Tolima, y Valle.
Hierro	277.431,87	Antioquia, Atlántico, Bolivar, Boyacá, Cauca, Caldas, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, Guajira, Huila, Meta, Sucre, Tolima y Valle.
Níquel	44.593,60	Antioquia, Córdoba y Valle.
Plomo	34.401,60	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca, Quindío, Santander y Tolima.
Zinc	26.818,60	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca y Nariño.
Galena, Blenda	20.620,00	Boyacá, Caldas, Cauca, Córdoba, Cundinamarca y Tolima.
Estaño	3.618,00	Cauca.
Uranio		

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

BIBLIOTECA

<u>Minerales</u>	<u>Area Solicitada</u>	<u>Ubicación</u>
<b>I-<u>Metálicos</u></b>		
Cobalto	7.469.50	Córdoba
Mercurio	40.685.83	Caldas, Nariño y Tolima
Titanio	15.110.00	Atlántico, Magdalena
Molibdeno	11.307.40	Caldas, Huila, Tolima
Sub-total :	563.630.30	
<b>II- <u>Combustible</u></b>		
Carbón	366.247.20	Antioquia, Bolivar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cesar, Córdoba, Cundinamarca, Guajira, Huila, Magdalena, Santanderes, Sucre y Valle.
Sub-total :	366.247.20	
<b>III- <u>No Metálicos</u></b>		
Arcilla	22.151.49	Antioquia, Bolivar, Boyacá, Caldas, Cauca, Cundinamarca, Santanderes, Tolima y Valle.
Azufre	11.499.94	Antioquia, Caldas, Nariño y Tolima.
Asbesto	18.168.90	Antioquia, Córdoba, Magdalena, Tolima.
Bauxita	114.960.23	Antioquia, Boyacá, Cauca, Meta, Norte de Santander y Valle.
Casiterita	4.000.00	Antioquia.

<u>Minerales</u>	<u>Area Solicitada</u>	<u>Ubicación</u>
<b>III-<u>No Metálicos</u></b>		
Calizas 1/	133.488.13	Antioquia, Boyacá, Atlántico, Bolivar, Caldas, Cauca, Cesar, Cund. Magdalena, N. de Santander, Huila Putumayo, Sucre, Tolima y Meta.
Caolín	25.975.19	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Cund., Magdalena, Putumayo, Tolima y Huila.
Arenas Silíceas 2/	37.288.02	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca, Santanderes, Tolima y Valle.
Feldespato	18.351.60	Antioquia, Caldas, Tolima y Huila.
Ilmenita, Magnetita	52.719.16	Antioquia, Atlántico, Chocó, Nariño y Putumayo.
Manganeso	29.562.90	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca, Nariño, Santanderes, Tolima Valle y Chocó.
Mármol	79.326.68	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca, Cauca, Cesar, Huila, Magdalena, Santanderes, Sucre, Atlántico, Tolima, Putumayo y Valle.

1/ Incluye - Calcareos, calcio, calcita y carbonatos.

2/ Incluye - Cuarzo, cuarcita y Sílice.

ANEXO No. 1A.

<u>Minerales</u>	<u>Area Solicitada</u>	<u>Ubicación</u>
II I-No Metálicos		
Mica	7.400.00	Antioquia, Santander y Tolima.
Talco	13.481.78	Antioquia, Caldas y Tolima.
Yeso	86.479.93	Antioquia, Bolivar, Boyacá, Cund., Guajira, Santander, Tolima, Cauca y Valle.
Barita <u>3/</u>	78.367.24	Bolivar, Cauca, Cesar, Cundinamarca, Huila, Nariño, Santanderes y Tolima.
Dolomita	1.875.08	Huila y Boyacá.
Calcita	8.989.90	Cauca y Cundinamarca.

3/ Incluye - Bario, Barita y Baritina.

AREA CONTRATADA POR CLASE DE MINERALES  
(Hasta Diciembre 31 de 1.971)

<u>Minerales</u>	<u>Contratos perfeccionados (vigentes)</u>		<u>Ubicación</u>
	<u>Número 1/</u>	<u>Hectáreas</u>	
I - <u>Metálicos</u>			Antioquia, Bolivar, Boyacá, Córdoba, Tolima y Meta.
Hierro	10	11.071.80	
Plomo	2	1.249.60	Santander y Tolima.
Zinc	1	250.00	Boyacá.
Cobre	1	250.00	Tolima.
Uranio	=	=	"
Cromo	5	6.373.00	Antioquia y Córdoba.
Niquel	3	5.874.00	Córdoba.
Cobalto	3	5.374.00	Córdoba
Mercurio	3	4.343.50	Caldas, Nariño y Valle.
Antimonio	2	1.250.00	Cauca y Caldas.
Sub-total :	30	36.036.90	

1/ Incluye - Permisos.



Minerales	Contratos perfeccionados		Ubicación
	(vivos)		
	Número	Hectáreas	
<b>II- Combustibles</b>			
Carbón	44	118,144.25	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Cund., Huila, Guajira, Santander, Valle .
<b>III-No Metálicos</b>			
Yeso	32	50,575.22	Boyacá, Cund., Guajira, Santander, Tolima.
Calizas <sup>2/</sup>	43	50,850.74	Antioquia, Atlántico, Boyacá, Bolivar, Córdoba, Cund., Magdalena, Meta, Tolima y Valle.
Barita	8	22,434.33	Huila, N. de Santander.
Arcilla	20	14,842.40	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cund., Magdalena y Valle.
Mármol	8	10,047.30	Boyacá, Caldas, Cauca, Cund., Santander, Sucre y Tolima.
Arenas Silíceas <sup>3/</sup>	11	12,732.64	Antioquia, Cund., Magdalena, Santander, Tolima.

<sup>2/</sup> Incluye Permisos de Calizas y Calcáreos.

<sup>3/</sup> Comprende contratos para cuarzo, cuarcita, sílice y arenas silíceas.

III - Minerales no Metálicos

	Calizas	Tonelada	5,007,003
	Azufre (mineral)	"	193,909
	Yeso	"	189,062
	Dolomita	"	13,340
	Mármol	Métros Cúbicos	2,850
	Barita	Tonelada	6,821
	Feldespatos	"	23,152
	Caolín	"	92,610
	Arcillas	"	616,050
	Cuarzo y Cuarcita	"	165,375
	Sal Terrestre	Ton. Métrica	532,335
	Sal Marina	"	230,280
	Talco	Tonelada	1,723
	Carbonato de Calcio	"	13,424
	Diatomáceas	"	280
	Sílice	"	3,200
	Mica	"	26
			<b>2,498,031</b>
	<b>IV - Minerales Combustibles</b>		
	Carbón	Tonelada	2,500,000
	Coque	"	498,031
	<b>GRAN TOTAL</b>		
	<b>ESMERA</b>		
	Mu		
	Co		

II - Minerales <sup>1/</sup> Producción de las minas de Muzo y Coscuez, para 1970 cc

Mineral	* Estimado.		
Plomo (c)			
Zinc			
Mercurio			
Cobre (c)			
Manganes			
Cromita			

<u>Minerales</u>	<u>Contratos perfeccionados</u>		<u>Ubicación</u>
	<u>(vivos)</u>		
<u>II- Combustibles</u>	<u>Número</u>	<u>Hectáreas</u>	
Carbón	44	118.144.25	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cauca, Cund. Huila, Guajira, Santander, Valle .
<u>III- No Metálicos</u>			
Yeso	32	50.575.22	Boyacá, Cund., Guajira, Santander, Tolima.
Calizas <u>2/</u>	43	50.850.74	Antioquia, Atlántico, -- Boyacá, Bolivar, Córdoba, Cund., Magdalena, Meta, Tolima y Valle.
Barita	8	22.434.33	Huila, N. de Santander.
Arcilla	20	14.842.40	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cund., Magdalena y Valle.
Mármol	8	10.047.30	Boyacá, Caldas, Cauca, Cund., Santander, Sucre y Tolima.
Arenas Silíceas <u>3/</u>	11	12.732.64	Antioquia, Cund., Magdalena, Santander, Tolima.

2/ Incluye Permisos de Calizas y Calcáreos.

3/ Comprende contratos para cuarzo, cuarcita, sílice y arenas silíceas.

A N E X O No. 2

VOLUMEN FISICO Y VALOR DE LA PRODUCCION MINERA NACIONAL - 1970-1971

PRODUCTOS	Unidad de medida	1. 9 7 0		1. 9 7 1		Variación % del volumen	Variación % del valor
		Volumen Físico	Miles de \$ Crtes.	Volumen Físico	Miles de \$ Crtes.		
<u>I - Metales Preciosos y Esmeraldas</u>			190.326		195.066		2.5
ORO	Onza Troy						
Total Nacional		201.518	130.584	188.841.67	131.940	- 6.3	1.0
Grandes Compañías		141.792	91.881	137.953.38	95.565	- 3.3	4.0
Pequeños Productores		59.726	38.703	51.788.09	36.375	- 13.3	- 6.4
PLATA	" "						
Total Nacional		75.581	1.972	66.667.41	1.885	- 11.8	- 4.4
Grandes Compañías		58.994	1.534	52.842.46	1.492	- 10.4	- 2.7
Pequeños Productores		16.587	438	13.824.95	393	- 16.7	- 10.3
PLATINO	" "						
Total Nacional		26.358	57.540	25.619	47.241	- 2.8	- 17.9
Grandes Compañías		10.510	22.944	11.617	21.422	10.5	- 6.6
Pequeños Productores		15.843	34.596	14.002	25.819	- 11.6	- 25.4
ESMERALDAS <sup>1/</sup>	Kilates	15.126	230	255.216.58	14.000	68.7	508.7
Muzo		1.429		24.764.83		73.3	
Cosquez		13.697		230.451.75		68.2	
<u>II - Minerales Metálicos</u>			26.268		25.354		- 3.5
Mineral de Hierro	Tonelada	453.000	20.838	441.600	20.314	- 2.5	- 2.5
Plomo (concentrado)	Ton. Métrica	585	801	411	699	- 29.7	- 12.7
Zinc	" "	389	669	279	558	- 28.3	- 16.6
Mercurio	Libra	17.055	2.248	14.680*	1.938*	- 13.9	- 13.8
Cobre (concentrado)	Tonelada	200	800	225*	900*	12.5	12.5
Manganeso	"	464	232	450*	225*	- 3.0	- 3.0
Cronita (concentrado)	"	170	680	180*	720	5.9	5.9

III - Minerales no Metálicos

			365 498		383 720		5 0
Calizas	Tonelada	5,007,003	200,280	5,341,824*	213,673*	6.7	6.7
Azufre (mineral)	"	193,909	5,817	197,895*	5,937	2.1	2.1
Yeso	"	189,062	26,469	182,000*	22,750*	3.7	14.1
Dolomita	"	13,340	600	13,670*	683*	2.5	13.8
Mármol	Métros Cúbicos	2,850	2,850	14,380*	1,869*	404.6	- 30.9
Barita	Tonelada	6,821	4,434	5,790*	3,763*	15.1	- 15.1
Feldespato	"	23,152	2,894	24,836*	3,104*	7.3	7.3
Caolín	"	92,610	13,892	96,575*	14,486*	4.3	4.3
Arcillas	"	616,050	33,883	670,000*	36,850*	8.8	8.8
Cuarzo y Cuarzita	"	165,375	6,119	172,500*	6,382*	4.3	4.3
Sal Terrestre	Ton. Métrica	532,335	34,795	337,526	22,614	- 36.6	- 35.0
Sal Marina	" "	230,280	30,855	300,000*	48,900*	30.3	58.5
Talco	Tonelada	1,723	310	1,975*	355*	14.6	14.5
Carbonato de Calcio	"	13,424	1,812	12,736*	1,783*	5.1	1.6
Diatomáceas	"	280	83	300*	90*	7.1	8.4
Sílice	"	3,200	384	3,800*	456*	18.8	18.8
Mica	"	26	21	32*	25*	23.1	19.0
		2,498,031	166,680	3,290,000	141,330	31.7	- 15.2

V - Minerales Combustibles

Carbón	Tonelada	2,500,000	91,975	2,800,000	103,600	12.0	12.6
Coque	"	498,031	74,705	490,000	37,730	- 1.6	49.5
<b>GRAN TOTAL</b>			748,772		745,470		

/ Producción de las minas de Muzo y Coscuez, para 1970 corresponde sólo a los meses de Octubre a Diciembre.

Estimado							

- 2 -

II	365.498		383.720		5.0
	200.280	5.341.824*	213.673*	6.7	6.7
	5.817	197.895*	5.937	2.1	2.1
	26.469	182.000*	22.750*	3.7	14.1
	600	13.670*	683*	2.5	13.8
	2.850	14.380*	1.869*	404.6	- 30.9
III	4.434	5.790*	3.763*	15.1	- 15.1
	2.894	24.836*	3.104*	7.3	7.3
	13.892	96.575*	14.486*	4.3	4.3
	33.883	670.000*	36.850*	8.8	8.8
	6.119	172.500*	6.382*	4.3	4.3
	34.795	337.526	22.614	- 36.6	- 35.0
	30.855	300.000*	48.900*	30.3	58.5
	3.10	1.975*	355*	14.6	14.5
	1.812	12.736*	1.783*	5.1	1.6
	83	300*	90*	7.1	8.4
	384	3.800*	456*	18.8	18.8
	21	32*	25*	23.1	19.0
	166.680	3.290.000	141.330	31.7	15.2
	91.975	2.800.000	103.600	12.0	12.6
	74.705	490.000	37.730	- 1.6	49.5
	748.772		745.470		

Corresponde sólo a los meses de Octubre a Diciembre.

2	100.888	417.000		5.2	
3	101.801	417.000		5.2	

Minerales	Contratos perfeccionados (vivos)	Ubicación	
Manganeso	11	14.800.00	Antioquia y Nariño
Bauxita	3	1.399.35	Boyacá, Caldas, Valle
Asbesto	1	5.000.00	Antioquia.
Talco	3	2.248.71	Antioquia, Magdalena y Tolima.
Dolomita	4	3.451.50	Huila y Meta.
Calcita	5	1.419.00	Cundinamarca.
Magnesio	9	7.000.00	Putumayo, Valle.
Caolín	12	11.593.99	Antioquia, Atlántico, Caldas, Cauca, Cund., Magdalena, Putumayo.
Azufre	3	1.850.00	Cauca, Tolima, Nariño
Feldespatos	7	6.916.45	Antioquia, Caldas, Tolima y Quindío.
Asfalto	-	---	
Fosfatos	4	3.244.20	Huila, Tolima, N. de Sder.
Silicato de Calcio	-	---	
Diatomáceas	2	831.00	Boyacá y Valle.
Bentonita	1	250.00	Valle.
	187	221.486.83	

Minerales	Contratos perfeccionados (vivos)	Ubicación
<b>IV - Metales Preciosos</b>		
Oro, Plata, Platino	7	8.308.80 Hs. 18,9Kms. Nariño, Chocó,
Gran-Total =	268	383.976.78 Hs. 18,9Kms.
Magnesio	3.271.38	Antioquia, Cauca y Valle.
Asfalto	6.638.00	Antioquia, Boyacá, Caldas y Meta.
Diatomáceas	7.382.00	Cundinamarca y Valle.
Fosfatos	26.836.16	Boyacá, Cundinamarca, Huila y Santanderes.
Grafita	9.999.44	Antioquia, Cundinamarca y Boyacá.
Fluorita	1.000.00	Santander.
Sub-total :	799.213.15	
<b>IV - Metales Preciosos</b>		
Oro, Plata, Platino	25.790.46	Antioquia, Caldas, Cauca, Chocó, Nariño, Tolima y Valle.
Gran Total	1.754.881.11	

A N E X O No. 3

CONTRATOS DE EXPLORACION POR ZONAS Y COMPAÑIAS A 31 DE DIC /71

COMPAÑIA	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Con- tratos	Area Has.	No. Con- tratos	Area Has.	No. Con- tratos	Area Has.
Texas Petroleum Co.	2	196.033	12	370.301	14	566.334
Phillips Petroleum Co.			3	74.893	3	74.893
Magdalena Oil Co.			1	39.718	1	39.718
International Petroleum Col.			1	4.945	1	4.945
Colombian Petroleum Co.			5	331.416	5	331.416
Tennessee Col. S. A.			3	83.768	5	271.179
Shell Córdor S. A.	2	187.411	4	147.520	4	147.520
Intercol-Propvincia-BP			3	133.936	3	133.936
BP Exploration Co.	1	24.197	2	48.955	3	73.152
Intercol-San Andrés			1	50.000	1	50.000
Antex Oil			1	45.932	1	45.932
Texas-Colombian Gulf	6	316.927			6	316.927
Colombia Cities Service			1	24.600	1	24.600
Chevron Petroleum Co.	5	413.995	1	49.516	6	463.511
Marathon Petroleum Co.			4	99.992	4	99.992
Arco Colombia Oil Co.	1		1	48.149	1	48.149
<b>TOTALS</b>	<b>16</b>	<b>1.138.563</b>	<b>43</b>	<b>1.553.641</b>	<b>59</b>	<b>2.692.204</b>

<u>Minerales</u>	<u>Contratos perfeccionados</u> <u>(vivos)</u>	<u>Ubicación</u>
<b>IV - Metales Preciosos</b>		
Oro, Plata, Platino	7	8.308.80 Hs. 18,9Kms. Nariño, Chocó.
Gran-Total =	268	383.976.78 Hs. 18,9Kms.
Magnesio	3.271.38	Antioquia, Cauca y Valle.
Asfalto	6.638.00	Antioquia, Boyacá, Caldas y Meta.
Diatomáceas	7.382.00	Cundinamarca y Valle.
Fosfatos	26.836.16	Boyacá, Cundinamarca, Huila y Santanderes.
Grafita	9.999.44	Antioquia, Cundinamarca y Boyacá.
Fluorita	1.000.00	Santander.
Sub-total :	<u>799.213.15</u>	
<b>IV - Metales Preciosos</b>		
Oro, Plata, Platino	25.790.46	Antioquia, Caldas, Cauca, Chocó, Nariño, Tolima y Valle.
Gran Total	1.754.881.11	

A N E X O N o . 3

CONTRATOS DE EXPLORACION POR ZONAS Y COMPAÑIAS A 31 DE DIC /71

COMP AÑIA	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Con- tratos	Area Has.	No. Con- tratos	Area Has.	No. Con- tratos	Area Has.
Texas Petroleum Co.	2	196.033	12	370.301	14	566.334
Phillips Petroleum Co.			3	74.893	3	74.893
Magdalena Oil Co.			1	39.718	1	39.718
International Petroleum Col.			1	4.945	1	4.945
Colombian Petroleum Co.			5	331.416	5	331.416
Tennessee Col. S. A.	2	187.411	3	83.768	5	271.179
Shell Cóndor S. A.			4	147.520	4	147.520
Intercol-Provincia-BP			3	133.936	3	133.936
BP Exploration Co.	1	24.197	2	48.955	3	73.152
Intercol-San Andrés			1	50.000	1	50.000
Antex Oil			1	45.932	1	45.932
Texas-Colombian Gulf	6	316.927			6	316.927
Colombia Cities Service			1	24.600	1	24.600
Chevron Petroleum Co.	5	413.995	1	49.516	6	463.511
Marathon Petroleum Co.			4	99.992	4	99.992
Arco Colombia Oil Co.			1	48.149	1	48.149
<b>TOTALES</b>	<b>16</b>	<b>1.138.563</b>	<b>43</b>	<b>1.553.641</b>	<b>59</b>	<b>2.692.204</b>



ANEXO No. 6  
POZOS Y PIES PERFORADOS POR ZONAS EN 1.971

ZONA	No. de Pozos		Pies Perforados		Totales	
	Exploratorios	Desarrollo	Exploratorios	Desarrollo	Pozos	Pies
Putumayo	3	22	17.575	81.443	25	99.018
Magdalena Medio	5	34*	34.667	204.724*	39	239.391
Magdalena Alto	6	2	30.853	10.369	8	41.222
Magdalena Bajo	-	1	-	7.790	1	7.790
Catatumbo y Zulia	1	3	5.240	17.065	4	22.305
Costas Marinas	3	-	23.613	-	3	23.613
Llanos Orientales	3	-	39.693	-	3	39.693
<b>TOTALES</b>	<b>21</b>	<b>62</b>	<b>151.941</b>	<b>321.391</b>	<b>83</b>	<b>473.332</b>

\* Incluye tres (3) pozos inyectores de agua.

ANEXO No. 7

DETALLE DE LAS PERFORACIONES POR CONCESIONES, AREAS Y COMPAÑIAS DURANTE 1971

CONCESION	Pozo	No	Concesion en	Perforacion	Profundidad Estado
-----------	------	----	--------------	-------------	--------------------

COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY

Barco	Tibu	396	x	29-III-71	7-V-71	4.730	Productor
Barco	Campo Yuca	6	x	27-IV-71	13-VI-71	5.240	Seco
ECONPETROL							
De Mares	La Cira	1831	x	6-I-71	22-I-71	4.750	Inyector
De Mares	La Cira	1832	x	26-I-71	12-II-71	4.738	Inyector
De Mares	La Cira	1833	x	13-II-71	5-III-71	4.700	Inyector
De Mares	Lisama	20	x	6-III-71	16-IV-71	6.814	Productor
De Mares	Lisama	19	x	22-IV-71	28-V-71	6.256	Productor
De Mares	Rio Sucio	1	x	11-VIII-71	31-XII-71	8.873	Seco
TEXAS PETROLEUM COMPANY							
Palagua	Palagua	119	x	1-I-71	31-I-71	4.995	Productor
Palagua	Palagua	118	x	10-III-71	18-IV-71	4.678	Productor
Palagua	Palagua	117	x	22-III-71	21-IV-71	5.524	Productor
Palagua	Palagua	116	x	9-IV-71	11-V-71	5.434	Productor
Palagua	Palagua	139	x	21-IV-71	7-VIII-71	5.005	Productor
Palagua	Palagua	128	x	3-V-71	26-W-71	4.234	Productor
Palagua	Palagua	137	x	24-VII-71	19-VIII-71	4.788	Productor
Palagua	Palagua	163	x	14-XII-71	17-I-72	4.274	Productor
Guaguaqui-Teran	Velasquez	232	x	26-V-71	27-VI-71	7.500	Probando
Guaguaqui-Teran	Velasquez	227	x	11-VI-71	11-VII-71	8.442	Productor
Palagua	Palagua	138	x	9-VII-71	18-VIII-71	4.972	Productor
Guaguaqui-Teran	Velasquez	228	x	19-IX-71	26-X-71	6.207	Productor

Orto Sur	Orto	53	x	30-III-71	23-IV-71	2.450	Productor
Orto Sur	Orto	55	x	14-IV-71	23-IV-71	1.973	Productor
Orto Sur	Orto	54	x	21-IV-71	1-V-71	3.100	Productor
Orto Sur	Orto	59	x	23-V-71	2-VI-71	1.900	Productor
Orto Sur	Orto	60	x	29-V-71	8-VI-71	1.905	Productor
Orto Sur	Orto	61	x	7-VI-71	23-VI-71	2.350	Productor
Orto Norte	Orto	62	x	14-VI-71	22-VIII-71	1.839	Productor
Orto Sur	Orto	63	x	21-VI-71	6-VIII-71	2.500	Productor
Orto Sur	Orto	69	x	30-IX-71	14-X-71	2.230	Productor
Orto Sur	Orto	68	x	13-X-71	26-X-71	2.260	Productor
Orto Sur	Orto	70	x	31-X-71	20-XI-71	1.750	Productor
Orto Sur	Orto	66	x	21-X-71	16-XII-71	3.250	Productor
Orto Norte	Orto	65	x	10-XI-71	23-IV-72	2.050	Productor Gas
Orto Sur	Orto	64	x	19-XI-71	22-IV-72	3.230	Productor Gas
Orto Sur	Orto	67	x	7-XII-71	2-I-72	2.509	Productor
Acáe Norte	Loro	7	x	5-IV-71	11-VI-71	10.622	Productor
Acáe Norte	Loro	8	x	9-VI-71	8-VIII-71	10.666	Productor
Orto Sur	Sucio	2	x	21-II-71	28-III-71	7.979	Productor
Churuyaco	Sucumbios	3	x	13-VIII-71	7-X-71	9.030	Productor
Churuyaco	Gavilan West	2	x	1-II-71	13-II-71	7.555	Seco
Churuyaco	Venado	1	x	15-X-71	31-X-71	4.152	Seco
Orto Norte	Garza	1	x	12-XI-71	27-XI-71	5.868	Seco

TEXAS PETROLEUM COMPANY Y COLOMBIAN GULF OIL COMPANY

Guaguaqui-Teran	Velasquez	215	x	20-X-71	12-XII-71	6.115	Productor
Guaguaqui-Teran	Velasquez	219	x	5-XI-71	11-XII-71	6.090	Productor
Guaguaqui-Teran	Velasquez	250	x	18-XI-71	5-I-72	6.520	Productor
Alpes	Bajo	1	x	14-II-71	25-IV-71	8.760	Abandonado
Guaguaqui-Teran	Cáceres	1	x	20-XII-71		1.000	Perforando

CONCESION	Pozo	No.	Concesión en	Perforación	Profundidad	Estado
			Explr.	Explt.	Pies <td>Final </td>	Final
			Explt.	Iniciada		Estado
				Termin.		Final

(Continuación - hoja No. 2)

(Continuación - hoja No. 3)

CONCESION	Pozo	No.	Concesión en	Perforación	Profundidad	Estado	
			Explr.	Explt.	Pies <td>Final </td>	Final	
			Explt.	Iniciada		Estado	
				Termin.		Final	
<b>COLOMBIAN GULF OIL COMPANY</b>							
Fi	San Bernardo	1X	x				
Alfa-Mu	San Bernardo	2X	x	17-V-71	6-VI-71	5.658	
				8-VI-71	9-VIII-71	14.214	Seco
<b>TENNESSEE COLOMBIA S. A.</b>							
Neiva	Esperanza	1	x	1-I-71	8-III-71	6.887	
Neiva	Dina	K-3		2-IV-71	1-V-71	6.766	
Neiva	Aipe	2	x	8-VIII-71	17-VIII-71	3.808	
Neiva	Palogrande	2	x	28-VIII-71	14-X-71	7.053	
Neiva	Dindal	1	x	11-X-71	13-X-71	6.536	
Neiva	Dina	T-3		16-XII-71	3-II-72	3.603	
Losada	Losada	1	x	9-II-71		1.988	
<b>INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LTD.</b>							
El Roble	Bonanza	15	x	26-I-71	18-II-71	3.638	
El Roble	Bonanza	16	x	11-II-71	19-IV-71	3.158	
El Roble	Bonanza	17	x	4-III-71	21-III-71	3.742	
El Roble	Bonanza	18	x	20-III-71	11-IV-71	3.686	
El Roble	Bonanza	19	x	1-IV-71	17-IV-71	3.344	
El Roble	Santos 27	27	x	3-II-71		8.373	
El Roble	Santos	28	x	6-VI-71	31-XII-71	10.647	
El Roble	Santos	29	x	31-V-71	13-IX-71	10.710	
El Roble	Santos	30	x	21-VIII-71	24-II-71	8.569	
El Roble	Santos	31	x	24-IX-71	14-II-72	10.950	
El Roble	Santos	32	x	23-X-71		1.993	
El Roble	Charte	1	x	5-VIII-71	1-X-71	11.554	
El Roble	Simonica	1	x	4-XII-71		8.006	



A N E X O No. 9

PRODUCCION MENSUAL DE PETROLEO POR COMPAÑIAS Y AREAS DE PRODUCCION - 1971

COMPAÑIAS	CONCESION	No. de Pozos Productivos	Producción	
			Barriles por mes	Bbls. / pozo/día
Ecopetrol	De Mares	1,201	859,079	23
Cities Service	Payoa	32	235,838	238
"	Aguas Claras	4	3,226	26
"	Corazón	8	18,853	76
Colpet	Barco	191 <sup>1/</sup>	390,185	66
"	Cicuco	19	113,807	193
"	Violo	-	-	-
Shell	Yondó	343	249,226	23
"	Cantagallo	11	28,146	83
"	San Pablo	32	264,808	267
"	Cristalina	3	33,370	359
Intercol	La Gironda	-	-	-
Int. Tennessee	Neiva	9	91,422	328
"	Carnicerías	1	4,084	132
Int. Sinclair	El Roble	42	553,201	425
Int. Sinclair	El Conchal	5	46,280	299
Inst Sinclair	El Limón	7	57,028	263
Texas	Guaguaquí	142	352,961	80
"	Palagua	110	208,342	61
"	Ermitaño	10	13,927	45
"	Tetuán	7	24,316	112
"	Sogamoso	2	2,072	33
"	Rionegro	1	322	10
"	Totumal	3	1,395	15
"	Tisquirama	6	16,566	89
"	Cocorná	14	49,185	113
"	Los Alpes	-	-	-
"	La Mocha	2 <sup>3/</sup>	2,148 <sup>2/</sup>	34 <sup>2/</sup>
Texas y Gulf	Orito	61	1,730,771	915

(Continúa...)

(Continuación - hoja No. 2)

COMPAÑIA	CONCESION	PRODUCTIVOS				TOTAL	Inac- tivos	REPR ESION	Pro- ducti- vos	Inac- tivos	Aban- dona- dos	Secos	TOTAL
		Flu- yen- do	Bom- bean- do	"Gas Lift" tempo- ral	Cerrado mente								
Texas	Cocorná	-	14	-	-	14	4	-	-	-	-	18	
Texas	Los Alpes	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	1	
Texas	La Mocha	2	-	-	-	2	2	-	-	-	-	5	
Texas-Col. Gulf	Orito	47	3	11	-	61	13	-	-	1	-	74	
Texas-Col. Gulf	Acaé	8	2	-	-	10	-	-	-	-	3	13	
Texas-Col. Gulf	Churuyaco	-	-	-	1	1	-	-	-	-	1	1	
Texas-Col. Gulf	San Miguel	6	-	-	-	6	-	-	-	-	1	8	
Antex	El Difficil	8	-	-	12	20	-	-	-	-	9	29	
Chevron	Zulia	10	7	-	-	17	3	-	-	6	5	31	
San Andrés	Jobo	6	-	-	-	6	1	-	-	-	10	17	
San Andrés	Sampunés	2	-	-	1	3	-	-	-	-	6	9	
TOTAL		212	1,881	60	177	2,330	626	352	88	298	341	4,035	

(Continuación - hoja No.2)

A N E X O No 10

COMPAÑIAS	CONCESION	No. de Pozos Productivos	Producción	
			Barriles por mes	Bbbs./pozo/día
Texas y Gulf	Acaé	10	296.217	956
" " "	Churuyaco	1	21.186	683
" " "	San Miguel	6	48.914	263
Antex	El Difícil	20 <sup>3/</sup>	1.151.005 <sup>2/</sup>	1.856 <sup>2/</sup>
Chevron	Zulia	17	748.338	1.420
San Andrés	Jobo	6 <sup>3/</sup>	735.965 <sup>2/</sup>	3.957 <sup>2/</sup>
San Andrés	Sampús	3 <sup>3/</sup>	119.618 <sup>2/</sup>	1.286 <sup>2/</sup>
T O T A L E S		2.275 <sup>1/</sup>	6.463.075	

<sup>1/</sup> Incluye 23 pozos productores de gas.

<sup>2/</sup> Producción de gas en M. P. C.

<sup>3/</sup> Pozos productores de gas.

Producción promedio por día :  $\frac{6.463.075}{31} = 208.486$  Bbbs. /día.

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

PRODUCCION, REFINACION Y EXPORTACION DE PETROLEO  
CRUDO 1971

COMPAÑIAS	CONCESION	Producción MM Bbbs.	Promedio bbs /día	Refinado MM de Barriles	Exportado MM de Barriles
Ecopetrol	De Marés	9.633	26.393	10.217	-
Ecopetrol-Cities S.	Payoa	3.219	8.818	3.151	-
Colpet	Barco	4.626	12.673	4.742	0.228
"	Cicuco-Violo	1.342	3.677	0.616	0.451
Shell Cóndor S. A.	Yondó-Cristalina	3.305	9.055	3.245	-
"	Cantagallo-San Pablo	3.314	9.078	3.661	-
Antex	El Difícil			0.429	-
Texas	Velásquez	4.257	11.664	5.061	-
"	Palagua	2.837	7.774	2.420	-
"	Tetuán	0.319	873	0.315	-
"	Ermitaño	0.179	491	0.187	-
"	Sogamoso	0.020	54	0.001	-
"	Rionegro	0.005	15	-	-
"	Tisquirama	0.231	633	0.216	-
"	Cocorná	0.648	1.776	-	-
"	Totumal	0.017	47	0.017	-
Texas y Gulf	Orito	21.435	58.725	3.368	21.537
" " "	Acaé	3.440	9.424	-	-
" " "	San Miguel	1.097	3.004	-	-
" " "	Churuyaco	0.048	132	-	-
Tennessee	Neiva	0.702	1.924	0.689	-
"	Carnicerías	0.053	147	-	-
Intercol-Provincia-					
BP Exploration	El Conchal	0.823	2.256	0.614	-
"	El Roble	7.136	19.551	7.221	-
"	El Limón	0.607	1.664	0.848	-
Chevron Petr. Co.	Río Zulia	9.173	25.131	6.030	3.179
T O T A L		78.466	214.979	53.048	25.395

A N E X O No. 11

PRODUCCION Y UTILIZACION DEL GAS NATURAL SECO - 1. 971  
(Miles de Pies.Cúbicos)

COMPANIA	Concesión	Producido	Procesado en plantas	Trans-- formado	Inyec-- tado	Usado en la Indus- tria	Usado como combustible en los cam- pos	Quemado al Aire
Antex	El Díficil	11,494,777	11,494,777	355,154	781,002	9,800,315	373,438	184,868
Cities-Serv.	Payoa	26,111,700	20,737,300	1,029,200	15,510,400	6,465,937	1,396,600	1,709,563
Colpet	Barco	3,956,541	2,699,018	246,678	--	659,705	2,609,101	441,057
"	Cicuco	7,044,462	7,580,466	362,205	--	6,383,450	173,440	125,367
"	Violo	17,295	--	--	--	17,295	--	--
Chevron	Río Zulia	2,442,803	--	--	--	929,459	73,011	1,440,333
Ecopetrol	De Mares	8,017,992	7,306,080	1,260,124	1,324,600	--	5,398,068	35,200
Magdalena	Sampués	11,167,137	--	--	--	1,118,949	48,188	--
San Andrés	Jobo	8,415,186	--	--	--	8,394,259	20,927	--
Shell	Yondó	1,519,321	--	--	--	885,142	31,476	602,703
"	Cantagallo	427,862	--	--	--	35,330	3,650	388,882
"	San Pablo	1,308,862	--	--	--	307,885	--	1,000,977
"	La Cristalina	150,083	--	--	--	--	13,927	136,156
Intercol	El Roble, El Limón y El Conchal	21,899,040	19,768,877	1,092,288	14,930,123	2,339,366	1,701,437	1,835,826
Tennecol	Neiva	458,769	--	--	--	--	45,775	412,994
"	Carnicerías	6,861	--	--	--	--	--	6,861
Texas	Ermitaño	85,507	--	--	--	--	53,310	32,197
"	La Mocha	98,279	--	--	--	98,279	--	--
"	Los Alpes	4,900	--	--	--	4,900	--	--
"	Ortega	200,726	--	--	81,952	--	49,479	69,295
"	Palagua	864,725	--	--	--	--	478,553	386,172
"	Sogamoso	3,616	--	--	--	--	3,090	526
"	Tetuán	6,395	--	--	--	--	5,164	1,231

(Continúa...)

A N E X O No. 12

CAPACIDAD DE DISEÑO Y VOLUMENES PROCESADOS EN 1. 971

EMPRESA	Refinería	Capacidad de Diseño -Bbls. por Día	Petróleo Tratado Bbls. Netos	Promedio Diario Bbls. Netos	Porcentaje
Ecopetrol	Barranca	110,000	30,232,733	82,829	56,99
Intercol	Cartagena	50,000	18,413,555	50,448	34,71
Intercol	La Dorada	5,200	1,717,537	4,706	3,24
Colpet	Tibú	5,800	1,177,065	3,225	2,22
Texas	El Guamo	1,900	727,003	1,992	1,37
Texas	Orito	1,000	350,539	960	0,66
Antex	Plato	1,750	429,455	1,177	0,81
TOTAL		175,650	53,047,887	145,337	100,00

(Continuación - hoja No. 2)

COMPANIA	Concesión	Producido	Procesado en plantas	Trans-- formado	Inyec- tado	Usado en la Indus- tria	Usado como combustible en los cam- pos	Quemado al Aire
Texas	Ti squirama	53,950	-	-	-	23,852	30,098	560
"	Totumal	9,816	-	-	-	-	850,882	560
"	Velasquez	1,701,900	-	-	-	-	851,018	560
"	Orto Norte y	-	-	-	-	-	-	-
"	Orto Sur	12,991,282	-	-	-	446,627	12,544,655	324,201
"	San Miguel	324,201	-	-	-	-	526,941	526,941
"	Acacé Norte	526,941	-	-	-	-	240,655	240,655
"	Acacé Sur	240,655	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALES</b>		<b>111,551,584</b>	<b>69,586,518</b>	<b>4,345,649</b>	<b>33,074,704</b>	<b>37,440,271</b>	<b>13,362,760</b>	<b>23,328,200</b>

A N E X O No. 13

PRODUCCION DE REFINADOS 1 971  
(Barriles)

PRODUCTOS	BARRANCA	CARTAGENA	OTROS	TOTALES
Gasolina Aviación	480,931	-	-	480,931
Gasolina Motor	12,137,497	3,532,176	643,524	16,313,197
Gasolina Blanca	753,101	-	153,181	906,282
Nafta	57,062	1,180,728	51,406	1,289,196
Querosene	2,328,670	890,367	140,515	3,359,552
Diesel-Fuel Oil	3,182,725	3,213,183	736,605	7,132,513
Gas Licuado de Petróleo	1,297,332	111,521	175,777	1,584,630
Fuel Oil	9,071,759	7,308,412	1,744,210	18,124,381
Fuel Gas	1,010,070	488,698	-	1,498,768
Jet Fuel	1,099,318	382,742	-	1,482,060
Butanos	37,534	2,465	-	39,999
Olefinas	6,256	-	-	6,256
Coke	619,824	249,701	-	869,525
Acido Nafténico	10,294	329	-	10,623
Asfaltos líquidos	201,894	-	-	201,894
Asfaltos sólidos	415,679	-	-	415,679
Alquitrán Aromático	171,551	104,371	-	275,922
Disolventes	421,416	-	-	421,416
Lubricantes	268,462	-	-	268,462
Grasas	25,996	-	-	25,996
Aceite Liviano de Ciclo	1,587	-	-	1,587
Pitch	-	587,778	-	587,778
Parafina	158,443	-	-	158,443
Etileno	62,143	-	-	62,143
Azufre	7,407	-	-	7,407
<b>TOTALES</b>	<b>33,826,951</b>	<b>18,052,471</b>	<b>3,645,218</b>	<b>55,524,640</b>

A N E X O No. 14

CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO 1, 971  
(Barriles)

PRODUCTO	BARRANCA	CARTAGENA	OTRAS	TOTALES
Gasolina Aviación	464.804	-	-	464.804
Gasolina Motor	12.074.460	3.516.162	459.004	16.049.626
Gasolina Blanca (GLD)	744.047	-	149.092	893.139
Nafta	46.082	1.136.704	-	1.182.786
Querosene	2.326.314	907.032	69.942	3.303.288
Diesel Oil (ACPM)	2.920.555	3.284.732	535.919	6.741.206
Jet Fuel	1.095.845	364.521	-	1.460.366
Fuel Oil	2.075.709	5.682.062	1.133.568	8.891.339
Fuel Gas	608	-	-	608
Gas Licuado de Petróleo	1.297.332	111.749	283.989	1.693.070
Asfaltos líquidos	201.521	-	-	201.521
Asfaltos Sólidos	422.114	-	-	422.114
Disolventes	317.221	-	-	317.221
Alquitrán Aromático	140.750	-	-	140.750
Lubricantes y Grasas	526.189	88.251	-	614.440
Aceite Liviano de Ciclo	-	-	-	-
Azufre	6.502	-	-	6.502
Acido Nafténico	152	-	-	152
<b>TOTALES</b>	<b>24.660.205</b>	<b>15.091.213</b>	<b>2.631.514</b>	<b>42.382.932</b>

OLEODUCTOS PARA TRANSPORTE DE PETROLEO, GASODUCTOS Y TARIFAS DE TRANSPORTE - 1.971

A - OLEODUCTOS								
PROPIETARIO	Estación Inicial	Estación Terminal	Longitud Kilómetros	Diámetro Nominal en pulgadas	Capacidad Aproximada Bbls./día	Impuesto	Tarifa	
Andian	Galán	Mamonal	511.400	10-12	76.000	18 Hrs./mes	Km. 500-600	US\$ 0.157*
						Trsq-Em.		US\$ 0.014+
Antex	El Difícil	Plato	85.192	6-10	13.500	PRIVADO		\$ 0.22
Cities Service	Payoa	Barranca	56.330	10	40.000	6%		US\$ 0.075
Colpet	Cicuco	El Retiro	14.000	12-3/4	50.000	6%		US\$ 0.05
Colpet	El Retiro	Coveñas	111.400	12-3/4	50.000	2.5%		US\$ 0.81
Colpet	Violo	Cicuco	14.250	4	5.000	6%		\$ 0.85
Ecopetrol	El Centro	Galán	26.900	10	76.000	OFICIAL		
Ecopetrol	El Lanito	Barranca	11.720	6	10.000	"		
Ecopetrol	Lisama	Barranca	44.980	6	15.000	"		
Intercol	Buturama	Pto. Mosquito	16.855	4	5.000	6%		\$ 1.80
Tennessee	Dina	San Ignacio	7.000	6	1.800	6%		\$ 0.953
Sinclair	Provincia	Yarirí	53.844	8-5/8	37.000	6%	\$ 0.15+	US\$ 0.05
Texas	Totumal	Pto. Mosquito	18.855	4	3.500	6%		\$ 0.90
Chevron	Río Zulia	Santa Marta	498.395	10	35.000	6%		US\$ 0.34
Chevron	Ayacucho	Barranca	190.000	8	35.000	6%		US\$ 0.25
Sagoc	Tibú	Coveñas	409.060	10-3/4-12-3/4	38.000	PRIVADO		US\$ 3.00
Shell Cóndor	Cantagallo	Pto. Wilches	2.710	4	1.000	"		\$ 0.05
Shell Cóndor	Casabe	Galán	9.951	10-3/4	60.000	"		\$ 0.05
Shell Cóndor	Cristalina	Yarirí	28.396	3 1/2-4	2.900	6%		\$ 0.935
Texas	Anisales	Guamo	34.000	4	3.500	6%		\$ 0.80
Texas	Palagua	Velásquez-26	9.121	6-5/8	30.000	6%	\$ 0.95+	US\$ 0.023
Texas	Velásquez-26	Dorada	72.744	4-6	4.000	PRIVADO	\$ 0.31+	US\$ 0.03
Texas	Velásquez-26	Galán	181.267	12	42.000	6%		\$ 1.44
Texas	Cocorná	Vasconia	6.080	12	3.500	6%		US\$ 0.04
Sinclair	Provincia	Payoa	6.550	6-5/8	38.000	6%		US\$ 0.075

(Continúa...)

(Continuación - hoja No. 2)

PROPIETARIO	Estación Inicial	Estación Terminal	Longitud Kilómetros	Diámetro Nominal en pulgadas	Capacidad Aproximada Bbls./día	Impuesto	Tarifa
Texas-Gulf	Orito	Tumaco	305.641	18-14-10 3/4	100.000	2%	US\$ 0.178
Texas-Gulf	Pto. Colón	Orito	58.000	12-3/4	30.000	2%	US\$ 0.0895
Texas-Gulf	San Antonio	Km. - 15	16.000	6 5/8	20.000	2%	US\$ 0.0226
<b>B - GASODUCTOS</b>							
Industria Colombiana de Fertilizantes	Casabe	Barranca	11.235	6	6.000 MPC/día	6%	
San Andrés Development	Jobo	Mamonal	200.000	10	50.000	6%	\$ 2.00 MPC <sup>3/</sup>
Gas Natural Colombiano	Cicuco	Barranquilla	228.498	10	45.000	6%	\$ 1.50
Gas Natural Colombiano	La Mocha	Pinto	19.510	4 1/2	12.000	6%	\$ 0.45
Antex	El Difícil	Barranquilla	148.420	12	54.000	6%	\$ 1.310
Cities Service	Payoa	Barranca	57.700	8 5/8	33.000	6%	\$ 0.541
Ecopetrol	Provincia	Payoa	11.904	8	20.000	OFICIAL	-

\* + \$ 1.93  
 1/ Distancia Yarirí-Mamonal 473.800 Kilómetros  
 2/ 0.0694 para Loro-Orito  
 3/ Por cada mil pies cúbicos

A N E X O No. 16

OLEODUCTOS PARA TRANSPORTE DE DERIVADOS Y TARIFAS DE TRANSPORTE - 1 971

PROPIETARIO	Estación Inicial	Estación Terminal	Longitud Kilómetros	Diámetro Nominal en pulgadas	Capacidad Aproximada Bbls./día	Impuesto	Tarifa
Ecopetrol	Galán	Pto. Berrío	96.800	8	60.000	OFICIAL	\$ 0.0135
"	Pto. Berrío	Salgar	152.950	8	60.000	"	\$ 0.025
"	Salgar	Bogotá	146.000	8-10	32.000	"	\$ 0.05
Oleonorte	Tibú	Cúcuta	117.284	4	2.400	6%	\$ 0.154
Dpto. Antioquia	Pto. Berrío	Medellín	180.794	6	8.300	2.5%	\$ 0.11 y 0.05 <sup>1/</sup>
Oleoducto Pacífico	B/ventura	Yumbo	98.184	6-8	28.000	6%	\$ 0.072 y 0.3 <sup>2/</sup>
Oleoducto Pacífico	Yumbo	Cartago	148.800	6-5/8	4.000-11.000	6%	\$ 0.065
Cities Service	Payoa	Galán	57.600	4½	4.000-8.100	6%	\$ 0.065
Odeca	Dorada	Cartago	210.000	6 5/8-8 5/8	20.000	6%	\$ 0.065
Sinclair	Provincia	Payoa	12.054	3	15.000 Gls.	6%	US\$ 0.0011
Ecopetrol	Cantimplora	Pto. Berrío	5.500	2-6	8.300	OFICIAL	\$ 0.188 y 0.233 <sup>3/</sup>
Ecopetrol	Barranca	Bucaramanga	95.048	6 5/8-4½	14.000	"	\$ 0.188 y 0.233 <sup>3/</sup>

<sup>1/</sup> \$ 0.11 para gasolina, tractorina, querosene; 0.05 para diesel, fuel oil, ACPM.

<sup>2/</sup> \$ 0.30 para fuel oil.

<sup>3/</sup> \$ 0.188 para productos blancos, 0.233 para L. P. G.

A N E X O No. 17

EXPORTACIONES DE DERIVADOS DEL PETROLEO - 1, 971

PRODUCTOS	ECOPEPETROL		INTERCOL		T O T A L	
	Volumen Barriles	Valor US\$	Volumen Barriles	Valor US\$	Volumen Barriles	Valor US\$
Diesel-Oil	697,295	1,918,294	-	-	697,295	1,918,294
Fuel-Oil	9,288,203	17,617,619	1,609,866	3,684,387	10,898,069	21,302,006
Jet-Fuel	-	-	35,984	107,908	35,984	107,908
Nafta	-	-	40,022	104,057	40,022	104,057
<b>TOTAL</b>	<b>9,965,498</b>	<b>19,535,913</b>	<b>1,685,872</b>	<b>3,896,352</b>	<b>11,671,370</b>	<b>23,432,265</b>

REGALIAS E IMPUESTOS DE PRODUCCION - 1.971

Concesionaria	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Chevron	Zulia	2,587,657.91	2,587,657.91		
Texas-Gulf	Orito Norte	1,184,130.24			
"	Orito Sur	4,515,299.07			
"	Acaé Norte	613,389.84			
"	Acaé Sur	277,827.27			
"	San Miguel	287,155.14			
"	Churuyaco	13,096.66	6,890,898.22		
Texas	P. P. Guaguaquí				
"	Terán	148,357.99			
"	Palagua	384,419.07			
"	Ermitaño	25,004.77			
"	Sogamoso	4,571.48			
"	Rionegro	706.02			
"	Cocorná	82,396.43			
"	Totumal	3,937.80			
"	Tisquirama	65,123.83	714,517.39		
"	Los Alpes			28,225.47	
"	La Mocha			4,462.50	32,687.97
Colpet	Barco	712,597.48			
"	Cicuco	532,628.36	1,245,225.84	423,712.55	
"	Violo			21,073.44	444,785.99
Shell	Yondó	373,131.79		1,755.74	
"	San Pablo	613,752.25		277.61	2,033.35
"	Cantagallo	48,731.76			
"	La Cristalina	81,162.62	1,116,778.42		
Antex	El Difícil			2,059,165.49	2,059,165.49
Tennessee	Neiva	165,972.77	165,972.77		
Arco	La Gironda	454.08	454.08		
Intercol-Prov.	El Roble	1,702,946.61		211,850.40	
B P	El Conchal	144,086.49		211,102.47	
"	El Limón	215,380.26	2,062,413.36	211,102.47	634,055.34
TOTALES			14,783,917.99		3,172,728.14

(Continuación - hoja No. 2)

ANEXO No. 19

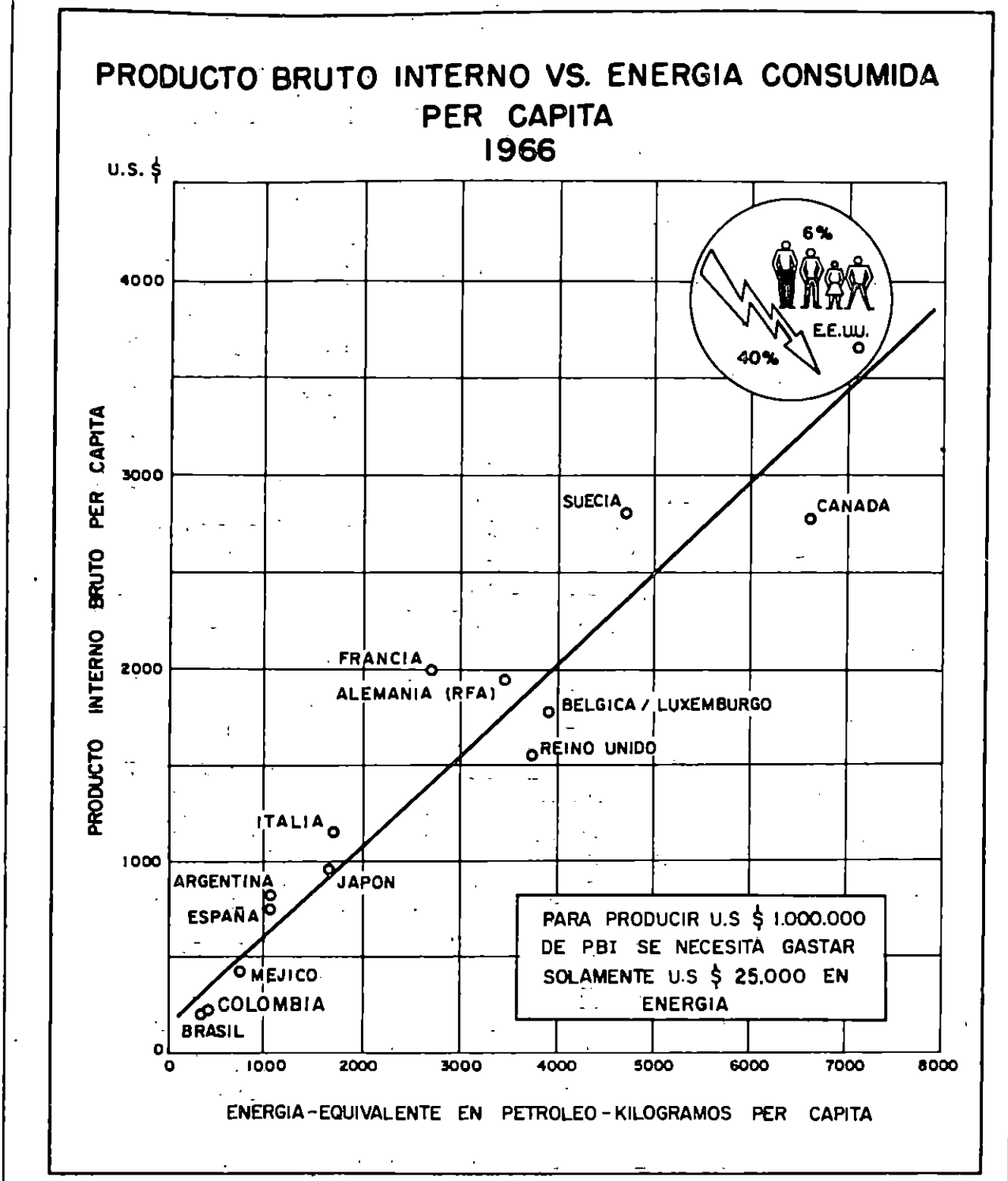
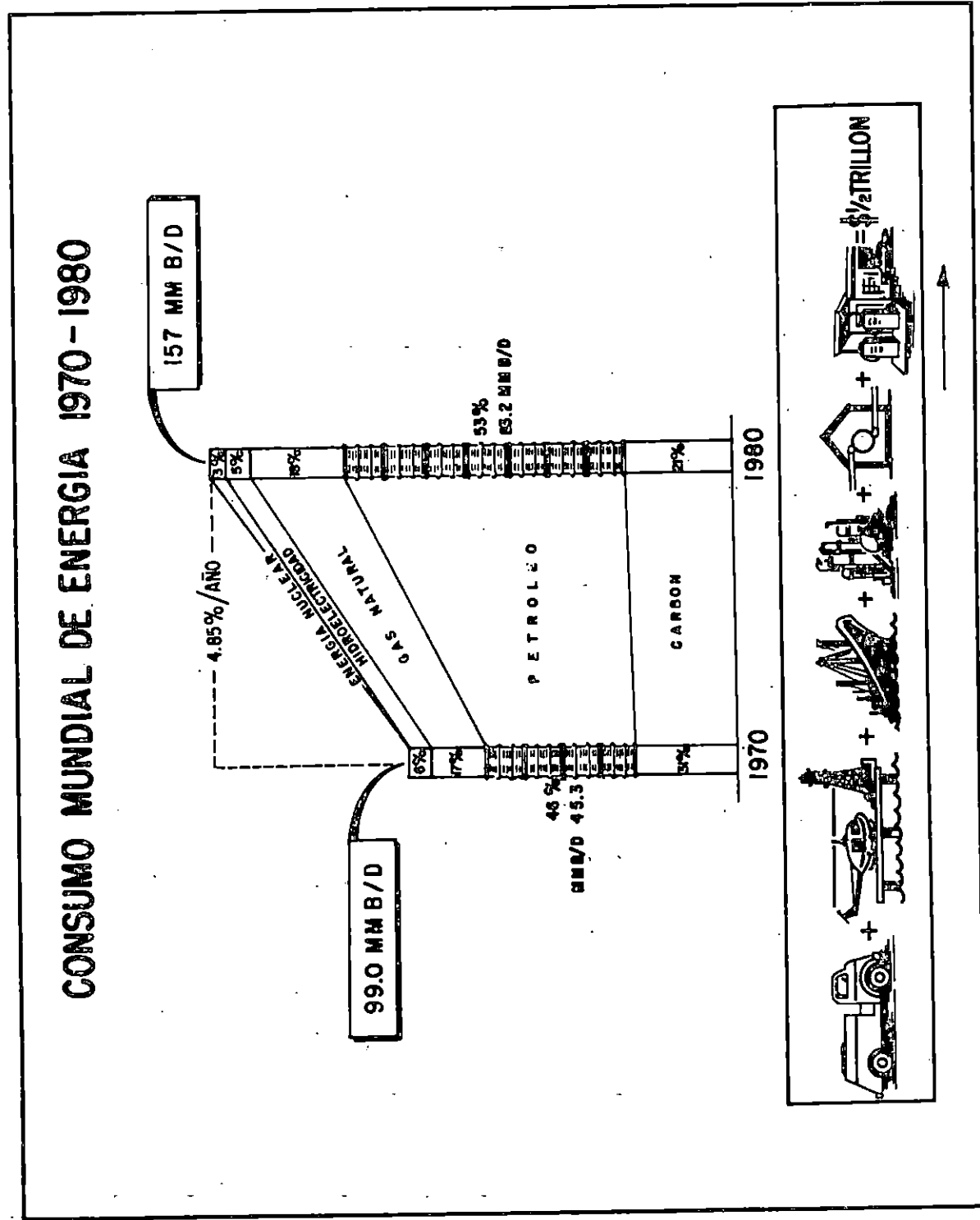
CANONES SUPERFICIAARIOS - 1971

Concesionaria	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Colombian Petr.	Cicuco			4,999.54	
"	Violo			44,690.04	49,689.58
"	Río Nuevo II	4,984.78			
"	Caño Victoria	4,007.02	8,991.80		
San Andrés	Jobo			37,500.00	37,500.00
Magdalena	Sampués			39,718.47	39,718.47
Shell Cóndor S. A.	La Cristalina			26,550.58	26,550.58
Interc. Prov. BP	El Limón			35,176.92	35,176.92
Arco Co. Oil Corp.	La Gironda			33,704.05	33,704.05
Internat. Pet. Col.	Mambú	3,868.42			
"	Jagua	2,967.24	6,835.99		
B. P. Explorat. Co.	Majayura	14,517.96			
"	Carraipía	14,515.47	29,033.43		
Marathon Pet. Col.	Carrizal	4,999.68			
"	Salinas	4,999.68			
"	Cardón	4,999.68			
"	Humakaha	4,999.68			
"	Chuchupa	4,999.68			
Tennessee Col.	Losada	8,805.96	24,998.40		
"	Macarena	9,935.14			
Colombian Gulf	Sigma	14,758.04	18,741.01		
"	Caño Mocho	5,000.00			
"	KSI	12,971.07			
"	Epsilon	15,000.00			
"	Rho	15,000.00			
"	Alfa-Mu	24,959.07			
"	Chi	25,000.00			
"	Fi	24,886.31			
"	Psi	24,989.22			
Colomb. Cit. Serv.	Ijito	4,920.00	162,563.71		
			4,920.00		

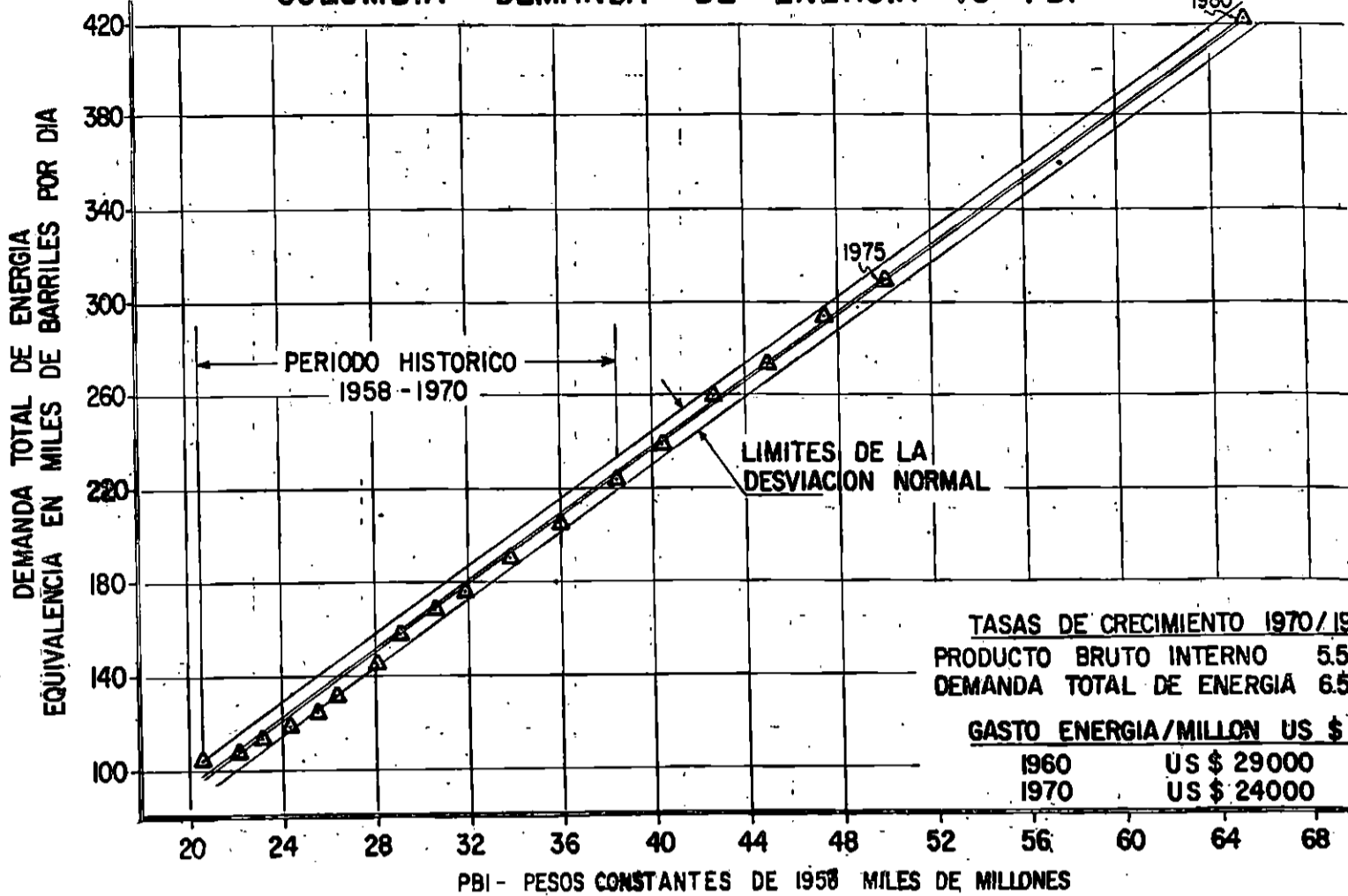
(Continúa...)

Concesionaria	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Phillips Petrol. Co. Napu	Isia Fuerte	24,471.82			
"	José María	24,798.46			
"	Manuelita	24,992.00			
"	Uvero	24,998.40			
"	El Bobito	24,998.40			
"	Caimán Viejo	4,999.68			
Chevron Pet. Co.	Gloria	4,980.00	149,235.75		
"	Río Zulia				
"	Cubarrai	19,490.14			
"	Villavencio	18,405.92			
"	Pajuil	19,523.29			
"	Granada	19,691.76			
"	Melita	2,943.82			
Texas-Gulf	San Miguel	51,221.29	80,054.93		
"	Orto Norte	49,879.85			
"	Orto Sur	49,884.09			
"	Acáe Norte	55,269.34			
"	Acáe Sur	54,233.44			
Texas Petr. Co.	Tetuan		260,488.01		
"	Rionegro	6,358.39			
"	La Mocha	18,254.70			
"	La Mocha	3,195.57			
"	Cocorna	49,701.74			
"	Palagua	6,300.00			
"	Sogamoso	35,917.50			
"	Ermítano	17,442.57			
"	Tommal	3,500.00			
"	Los Alpes	6,204.34			
"	Tisquirama	16,502.11			
"	Tres Vueltas	25,000.00			
"	Ambalena	23,272.24			
"	Florida	9,803.27			
"	Duya	9,799.99			
"	Tópico	4,999.68			
"	Iguarán	4,999.68			
TOTAL GENERAL			846,444.10		407,574.78

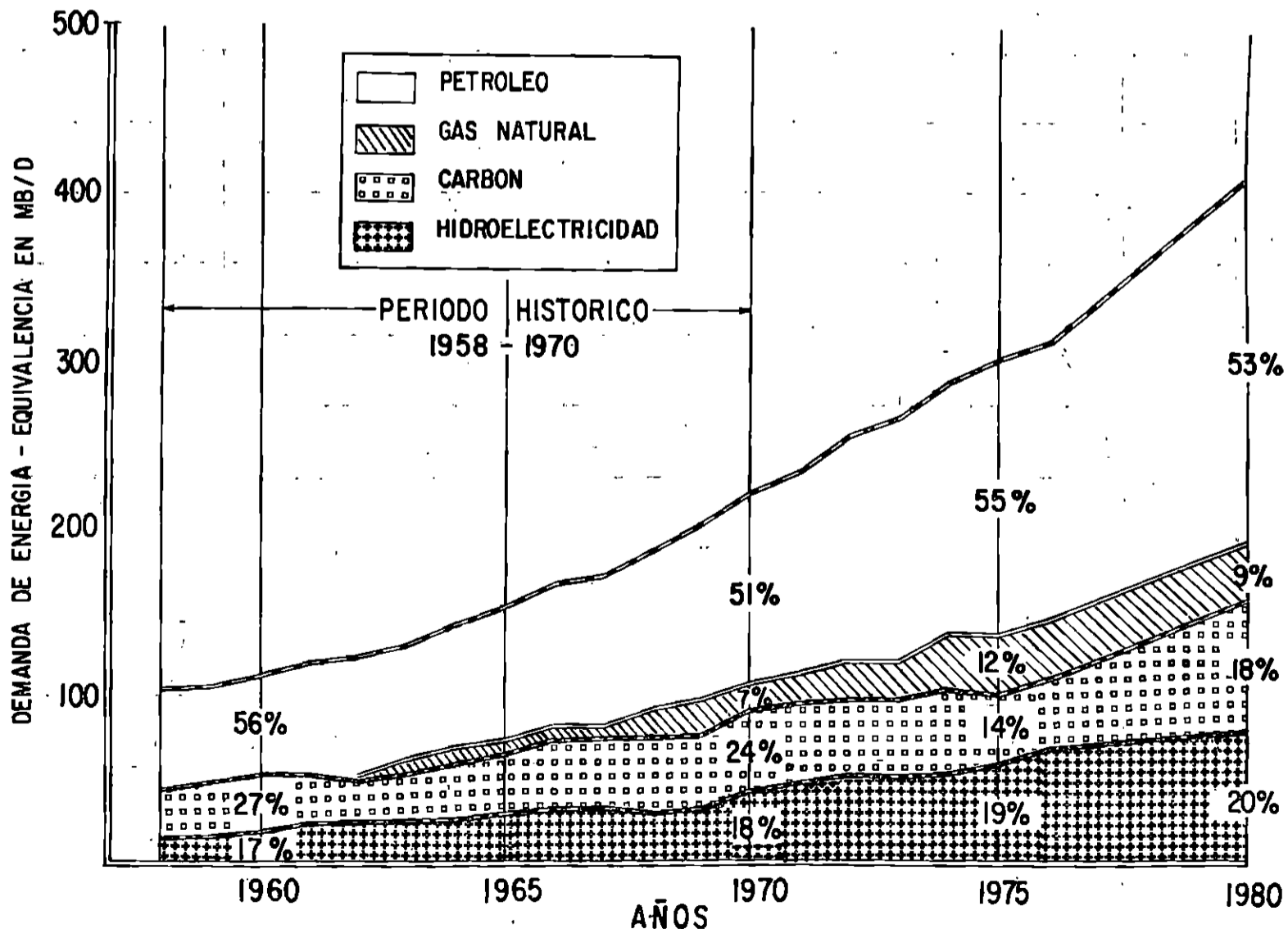




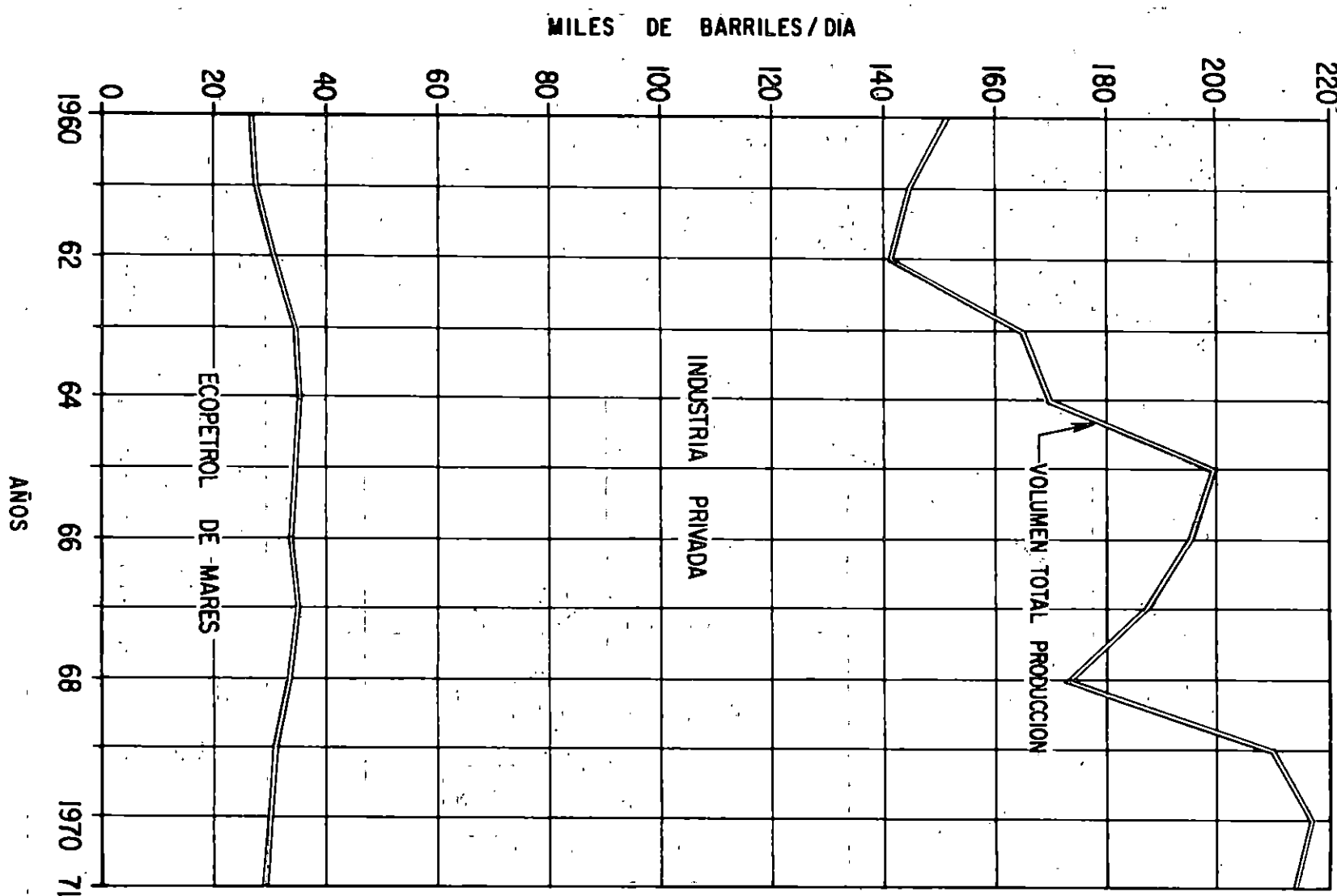
### COLOMBIA - DEMANDA DE ENERGIA VS PBI



### COLOMBIA - DEMANDA DE ENERGIA POR COMBUSTIBLE

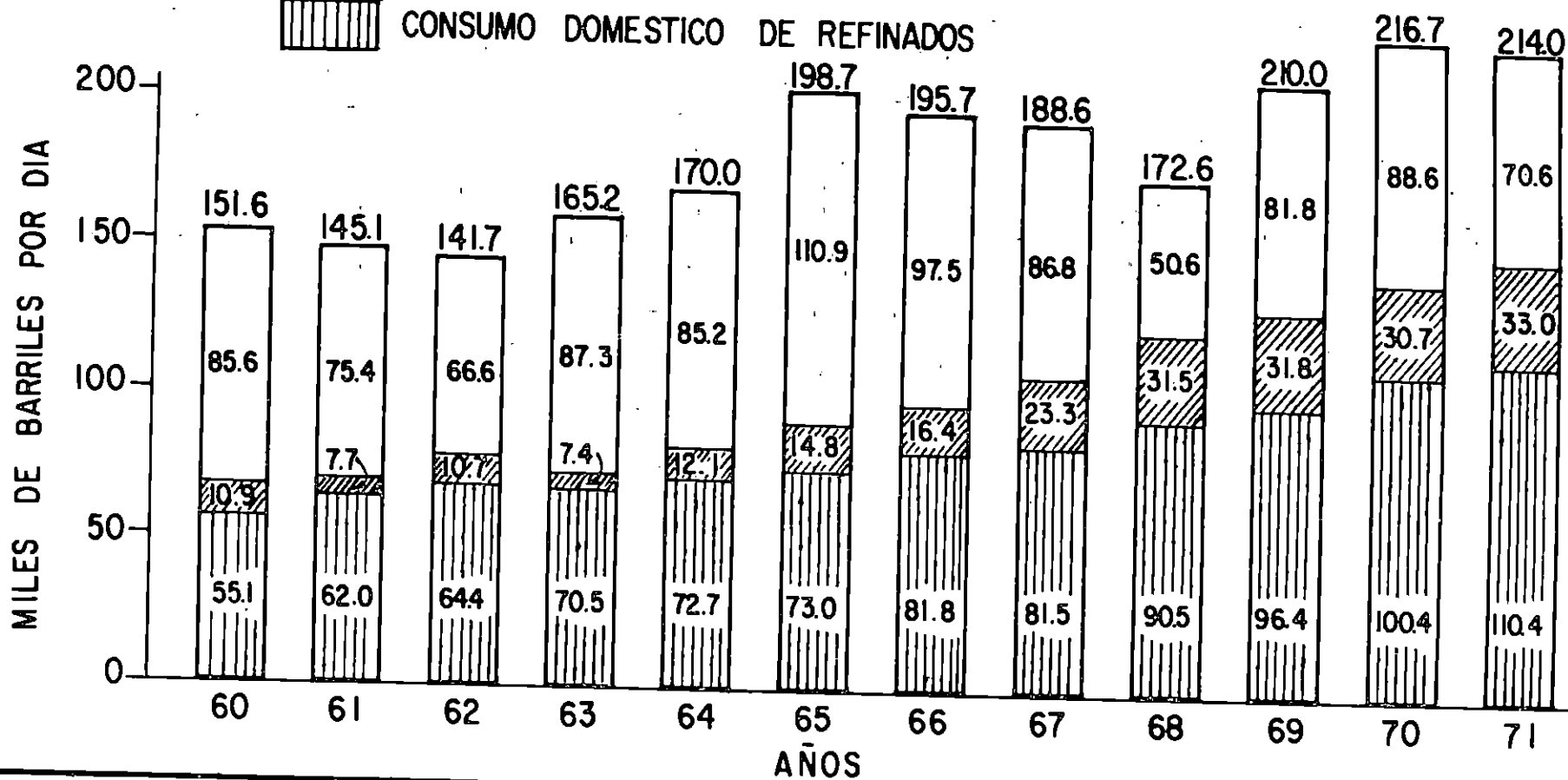


### COLOMBIA - PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO 1960-1971



### COLOMBIA - DESTINO DE LA PRODUCCION DE CRUDO

- CRUDO EXPORTADO
- PRODUCTOS REFINADOS EXPORTADOS
- CONSUMO DOMESTICO DE REFINADOS



### COLOMBIA - REFINACION DE CRUDO

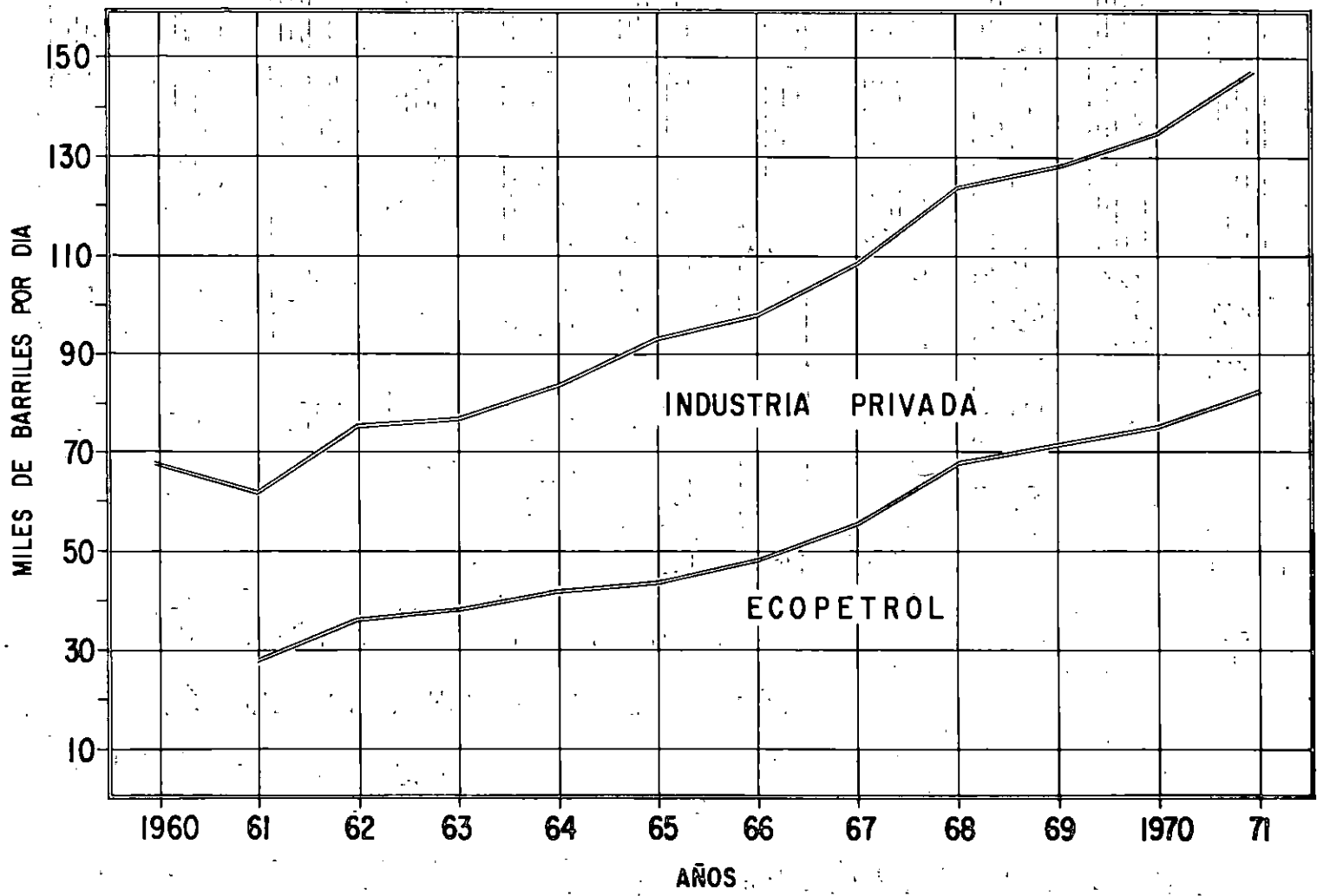


Gráfico No. 8

### COLOMBIA - AREA CONTRATADA, PERFORACION, ESFUERZO EXPLORATORIO

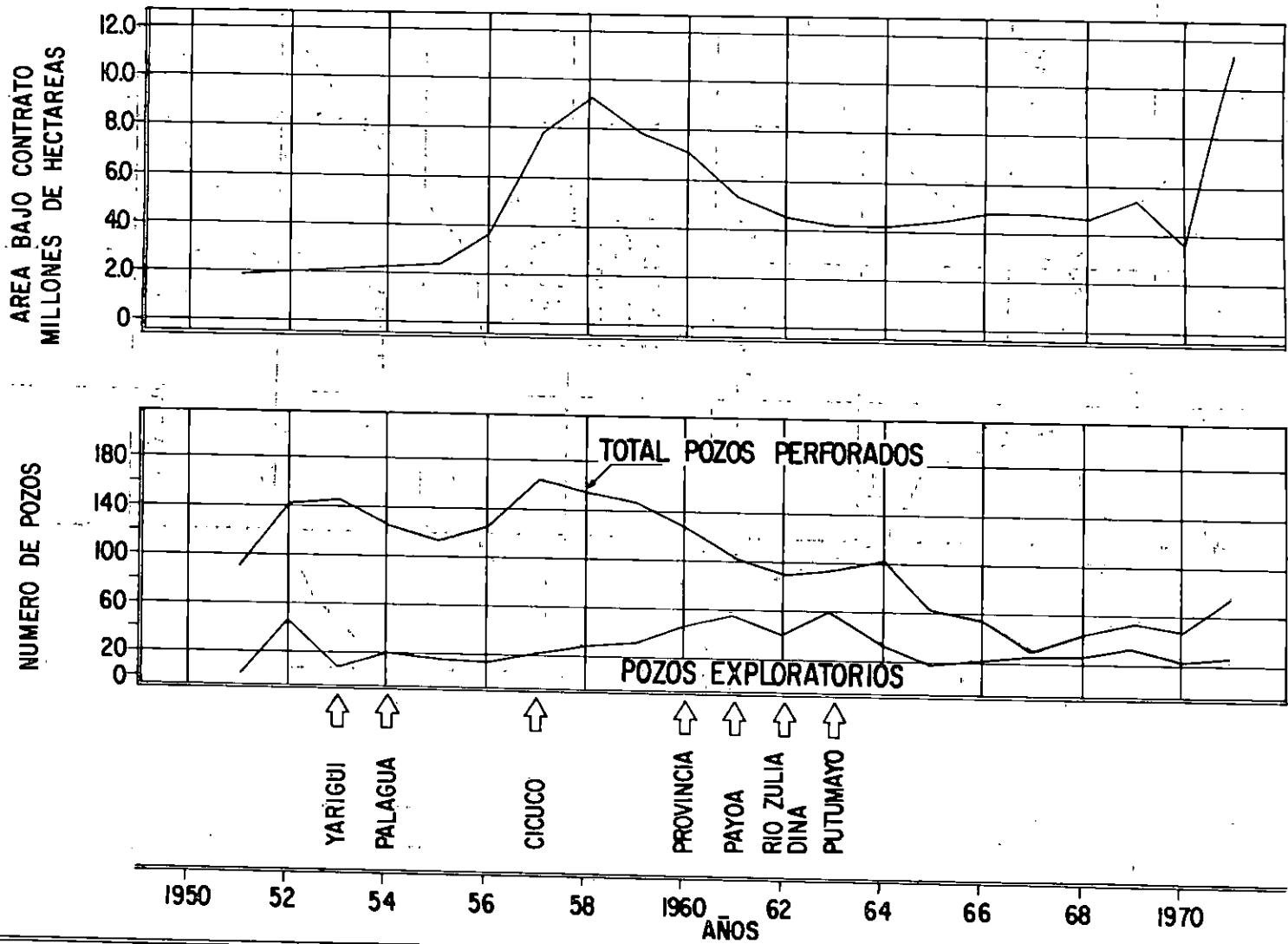
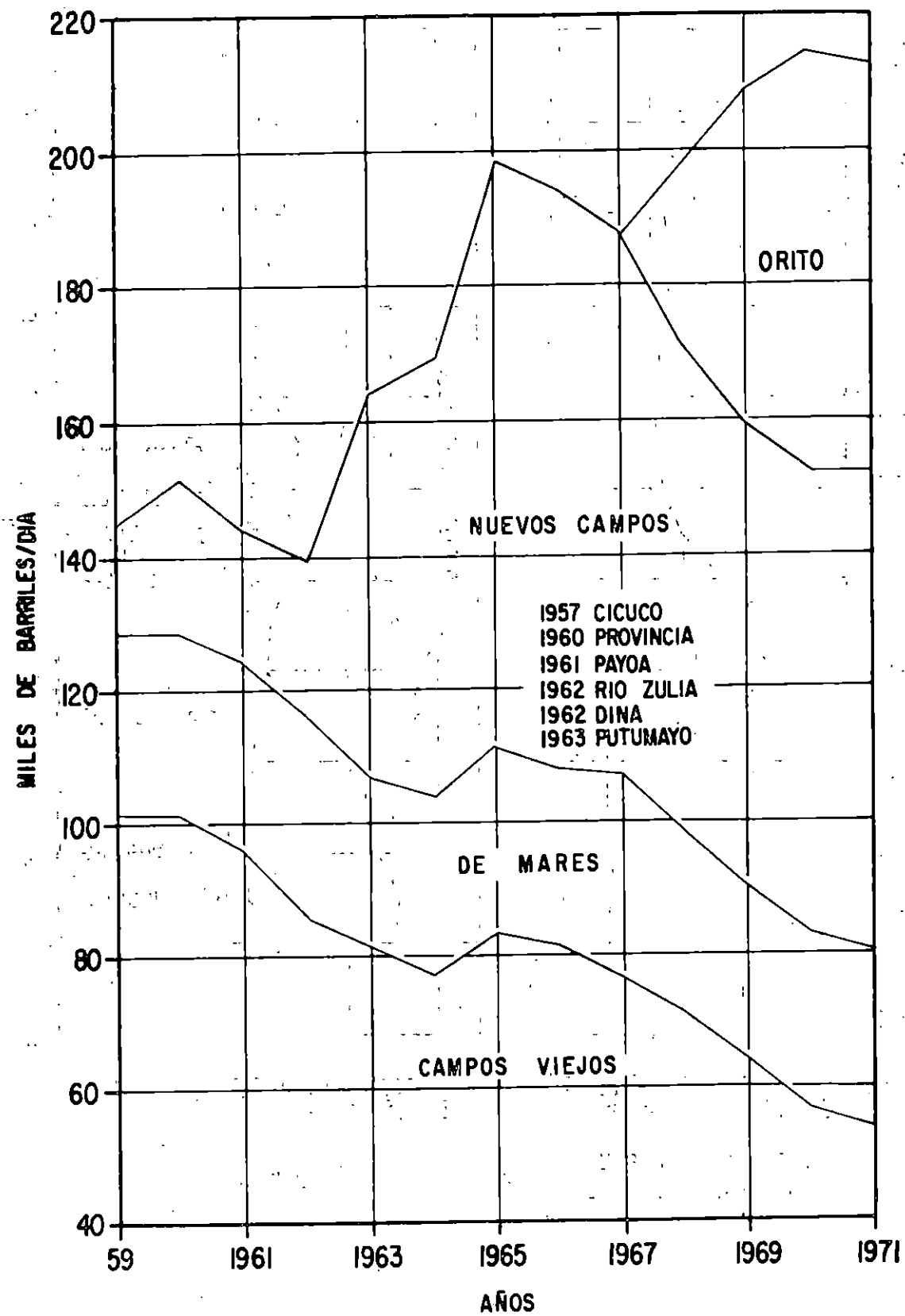
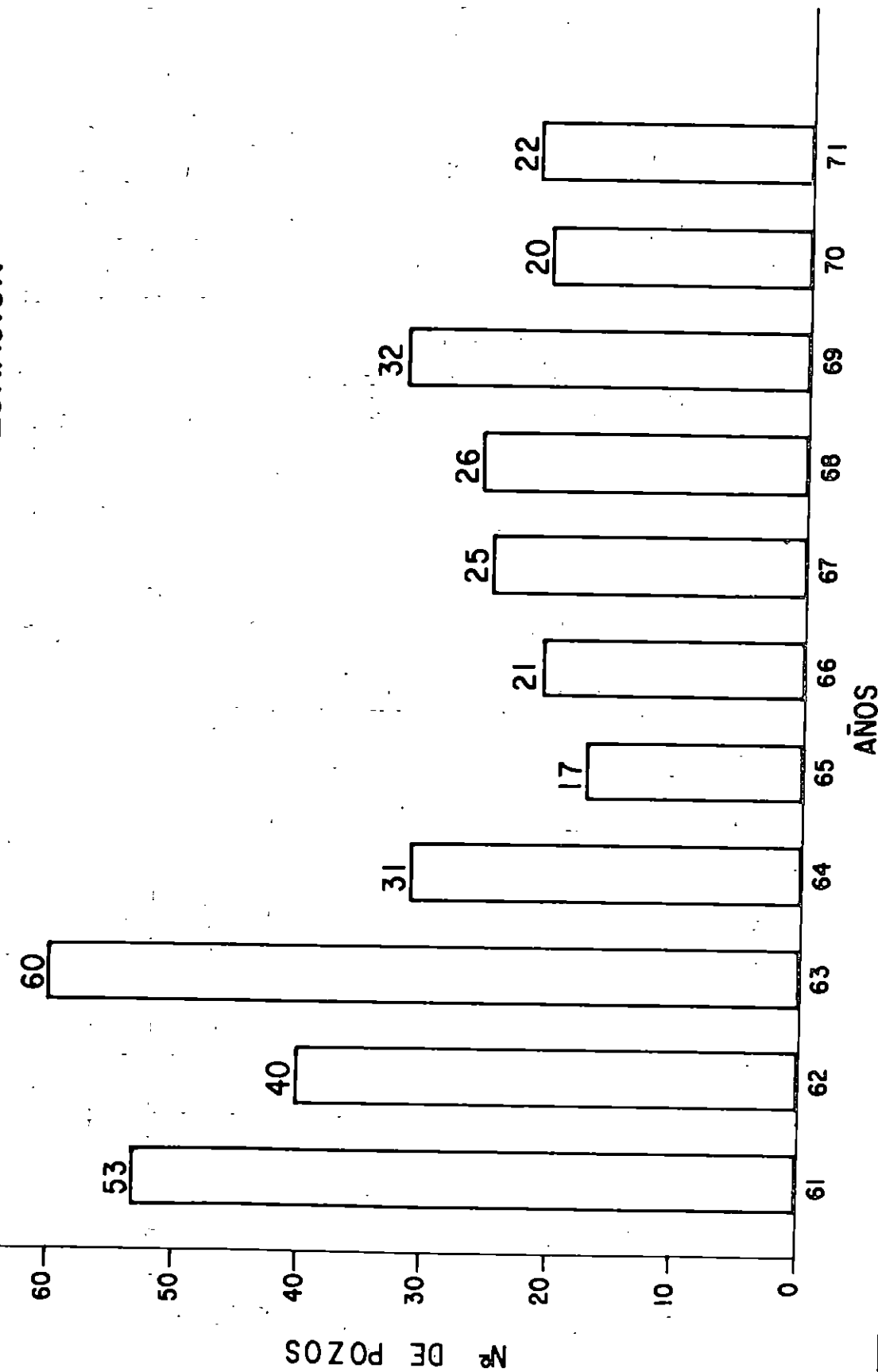


Gráfico No. 9

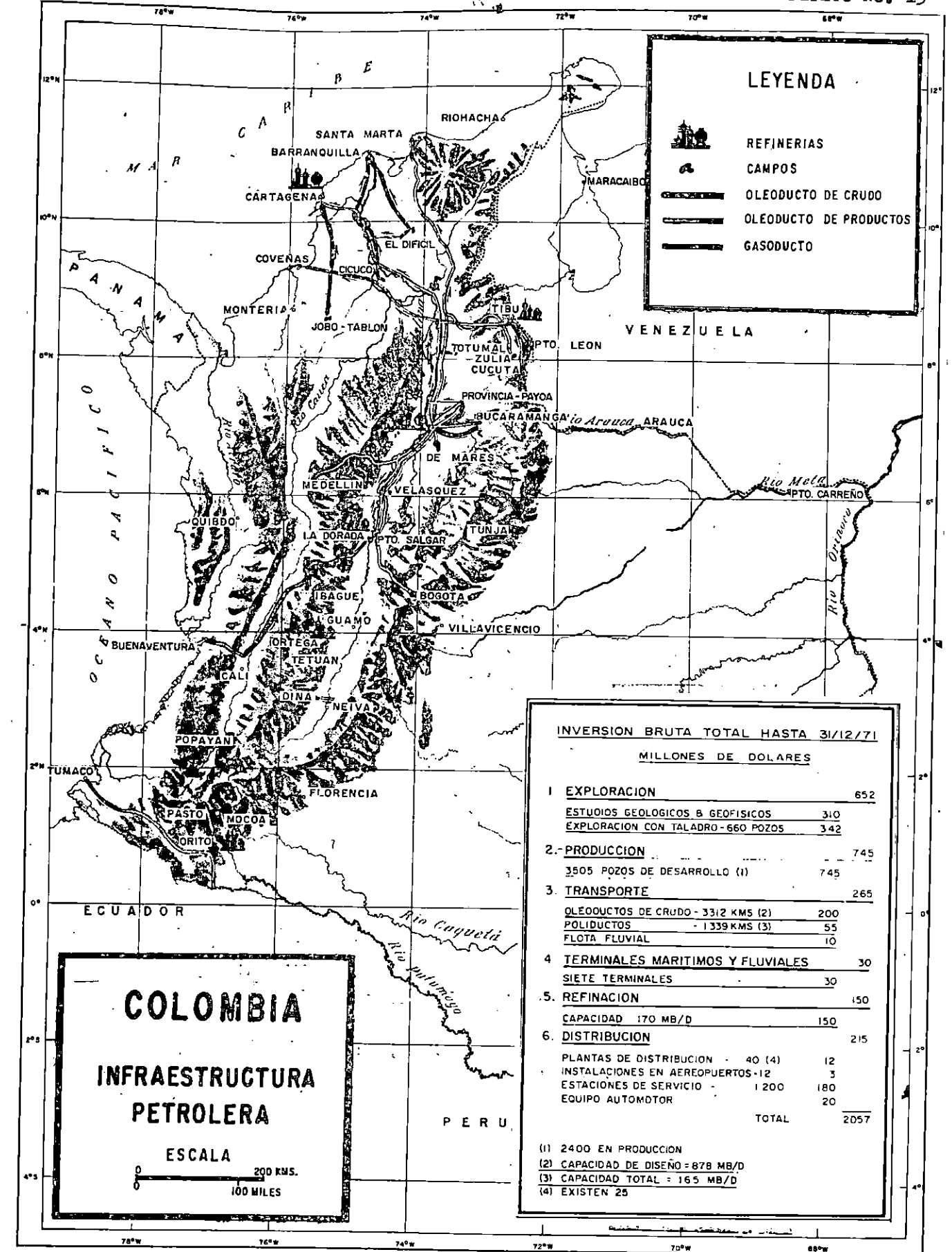
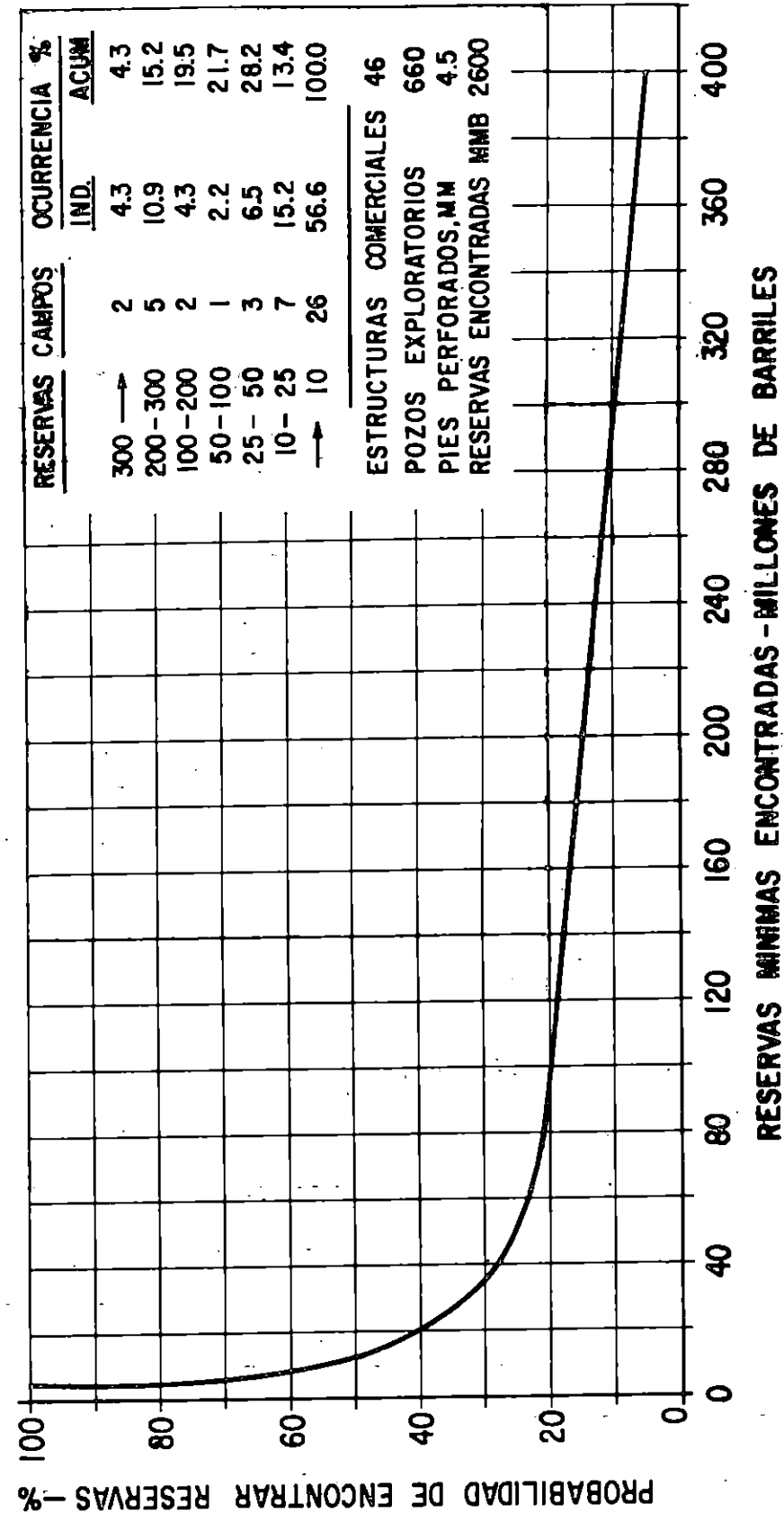
### COLOMBIA - PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO 1959 - 1971



### COLOMBIA - POZOS DE EXPLORACION



COLOMBIA - PROBABILIDADES DE HALLAZGOS DE RESERVAS



PETROLEOS DEL GOLFO PERSICO  
PROYECCION DE PRECIOS DE VENTA

<u>FECHA</u>	<u>US\$ / BARRIL</u> <u>ARABICO</u> <u>LIVIANO</u> <u>34° API</u>
1970	1.39
1971	1.53
1972 - ENERO	1.79
- FEBRERO	<u>1.91</u> (1) (2)
1973 - ENERO 1o.	1.98
1974 - ENERO 1o.	2.05
1975 - ENERO 1o.	2.12

(1) EL COSTO DEL PETROLEO EN EL AREA DEL CARIBE, VARIA SEGUN LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE BUQUES-TANQUES.

ACTUALMENTE, EL COSTO DE TRANSPORTE ES DE US\$0.60 / BBL (WS 60) PARA TANQUEROS GRANDES.

(2) EL CRUDO DEL MEDIO ORIENTE CONTIENE CERCA DE UN 3% DE AZUFRE. ACTUALMENTE EL COSTO DE DESULFURACION DE ESTOS CRUDOS ASCIENDE A US\$0.30/B.

Fuente: Petroleum Intelligency Weekly

(Febrero 7, 1972)

ACUERDOS DE TEHERAN Y GINEBRA

ENTRE LOS PAISES PRODUCTORES DEL GOLFO PERSICO  
Y LAS COMPAÑIAS PETROLERAS

A- ENERO 20 DE 1971 (TEHERAN)

1. 55% TASA TRIBUTARIA
2. AUMENTO DE \$0.35 / BARRIL EN LOS PRECIOS DE LISTA.
3. REAJUSTES ANUALES FUTUROS DEL 2.5% MAS \$0.05 / BARRIL A LOS PRECIOS DE LISTA, PARA COMPENSAR INFLACION, EN:

JUNIO 1, 1971  
ENERO 1 DE 1973, 1974 Y 1975

B- ENERO 20 DE 1971 (GINEBRA)

4. AJUSTE DE LOS PRECIOS DE LISTA EN 8.49% PARA COMPENSAR LA PERDIDA RESULTANTE DE LA DEVALUACION DEL DOLAR.
5. 20% PARTICIPACION (MODUS OPERANDI TODAVIA EN NEGOCIACION).

Gráfico No. 16

**COLOMBIA-TENDENCIA DEL PRECIO PROMEDIO DE LOS CRUDOS PARA REFINACION INTERNA-NO INCLUYE EL CRUDO DE ORITO**

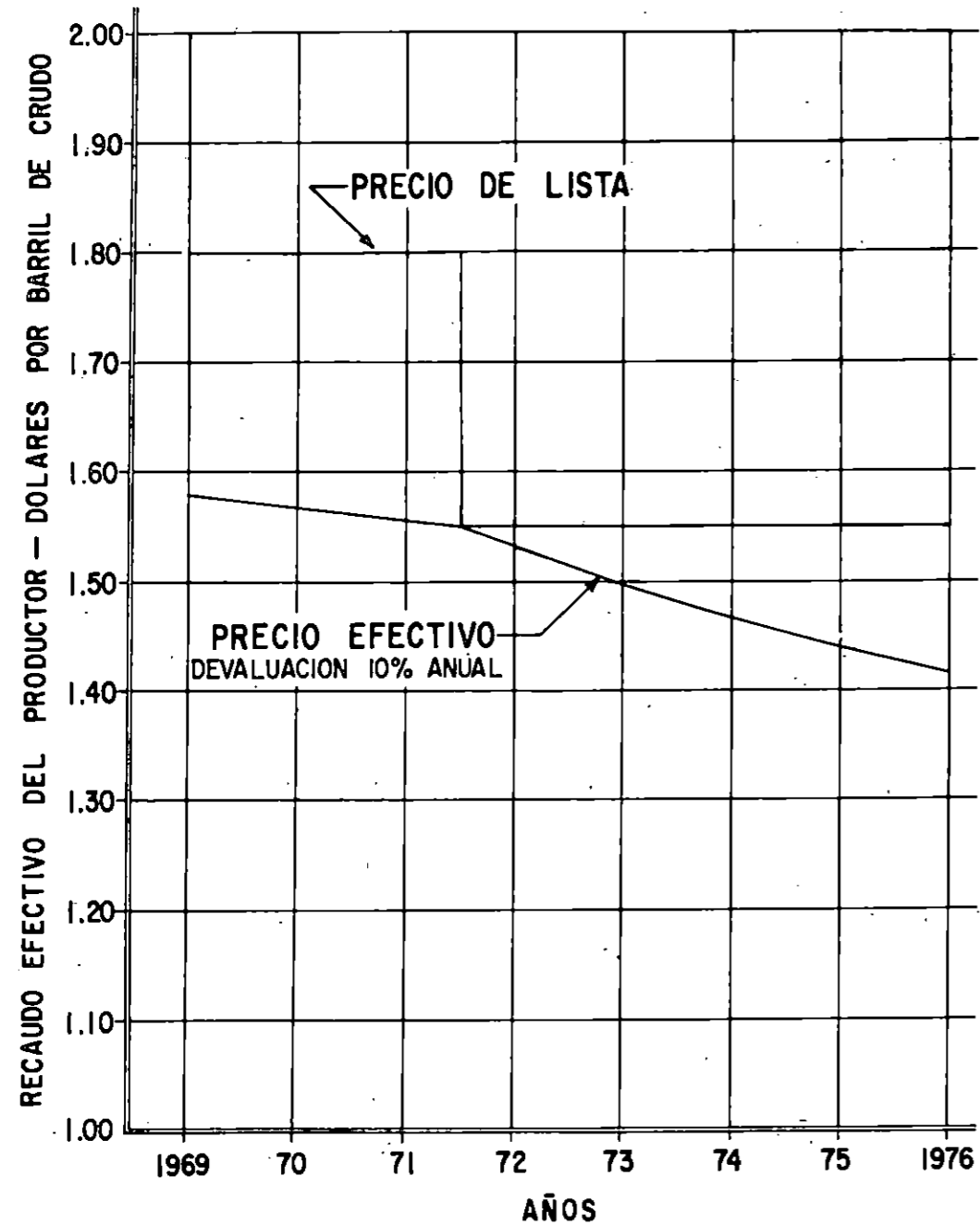


Gráfico No. 17

AUMENTO EN LOS COSTOS DE REFINACION  
PRODUCIDO POR MAYOR CARGA DE CRUDO ORITO  
AL DISMINUIR LA PRODUCCION DE LOS CAMPOS EXISTENTES  
DEL VALLE DEL MAGDALENA Y CATATUMBO

CRUDOS REFINADOS	SITUACION ACTUAL		SITUACION FUTURA	
	MB/DIA	US\$/B	MB/DIA	US\$/B
VALLE DEL MAGDALENA/CATATUMBO	101	1.55	69	1.55
ORITO - EN PESOS	15	0.83	15	0.83
- EN US\$	13	1.85	45	1.85
TOTAL	28	1.30	60	1.60
TRANSPORTE ORITO A CARTAGENA		0.37		0.37
INDUSTRIA PRIVADA	129	1.58	129	1.74
ECOPETROL	38		38	
<u>TOTAL REFINADO</u>	<u>167</u>		<u>167</u>	
		TOTAL		%
		MM / AÑO		AUMENTO
<u>AUMENTOS</u>				
A- COSTOS DEL CRUDO REFINADO		PS\$ 150		10.1
B- DOLARES PARA REFINACION A \$1.06/B		US\$ 12.3		22.7

Ministerio de Minas y Energía  
 BIBLIOTECA

SECRETARÍA DE MINAS Y ENERGÍA  
 BIBLIOTECA

## COLOMBIA - PRODUCCION Y REFINACION DE CRUDO 1970 - 1980

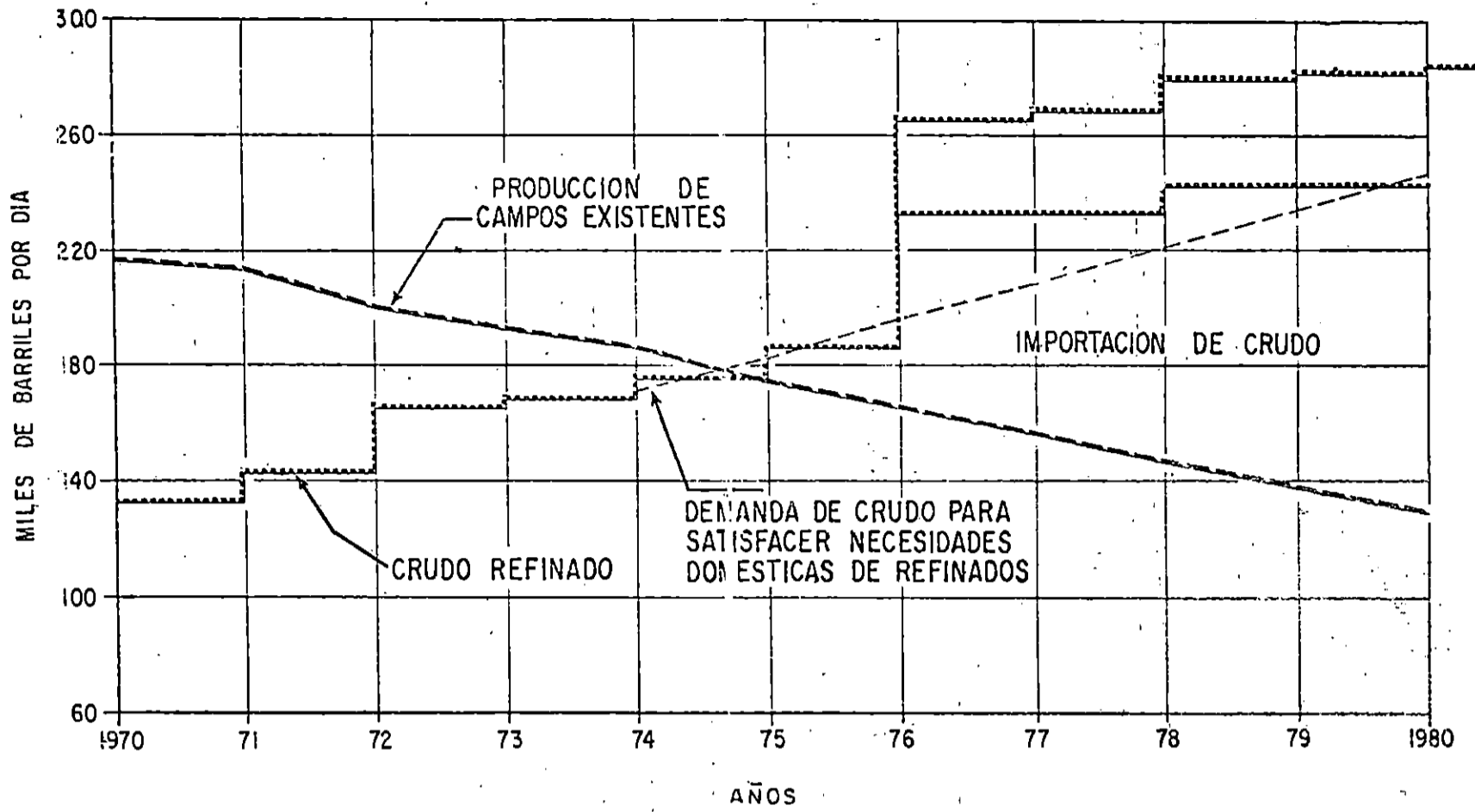


Gráfico No. 18

## COLOMBIA - EFECTO DE LA IMPORTACION DE CRUDO EN LA BALANZA CAMBIARIA PETROLERA

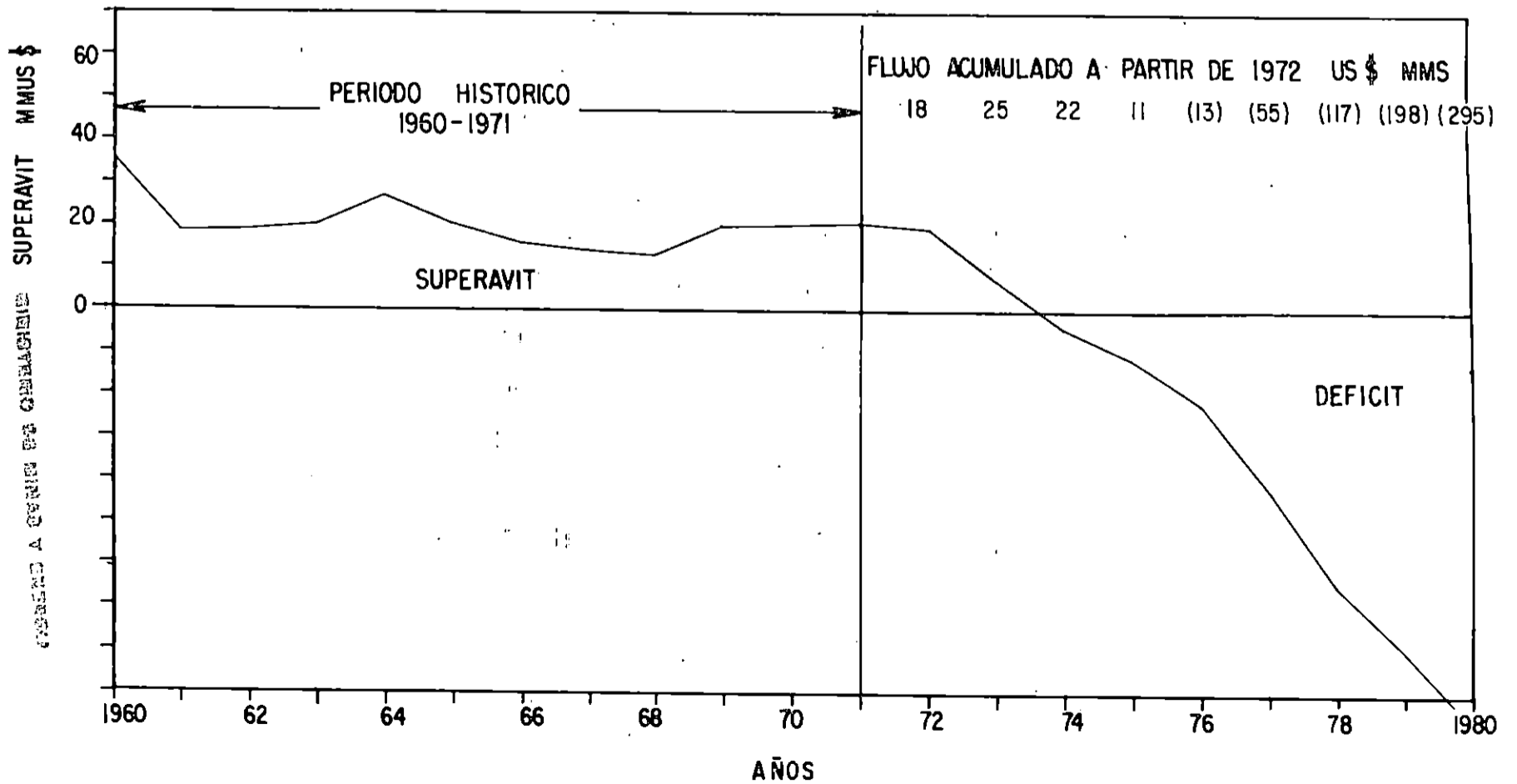


Gráfico No. 19

PROYECCION DE LA BALANZA CAMBIARIA PETROLERA

(EXPLOTACION Y REFINACION)

SIN NUEVOS DESCUBRIMIENTOS

<u>MILLONES US\$</u>	<u>1970</u> <u>Real</u>	<u>1974</u>	<u>1976</u>	<u>1978</u>	<u>1980</u>
<u>ENTRADAS</u>					
Regalías, etc.	16.4	13	11	10	9
Capital Petróleo	26.6	24	18	14	10
Exportación Refinados	16.7	28	76	64	46
<u>TOTAL ENTRADAS (1)</u>	<u>59.7</u>	<u>65</u>	<u>105</u>	<u>88</u>	<u>65</u>
<u>SALIDAS</u>					
Crudo para Refinerías	40.4	68	62	57	51
Crudo Importado	-	-	66	94	111
<u>TOTAL SALIDAS</u>	<u>40.4</u>	<u>52</u>	<u>128</u>	<u>151</u>	<u>162</u>
<u>FLUJO NETO</u>					
<u>Favorable (Desfavorable)</u>	<u>19.3</u>	<u>6</u>	<u>23</u>	<u>( 63)</u>	<u>( 97)</u>

(1) Excluye ventas de divisas de las compañías contratistas (para pago de salarios y servicios en pesos).

Gráfico No. 20

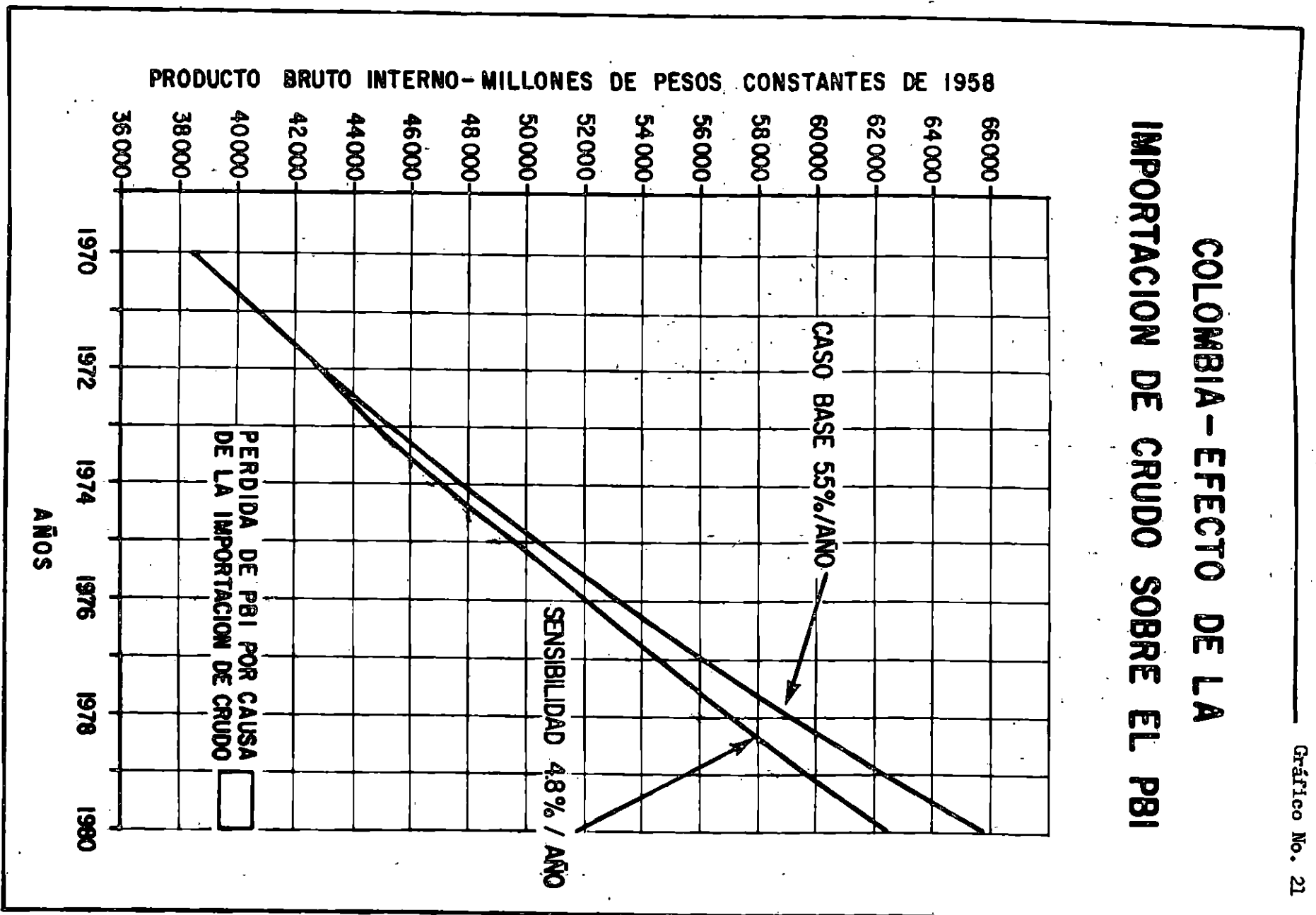


Gráfico No. 21



1464

PROPIEDAD  
Sección Documentación  
y Estadística  
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

000078

VO.

Memoria del ministerio de minas y petroleo al  
congreso de 1972 .Tomo I /Rafael Caicedo  
Espinosa

338.209861 C718m 1972 T.1 Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

1584

000078

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001628

BIBLIOTECA

