

1472 £80000

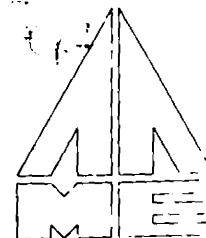
000083

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

1472

000083

8737



República de Colombia

# **MEMORIA**

## **del Ministro de Minas y Energía al Congreso de 1.975**

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ*

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

BOGOTÁ, D. E.

**Bogotá, D.E.  
1.975**

1472

000083

**REPUBLICA DE COLOMBIA**  
**MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA**

**EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ**  
Ministro

**ALFREDO NAVARRO SERRANO**  
Vice-Ministro

**GONZALO SOLARTE VACCA**  
Secretario General

**CARLOS PRADOS**  
Jefe Oficina de Planeación

**RAMIRO LOBO SANJUAN**  
Jefe División de Petróleos

**JAIME YEPES MARTINEZ**  
Jefe División de Minas

**JULIO A. RENIZ S.**  
Jefe División Legal

**ORGANISMOS VINCULADOS Y ADSCRITOS**

---

**EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS**  
JUAN FRANCISCO VILLARREAL

**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA**  
TOMAS HELD

**INSTITUTO DE INVESTIGACIONES GEOLOGICO-MINERAS**  
ALBERTO ALVAREZ CSEJO

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA ATLANTICA**  
JACOBO ACOSTA BENDECK

**EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS**  
JUAN B. PEREZ RUBIANO

**INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES**  
ERNESTO VILLARREAL

**MENSAJE**

**Señores Congresistas:**

*El informe que sobre la gestión del actual Gobierno en el campo energético y minero rindió el Señor Presidente de la República al instalar el actual período legislativo, es una magnífica síntesis del interés demostrado por el Ministerio de Minas y Energía en desarrollo de sus funciones, por lo que me permito transcribir a continuación el mencionado informe, que aparece complementado en esta Memoria con los informes de labores de las distintas Divisiones del Ministerio y de los Institutos y Empresas que le están adscritos o vinculados.*

« Preocupación del Gobierno actual y de la ciudadanía en general ha sido la crisis energética que azota la economía mundial. Colombia no se cuenta entre los países favorecidos por una inmensa riqueza petrolera, pero tampoco puede dolerse de ver sus planes de desarrollo afectados por una penuria en combustibles como la que agrava la situación ya crítica de países hermanos. Es posible y no improbable que, con una mayor actividad perforadora en los últimos 15 años no nos encontráramos en la encrucijada a que hemos llegado, cual es la de registrar, por primera vez en casi medio siglo, desde que se iniciaron las primeras explotaciones de hidrocarburos, un déficit de producción. El ritmo promedio de las perforaciones de exploración ha sido tan modesto que, comparado con el de los otros países, nos hace pensar que sería, por decir lo menos, aventurado estimar que los resultados negativos de los últimos años puedan significar que no existan yacimientos distintos a los ya conocidos.

En el curso de la campaña electoral hube de referirme, con respecto a ciertas soluciones de una aparente facilidad, a lo que suele calificarse de «super-simplificación», haciendo uso de la libre traducción de un vocablo foráneo. En el campo de las fuentes de energía, más concretamente en el de la explotación del petróleo, los «super-simplificadores», no siempre actuando desinteresadamente, pululan en todos los países. Son los agentes encargados de demostrar que con solo elevar el precio del petróleo a US\$11 o US\$12, nivel internacional de los precios, llegarían a Colombia centenares de compañías ansiosas de descubrir nuestros tesoros que la política imprudente de los gobiernos anteriores no había permitido llegar hasta nuestras playas. Ciertamente que los precios que, de tiempo atrás, vienen rigiendo en Colombia, no menos que el sistema del dólar petrolero, transitoriamente reajustado a un nuevo tope de represamiento, pudieron influir, en años recientes, para que el desaliento cundiera entre los inversionistas. No hay que olvidar sin embargo, que los altos precios del petróleo tienen apenas unos pocos años y que durante mucho tiempo los precios colombianos fueron renumerativos. Si bien se impone un reajuste en los precios, como se ha venido adelantando por la Comisión de precios del petróleo, tampoco puede considerarse que la cuestión se reduce a entregarles a las Compañías nuestro aceite a un precio como el que pagan los consumidores internacionales, impuesto por los países afiliados a la OPEP. La estructura de tal precio obedece a factores de costos, impuestos, regalías, concertación entre los productores y, en modo alguno, viene a ser un regalo que se hace al explotador. Tal es el caso de países con riquísimos

pozos en las vecindades del mar, cuyos costos no alcanzan a un dólar por barril y sin embargo lo venden a precio 11 veces superior al de su costo. Publicar periódicamente noticias alarmistas, subvencionadas por las compañías extranjeras, acerca de lo que nos va a ocurrir si no les garantizamos a las mismas compañías precios como los del mercado mundial, no va a ser factor que incline en uno u otro sentido la voluntad del Gobierno. El país cuenta con una experiencia suficiente en la explotación del petróleo, con la asistencia de técnicos nacionales, formados a través de los años y con la presión de los trabajadores vinculados a la industria, también familiarizados por generaciones con la problemática nacional, como para dejarse guiar por los «super-simplificadores» que piden un alza indiscriminada de precios, como si ya estuviera nacionalizada la industria en su totalidad y fuera un crimen de lesa patria colocar los crudos colombianos por debajo de los precios mundiales. En realidad, cuando tal cosa se hace, se está pidiendo simplemente que las alzas que, en otras partes, van al erario público, en el nuestro vayan a enriquecer a las compañías.

#### *Los anuncios de fabulosos pozos*

Hasta donde puede apreciarse, a vuelo de pájaro, nuestro diagnóstico como nación petrolera, si se parte de antecedentes conocidos, demostraría que en Colombia no existen grandes campos ni pozos ricos, como ocurre en algunos de nuestros países vecinos y, sobre todo, en el Medio Oriente. La explotación, tal como hasta ahora la hemos conocido los colombianos, se cumple en campos relativamente reducidos en donde lo bajo de la producción por pozo se compensa con el número de los mismos. Si a lo anterior se agrega nuestra orografía Andina y el hecho de que los hallazgos se han realizado a una muy considerable distancia del mar, como en el caso del Putumayo y el más reciente de Castilla en los Llanos Orientales puede comprobarse cómo, efectivamente, los costos colombianos son, incluyendo la construcción de oleoductos, más altos que en la mayor parte de los países, y que es necesario, en cada caso, según las circunstancias y ubicación del lugar, fijar un precio remunerativo y atractivo para que vengan nuevas empresas perforadoras. No se trata, pues, de decretar un alza pura y simple sino de adelantar una minuciosa tarea de investigación y análisis en que, a más de los factores anteriormente anotados, se tenga en cuenta si se trata de petróleo de nuevo descubrimiento, de pozos marginales o incrementales, en campos ya conocidos. Gobiernos anteriores tuvieron plena conciencia del fenómeno, pero se limitaron, como en el caso de la Reforma Tributaria, a proclamarlo a los cuatro vientos, sin tomar ninguna medida. Dentro del mismo espíritu de «super-simplificación» se ilusionó al país, anunciándole periódicamente descubrimientos de pozos fabulosos, que garantizarían su abastecimiento por muchos años, cuando apenas se trataba de exploraciones de tanteo. Peor aún, como quiera que el país estaba todavía en capacidad de exportar crudos y subproductos, en el momento del alza más espectacular en todo lo atañedor a la petroquímica, y la Empresa Colombiana de Petróleos pudo realizar grandes utilidades yendo «en ancas», como se dice comúnmente, de las alzas provocadas artificialmente por los productores, a raíz del conflicto árabe-israelí, se quiso revestir con caracteres de milagro y prueba de una eficientísima administración tales resultados. Era algo

que no tenía nada que ver con situaciones domésticas ni con la acción de nadie, como no tiene que ver el alza de nuestra rubiácea con las heladas que arruinan los cafetos en el Brasil, lo cual no impide que de tiempo en tiempo, críticos de la actual Administración pretendan atribuirse el mérito de esta lotería cuyo único billete ganador consistió en disponer por esta coyuntura de una producción que abastecía el consumo y un excedente exportable que subió de precio subitamente. Yo preguntaría, con mayor propiedad, ¿por qué no se intensificaron las perforaciones y se aumentó la producción para que el saldo en negro de las exportaciones, multiplicadas por la «lámpara de Aladino», no se convirtieran en saldo rojo al tener Colombia que importar, por falta de pozos, el precioso combustible?

#### *La ilusión Putumayo-Tumaco: reexamen de su viabilidad*

Entre todos los desarrollos desafortunados de nuestra estructura geológica conocida, quiero referirme de manera especial, en esta tarde, al caso de los yacimientos de la región del Putumayo sobre los cuales se fundaron grandes esperanzas, tanto de parte de los concesionarios como del propio Estado. El señor ex-Presidente Lleras Restrepo recordaba recientemente en un escrito cómo, todavía bajo su Administración, el oleoducto trasandino parecía insuficiente para transportar el petróleo que se esperaba obtener en el campo de Orito hasta el Puerto de Tumaco. La producción real no alcanza, no llega a la postre, al 50% de lo prospectado inicialmente y, desde luego, los cálculos sobre los cuales venía proyectando la Refinería de Tumaco reposaban sobre las mismas bases originales. Es un punto sobre el cual requiero llamar la atención del Congreso y de la ciudadanía, en general, para ser examinado con ánimo tranquilo y desprevenido, teniendo en mente únicamente los mejores intereses de Colombia.

Entre las grandes satisfacciones que me ha brindado la democracia durante estos meses en que me ha correspondido ser el Jefe de la Administración, quiero destacar la oportunidad que se me presentó de seleccionar, con absoluta independencia, atendiendo únicamente los imperativos de la Constitución y factores regionales, a mis colaboradores. Saber que el Departamento de Nariño contaba entre las nuevas generaciones a un profesional tan calificado para el Ministerio de Minas y Energía como el Doctor Eduardo del Hierro, puso al alcance de mi mano la posibilidad, acariciada de años atrás, de permitirle a una región que en ocasiones se ha sentido desprotegida por los poderes centrales, una intervención directa en uno de los ministerios de carácter preponderantemente económico. La construcción de la Refinería de Tumaco, prometida por las administraciones anteriores y ordenada en flamantes decretos, cuya ejecución me correspondería, era una razón más para designar, como lo hice, para la Cartera de Minas y Energía a tan distinguido profesional. Juntos hemos trabajado durante estos meses, introduciendo reformas tanto en nuestra legislación en materia de petróleos como en la reorganización del Ministerio con medidas que habrán de dejar honda huella en el panorama nacional. Nada estaba tan distante de nuestros anhelos y esperanzas como vernos obligados a reducir el ritmo de inversión en la Refinería de Tumaco, que se le venía prometiendo al país. Su costo, en pesos de 1975, es de aproximadamente 15 mil millones, que serían invertidos en algunas

obras de infraestructura en la ciudad de Tumaco, pero principalmente en la planta de la Refinería que sería construida en el extranjero y pagada en moneda dura. La conclusión a que han llegado, tentativamente las autoridades de la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) y el Departamento Nacional de Planeación es la de que, con la producción actual del Putumayo, que está por debajo de los 50 mil barriles diarios, y las reservas conocidas, no se justifica una inversión de la magnitud prevista, para vernos obligados, en el curso de algunos años, a tener que importar el petróleo de fuera para ser refinado en Tumaco y transportar, luego, por oleoducto la gasolina hasta el occidente colombiano en donde existe la mayor demanda para el petróleo y sus derivados. Las conclusiones más pesimistas llegan al extremo de considerar que no solamente la inversión no se justifica a la luz de las posibilidades del petróleo colombiano probado, sino que, al tener que refinar petróleo importado, para llevarlo en forma de gasolina al interior, se produciría un desangre económico permanente, como consecuencia de los costos de refinación y transporte desde Tumaco al centro del país.

Ninguna decisión más dolorosa para el Presidente de la República, que no ha querido vincular a esta responsabilidad a un hijo de Nariño como que la de tomar sobre la Refinería de Tumaco una determinación tan contraria a sus deseos. Como esta de reexaminar su viabilidad. Aun conservan mis pupilas fresca la imagen de la manifestación con que me recibió la ciudad de Pasto durante mi visita como candidato liberal. Fue tal vez la más grande, guardadas las proporciones, que se me tributó en todo el territorio nacional. En Ipiales, Tumaco Túquerres, La Unión y otras poblaciones de Nariño transcurrieron las horas más luminosas de mi carrera pública y un deseo de servir al Departamento de Nariño, traumatizado por su incomunicación y un alto costo de vida, que genera la presión del mercado ecuatoriano, me han movido siempre a buscar solución a sus problemas. Por meses enteros he estado analizando con mis asesores económicos la construcción de la Refinería, programa al cual me vinculé desde años antes de ser candidato a la Presidencia de la República y ha llegado el momento de hacerme a mi mismo una pregunta: ¿Podría abandonarse de la noche a la mañana el proyecto de la Refinería, con los contratos ya celebrados, sin lesionar una aspiración luchada con tanto denuedo? Al mismo tiempo, ¿cómo un Gobierno que se precia de no cortejar la popularidad podría, con el elemento a sabiendas, comprometer una suma tan ingente de recursos nacionales en una empresa anti-económica? El Gobierno, consciente de la gravedad política de una determinación precipitada, ha optado por una solución sujeta a diversos factores imprevistos que podría quizá servir para poner fin al impase. Hemos acelerado el contrato de asociación entre ECOPETROL y PETROBRAS, para la explotación de las concesiones del Yari que habían sido adjudicadas a varias compañías y quedarán en adelante bajo un contrato de exploración de PETROBRAS. Las perspectivas petrolíferas de la región son de las más prometedoras de Colombia y la perforación comenzará a adelantarse en el curso de pocos meses. Es, en opinión de geólogos autorizados, la formación con mejores perspectivas en el territorio nacional y, de confirmarse esta primera versión teórica con los resultados en el campo, sería la solución no solamente para la Refinería de Tumaco sino para Colombia entera, porque el petróleo producido en Yari podría transportarse por el oleoducto trasandino,

mediante una conexión más económica que otras soluciones hasta el Puerto de Tumaco. De esta suerte, el Gobierno Nacional se propone continuar las obras de infraestructura de Tumaco destinadas a la Refinería, pero dar una tregua de algunos meses hasta tomar la decisión final, según los resultados de las perforaciones del Yari sobre lo que más convenga al interés nacional. Creo que es deber de los gobiernos dar a conocer de los gobernados abierta y limpiamente su pensamiento.

El mío es el de que no se pueda seguir alimentando una esperanza cuando existen dudas, como existieron siempre, sobre la Refinería, que hasta ahora no solamente se ven confirmadas sino agravadas por la crisis energética mundial. Comparto la apreciación de quienes estiman que no solamente deben tenerse en cuenta factores rigurosamente económicos sino de otro orden, como es el desarrollo equilibrado de las regiones y sus justos anhelos, pero existe un límite, cuando todo el desarrollo nacional puede verse afectado por una decisión tal que encarecería indebidamente los costos, sin mayor beneficio para el puerto de Tumaco en donde permanentemente solo se crearán alrededor de 150 empleos para el manejo de la planta.

*Una gran inversión de contenido social*

Es necesario, como lo he dicho, esperar, prosiguiendo los trabajos locales al mayor ritmo posible, pero si fuera absolutamente desaconsejable la construcción del oleoducto, el Gobierno Nacional tomaría en sus manos la responsabilidad de realizar en Nariño una gran inversión de contenido social, encaminada a reducir su gente campesina y urbana de los males que la afligen. En materia de carreteras nos proponemos terminar, con la ayuda externa, el tramo Popayán-Pasto, que lleva tantos años y, al mismo tiempo, consideramos que la realización de la carretera Pitalito-Mocoa-Pasto-Tumaco, pavimentada y rectificada, serviría para introducir un factor de transformación económica en todo el Departamento con el acceso de los productos agrícolas del Putumayo y del Caquetá, a donde van a realizarse tan cuantiosas inversiones para el fomento de la agricultura y la ganadería. Tumaco acondicionado como puerto comercial, cobraría un nuevo auge, como el que conoció en épocas pretéritas, a condición de realizar las obras que lo habilitarían para recibir embarcaciones de gran calado, despejando los obstáculos que entaban su desarrollo.

Es demasiado pronto para poder anunciar que plan de obras de verdadero alcance social podría cumplirse en Nariño, cuando el proyecto de la Refinería está apenas reducido a un ritmo más lento, sujeto a la producción del petróleo colombiano, que justifique su ubicación en ese lugar, pero no es imposible encontrar otras, al lado de las que he enunciado superficialmente.

*Recuperación minera*

La tarea cumplida por el Doctor del Hierro al frente del Ministerio de Minas y Energía es de aquellas que, por su solidez, solo podrá apreciarse en todas sus dimensiones con el transcurso del tiempo. Fiel intérprete del pensamiento oficial, expresado desde la época de mi candidatura, de devolver al país su vocación



minera, la ha realizado con un balance tan satisfactorio como ha sido el de registrar un incremento del 30% en la producción del oro en el último año; haber organizado cooperativas y negociado empréstitos para la pequeña minería en los departamentos productores y haber restablecido la línea de crédito para la industria extractiva, que, por haber caído en desuso, había desaparecido en la práctica. La zona minera de Bucaramanga se equipará con ayuda del Gobierno del Canadá y un crédito de 50 millones de francos belgas se destinará a agilizar la explotación de pequeños empresarios o cooperativas de mazamorreo en las zonas mineras de Quibdó, Ibagué, Pasto y Medellín.

Simultáneamente se ha dado un mayor impulso a la producción carbonífera y se ha puesto en marcha el contrato de explotación del níquel en Cerromatoso, suscrito en 1970 y el cual, por sucesivos tropiezos legales, solo vino a ser reformado en forma definitiva bajo el actual Gobierno, que formalizó los acuerdos a que se había llegado bajo la Administración Pastrana con la aprobación del CONPES. En materia de minerales radiactivos, como el uranio, sobre el cual existen índices de yacimientos valiosos en varias regiones del territorio nacional, se ha dado un impulso definitivo al Instituto de Asuntos Nucleares para el aprovechamiento de esta nueva fuente de energía.

En uso de las facultades de emergencia económica se dictaron los Decretos números 1978 y 1979, ambos de septiembre de 1974, dándole al gas natural no asociado en nuevos yacimientos el mismo régimen cambiario que al petróleo crudo con el fin de estimular las inversiones en gas natural. Se dictó el decreto reglamentario correspondiente, dándole a la Comisión de Precios del Petróleo y de gas natural, y con el objeto de evitar una brecha semejante a la que se presenta entre el dólar petrolero y el certificado, se obtuvo de la Junta Monetaria una resolución equiparando el dólar para el gas natural con el dólar certificado. De este modo se evita el represamiento de las alzas, que acaba de constituir para los gobiernos un grave problema político. La Comisión ha fijado, por medio de una resolución, el precio del gas natural en la Guajira en US\$0.50 por millar de pies cúbicos con destino a la Electricadora de la Guajira S. A., que debe abastecer las necesidades regionales y US\$0.80 por millar de pies cúbicos para usos industriales en el aprovechamiento del gas.

#### *Abolición de las concesiones y auge de los contratos de asociación*

Quizá la reforma más importante introducida por este Gobierno en el camino de nacionalizar la industria petrolera ha sido la abolición del régimen de concesiones, consagrada en el Decreto No.2310 de 1974, dictado en uso de las facultades de emergencia económica. En desarrollo de la nueva política petrolera, inspirada en la Ley 20 de 1969, en la que el Estado ya no es acreedor a una modesta regalía sino que se convierte en socio, se está negociando la adquisición de la mitad de los derechos de los yacimientos en manos extranjeras para ECOPETROL, a fin de tener una mayor participación en la producción de crudos.

Sin perjuicio de la política económica de estabilización, que prosigue con éxito el actual Gobierno, se ha adelantado una prudente política de alzas en

hidrocarburos y sus derivados. Se aumentó el precio de los combustibles diferentes de la gasolina corriente y del gas propano en un 30% (dos aumentos del 15%), se aumentó el precio al consumidor de los lubricantes en un 30%, se elevó a un 100% el precio en refinería de la gasolina extra consumida primordialmente por los más lujosos vehículos de uso particular, y se hicieron pequeños ajustes por fletes y costos de distribución de la gasolina corriente. Se negociaron algunos crudos incrementales de Provincia, Zulia, Huila y Explotaciones Cóndor por aproximadamente US\$3.00 el barril.

Se han seguido desarrollando los campos del Huila concedidos a COLBRAS con una producción posible de 15.000 barriles por día. La perforación por Chevron del pozo CASTILLA número 2 probó reservas de 50 a 60 millones de barriles y una producción posible de 10.000 barriles diarios, a tiempo que la calidad del crudo nos obligará a utilizarlo como «fuel oil» en el interior del país, dejando libre para la exportación el mismo producto que se extrae en la región norte del territorio nacional.

Se dio un nuevo impulso académico al INGEOMINAS para que cumpla su función de estudio de los recursos minerales del país. Se dictaron las normas legales para que el Instituto de Asuntos Nucleares pueda adelantar el desarrollo de minerales radiactivos en las zonas de reserva que fueron creadas con este propósito especial.

Por último, para dar una idea del crecimiento, del auge de la contratación para exploración petrolífera en Colombia hasta Junio de 1975, quiero destacar someramente las siguientes cifras: existen 7.674.181 hectáreas bajo el régimen de contratos de asociación, o sea, un 66% de un total de 11.643.948 hectáreas. Bajo el régimen de concesión está contratado un 34% o sea 3.969.767 hectáreas. De estas cifras conviene poner de relieve el hecho de que en los 11 meses de la presente Administración se han celebrado 13 contratos de asociación por 3.974.858 hectáreas (51.8%), a tiempo que en los 4 años anteriores fueron firmados 14 contratos por 3.699.323 hectáreas (48.2%). Están para la firma los contratos de asociación en Yari y en el Area Santa Marta-Barranquilla por 2.100.000 hectáreas, y 110.000 hectáreas respectivamente, para un total de 2.210.000 hectáreas. Como lo indican estas cifras bien puede afirmarse que esta Administración ha celebrado contratos de asociación por una extensión superior en 67% a la comprendida por los que regían el 7 de agosto de 1974.

Se refinanció el sector eléctrico, lo cual permitirá oportunamente la hidroeléctrica de Chivor, la hidroeléctrica de Florida (Cauca), y las termoeléctricas de Barrancabermeja, de Paipa y de Cartagena. Se tomaron las decisiones para adelantar los proyectos de la línea de interconexión con la Costa y la segunda etapa de Chivor. Se impulsaron los estudios de las hidroeléctricas del Río Patía, de La Miel (Caldas) y de Urrá, en Córdoba, en el cual ha demostrado un gran interés la Unión Soviética.

Se adelantan los trabajos para llevar gas natural de Provincia a la Costa Atlántica y para la termoeléctrica de Ballena en la Guajira.

En colaboración con el Departamento Nacional de Planeación se adelanta un

estudio, financiado por este último, para estudiar un posible desarrollo coordinado de la industria pesada en la Guajira aprovechando gas natural, sal, carbón, calizas y aguas subterráneas para producir energía eléctrica, reducir mineral de hierro venezolano, producir soda y otras materias, desarrollar la carboquímica e irrigar tierras áridas pero fértiles con pozos profundos.

Finalmente, se obtuvo del Consejo de Ministros la aprobación de la reforma administrativa del Ministerio para que pueda cumplir a cabalidad las funciones a él encomendadas en minas y energía.»

De los señores Congresistas con la más alta consideración.

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ*

Bogotá, D.E. 9 de Julio de 1975

**Señor Doctor**  
**ALFONSO LOPEZ MICHELSEN**  
**Presidente de la República**  
**E. S. D.**

**Señor Presidente:**

**Al iniciar su mandato usted me honró al nombrarme para desempeñar la cartera de Minas y Energía, para orientar bajo su dirección la política minera y energética de su gobierno. En desarrollo de un propósito nacionalista para la explotación de los hidrocarburos, el gobierno, en uso de las facultades de la emergencia económica, abolió el régimen de concesiones con el fin de impulsar el sistema de asociación que le permita a la Empresa Colombiana de Petróleos una mayor participación en las explotaciones de hidrocarburos. Es así como las propuestas de concesión que se hallaban pendientes de trámite, se están convirtiendo en contratos de asociación en la Costa Atlántica, Los Llanos Orientales y el Caquetá, con la aceptación de las empresas, lo cual abre perspectivas de explotación petrolera. Además se iniciaron en estos meses las negociaciones tendientes a adquirir para ecopetrol la mitad de los derechos en los campos petroleros actualmente en manos extranjeras.**

**En concordancia con la política de estabilización en que está empeñado el gobierno, hemos sostenido una estructura de precios de hidrocarburos que protege los intereses de las clases menos favorecidas, ante circunstancias de crisis energética internacional a las cuales no puede ser ajena Colombia.**

**Igualmente, en el sector de la energía eléctrica el Ministerio ha tomado las decisiones necesarias para asegurar el abastecimiento futuro de energía eléctrica aprovechando los grandes recursos hidráulicos con que cuenta el país.**

**Siguiendo la clara pauta de devolver al país su vocación minera, se ha dado un mayor impulso a la explotación carbonífera, se están creando líneas de crédito para las explotaciones de oro se han descongelado áreas de reserva con el fin de facilitar las labores a nuestros mineros. En materia de minerales radiactivos se ha dado un impulso definitivo al Instituto de Asuntos Nucleares para el aprovechamiento de esta nueva fuente de energía.**

**Igualmente se ha dado al Ministerio de Minas y Energía una nueva estructura administrativa la cual le permitirá un manejo más eficaz del sector que le está encomendado.**

**Los programas de inversión propuestos han recibido el apoyo financiero internacional, al ser acogidos en el Grupo de Consulta reunido en París en días pasados.**

**Es así, como me ha correspondido por voluntad suya, fijar nuevos derroteros en la política energética y minera de nuestro país.**

Gobiernos anteriores le crearon la ilusión de un desarrollo petrolero al Departamento de Nariño del cual soy oriundo; estudios técnicos y financieros recientes muestran que el gobierno pudiera fijar nuevos criterios respecto a la refinería en el puerto de Tumaco. Es para mí personalmente doloroso al ser participe de estas decisiones por lo cual deseo dejar al Señor Presidente en libertad para nombrar a mi sucesor.

Estos motivos personales, que usted ha sabido comprender, me obligan, contra mis mejores deseos, a presentar renuncia de mi cargo.

Debo agradecer a usted la deferencia personal con que me ha distinguido y la confianza que siempre me ha depositado.

Dios guarde a usted muchos años para bien de la Patria.

Servidor y amigo,

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ*

**REPUBLICA DE COLOMBIA  
PRESIDENCIA**

Bogotá, Julio 15 de 1.975

**Doctor  
EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ  
Ciudad.**

**Estimado doctor y amigo:**

**Por medio de la presente doy respuesta a su carta de 9 julio, por medio de la cual presenta usted renuncia del cargo de la Cartera de Minas y Energía, que venía desempeñando desde el comienzo de mi Administración.**

**Verbalmente tuve ocasión de expresarle mi pesar por su determinación, sin que se me escape lo respetable de las razones que lo asisten.**

**Siempre fue mi anhelo tener al frente del Ministerio de Minas y Energía a un ciudadano oriundo del Departamento de Nariño, que, a través de los años, ha venido reclamando contra el aislamiento en que la naturaleza y los gobiernos lo han mantenido, sin atribuirle una participación en las decisiones económicas, compatible con su importancia dentro del panorama nacional. Usted, a fuer de nariñense, reúne por su preparación y experiencia, las condiciones que yo he buscado dentro del llamado «equipo económico» del Gobierno, que nos ha venido acompañando en este tramo. Su generación y su Partido deben tenerlo entre sus representantes más destacados por su versación en los distintos aspectos de actividad pública y privada. El tino con que usted dirigió el Ministerio, no menos que la contribución con su consejo, en el seno del Gabinete y en el Consejo de Política Económica y Social, debemos agradecerlo por igual todos los miembros del Gobierno y principalmente el Presidente de la República, que espera contar en el futuro con su colaboración en cualquiera otra de las ramas de la Administración, que usted sirvió tan devotamente y en tan perfecto acuerdo con sus colegas.**

**Tanto como este Gobierno ha merecido la aprobación de la ciudadanía por no haber cortejado la popularidad, prometiendo aquello que no estaba en capacidad de cumplir, ninguna determinación sería para mí tan dolorosa como la de renunciar a la construcción de la Refinería de Tumaco con la que, como usted lo dice, gobiernos anteriores le crearon al Departamento la ilusión de un desarrollo petrolero. Confío, como lo hemos discutido tantas veces y como lo expodré en mi informe al Congreso, el próximo 20 de julio, en hallar una solución en que, no nos veamos obligados a desistir de la iniciativa sino a reducir transitoriamente el ritmo de su ejecución, adelantando las obras de infraestructura, mientras se despeja el horizonte petrolero colombiano y mundial.**

**A usted, que en el breve lapso de meses adelantó un programa de electrificación rural, que todo el Departamento reconoce, y cuya firmeza de carácter he podido comprobar durante los 11 meses de nuestra estrecha colaboración, no le puedo pedir que permanezca en el Ministerio, pendiente de una orientación que no**

depende de su voluntad y, cuando aun no se ha tomado ninguna determinación, pero se avecina el momento en que, realizados ciertos estudios adicionales, habrá que hacerlo, tratando de conciliar el interés nacional con las justas aspiraciones regionales, como lo explicaré en mi Mensaje del 20 de Julio al Congreso Nacional.

Al agradecer a usted los términos de su comunicación, que recogen en breve síntesis, las tareas que ha podido realizar este Gobierno durante su primer año, quiero repetirme como su amigo y compatriota,

*ALFONSO LOPEZ MICHELSEN*

**- 1 - MINERIA -**

## MINERIA

### I. ASISTENCIA TECNICA.

El Decreto 1275 de 1970, reglamentario de la Ley 20 de 1969, dispuso que el Ministerio de Minas y Energía, adelantara labores de asesoría técnica a los pequeños y medianos productores mineros. Estas funciones las ejecutó la División de Minas por medio de las siguientes dependencias: 1) Zona Minera de Pasto - 2) Zona Minera de Ibagué - 3) Zona Minera de Medellín - 4) Zona Minera de Quibdó - 5) Sección de Fomento Minero (Bogotá). Igualmente, se desarrollaron programas de asesoría minera, mediante contratos suscritos con la Universidad Industrial de Santander (UIS). Por otra parte, la Zona Minera de Bucaramanga y la Universidad Nacional (Facultad de Mina de Medellín) creada por el Decreto 636 de 1974, iniciará actividades en forma preliminar y de empalme con la U.I.S., a mediados del corriente año, llevando así los servicios del Ministerio al noroeste colombiano.

La política de fomento y apoyo a la minería adelantada por el Ministerio, unida al aumento de los precios de los metales preciosos, de metales básicos, del carbón y de los minerales no metálicos, han continuado determinando un incremento notable de la actividad extractiva en el país. Reapertura de minas abandonadas, montaje de nuevas minas, aprovechamiento de subproductos que antes se desechaban, generación de empleo, aumento de insumos mineros, han sido efectos palpables de este renovado interés por los recursos minerales. El caso más destacado es el referente a los metales preciosos y al carbón. Durante 1974 los pequeños y medianos mineros de oro, platino y plata continuaron participando en forma ascendente en la producción total de estos metales en el país, superando las grandes compañías extranjeras como se ve a continuación:

#### PRODUCCION DE ORO (Onzas Troy)

	1973	1974
Total	216.243	265.036
Grandes compañías	105.905	86.526
Pequeños y med. mineros	110.338	178.510

Durante 1973 los pequeños y medianos mineros produjeron el 51% del total nacional, y ya durante 1974 produjeron el 67,4% de ese total.

Para la plata el caso es similar, durante 1974, sobre una producción total de 75.354 onzas troy, los mineros ha que nos hemos venido refiriendo produjeron 42.303 onzas troy, equivalentes a un 56,14% del total nacional.

En cuanto al platino, la situación también coloca en ventaja a los pequeños y medianos mineros quienes en 1974 produjeron 53,43% del total nacional que fué de 21.156 onzas troy. El porcentaje citado equivale a 11.303 onzas troy.

El carbón como es sabido ofrece las mas amplias perspectivas, pues su extracción y procesamiento pueden llegar a ser unas de las actividades económicas fundamentales del país, dado el inmenso volumen de reservas, su calidad, demanda en los mercados internacionales, etc. Los medianos productores del interior del país, adelantan diligencias tendientes a la exportación de carbón coquizable y coque con la colaboración de cooperativas de pequeños mineros (a quienes asesora el Ministerio) que han incrementado sus operaciones.

Los servicios de Asistencia técnica comprenden las siguientes actividades, que se consideran como un conjunto dentro del concepto de asesoría, ayuda y fomento de la minería:

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

#### A) ZONA MINERA DE PASTO.

##### 1). Asistencia Técnica.

En desarrollo de las labores de asesoría que ésta dependencia presta, se beneficiaron 20 minas de oro y plata de veta y aluvión, localizadas en los departamentos de Cauca y Nariño. Además de las labores citadas, la Zona colaboró ampliamente con el Instituto de Fomento Industrial IFI, en las exploraciones de calizas que este organismo adelanta en San Francisco-Putumayo, con miras a su utilización como materia prima para cementos. En coordinación con los Ministerios de Trabajo, Gobierno, Salud y de Inderena e Instituto Geográfico, se efectuó un estudio de las minas de Azufre de Industrias Puracé (Cauca) que contempló todos los aspectos mineros, de salubridad, laborales, y evaluación de daños ocasionados por la explotación. Con la Gobernación del Departamento de Nariño, se colaboró en el estudio de los deslizamientos presentados en el área urbana de la población del Peñol, Municipio de Tambo, logrando establecer las causas del fenómeno y sus posibles soluciones.

Por otra parte se adelantó el censo de carbones de los Departamentos del Valle y Cauca, de acuerdo al Decreto 2533-73.

##### 2). Laboratorio de Química.

Durante el lapso comprendido por este informe, el ritmo de funcionamiento ha sido normal. Se efectuaron mejoras de importación en la dotación y en el edificio mismo del laboratorio.

##### 3). Laboratorio de Fundición de Barras de Oro y Plata.

Este servicio que se venia prestando como un medio de fomento a la minería de metales preciosos, con tarifas establecidas en 1966, fué objeto de revisión, por cuanto tales tarifas en los últimos años resultaron insuficientes para cubrir al menos los costos de operación. Como resultado de lo anterior, se firmó en 1974 un nuevo convenio con el Banco de la República elevándose a niveles que se consideraron rentables. Sin embargo, el alza intempestiva de los precios de reactivos, y crisoles ocurrida a fines del año, han ocasionado que las tarifas sean inferiores a los costos, haciéndose necesaria una nueva revisión del contrato suscrito con el Banco. Se espera celebrar muy pronto el convenio, ya modificado.

El movimiento de fundición de barras fué el siguiente:

Año	No. de Barras	Grms. Oro	Grms. Plata	Valor \$
1974	232	40.575	14.926	5.449.037
1975 (4 meses)	53	8.855	3.052	1.438.836
<b>Total:</b>	<b>285</b>	<b>49.430</b>	<b>23.978</b>	<b>6.887.873</b>

##### 4). Laboratorio de Ensayes al Fuego.

Los servicios que presta este Laboratorio, también han tropezado con el problema de las bajas tarifas, que están por debajo de los costos. Por esta razón se están modificando sustancialmente con el fin de hacerlas rentables.

El presupuesto adicional de 1974, permitió proveer en un 60% este laboratorio, de reactivos de fundición, crisoles de grafito y tostadores

Las muestras ensayadas, provenientes de Nariño, Cauca, Tolima y Valle, se relacionan así:

Año	Número de Ensayes
1974	2.197
1975 (4 meses)	529
	<hr/> 2.726

NOTA: El número de ensayos efectuados en 1974, superó en un 39% la cantidad de ensayos de 1973.

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

5). **Planta de Beneficio.**

Consta de dos unidades (Planta No.1 y Planta No.2), que han venido prestando importante colaboración a la minería de la región del país.

En la Planta No.1, cuya capacidad es de 1 ton-día, se efectuaron los siguientes trabajos, a minerales provenientes principalmente de las minas Nueva Esparta (Los Andes-Nariño), La Berna (La Vega-Cauca), El Esfuerzo (San Pablo-Nariño).

Pruebas de cianuración de 5 Kgrs	46
Pruebas de cianuración de 100 Kgrs	13
Pruebas de cianuración de 500 Kgrs	8
Amalgamaciones	75
Flotación sobre 5 Kgr	65
Flotación sobre 100 Kgr	8

En la Planta No. 2 de 5 ton-día, se realizaron los siguientes trabajos.

Minas el Salado (Nariño). Sobre 20 toneladas de mineral se hicieron pruebas de molienda, concentración por mesa, cianuración por percolación, dando como resultado un mineral de baja recuperación. Se investiga su mejoramiento.

Minas Carpucaracho (Cauca). Sobre 15 toneladas de concentrados, pruebas de remolienda y amalgamaciones. Recuperación: 75% Au y 78% Ag.

Minas Chorrillos (Cauca). Se trataron 40 toneladas de antimonio de baja ley, 6.8%, obteniéndose concentrados por flotación de un 26% en promedio.

Mina La Berna (Cauca). Se trataron 150 toneladas durante el año. Se estableció (en principio) el sistema mas apropiado para recuperación de los valores, que consiste en molienda, semiconcentración, tostación, remolienda y cianuración por agitación.

**B) ZONA MINERA DE MEDELLIN.**

1). **Asistencia Técnica.**

Este servicio fué prestado a 25 minas de metales preciosos en veta y aluvión, sulfuros metálicos, carbón, arcillas y talco, localizados en los departamentos de Antioquia y Caldas.

Por otra parte la Zona colaboró con las de Quibdó e Ibagué, en la selección e instalación de equipos y elementos de los laboratorios Químico y de Beneficio de Minerales. Colaboró con la Sección de Fomento Minero, en la ejecución de las perforaciones con taladro de diamante, que se adelantaron en el yacimiento de cromitas de Sta. Helena (Ant.), y efectuó inspecciones oculares, ordenadas por la Sección Legal de Minas del Ministerio.

2). **Laboratorio Químico.**

En el lapso de 1974 y 4 primeros meses de 1975 se efectuaron 1.442 análisis químicos, discriminados así:

Análisis químicos particulares	723
Análisis químicos oficiales	418
Análisis químicos de plata piloto	301
<b>Total</b>	<b>1.442</b>

NOTA: En el mismo período anterior (1973 y 4 primeros meses de 1974) se efectuaron 931 análisis, lo que equivale a un incremento del 55%.

3). **Fundición y Ensayes.**

En este laboratorio se llevaron a cabo (1974 y 4 primeros meses de 1975) 1.360 ensayes al fuego para oro y plata detallados así:

Fundición y Ensayes particulares	728
Fundición y Ensayes oficiales	239
Fundición y Ensayes de planta piloto	402
<b>Total</b>	<b>1.360</b>

En el período de 1973 y 4 primeros meses de 1974 se realizó un total de 755 ensayes al fuego. Esto da para el lapso considerado un aumento del 80% con respecto al anterior.

4). **Laboratorio de Beneficio de Minerales.**

Durante 1974 y 4 primeros meses de 1975 se realizaron los trabajos que se resumen a continuación:

Flotación de Oro y Plata de la Mina «La Bramadora» (Ant.); de minerales de Cobre, de «El Dovio» (Valle), de la Compañía Cayman Co., de la Mina «El Roble». (Carmen de Atrato-Chocó) y de la Unión, (Nariño), obteniéndose concentrados, en los dos últimos casos, del 22% y del 21% de Cu, respectivamente.

Flotación de feldespatos de la Unión (Ant.), fosfatos de Sardinata (N. de Santander), y de Antimonio de Andes (Ant.). De este último se obtuvieron concentrados con 57% de Sb. Estudios de cianuración, por agitación, de minerales de Oro y Plata, de Marmato (Caldas), y de Minerales de Plata de la Mina Río Claro en Samaná (Caldas), de material aurífero de las minas Samarkanda, de Puerto Berrio (Ant.), y de la mina La Berna (Cauca).

Estudios de concentración por gravedad y recuperación de Metales preciosos de arenas de fundición de la firma Fundición Alvarez, de Medellín con resultados altamente satisfactorios.

COPIA DE CA

## 5). Planta Piloto.

### a) Línea de flotación.

Mina el Dovio-Lituania (Valle). Se procesaron 63 toneladas de mineral de Cobre. El concentrado dió el 27.40% de Cu., en 27 toneladas.

Mina Nudillales-Dabeida (Ant.). Se trataron 10 toneladas con 1.2% de Cobre. El concentrado mostró un contenido de 22.23% de Cu. y 9.5 gramos de Au-ton. Este estudio sirvió de base para que los interesados instalaran una planta de beneficio en Dabeida (Ant.) de 80-100 ton-día de mineral.

Mina la Bramadora. Guadalupe (Ant.). Mineral procesado: 10 toneladas de arenas con 3.24 gramos Au-ton. y 12.60 gramos de Ag-ton. Producto obtenido: Concentrado: 205 kgrms con 100 grms. Au-ton. y 346 grms Ag-ton.

Los resultados del estudio permitieron a los interesados montar una planta concentradora para recuperar Au y Ag en 12.000 toneladas de arenas acumuladas durante años.

Minerales cupríferos de La Unión (Nariño).

Mineral procesado 5 toneladas con 7.5% de Cu. Producto obtenido: 136 Kgrms con 22.02% de Cobre, y un rendimiento del 80%.

### b) Línea de Gravedad.

Por esta línea se efectuaron los siguientes trabajos:

Minerales de Cromo-Envigado (Ant.)

Mineral procesado: 197 toneladas

Producto obtenido: 110 toneladas de concentrado.

Arenas y residuos con valores de Au y Ag. (Fundición Alvarez-Medellin).

Mineral procesado: 8.7 toneladas con 1.400 grms Au-ton y 17.176 grms Ag-ton

Concentrado: El rendimiento obtenido fué del 91.6% para Au y 88.7% para Ag.

Mina Fray Juana-San Pedro (Ant.)

Mineral procesado: 50 toneladas con 20 grms Au-ton y 22 grms de Ag-ton.

Se recuperaron 910 grms de Au y 492 grms de Ag.

Mina La Baja-Santander.

Mineral procesado: 5 toneladas con 40 grms oro por tonelada y 27 grms de Ag-ton.

Rendimiento (con medios): 94.8% para Oro y 75% para la Plata.

### c) Línea de Cianuración.

Se procesaron 8 toneladas de minerales de Oro y Plata de la mina Samarkanda en Puerto Berrio (Ant.) para investigar cianuración y precipitación de valores.

Planta de Cianuración - Secados

Mineral de Hierro (lit. plata) - Envigado (Ant.)

Mineral procesado: 39 toneladas. Se investigó su utilización como cere de hierro para fabricas de pinturas.

Roca Fosfórica de San Mateo (N. de Santander).

Se procesaron 5.4 toneladas de mineral con el fin de eliminar impurezas orgánicas y tratarlo luego con ácido sulfúrico para obtener abonos (superfosfatos).

Arcillas de Rionegro (Ant.) y la Unión (Ant.)

Se procesaron 8 toneladas de mezcla de arcillas.

Se calcinaron a 1.300° para obtener un material tipo Chamote, para ser usado como aislante.

Secado de abonos nitrogenados.

A la firma Fersocal de Medellín, se le trataron 33 toneladas de abonos, secándolos y clasificándolos por tamaño: material retenido en malla 10 y material de menos de malla 10.

## C) ZONA MINERA DE QUIBDO.

Las Actividades de Asistencia Técnica que adelantó esta dependencia tuvieron por objeto los siguientes aspectos:

- 1). Exploración y cateos con taladro.
- 2). Asesoría con alquiler de motobombas.
- 3). Divulgación del uso de cunas californianas.
- 4). Servicios de laboratorios.
- 5). Orientación en los trabajos de explotación.
- 6). Organización en cooperativas de grupos mineros que reciben asistencia técnica.
- 7). Formación técnica de mineros en manejo de equipos y herramientas de uso corriente en la explotación de aluviones.

A continuación se relacionan algunos de los logros más importantes en las actividades citadas:

- 1). Exploración con taladro.

Para prestar este servicio, que permite a los mineros adelantar sus labores sobre bases firmes en cuanto a volúmenes y tenores de los yacimientos de metales preciosos, la Zona cuenta con un taladro Ward de 4½".

Durante el período contemplado el equipo estuvo trabajando al Norte de Quibdó, en el corregimiento de Guayabal, en las vegas de los ríos Serrano, Ugón y Ugoncito, donde laboran alrededor de 350



mineros. A pesar de las difíciles condiciones de trabajo, enfermedades continuas de los obreros debido al insalubre clima cálido-húmedo, y mal régimen alimenticio, se obtuvieron los siguientes resultados:

En el primer sector del río Serrano, se perforaron 43 pozos con un tenor promedio de 303 mgr. Oro/yd<sup>3</sup> y 15,34 mgrs. Platino/yd<sup>3</sup>.

En el segundo sector, se perforaron 59 pozos con una profundidad total acumulada de 1.272 pies (388 mts.)

Los tenores promedios obtenidos fueron de 272 mgrs. Oro-yd<sup>3</sup>.

El tercer sector del río Serrano, que incluyó parte de la quebrada Candelaria se perforaron 89 pozos, con profundidad acumulada de 1.715 pies (562,52 metros).

El tenor calculado promedio fué de 83,75 mgrs Oro-yd<sup>3</sup>

#### 2). Servicio de motobombas.

Este servicio que se presta a los mineros que reciben asistencia técnica de la Zona y que explotan aluviones por el sistema de «hovaderos», se vió fortalecido a principios de 1975 con la adquisición de 13 motobombas Barnes y con reparación y consecución de repuestos para las ya existentes.

#### 3). Cunas Californianas.

Este programa persigue divulgar entre los mineros («barequeros») que laboran en las playas de los ríos y quebradas que tienen valores en metales preciosos, el uso de este equipo que por su sencillez, fácil manejo y rendimiento aceptable, puede sustituir con gran ventaja a la batea tradicional. Sin embargo tropiezos de diferente índole, fuertes crecientes de los ríos, dificultades en conseguir maderas apropiadas para construcción de las cunas, etc., han impedido desarrollarlo a cabalidad. Hasta ahora solo se cuenta con 9 unidades destinadas a las regiones del Atrato y San Juan, después de terminar sus trabajos en la Quebrada La Platina, jurisdicción de Quibdó.

#### 4). Laboratorios.

El local para el laboratorio de Química se reparó adecuadamente, y se le hicieron las modificaciones necesarias tendientes a la instalación de algunos de los equipos y elementos adquiridos a fines de 1974 (extractor de gases, balanzas, cristalería, reactivos, etc.). En desarrollo de las labores y sobre muestras allegadas por varios mineros se han efectuado determinaciones de cobre, hierro, calcio, y magnesio.

El laboratorio de Fundición y Ensayes se dará al servicio próximamente en los aspectos de determinación de valores en Oro y Plata de minerales, establecimiento de leyes en barras de metales preciosos, fundición de amalgamas y precipitados etc. El Laboratorio de Beneficio de Minerales, se empezó a instalar dotándolo de molino de bolas, mesa vibratoria, celdas de flotación, filtro de presión, Rop-Tap con juego de tamices. En este laboratorio

se efectuarán investigaciones básicas de procesos de concentración de minerales.

#### Varios.

Entre otras labores adelantadas por la Zona de Quibdó, se pueden mencionar:

Las asesorías prestadas a 4 minas de Oro, Plata, Cobre y Zinc en el Municipio de Carmen de Atrato

Colaboración en la organización de la «Sociedad Minera Doatá».

En coordinación con el SENA y la Superintendencia Nacional de Cooperativas, se adelantaron gestiones para constituir la Cooperativa de Mineros de Guayabal, combinadas con cursos sobre cooperativismo dictados a 47 mineros.

Sobre este mismo objetivo y con las entidades citadas se programó un curso similar en el corregimiento de Beharará, al cual se inscribieron 25 mineros. Se espera adelantar labores similares de organización cooperativa en los núcleos mineros de Certequí, Las Animas, Nequí, Bagadó, Lloró y la Troje.

En coordinación con el SENA y colaboración del Gobierno Departamental, se dictó un curso a 30 personas en Quibdó sobre «Mantenimiento de Motores Estacionarios». Próximamente se dictará en Beharará, a 28 mineros, otro curso de mecánica, relacionada con manejo, arreglo y mantenimiento de motobombas.

Colaboración a la Corporación de Desarrollo del Chocó en varios aspectos e Ingeominas en su programa de Metales Preciosos.

#### D<sup>a</sup> ZONA MINERA DE IBAGÜE.

##### 1). Asistencia Técnica.

En cumplimiento de este programa, la Zona prestó asesoría, durante 1974 y 4 primeros meses de 1975, a 65 minas y prospectos mineros discriminados así: 33 en Tolima, 20 en Caldas, 6 en Quindío, 6 en Huila.

Auroargentíferos	20
Metálicos	20
No metálicos	25

Además se prestó colaboración en diversos aspectos esencialmente mineros a la Gobernación del Tolima, a la Gobernación de Caldas, a la Corporación de Desarrollo de Caldas, a los Municipios de Chaparral, Natagaima y Universidad de Caldas. Se realizó el censo de Carbón en los Departamentos de Tolima, Huila, Caldas, Quindío y Risaralda y se participó en la Organización del V Congreso Nacional de Minería que se celebró a fines de Junio-75. Dentro de la ayuda que se presta a los mineros, esta Zona, como las demás en su área de influencia, ha continuado colaborando con ellos en la elaboración de la documentación que deben presentar al Ministerio, tendientes a obtener el derecho a explorar y explotar los yacimientos, y así beneficiarse de las ventajas que se derivan

de tener su situación legal claramente definida.

## 2). Laboratorios.

El Laboratorio de Química, prestó sus servicios normalmente, sirviendo de apoyo al Laboratorio de Beneficio de Minerales y a las Plantas Piloto e Industrial, analizando muestras recolectadas en las comisiones de campo y las llevadas por particulares.

Durante 1974 se realizaron 221 determinaciones cuantitativas, en su gran mayoría para Cobre, Plomo, Zinc, Antimonio y Hierro. Además se prestó colaboración a la industria privada, en trabajos de control de calidades, a fábricas de baldosas, ladrillos y tejas de arcilla.

Durante 1975, hasta Mayo inclusive, se efectuaron 277 análisis químicos así:

Cu-84	Fe-59
Zn-45	Pb-42
Mg-10	Ca-10
Al-8	Si02-7
Ag-7	Mn-2
Mo-2	Sb-1

El Laboratorio de Beneficio de Minerales, empezó a funcionar a mediados del año de 1974. En él se realizaron investigaciones sobre procesos de concentración por flotación de minerales de Cobre, Zinc, Plomo, Antimonio, Molibdeno, para ser aplicados en la Planta Piloto. Además se efectuaron estudios sobre molienda y tamizado de óxidos de hierro para la obtención de impalpables, y estudios granulométricos de feldespato, carbonatos y granitos.

El Laboratorio de Fundición y Ensayes, de metales preciosos, que esperamos sea dado al servicio próximamente, contará con los equipos modernos que se adquirirán con una partida de \$1 millón de pesos, asignada por el Banco de la República para este fin.

## 3). Plantas.

### a) Planta Piloto o No. 1.

En esta planta se continuó adelantando investigaciones de proceso de beneficio de minerales, basadas en los estudios realizados en el laboratorio respectivo. Los trabajos efectuados fueron los siguientes:

Mina «El Sapo» - Valle de San Juan (Tolima). Sulfuros metálicos complejos. Se procesaron 10 toneladas de mineral, con 35,2% Zn., 3,3% Cu y 1,6% Pb. Se obtuvo un concentrado global de 4.555 kgrms. de cobre, plomo y zinc, de 47% Zn, 5,26% de Cu y 7,56% Pb. Colas: Zn 21%, Cu 0,12% y Pb 6,5%. Se investiga el mejoramiento de la recuperación del Zinc y del Plomo.

Mina «Los Guayabos» - San Antonio (Tolima), sulfuros metálicos complejos. Se trataron 3 toneladas de mineral de 0,5% de cobre. El concentrado (880 Kgrs) dió 8% de Cobre. Se investiga aumento de recuperaciones.

Mina «Cocora» - Ibagué (Tolima). Mineral de Antimonio. Se procesaron 4.688 Kgrs de 22% de Sb., obteniendo concentrado de 57,8% de Sb., en una cantidad de 527 Kgrs. Las colas tienen 20% de Sb., lo cual hace necesario investigar las posibilidades de aumentar recuperación.

Mina «La Marina» - Luluá (Valle). Mineral de Cobre. Se procesaron 5 toneladas de mineral con el 5,8% de Cobre. Se obtuvieron 1.650 Kgrs de concentrado con 14,3% de Cu., lo cual indica muy buena recuperación. Además se estudió en mesa Wilfley el comportamiento de 2.000 Kgrs de arenas auríferas.

San Juan de la China - Ibagué (Tolima). Polisulfuros metálicos. Se trataron 3 toneladas de mineral con 0,36% de Cobre y 6,5% de Zinc. El concentrado arrojó un 3,48% de Cu y 15,7% de Zn.

Durante los cinco primeros meses de 1975, se investigaron 1.000 Kgrs obteniendo concentrados de 9% Zn. y 12% Pb. Se estudia el aumento de recuperación de metales.

Mina «Santo Domingo» - Rovira (Tolima). Sulfuros metálicos. Se procesó 1 tonelada de mineral de Cobre-Molibdeno (1,1% de Mo). Los 51,3 Kgrs., de concentrado obtenidos contienen 11,5% de Mo.

Mineral Galena - Rovira (Tolima). Se trató 1 tonelada de galena del 7,2% de Plomo, por la línea de flotación para estudiar su comportamiento por este sistema, obteniendo un concentrado de 23,2% de Pb.

Mina «La Telaraña». Salento (Quindío). Mineral de Antimonio. Se trataron 2,5 toneladas de material, con 24,3% de Sb., por el sistema de flotación. Peso del concentrado: 720 Kgrs con 60% Sb.

Mineral Cobre-Armenia (Quindío), se procesaron por flotación 6 toneladas de mineral cuprífero, alterado con 1,1% de Cobre. El concentrado dió 2,4% de Cu., bajo, debido a lo descompuesto del material.

Mina «Playa Rica» - Rovira (Tolima). Es estudio sobre 2.000 de mineral de plomo (galena) del 7,2% Pb, encontró una razón de concentración de 20:1 y concentrados del 23,2% de Plomo.

Mina «La Sonora» - Anzoátegui (Tolima). Se hicieron pruebas de concentración por mesa Wilfley, sobre 5.000 kgrs., de arenas auríferas. Se obtuvieron 1.600 kgrs., de concentrado.

Mina «Las Nieblas» - Salento (Quindío). Se sometieron a concentración por flotación, 226 kilogramos de galena. Análisis pendientes.

Mina «Vieja» - San Luis (Tolima). Mineral de Cobre. Se investigó en 1 tonelada de mineral con 2% de Cu., su comportamiento en los procesos de flotación, con resultados halagadores; se obtuvo un concentrado de 23% de Cu.

b) **Planta Industrial o No.2.**

Labor de rehabilitación de ésta planta se desarrolló con éxito por parte de la Zona y entró en operación a fines de 1974. En ella se procesaron 23 toneladas de mineral de cobre (7,5% Cu.) de Tuluá (Valle), obteniéndose 3.834 Kgrs de concentrado con 17,6% de Cobre. Se trataron 100 toneladas de mineral de Cobre de «Mina Vieja» del Municipio de San Luis (Tolima), de un tenor, de 1,35% Cu., con resultados sumamente satisfactorios, pues el concentrado obtenido tiene un tenor de 23,3% de Cobre. Basados en gran parte, en las investigaciones efectuadas por la Zona sobre este mineral, los interesados iniciaron el montaje de su propia planta de beneficio.

Durante los 5 primeros meses de 1975, se efectuaron los siguientes procesos:

Mina «Los Guayabos» - San Antonio (Tolima). Cantidad 22.000krgs. (extraído antiguamente). Tenor de cabeza: 1% Cobre. Concentrado: 12% Cu. Fe<sup>2</sup> O<sup>3</sup> = 51,1%. Colas = 0,7% Cu.

Mina «Mina Vieja» - San Luis (Tolima). Cantidad procesada: 283.625 Kgrs. Concentrado: 25% Cu. Colas: 0,48% Cu.

Mina «Payandé» - San Luis (Tolima). Cantidad procesada 124.000 Kgrs. Trituración y molienda de carbonatos para uso industrial y agrícola. Malla - 80-90.

E) **ASISTENCIA TECNICA - FACULTAD DE MINAS - MEDELLIN.**

En base a lo establecido en el Decreto 798 de 1968, el Ministerio de Minas ha venido celebrando desde 1969 contratos con la Facultad de Minas de Medellín, de la Universidad Nacional, por medio de los cuales esa entidad se compromete a prestar los servicios de Asistencia Técnica Minera a los pequeños y medianos productores. En el presente informe se sintetizan las labores que ha desarrollado la Facultad de Minas, en cumplimiento del contrato correspondiente al lapso de Abril de 1974 a Marzo de 1975.

1). **Prospectos y Minas Inscritas.**

Entre Abril de 1974 y Marzo de 1975 se inscribieron como nuevos solicitantes de servicios de asesoría, 41 prospectos y minas. De estos, 33 corresponden a metales preciosos en aluvión y veta, 1 a Cobre, 3 a Calizas y mármoles, 2 a carbón, 1 a cuarzo y feldespato y 1 a talco.

2). **Laboratorios.**

En desarrollo de las labores de asesoría, el Programa de la Facultad prestó servicios gratuitos de Laboratorios (análisis químicos, de beneficio, ensaves al fuego) a los mineros, a excepción de los análisis mineralógicos y Rayos X. A continuación se relacionan los análisis y pruebas efectuadas:

Metales Preciosos  
Ensayes al fuego (oro y plata)

<b>Minerales metálicos</b>	
<b>Análisis cuantitativos para:</b>	
Plomo	15
Cobre	28
Zinc	23
Antimonio	10
Hierro	2
<b>Minerales no metálicos:</b>	
Arenas de Cuarzo	8
Carbón	7
<b>Análisis mineralógicos:</b>	
Determinación al microscopio	2
Análisis de Rayos X	4
Análisis granulométricos	5
<b>Total:</b>	<b>330</b>

**Asesoría en solicitud de Permisos:**

El programa colaboró activamente con los mineros en la elaboración de documentos (planos, informe etc.) necesarios para adelantar ante el Ministerio los trámites tendientes a la consecución del derecho a explotar los yacimientos. Es así como en el lapso que comprende este informe, se elaboraron planos y documentos para 31 mineros, para solicitudes de permisos de exploración y explotación de minerales de Oro y Plata, tanto en veta como aluvión, carbón, cuarzo, feldespatos, en los Municipios de Segovia, Frontino, Remedios, Amalfi, Zaragoza, Abejorral, Titimbi, San Vicente y Cáceres, en el Departamento de Antioquia, y Pensilvania, Caldas.

**Labores de Asesoría Minera.**

El programa, continuó presentando servicios de asesoría técnica en las fases de exploración, explotación y beneficio de minerales, a 27 minas, de las cuales 18 son de metales preciosos, 1 de carbón, 3 de calizas y mármoles, 2 de cobre, 1 de arcillas aluminicas, 1 de areniscas y 1 de talco. De las anteriores minas, 20 están ubicadas en el Departamento de Antioquia, 5 en Caldas, 1 en Chocó y 1 en Sucre.

Además, el Programa colaboró con la Zona minera de Medellín, en la realización del censo de carbón que cubrió los Departamentos de Antioquia, Córdoba, Bolívar y Sucre. Se hizo una visita de estudio a los sitios del Bajo Cauca donde se ha presentado intensa actividad extractiva de metales preciosos por grandes grupos de «Barequeros» ó «Mazamorreros». Los lugares visitados, comprendidos entre Puerto Valdivia y Caucasia, fueron los llamados Mandinga, Tarazá, Cáceres, Río Man y Margento. Del estudio realizado se concluyó que existe una situación especial que vive la región, con los consecuentes problemas de orden socio-económico derivados de ella (explotación ilegal de

áreas, recuperación baja de valores, explotación de los mineros por comprobadores inescrupulosos, tensiones con dueños de tierras etc.). En base a las visitas se estructuró un «Plan Integral de Fomento y Cooperativismo para el barequeo en el Bajo Cauca», el cual se espera realizar este año, con recursos del Contrato con el Ministerio, y con fondos ya asignados por la Gobernación de Antioquia para ese efecto.

**F) ASISTENCIA TÉCNICA-UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER (U.I.S.)**

El contrato celebrado con la U.I.S., para prestación de servicios de Asistencia Técnica a los pequeños y medianos mineros del Noroeste de país, continuó ejecutándose normalmente durante el lapso comprendido por éste informe.

Las minas (16) que recibieron asesoría están ubicadas en los Municipios de California, Vetas, Toledo, Los Santos, Lebríja, Pamplona, Chitagá, San Alberto, Mutiscua, en Santander, Norte de Santander y Cesar. Los minerales objeto de extracción, son de metales preciosos, carbón, yesos calizas y mármoles.

**1). Planta Piloto.**

En esta planta, se investigaron procesos de beneficio de minerales, especialmente de metales preciosos, por sistema de flotación, gravedad, con posterior tratamiento por amalgamación y cianuración. En ella, durante 1974 se terminó de estudiar el mineral de Oro y Plata de la mina Santa Isabel (Vetas) definiendo el diagrama de flujo adecuado.

En base a los estudios efectuados, sobre minerales de la región aurífera de California y Vetas, y a las visitas efectuadas a las minas que usan sistemas de cianuración, se elaboró un folleto titulado «Consejos Prácticos en la Cianuración de Minerales de Oro y Plata» el cual se difundió entre los mineros de esa Sección del Departamento.

**2). Análisis Químicos.**

Sobre las muestras recolectadas en las comisiones de campo, y las suministradas por personas interesadas en recursos minerales, se efectuaron análisis químicos cualitativos y cuantitativos en la siguiente forma:

	1974	1975
Oro y Plata	350 ensayos	50 ensayos
Calizas	2	
Sílice		
Zinc	5	
Cobre	4	
Manganeso	3	
Plomo	3	15
Carbón	9	6
Yeso	3	
Fosfatos	2	
Magnesio	2	

**Laboratorios de Fundición y Ensayes.**

Se continuó ejecutando el contrato suscrito entre el Programa de Asistencia Técnica y el Banco de la República, para fundición de barras de metales preciosos, como ayuda a los mineros del Departamento de Santander. Este servicio evita que los interesados tengan que enviar o llevar sus amalgamas y precipitados a las casas fundidoras de Medellín con los peligros y dificultades que este transporte conlleva, y les permite obtener en forma rápida el pago, por parte del Banco, de los metales contenidos en sus productos. El movimiento de fundición de barras fué el siguiente:

	1974	1975
Número de Barras fundidas:	134	(hasta 30 Mayo 75)
Gramos de Oro puro:	58.202,72	
Gramos de Plata:	57.547,05	
Valor total	\$8.137.503,62	
Número de Barras Fundidas:		20
Gramos de Oro puro:		4.224,25
Gramos de Plata pura:		3.245,44
Valor total:		\$703.516,59

**Otras Actividades.**

El programa de la U.I.S. además de algunas actividades conexas a las de asistencia técnica, entre las cuales merecen destacarse la siguientes:

a) Trazado de una carretera de 5 kilómetros desde el sitio El Naranja en la troncal de Cúcuta-Pamplona, pasando por la mina de Carbón Miraflores y cuya construcción se inició a mediados de 1974.

b) Esta vía, permitirá desembotellar una región rica en yacimientos de carbón, y permitirá el transporte de materias primas minerales y productos elaborados, tales como arcillas, ladrillos y cal agrícola.

c) Proyecto de captación y conducción de aguas en el Municipio de Vetas (S).

d) La ejecución de la obra derivada de este estudio, subsanará el problema de abastecimiento de agua para las minas de oro de esta región, elemento indispensable en sus actividades de beneficio de minerales.

**Censo Minero de Santander.**

Se adelantó un censo minero del Departamento, con el fin de conocer más exactamente la realidad de las actividades en este campo y así programar en forma más racional las labores de asesoría técnica.

El 0.5% de las minas producen el 41% del total del país. Las minas, a excepción de los más grandes (1%), no ofrecen unas mínimas condiciones de seguridad, ni suministran equipos de protección a sus trabajadores.

El alumbrado en su gran mayoría es con lámparas de carburo e incluso con velas y unos pocos tienen bombillos eléctricos y menos del 1% tienen lámparas de baterías.

En la casi totalidad de las explotaciones se efectúa el arranque a pico y a pala; en algunos departamentos, fuera del 1% antes anotado, se explota carbón con martillos perforados, neumáticos o eléctricos.

Los medios de transporte interno, varían desde la fuerza humana hasta algunos malacates; en pocas minas, (menos del 1%) hay una buena mecanización.

Como se deduce del somero análisis anterior, desprendido de las informaciones obtenidas por el Censo, la gama de problemas (laborales, legales, de salubridad etc.) que afronta la actividad extractiva del carbón, es sumamente amplia y compleja. Esto exige una acción coordinada que conduzca a soluciones positivas por parte de los diferentes Organismos Estatales que en alguna forma tienen relación con esta industria.

**EMPRESA COLOMBIANA  
DE  
MINAS**

**EMPRESA COLOMBIANA DE MINAS**  
(Ecominas)

**PROGRAMAS MINEROS**

Durante la presente administración la actividad de la Empresa Colombiana de Minas, se ha orientado a concretar el aprovechamiento en beneficio de la economía nacional de las zonas recibidas en aporte por el Ministerio de Minas y Energía, principalmente las de roca fosfórica y esmeraldas. Se han iniciado igualmente trabajos tendientes a lograr la exploración y explotación de yacimientos de azufre y yesos.

**10. ROCA FOSFORICA**

**1.1. Situación Mundial del Mercado.**

Este programa ocupa la mayor parte de la actividad de Ecominas debido a la situación mundial del mercado de este mineral y de sus productos derivados, cuyos precios han tenido aumentos casi espectaculares en los últimos cinco años, originados en el crecimiento de la población, el mejoramiento en el nivel de vida y el mayor consumo de abonos compuestos. Así por ejemplo, la roca fosfórica que en 1971 tenía un precio de US\$7.33 por tonelada, llegó a US\$50 por tonelada en junio de 1975; el ácido fosfórico aumentó su precio por tonelada de US\$54.83 en 1971 a US\$340 en 1975 y el supertriple varió de US\$74.94 en 1972 a US\$214.14 en 1974.

La producción mundial de roca fosfórica, presenta un déficit de dos millones de toneladas aproximadamente en 1974 y según estimativo de la Tennessee Valley Authority este déficit llegará a 10 millones de toneladas en 1980, cuando la oferta será de 120 millones frente a una demanda de 130 millones de toneladas. En Latino-América, en el Grupo Andino y en Colombia el mercado de los productos fosfóricos es reflejo de la situación mundial de tales productos.

**1.2. Yacimientos Colombianos.**

Para abastecer las necesidades nacionales de productos fosfóricos, Colombia cuenta con importantes reservas de roca fosfórica en la Cordillera Oriental, destacándose los yacimientos de Tota y Pesca en Boyacá, Sardinata en Norte de Santander y en los Departamentos del Huila y Tolima. En el 15% de área del primer yacimiento el Ingeominas hizo estudios geológicos que permitieron determinar la existencia de 12.8 millones de toneladas de reservas probadas con un  $P_2O_5$  promedio de 23.8% y 220 millones de toneladas de reservas posibles en el área de Tota y Pesca. En Sardinata Ecominas adelantó estudios geológicos preliminares que en los últimos tres meses han sido realizados por el Ingeominas y que presentan reservas probadas de roca fosfórica del orden de 9.2 millones de toneladas con un  $P_2O_5$  promedio de 26%. En el Huila y Tolima el Ingeominas inició estudios

geológicos que no permiten hasta la fecha conocer la magnitud y características de este yacimiento.

### 1.3. Objetivos del Programa.

Con el desarrollo del programa de fosfatos busca el Gobierno Colombiano:

- 1o. Producción de superfosfato simple.
- 2o. Aplicación directa de la roca fosfórica a suelos y cultivos estudiados o en proceso de experimentación.
- 3o. Sustitución de importaciones de roca fosfórica.
- 4o. Producción de ácido fosfórico, superfosfato triple y superfosfato de amonio.

La producción de superfosfato simple en pequeña escala será el primero e inmediato aprovechamiento de la roca fosfórica, de acuerdo con la instalación que se viene adelantando de dos pequeñas plantas, por parte del sector privado con la cooperación técnica de Ecominas. Los resultados obtenidos en los ensayos realizados con este superfosfato en cultivos tales como la papa y pastos son excelentes.

La aplicación directa de la roca molida se hará principalmente en los Departamentos del centro y oriente del país, en suelos rojos y ácidos y en cultivos como cereales y pastos en los cuales los ensayos efectuados, por las entidades especializada del sector agropecuario, han dado magníficos resultados.

La situación de las importaciones de roca fosfórica, que es utilizada por las fábricas de abonos, permitirá cuantioso ahorro de divisas, toda vez que según el I.C.A., los registros de importación aprobados en 1974 alcanzan la cifra de 162.028 toneladas por un valor US\$6.8 millones. Las importaciones de 1974 exceden en 129.000 toneladas las de 1973 debido al temor de los compradores colombianos de más altos precios en 1975 y por la incertidumbre de encontrar suministros. La producción de ácido fosfórico triple, permitirá también sustituir importaciones que en 1974 representaron US\$26.8 millones.

En conclusión, la producción de roca fosfórica, su beneficio y procesamiento para la obtención del ácido fosfórico y superfosfato triple aseguran un ahorro para la balanza del país de US\$68.7 millones, a precios actuales y en las cantidades necesarias para satisfacer el consumo interno en 1980. Esta cifra indudablemente justifica la inversión estimada de US\$62 millones para lograr todos los objetivos descritos del programa de fosfatos e 1980.

### 1.4. Acción del Gobierno para lograr estos objetivos.

Con base en la decisión del Gobierno Nacional de centralizar el programa de fosfatos en la Empresa Colombiana de Minas, se le vienen otorgando, a título de Aporte, yacimientos en distintas regiones del país. La explotación del mineral se hará directamente por esta empresa y su beneficio y aprovechamiento a través de una

Empresa de Economía Mixta, vinculada a Ecominas, cuya creación es materia de estudio.

Ecominas ha venido realizando estudios de factibilidad técnica-económica para el aprovechamiento de los yacimientos de Tota y Pesca y adelanta actualmente explotaciones de roca que vende a personas que la muelen y aplican directamente al suelo en cultivos de Boyacá y Cundinamarca y desarrolla la minería que permitirá suministrar el material necesario para el funcionamiento de la planta de triturado y molienda, en Pesca. La instalación de esta planta se licitará en breve término.

Para definir los procesos que permitan conseguir las especificaciones de la roca fosfórica requerida por Monomeros Colombo-Venezolanos y Abocol, el Ingeominas, con la colaboración de Ecominas, firmó un contrato con la A.I.D., para la realización por parte de la T.V.A., de ensayos físico-químicos, que tendrán una duración de seis meses y un costo de \$3.300.000.00. Con estos ensayos se busca profundizar los adelantados por el Japan Consulting Institute en 1974, que concluyeron en la factibilidad económica de la roca fosfórica colombiana para producir ácido fosfórico y superfosfato triple.

### 2o. ESMERALDAS

Quizá por primera vez en la historia el Estado, a través de Ecominas, recibirá durante 1975 más de \$22 millones por concepto de explotación de las zonas esmeraldíferas, recibidas en aporte del Ministerio de Minas y Energía, consecuencia de un ágil y práctico sistema de contratación aplicado recientemente por la Empresa. Estos resultados contrastarán con los aspectos negativos del sistema de arrendamiento que venía rigiendo, que solamente ocasionó gastos cuantiosos. Por otra parte, el Gobierno Nacional firmemente decidido a buscar una solución que favorezca los intereses de la economía nacional y que garantice el desarrollo social y económico de las regiones esmeraldíferas, viene estudiando distintas alternativas para la explotación de los yacimientos esmeraldíferos de la zona de la reserva nacional de Muzo, Coscuez y Peñas Blancas.

### 3o. AZUFRE

Con base en estudios geológicos adelantados por la zona minera del Ministerio de Minas en Pasto, se ha podido establecer que el yacimiento de azufre de Chiles tiene un área mineralizada de 306.650 metros cuadrados; espesor promedio del manto 5.5 metros, toneladas de mineral 3.373.150, tenor promedio 25%; todo lo cual indica que pueden obtenerse 700.000 toneladas de azufre.

### 4o. YESOS - COBRE

En cuanto a lo primero, el Ministerio de Minas y Energía, a través de Ecominas se propone adelantar gestiones tendientes a determinar la participación de inversionistas nacionales y extranjeros interesados en la

realización de estudios de exploración, beneficio e industrialización. En cuanto a los yesos, con base en el otorgamiento hecho a Ecominas de ricas zonas en el Departamento de Santander, iniciará en los próximos días contactos para la exploración y explotación de este mineral, básico en la industria de la construcción.

### SITUACION FINANCIERA DE LA EMPRESA

El balance de resultados consolidados en junio 30 de 1975 refleja la situación financiera de la Empresa, cuyos aspectos más importantes para efectos de análisis se comparan con los balances de junio 30 y Diciembre 31 de 1974.

#### RAZON DE LIQUIDEZ CORRIENTE (miles de pesos)

	Activo Corriente	Pasivo Corriente	Indice
Junio 30 de 1974	11.704.43	20.833.63	0.55
Diciembre 31 de 1974	7.219.56	20.806.69	0.35
Junio 30 de 1975	11.553.58	21.121.97	0.55

En Diciembre de 1974 la situación de iliquidez llegó a su punto máximo, consecuencia de la absoluta escasez de recursos para atender obligaciones vencidas contratadas a largo plazo en 1971-1973, por concepto de compra de maquinaria y pago de servicios personales y asistenciales durante la explotación de las minas de esmeraldas de Muzo y Coscuez. Igualmente, por vencimiento de obligaciones refinanciadas o contratadas para atender el pago de sueldos, prestaciones sociales y transferencias a raíz del cierre de tales explotaciones, julio de 1973.

Se observa un considerable incremento del activo corriente, especialmente en el primer semestre de 1975 que eleva el índice de liquidez a 0.55. Debe, sin embargo, anotarse que la situación de liquidez de la Empresa no presenta la gravedad que la cifra por sí sola indicaría, teniendo en cuenta la descomposición del pasivo a corto plazo.

(miles de pesos)

	Junio 1974	Dic. 1974	Junio 1975
PASIVO CORRIENTE SECTOR PRIVADO	13.811.61	10.358.24	8.112.98
PASIVO CORRIENTE SECTOR PUBLICO	7.022.02	10.448.75	13.008.99

El efecto, la situación de iliquidez (0.85) de junio de 1974, se convierte en situación de adecuada liquidez (1.42) en junio de 1975, al excluir el pasivo del sector público. La afirmación es válida para el caso de Ecominas, pues Entidades tales como Policía Nacional, Contraloría General de la República y Banco Cafetero, a las cuales corresponden casi la totalidad de este pasivo, han manifestado estar dispuestas a refinanciar a largo plazo las obligaciones correspondientes a servicio de vigilancia hasta julio de 1973, cuota fiscal por años anteriores y crédito para compra de maquinaria destinada a la explotación

minera, respectivamente. La Empresa espera formalizar tales operaciones en las próximas semanas.

En la descomposición del pasivo es significativa la forma como Ecominas ha logrado reducir el pasivo corriente a favor del sector privado en 41%, en el período comprendido entre junio de 1974 y junio de 1975, política que le ha permitido contar nuevamente con la confianza de los particulares.

### PASIVO EXIGIBLE INMEDIATO

De un total de pasivo exigible inmediato que en Diciembre de 1974 sumaba \$11.1 millones, en junio de 1975 se ha reducido a \$9.1 millones, para una disminución en términos porcentuales de 18%. Si ha este resultado hacemos las observaciones anteriores sobre composición del pasivo y refinanciación de obligaciones la reducción será considerablemente mayor.

#### CAPITAL DE TRABAJO (miles de pesos)

	Diciembre/74	Junio/75
ACTIVO CORRIENTE	7.219.56	11.553.58
PASIVO CORRIENTE	20.806.99	21.121.97
	(13.587.43)	(9.568.39)

También puede destacarse la variación en cuanto a capital de trabajo, el cual no obstante ser negativo, no ha impedido el proceso de recuperación de la Empresa ni el desarrollo de su actividad minera.

#### RAZON DE ENDEUDAMIENTO (miles de pesos)

	Junio/74	Dic/74	Junio/75
ACTIVO TOTAL	27.779.27	28.576.20	32.361.33
PASIVO TOTAL	20.833.63	27.256.71	27.571.69
INDICE	1.33	1.05	1.17

El aumento del activo entre Enero-Junio-75, en contraste con el mantenimiento del pasivo, indica la utilización de recursos propios, generados en la actividad que viene cumpliendo la Empresa, consignada en la primera parte del informe.

El índice de endeudamiento es satisfactorio.

	Junio-Dic/74	Enero-Junio/75	Variación
INGRESOS (miles de pesos)			
VENTAS	4.478.937	21.785	
INGRESOS VARIOS	788.974	8.314.129	
TOTAL	5.267.911	8.336.214	58%



En el período Enero-Junio de 1975 se presenta una nueva situación en Ecominas ya que la orientación que el Gobierno le viene dando elimina completamente su dependencia de la operación directa de las minas de esmeraldas, que de junio 30 a Diciembre de 1974 le generaron recursos por venta de existencias de material esmeraldífero, \$4.4 millones. Sus actuales ingresos se originan en venta de roca fosfórica y contratación de zonas esmeraldíferas recibidas en Aporte por el Ministerio de Minas y Energía. El nuevo sistema de contratación de estas zonas no causa erogación alguna a la Empresa.

Los recursos así obtenidos han permitido no solamente cancelar pasivos y atender los gastos de administración, sino efectuar inversiones en el programa de roca fosfórica. Se advierte que el gasto de administración de Ecominas se redujo en los últimos seis meses en 38%, al pasar de \$6.2 millones en el segundo semestre de 1974 a \$4.5 millones en el primer semestre de 1975.

De esta cifra únicamente \$1.7 millones corresponden a pago de servicios personales y el saldo principalmente a cancelación de obligaciones adquiridas en años anteriores. No hay duda entonces que ha sido estricta la austeridad en el manejo de los recursos de Ecominas.

Para el segundo semestre del año en curso se espera continuar con la recuperación financiera de la Empresa, por efecto de operaciones que se vienen consolidando en materia de venta de roca fosfórica, por el arrendamiento de zonas esmeraldíferas recibidas en Aporte de Ministerio de Minas y Energía y por la refinación de la deuda vencida a favor del sector público para su amortización a largo plazo.

A partir del primer trimestre de 1976, como consecuencia del desarrollo del programa de roca fosfórica y la explotación de las minas de esmeraldas de Muzo, Coscuez y Peñas Blancas, se logrará el saneamiento definitivo de las finanzas de Ecominas, las cuales serán reforzadas con la utilización de un Crédito Externo de US\$30 millones para el procesamiento de la roca fosfórica y con la asignación del Presupuesto Nacional, solicitada por el Ministerio por cuantía superior a los \$60 millones. En conclusión, los resultados obtenidos y las posibilidades inmediatas presentan para Ecominas un futuro de gran solidez financiera.

#### **NUEVO REGIMEN ORGANICO**

Las reformas administrativas establecidas y el manejo de los escasos recursos a partir del cierre de las explotaciones esmeraldíferas en Muzo y Coscuez cuyos resultados se reflejan en la recuperación financiera de la Empresa descrita, permiten proyectar un nuevo régimen orgánico para la Empresa Colombiana de Minas que garantice su conversión en la Entidad rectora de la minería colombiana y que como tal sea el instrumento de acción del Gobierno para revivir la minería colombiana. Se busca con esta política suplir diferencias que presentan Entidades del Estado y satisfacer, al menos en parte, los anhelos y aspiraciones del sector minero, hechos estos que significarán una participación mayor en la actividad económica y particularmente en la conformación de producto bruto interno, y en el proceso exportador.

El Gobierno considera que dentro de una situación financiera más sólida y con

un régimen orgánico más apropiado. Ecominas puede ser la Entidad indicada para centralizar en ella otros proyectos mineros de trascendental importancia necesarios para integrar la economía colombiana y que ofrecen excepcionales posibilidades de venta en el mercado externo.

Dentro del régimen orgánico propuesto con base en las facultades que tiene el Gobierno Nacional para la reestructuración, se considera que Ecominas debe desarrollar su actividad en la búsqueda principalmente de cuatro objetivos:

- 1o. Promover la exploración, explotación, industrialización, beneficio y comercialización de los minerales, en asociación con capital privado, a través de terceros o directamente.
- 2o. Fomentar la pequeña y mediana minería en los aspectos financieros, técnicos y administrativos, para hacer más eficiente las operaciones mineras y permitir su desarrollo.
- 3o. Lograr para el Estado una participación efectiva por concepto de explotación de las zonas de aporte otorgadas a la Empresa por el Gobierno Nacional.
- 4o. Participar en el desarrollo socio-económico de las regiones donde se explotan minerales.

En desarrollo de estos objetivos el Gobierno viene considerando la posibilidad de crear Empresas de Economía Mixta, vinculadas a Ecominas, asignar funciones de Corporación Financiera a esta Empresa y establecer líneas de crédito para el pequeño y mediano minero.

**INSTITUTO NACIONAL DE  
INVESTIGACIONES  
GEOLOGICO-MINERAS**

**INSTITUTO NACIONAL DE INVESTIGACIONES  
GEOLOGICAS×MINERAS  
(INGEOMINAS)  
DIRECCION GENERAL  
Y OFICINAS REGIONALES**

Dirige, coordina y controla los programas de inversión y las actividades administrativas del INGEOMINAS.

**FINANCIACION DE LAS INVERSIONES REALIZADAS**

Para financiar las inversiones realizadas en los programas y proyectos que se adelantan en las diferentes regiones del país, se obtuvieron recursos por un total de \$112.604.000 provenientes de Presupuesto Nacional, Recursos del Balance, Crédito Externo, Recursos de Contrapartida y Recursos Propios por prestación de servicios técnicos a otras entidades oficiales y al sector privado.

**COMPARACION DE LOS INGRESOS ASIGNADOS Y LO RECIBIDO POR  
INGEOMINAS DURANTE LA VIGENCIA FISCAL DE 1974**

Fuentes de Fondos	Presupuesto asignado	Presupuesto recibido
Presupuesto Nacional	71.844	56.821
Recursos del Balance	7.734	7.734
Aprovechamientos	71	71
Crédito Externo	15.430	11.772
Contrapartida Naciones Unidas	33.156	24.322
Contrapartida Gobierno Holandés	2.540	2.540
Contrapartida Gobierno Inglés	1.156	1.156
Contrapartida Gobierno Alemán	12.700	-0-
Contrapartida Ingeominas	1.011	1.011
Recursos Propios	1.112	3.139
Reservas de Recursos Propios	4.038	4.038
<b>TOTAL:</b>	<b>150.792</b>	<b>112.604</b>

**FONDOS RECIBIDOS E INVERSIONES EJECUTADAS EN 1974**

	Recibidos	Ejecutados	Diferencia
Presupuesto Nacional	56.821	45.394	11.427
Recursos del Balance	7.734	7.734	
Aprovechamientos	71	71	
Crédito Externo AID	11.772	11.772	
Contrapartida Naciones Unidas	24.322	24.322	
Contrapartida Gobierno Holandés	2.540	2.540	
Contrapartida Gobierno Inglés	1.156	1.156	
Contrapartida Ingeominas	1.011	1.011	
Recursos Propios	3.139	2.771	+368
Reservas de Recursos Propios	4.038	3.505	++533
<b>TOTAL:</b>	<b>112.604</b>	<b>100.276</b>	<b>12.328</b>

+ - Contratos y Convenios en ejecución

++ - Construcciones en Curso

**RESUMEN DE LA UTILIZACION DE RECURSOS EXTERNOS**

Crédito Externo AID-Convenio No.514-L-058

	Dols.	Col.
Becarios	108.213.13	2.774.210
Investigaciones de Campo	282.149.12	7.307.662
Equipo y accesorios para laboratorio y campo	33.255.00	861.305
Elementos de consumo para laboratorio y campo	31.823.10	824.218
Gastos varios e imprevistos	162.70	4.214
<b>Parcial</b>	<b>455.603.05</b>	<b>11.771.609</b>

**Contrapartida Naciones Unidas**

Investigaciones de Campo	525.055.00	13.599.000
Equipo Fungible y no Fungible	400.000.00	10.360.000
Otros Gastos Directos	14.000.00	363.000

**Parcial** 939.055.00 24.322.000

**Contrapartida Gobierno Holandés**

Investigaciones de Campo	FL.242.496.18	2.118.500
Equipo Fungible y no Fungible	48.290.38	421.900

**Parcial** 290.786.56 421.900

**Contrapartida Gobierno Inglés**

Investigaciones de Campo	Lb. Est.20.469.00	1.156.000
--------------------------	-------------------	-----------

**Total General** 39.790.009

**INVESTIGACIONES GEOLOGICAS  
EVALUACION DE CUENCAS CARBONIFERAS**

**Cuenca de Checua-Lenguazaque**

Se continuó con la evaluación del sinclinal Checua-Lenguazaque. Se concluyeron los trabajos de campo, de cartografía, excavación de trincheras y toma de muestras en algunas minas. Se inició la preparación del informe geológico, el cual se espera concluir en el primer semestre del año de 1975. Las actividades desarrolladas se resumen a continuación.

Cartografía geológica, escala 1:10.000	25 km <sup>2</sup>
Excavaciones	17.300 m.
Muestras tomadas y analizadas	110

**Cuenca de Riofrio**

Con el propósito de conocer el potencial carbonífero de esta cuenca, en el mes de octubre se iniciaron las actividades de campo con el siguiente resultado.

Cartografía geológica, escala 1:10.000	25 km <sup>2</sup>
--	--------------------

**Misiones extranjeras**

Varias misiones extranjeras visitaron el país con el fin de revisar la información existente y estudiar la posibilidad de vincularse tanto en la etapa de estudio y evaluación de las cuencas carboníferas del país, como en la etapa de desarrollo.

**Misión Rumana**

Entre septiembre de 1973 y marzo de 1974, la misión Rumana visitó los yacimientos carboníferos más importantes y rindió un informe en base a los datos suministrados por el INGEOMINAS. Las conclusiones más importantes de dicho informe son las siguientes:

En Colombia existen unos 2.350 millones de toneladas como reservas potenciales de carbón coquizable. El 85% se localizó en la Sabana de Bogotá; el 12% en Norte de Santander y el 3% en el Valle del Cauca. Los análisis conocidos de los carbones de la Sabana de Bogotá, muestran buenas propiedades de aglutinación y coquización, bajo contenido de cenizas y azufre, lo cual los sitúan entre los mejores del mundo.

#### Misión Inglesa.

En base a las investigaciones realizadas entre octubre de 1973 y marzo de 1974, la misión inglesa presentó un informe de prefactibilidad sobre la explotación de carbón coquizable en el sinclinal de Checua-Lenguazaque. Las conclusiones principales del informe se resumen como sigue.

A nivel de prefactibilidad, la explotación de carbón coquizable para exportación desde la zona carbonífera de Checua-Lenguazaque, no sería viable a menos que el precio F.O.B., por correlación fuera superior a US\$32, asumiendo una tasa de interés del 15% anual, lo cual no se obtendría debido a que el precio básico internacional para el carbón coquizable fue de US\$20.50 por tonelada, en marzo de 1974.

Con los datos geológicos disponibles en la zona carbonífera de Checua-Lenguazaque, se estiman 62,4 millones de toneladas de carbón explotable. El análisis del sistema de transporte se concentró en dos alternativas principales en base a puertos en la costa del Caribe. Una utilizando el ferrocarril y otra, combinando ferrocarril y barcazas. Los análisis de ingeniería y las estimaciones de los costos indicaron que el sistema óptimo sería utilizando el ferrocarril hasta un puerto cercano a Santa Marta.

Se recomienda además, la elaboración de planos geológicos más detallados, localización y perforación en zonas críticas y otras pruebas de ingeniería de minas, antes de tomar una decisión final para el proyecto.

#### Otras Misiones

Se colaboró con las misiones de España y Alemania Federal, las cuales visitaron el país con el fin de estudiar la información existente y buscar los contactos tendientes a su vinculación en las etapas de estudio, evaluación y desarrollo de las cuencas carboníferas del país.

Se compiló la información existente sobre las cuencas carboníferas de Norte de Santander, Jagua de Ibirico, Norte de Antioquia, Córdoba, Sucre y Bolívar, para la organización y programación de las actividades de Campo.

### HIDROLOGIA MEDIA Y ALTA GUAJIRA

Se continuó con la evaluación de acuíferos en Media y Alta Guajira donde a 31 de Mayo del presente año habían terminado todas las actividades de campo incluyendo la exploración geofísica llevada a cabo con la cooperación del Gobierno de Holanda. En base a los levantamientos geológicos y geofísicos, se localizaron y perforaron pozos exploratorios. Las actividades se realizaron en la zona de Uribia, así: \*

\* Ver cuadro página siguiente

- Muestras de agua tomadas y analizadas	106
- Pozos y aljibes inventariados y nivelados	52 con 1,32 Km. de poligonales.
- Niveles estáticos medidos	85
- Sondeos geoelectricos	180 con 55.600 m. de espaciamiento medio
Transversas geoelectricas	95 con 4.275 m. de espaciamiento medio.
- Pozos exploratorios perforados	14 con 2.175 m. de profundidad total.
- Pozos ampliados y terminados	10 con 1.045 m. de profundidad total
- Registros físicos tomados	8.712 m. en 43 pozos.
- Interpretación definitiva de 1.568 sondeos geoelectricos y 477 transversas geoelectricas.	

**Levantamientos Geológicos**  
**Oficina Regional de Bucaramanga**

**Area Asignada.**

Con este proyecto se cubren los departamentos de Santander, Norte de Santander y parte de Boyacá y Cesar.

Se terminó la revisión de campo cuadrángulo I-13 Málaga, y se adelanta la memoria geológica correspondiente. Se iniciaron labores de comprobación de campo y prospección geoquímica regional en los cuadrángulos G-12, Abrego, y G-13 Cúcuta. Se terminó el informe de Piedra de Iman. Los resultados obtenidos indican que no existe una mineralización de cobre de importancia económica.

Los trabajos de campo y los análisis de laboratorio, dieron resultados negativos para una mineralización diseminada de oro, en el área de California; estos datos quedaron consignados en el informe respectivo.

El informe del área aurífera de Vetas, se encuentra en elaboración. Se dieron por terminados los trabajos de campo y se rindieron los informes respectivos sobre las Ocurrencias Minerales en los departamentos de Santander y Norte de Santander.

**Levantamientos Geológicos**  
**Oficina Regional de Sogamoso**

**Area Asignada**

Con este proyecto se cubre los departamentos de Boyacá Cundinamarca y parte del Meta.

Se inició la cartografía geológica y prospección geoquímica del cuadrángulo J-10, La Palma, y se concluyeron las labores de campo para el cuadrángulo J-11, Chiquinquirá. Se inició la redacción de la memoria geológica del cuadrángulo K-12, Guateque. Los análisis espectrográficos revelaron algunas anomalías por Pb, Zn, Cu y Ba.

Se realizó la cartografía geológica detallada del área de Ubalá, donde las calizas del Guavio presentan indicios de mineralizaciones de plomo y zinc. En base a los datos obtenidos se hicieron dos perforaciones. El estudio de los núcleos permite concluir que la mineralización consiste de venas y venillas locales sin gran importancia económica.

Mapa geológico de Cundinamarca. Se ha compilado a escala 1:250.000 aproximadamente el 80% del territorio del departamento, donde existe información geológica, el 20% restante se concluirá con los trabajos que se adelantan en el Cuadrángulo J-10, La Palma. Además se revisa lo correspondiente a las unidades estratigráficas cartografiadas en los cuadrángulos J-12, Tunja y L-10, Fusagasugá.

**Levantamientos Geológicos**  
**Oficina Regional de Ibagué**

**Area Asignada.**

El área asignada a esta Oficina Regional cubre los departamentos de Quindío, Tolima y parte de los departamentos de Caldas, Risaralda, Valle y Huila.

Se realizó la cartografía geológica y prospección geoquímica en el área de los cuadrángulos K-8, Manizales y L-8, Ibagué. Se redactó el informe sobre geoquímica del área de Samaná, donde se localizaron varias zonas anómalas para oro, plata y cobre. Se inició el estudio geoquímico detallado de los alrededores de la Mina de Mercurio la Nueva Esperanza. De los resultados parciales obtenidos se puede concluir que el muestreo de sueldos delimita la mineralización conocida y que ésta se extiende por lo menos 3 km., hacia el norte.

Los cuadrángulos L-8, Ibagué, L-9 Armero, se realizaron 2 transversas geológicas y geoquímicas y se delimitaron zonas anómalas para cobre y molibdeno.

**Geología Económica.**

Bajo esta actividad se trabaja en los mapas de Ocurrencias Minerales de los departamentos de Tolima y Huila. Se elaboró el Mapa de Ocurrencias Minerales del Departamento del Tolima a escala 1:250.000 y se trabaja en los informes de las diferentes regiones en que fue dividido el departamento. Estos informes incluirán la descripción geológica de la mineralización, resultados analíticos de las muestras colectadas, datos referentes a su potencialidad y estado actual. De las 591 mineralizaciones visitadas, 260 corresponden a minerales de oro y plata, de las cuales 5 están en explotación; 202 corresponden a minas abandonadas, 4 a prospectos y 49 a manifestaciones. Las áreas favorables para iniciar trabajos detallados de exploración para oro y plata filonianos son las que comprenden los municipios de El Líbano, Villahermosa, Casabianca y Frías (alrededores de las minas La Sonora y Santa Clara) y al suroeste de Cajamarca. Para aluviones auríferos, el Valle del río Saldaña, los alrededores de Ataco y Sur de Atá y ríos tributarios que drenan el borde oriental de la Cordillera Central en este sector.

Se iniciaron trabajos de campo para el Mapa de Ocurrencias Minerales del Departamento del Huila, a escala 1:250.000. En base a las visitas realizadas hasta el momento, se puede concluir que los recursos minerales que ofrecen mejores perspectivas en su orden son: fosfatos, caliza, mármol, barita, oro, plata, arcilla, yeso, cobre, arenas silíceas, coalines, carbón y mica.

**Levantamientos Geológicos**  
**Oficina Regional de Popayán**

**Area Asignada.**

El área asignada a la Oficina Regional cubre los departamentos de Cauca, Nariño y parte del Huila y las intendencias de Caquetá y Putumayo.

Se concluyó la cartografía geológica y prospección geoquímica en el área del cuadrángulo N-6, Mondomo. La memoria geológica respectiva se halla en preparación. Se continúa con la cartografía geológica respectiva y prospección geoquímica en el área del cuadrángulo O-5, El Bordo, y se iniciaron las mismas actividades en el cuadrángulo P-5, Pasto.

Como resultado de la exploración geológica y prospección geoquímica se localizaron las áreas anómalas de El Pisco, Dominical, Comedulec, La Ieta, Panecillos y Sajandí para cobre, molibdeno, plata, oro, plomo, antimonio y mercurio. Estas áreas serán objeto de estudios más detallados para determinar el

verdadero significado de las anomalías. Se adelanta el mapa de Ocurrencias Minerales en el Departamento del Cauca.

### LABORATORIO QUIMICO Y DE PROCESAMIENTO

Tiene a su cargo dos proyectos: Normas y Control de Calidades e Investigaciones Geoquímicas.

#### Normas y Control de Calidades.

Este Proyecto, cuya actividad se realiza en estrecha vinculación con la Superintendencia de Industria y Comercio, el Consejo Nacional de Normas y Calidades y el Instituto Colombiano de Normas Técnicas, ha venido cumpliendo los objetivos de ayuda técnica, normalización y control de calidades establecido por el Gobierno Nacional en los Decretos 2416 de 1971 y 623 de 1974. Además, se prestó la asesoría técnica que la Dirección General de Aduanas ha requerido en el arbitraje arancelario de los productos que el país ha necesitado importar.

La parte operativa de este Proyecto comprende el procesamiento químico cuantitativo de muestras de carácter orgánico e inorgánico tanto para el establecimiento y comprobación de normas y control de calidades, como para dar el apoyo y la asesoría que desde el punto de vista químico requieren la explotación e industrialización de nuestros recursos naturales.

En total se prestó asistencia a 441 personas naturales y a 463 entidades agropecuarias, mineras, comerciales e industriales con 26.253 determinaciones en 4.130 muestras de diferentes clases como: abonos, aguas, forrajes, suelos, alimentos, carbones, líquidos para frenos, lubricantes, disolventes, textiles, cauchos, papeles, minerales metálicos y no metálicos, metales y aleaciones, metales preciosos y gran variedad de materias primas y productos de la industria química orgánica e inorgánica.

La inversión total del Presupuesto Nacional fué de \$2,5 millones.

#### Investigaciones Geoquímicas.

Este proyecto dió el apoyo químico a todos los proyectos de prospección geoquímica, a los estudios geológico-mineros detallados y a la evaluación de las reservas minerales llevadas a cabo por el INGEOMINAS, mediante el empleo de técnicas espectrográficas, espectrofotométricas, metalúrgicas de concentración y extracción a escala laboratorio y además las químicas de valoración cuantitativa por vía húmeda.

En total se realizaron 374.337 determinaciones sobre 26.002 muestras de suelos, sedimentos, rocas minerales, carbones y aguas.

La inversión total es de \$4,6 millones, de los cuales el 17% proviene del convenio de préstamo con AID.

### SUBPROGRAMA 5 LABORATORIO QUIMICO Y DE PROCESAMIENTO

#### Proyecto 1 Normas y Control de Calidades

Bajo este proyecto se realizó el procesamiento químico cuantitativo de 4.273 muestras con 28.667 determinaciones. El estudio de estas muestras de carácter orgánico e inorgánico se dirigió, tanto al establecimiento de Normas y Control

Químico Industrial de Calidades, como a dar, apoyo a la explotación e industrialización de nuestros recursos naturales, asesorando técnicamente a personas naturales y entidades de carácter oficial privado.

Recibieron el beneficio de este Proyecto 379 personas naturales y 442 entidades agropecuarias, mineras, comerciales e industriales.

Se destaca aquí el cumplimiento del contrato con la Empresa Colar Ltda., sobre el control de calidad de las materias utilizadas en la producción de arrabio. Este contrato después de dos (2) años de vigencia, terminó el 30 de abril. En el periodo del 74 se procesaron 110 muestras de coque, 32 muestras de mineral de hierro y 10 muestras de caliza con un total de 1.963 determinaciones. Se continuó presentando asesoría a esa Empresa en aspectos tecnológicos para un mejor aprovechamiento de sus materias primas. También merece especial mención el apoyo decidido que este proyecto dió al Programa Nacional de Normalización, Control de Calidad y Metodología, desarrollado a través del Consejo Nacional de Normas y Calidades, la Superintendencia de Comercio e Industria y el Instituto Colombiano de Normas Técnicas.

Tipo de Muestra	No. de Muestras	No. de Determinaciones
Abonos	89	359
Aguas	142	3.752
Forrajes	421	2.353
Suelos (Fertilidad)	197	3.454
Orgánicos Varios	160	581
Alimentos	71	372
Carbones	245	1.243
Hidrocarburos	53	1.213
Textiles	56	270
Licores	193	1.734
Minerales Metálicos	108	1.363
Minerales no Metálicos	215	1.256
Metales y Aleaciones	139	567
Cerámicos	84	813
Suelos Geoquímicos	1.787	6.242
Minerales Geoquímicos	222	2.087
Otros productos	78	887
Total	4.273	28.667

### Proyecto 2 Investigaciones Geoquímicas

Bajo este proyecto se realizó el procesamiento de 32.974 muestras con 521.884 determinaciones, incluidas 17.452 con 142.276 determinaciones correspondientes a los cinco Proyectos de INGEOMINAS y NACIONES UNIDAS. Dentro de este procesamiento se dió el apoyo químico a todos los proyectos de prospección geoquímica, a los estudios detallados y a la evaluación de las reservas minerales llevadas a cabo por INGEOMINAS, mediante el empleo de técnicas espectrográficas, espectrofotométricas, metalúrgicas de concentración y extracción a escala de laboratorio y además, las químicas de valorización cuantitativa por vía húmeda. En esta forma se cubrió el análisis de suelos, sedimentos, rocas, minerales, carbones y aguas, entre los principales que ocupan el interés de esta área de la investigación. En cuanto a carbones y aguas, se apoyaron los estudios de evaluación de las cuencas carboníferas del Departamento de Cundinamarca y el estudio hidrogeológico de Media y Alta Guajira.

Las muestras se discriminan así:

Tipo de Muestra	No. de Muestras	No. de Determinaciones
Sedimentos	10.232	276.451
Suelos	2.308	41.239
Rocas	2.432	55.412
Minerales Metálicos	3	31
Minerales no Metálicos	254	3.366
Cerámicos	67	583
Carbones	1	3
Orgánicos	1	3
Aguas	109	1.645
Agrícolas	2	16
Proyectos de Ingeominas y Naciones Unidas	17.452	142.276
Total	32.974	521.884

INSTITUTO DE ASUNTOS  
NUCLEARES

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA



## **INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES (IAN)**

Con el fin de darle al IAN la posibilidad de explorar y de explotar los minerales radioactivos, es decir convertirlo en empresa semi-comercial, el Gobierno Nacional ha tomado las siguientes medidas:

Por medio del Decreto 137 de enero de 1975, se declararon de reserva especial los yacimientos de sustancias radioactivas ubicados en las zonas más atractivas para encontrar dichos materiales. Estas áreas están localizadas en su mayor parte a lo largo de la cordillera oriental.

Por medio del Decreto 257 de febrero de 1975, se modifica el estatuto minero a fin de que Institutos Descentralizados adscritos al Ministerio de Minas y Energía pueden recibir áreas en aporte, y de esta manera adelantar la explotación de minerales.

Por medio del Decreto 258 de 1975 se reforman los estatutos del Instituto de Asuntos Nucleares para permitirle recibir aportes, y adelantar labores de exploración, explotación, beneficio y comercialización de sustancias radiactivas.

Como es sabido, las empresas francesa TOTAL, Italiana AGIP y Alemana URANGESELLSCHAFT adelantan trabajos de exploración en asociación con el IAN desde el año pasado. Dichas empresas están interesadas en la exploración y la explotación del uranio, el cual parece ser abundante en el país.

En desarrollo de lo anterior, el IAN asesorado por el Ministerio de Minas ha preparado un proyecto de contrato, mezcla de asociación y de concesión, el cual será presentado próximamente a las compañías extranjeras. Creo que en un futuro la explotación del uranio será de las mejores posibilidades financieras para el Instituto.

### **REORGANIZACION DE LA INSTITUCION.**

Con el fin de que la Entidad pueda laborar de una manera más eficiente se adelanta actualmente un proyecto de reorganización del Instituto. Para el mismo se contará con la asistencia de un experto que ha participado en dichas reorganizaciones en otros países. Este nuevo organigrama se espera tenerlo completo para fin de año. Dicho proyecto incluye además, un reajuste de salarios que permita ofrecer al personal condiciones similares a las de la Industria u otras entidades, ya que es bien sabido que gran número de profesionales preparados por el IAN, hoy día se encuentran trabajando fuera de él, en Colombia o en otros países.

### **ASISTENCIA TECNICA**

Como parte del programa de asistencia del Organismo Internacional de Energía Atómica para el año de 1974, durante el segundo semestre del mismo año, se contó con la asesoría de un experto en geología. Además se inició un programa de Análisis por activación con la ayuda de un experto enviado por el mismo Organismo. Además de esta asesoría se recibieron equipos para el desarrollo de los dos programas, el cual eleva el costo de la asistencia para el año de 1974 a unos US\$80.000. El programa de asistencia para el año de 1975 aún no se ha

desarrollado. Se elaboró la solicitud de asistencia técnica al OIEA correspondiente al año de 1976: Se incluyen dos programas para el Área de Química, y con ellos esperamos completar nuestros equipos y poder prestar un servicio eficiente a diferentes entidades del país.

Se solicitó asistencia al Señor Embajador de la India y al doctor Sethna, director de la Comisión de Energía Atómica en dicho país. La asistencia es solicitada para tres Áreas: Preparación de radioisótopos y radiofármacos, prospección de materiales radiactivos, y usos de la Fuente de Cobalto 60. El gobierno de la India está muy deseoso de cooperar y pronto se concretará un programa a realizar en el IAN.

Se propuso a Colpuertos la realización de un estudio sedimentológico «mediante el uso de radioisótopos» en el puerto de Buenaventura. El Comisariato de Energía Atómica Francés, quien sería la Entidad asesora en la realización de este estudio envió a un experto quien visitó varios puertos colombianos en asociación con personal del IAN. Debido a cambios en los programas de Colpuertos este estudio no se realizará antes del próximo año. También, a través de la Embajada Francesa se está gestionando el pago de la deuda por concepto de importación de radioisótopos, el cual no se ha podido hacer por disposiciones fiscales. Este servicio de suministro de isótopos será suspendido a fines de mayo, hasta que no se reglamente la importación y distribución de los mismos. Actualmente se gestiona un Decreto que solucionará en parte el problema.

Se elaboró un proyecto para ser presentado al CIDA. Agencia para el Desarrollo Canadiense. El proyecto consiste en la realización de una prospección aérea para materiales radiactivos en la zona de la Guajira y tiene un costo de US\$540.000.

Se elaboró un proyecto para ser presentado a las Naciones Unidas, que consiste en el envío de un experto del OIEA para la asesoría en la elaboración de los contratos del uranio. El costo del proyecto es de US\$6.000.

#### **OTRAS ACTIVIDADES**

Se ha trabajado en la organización de un Seminario sobre aplicaciones de las ciencias nucleares en Colombia. El mismo tendrá lugar en Villa de Leiva entre el 2 y el 4 de julio y se espera una asistencia de unas 50 personas.

También asistirán expertos del exterior quienes tienen experiencia en el desarrollo de las ciencias nucleares. Con Colciencias se adelanta actualmente un inventario sobre los recursos humanos en el área de las Ciencias nucleares.

#### **ACTIVIDADES TÉCNICAS DESARROLLADAS POR EL IAN DURANTE ESTE PERIODO**

A continuación se presenta una síntesis de las labores efectuadas por las distintas áreas en las cuales está dividido el Instituto.

##### **AREA DE MATERIAS PRIMAS.**

El programa fundamental del Área está dirigido a la búsqueda de minerales radiactivos. Con las nuevas facultades otorgadas, esta área colaborará en el desarrollo de trabajos de explotación de los mismos en el futuro. Para la prospección de los minerales radiactivos se utilizaron técnicas de radiometría vial

y a pié; en algunos de estos trabajos se contó con la colaboración de la Total, de la Urangesellschaft y de la Agip.

##### **Labores realizadas**

Con cada una de las tres compañías extranjeras tenemos trabajando a un geólogo y un prospector pertenecientes al IAN. Estas labores se han intensificado durante el presente año y es así como las comisiones de prospección se realizan continuamente.

Hasta el presente se han llevado a cabo catorce comisiones por un tiempo de 220 días, algunas de ellas han sido empleadas para dar entrenamiento en técnicas de prospección a los nuevos geólogos. El 65% de las comisiones fueron hechas con la firma alemana Urangesellschaft, el 15% con la firma italiana Agip, el 10% con la firma francesa Total y el 10% fué ejecutado directamente por el Instituto.

Es de anotar que los trabajos adelantados por las citadas firmas, han sido desarrollados en su mayor parte sobre zonas donde existen anomalías ubicadas, por el Área de Materias Primas, en prospecciones efectuadas en años anteriores.

Las comisiones durante este período fueron realizadas en los dos Santanderes, Cesar, Guajira, Huila, Tolima, Caquetá, Antioquia, Cauca y Nariño.

Los gastos incurridos en las comisiones realizadas con las compañías extranjeras, corren a cargo de las mismas, lo cual ha permitido que esta área no encuentre las dificultades de años anteriores; la falta de presupuesto.

##### **Asistencia Técnica.**

Durante el año de 1974 se contó con la asistencia del Organismo Internacional de Energía Atómica, consistente en equipo y asesoría del experto Frank Hermann.

La información recogida en estas comisiones está siendo elaborada actualmente; parece que los resultados obtenidos son suficientemente halagadores para indicar la conveniencia de intensificar las labores de campo en el país. Las compañías extranjeras han manifestado claramente sus deseos de seguir trabajando en asocio con nosotros.

Se elaboró un proyecto por US\$540.000 para la realización de un programa de prospección aérea en la Guajira. El mismo fué aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, por Planeación Nacional, y está siendo considerado por el Gobierno de Canadá, existiendo además interés por parte del Gobierno Británico. Este es el primero de una serie de programas similares en otras regiones de Colombia, como por ejemplo: La región del Escudo de Guyana en el Oriente Colombiano.

Se pidió asistencia técnica al OIEA para el envío de un experto en materiales nucleares, el cual prestará asesoría en la negociación que se adelantará con las firmas interesadas en la explotación del uranio. El proyecto será presentado próximamente a Planeación Nacional.

##### **AREA DE APLICACION DE RADIOISOTOPOS EN INGENIERIA E INDUSTRIA**

Los programas que se desarrollan en esta área están dirigidos a la utilización de técnicas nucleares para la solución de problemas en distintos campos de la Ingeniería e Industria.

## Labores Realizadas.

### -Metalurgia y Ensayos No-destructivos:

Las labores radiográficas continuaron llevándose a cabo a solicitud de las empresas, habiéndose efectuado las siguientes:

-Inspección gammagráfica de las uniones soldadas de las vigas del Puente Rio Mayo.

-Inspección gammagráfica de campanas para Reamérica.

-Inspección gammagráfica de un punzón de alto horno con Co-60.

-Estudio ultranósico para determinar una grieta en una culata de un compresor de Fertilizantes Colombianos.

-Se celebró el Cuarto Curso de Radiografía Industrial entre el 21 de Octubre y 9 de Noviembre. Participaron catorce personas entre Ingenieros y Técnicos de diferentes empresas.

«El programa para el establecimiento de un servicio nacional de ensayos no-destructivos», está siendo preparado para ser presentado a Planeación Nacional.

El anterior servicio sería de interés no solo para Colombia sino también para los países miembros del Pacto Andino.

### - Hidrología:

Se continúa con las labores de difusión de este tipo de aplicaciones, las cuales parecen tener un buen futuro. Los principales trabajos fueron:

-Estudio hidrológico de la cuenca del Río Manzanares.

-Estudio hidrológico de la cuenca del Río Gaira.

-Estudio de fugas de agua en la piscina Lago-Mar El Peñon, Girardot.

-Estudio de corrientes en la Bahía de Cartagena.

-Balance de aguas en la Refinería de Cartagena.

-Estudio de los tiempos de tránsito en el Río Medellín.

-Estudio hidrológico del Río Guavio.

-Iniciación del estudio de aguas subterráneas de la Sabana de Bogotá, C-14 e isótopos estables.

-Se realizaron visitas a Buenaventura, Santa Marta, Cartagena y Barranquilla en compañía del experto francés Sr. Caillot y de varios ingenieros de Colpuertos, con el propósito de observar sobre el terreno los problemas sedimentológicos y ver la posibilidad de aplicar técnicas nucleares en su estudio.

-Se realizó el Primer Seminario Nacional sobre Aplicación de Radioisótopos en Hidrología. De igual manera se dictó un curso sobre la misma materia.

Actualmente se adelantan labores para poner a punto diferentes técnicas, que podrán ser ofrecidas posteriormente a la industria.

### - Instrumentación y Trazadores:

Las actividades fueron encaminadas a labores de asesoría y difusión de estas técnicas.

Se realizó un estudio para la industria:

-Determinación de interfase en el Oleoducto de Puerto Salgar-Bogotá.

-Se inició el estudio del análisis por activación para determinar metales

pesados en la atmósfera. Este trabajo se aplicará en programas de contaminación del aire.

## AREA DE RADIOFISICA SANITARIA.

Las actividades de esta área tienen como fin primordial vigilar la protección de las personas contra las radiaciones, que se pueden compendiar en cuatro programas, a saber:

- a) Seguridad Personal.
- b) Control y calibración de fuentes.
- c) Estudio radiométrico ambiental.
- d) Actividades complementarias.

## AREA DE TECNOLOGIA Y FISICA NUCLEAR.

Las actividades desarrolladas por esta área, se refieren a los siguientes campos:

- a) Reactor.
- b) Fuente Gamma.
- c) Física Nuclear y Electrónica.

Las labores ejecutadas en cada uno de ellos pueden resumirse en la siguiente forma:

### A. Reactor

#### Labores Realizadas.

El Reactor del Instituto es la herramienta básica para poder llevar a cabo varios de los programas de la entidad que aparecen relacionados en otros apartes del informe. Por ejemplo, constituye la fuente de neutrones para irradiar las muestras que se analizan por activación; se utiliza, igualmente, para la producción de radioisótopos destinados a investigación en hidrología y en industria, y es equipo indispensable para los diferentes programas docentes en Física Nuclear, que con frecuencia adelanta el Instituto. Es así como en el período a que se refiere el presente informe se han atendido 80 solicitudes de irradiaciones, para un total de 4.141 Kw-hora trabajados. Como hasta el presente, desde la instalación del Reactor, se ha trabajado un total de 100.000 Kw-hora aproximadamente, al hacerse la comparación de las dos cifras se obtiene la indicación de una disminución en el tiempo de irradiación en relación con los promedios anteriores. Como se está en un momento crítico de la vida útil de los elementos combustibles, puesto que ha llegado la hora de reemplazarlos, se ha iniciado contactos con casas constructoras de los mismos, para que suministren cotizaciones.

### B. Fuente Gamma

La fuente de Cobalto-60 de 10.000 curios fué fabricada por la Comisión de Energía Atómica de Canadá. Como el diseño de tal fuente es un poco diferente al solicitado por los técnicos del IAN, ha sido necesario proceder a efectuar las adecuaciones correspondientes en los mecanismos de soporte y conducción de la fuente. El envío por parte de la Comisión de Energía Atómica de Canadá, de las especificaciones técnicas de la fuente han servido para guiar tales modificaciones y para planear, con la debida anticipación, el procedimiento para trasladar las doce barras de Co-60, del

recipiente blindado en que vienen al sitio de operación en el fondo de la piscina construida para tal efecto en el Instituto.

Por otra parte, se han venido realizando algunas modificaciones en la piscina, particularmente en la compuerta que separa la parte de ella localizada en el recinto de irradiación con la situada en el salón de carga y depósito de materiales.

El profesional que trabaja en este programa se ha dedicado durante el período de este informe a tener lista la dosimetría por termoluminescencia que será lo que se utilizará en la fuente.

Se han hecho contactos con posibles usuarios, por ejemplo, hay una firma privada que tiene interés en la esterilización de jeringas hipodérmicas desechables; también hay el propósito de funcionarios del ICA de usarla en la promoción de mutaciones con el fin de buscar especies vegetales con características especiales y, desde luego, el Instituto podrá iniciar trabajos en el campo de la conservación de alimentos.

#### C. Física Nuclear.

##### Labores Realizadas.

Se continuó desempeñando la labor de docencia y en los últimos meses se ha trabajado en la adecuación de equipos que se encontraban paralizados o que fueron recibidos por el Instituto a través del OIEA. Es así como durante el segundo semestre del año pasado, se realizó en los Laboratorios de la entidad, un curso práctico de Física Moderna para dos grupos de alumnos de la Universidad Pedagógica Nacional. Actualmente se adelanta otro curso para dos nuevos grupos de la misma.

El IAN adelanta programas de investigación en este campo junto con el grupo de Física de la Universidad Nacional. Se ha venido trabajando en dos programas, a saber: Resonancias electrón-átomo a bajas energías, empezando con el caso electrón-helio y, estudios de potenciales no locales, en los que se investigan problemas de dispersión electrón-átomo, considerando términos como polarización a pequeñas distancias y problemas de intercambio.

Se colaboró intensamente con el experto del Organismo Internacional de Energía Atómica de Viena, el Señor Werner Bock-Werthmann, en la adecuación de programas de análisis por activación para correrlo en la computadora IBM-370 del Dane.

Por último, se está trabajando en un diseño mecánico que permita el funcionamiento del generador de neutrones, y en los posibles usos del espectrómetro recibido del OIEA como parte del programa de asistencia técnica para el año de 1974.

#### D. Laboratorio de Electrónica.

##### Labores Realizadas.

Como es bien sabido este Laboratorio es el único que existe en su clase

en el país, y ha venido prestando eficazmente su concurso para el mantenimiento y reparación de todos los equipos de las diferentes actividades técnicas del IAN. Se ha prestado servicio de mantenimiento y reparación de diferentes equipos a entidades, tales como: Universidad Nacional, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Tunja, Ecopetrol, Ingetec, Ingeominas, y Hcsp. Universitario del Valle, entre otras.

Los servicios de este laboratorio contribuyen con algunos ingresos al presupuesto del IAN, ya que todos los trabajos que se hacen a entidades diferentes del Instituto se cobra según tarifas aprobadas por la Dirección.

Además se han diseñado y construido instrumentos especiales para satisfacer las diferentes solicitudes de programas del Instituto.

#### AREA QUIMICA Y BIOQUIMICA

Los trabajos de esta área pueden dividirse en los siguientes campos:

- a) Química Analítica,
- b) Producción y distribución de radioisótopos y radiofármacos,
- c) Investigaciones Hormonales y,
- d) Otras actividades.

#### A. Química Analítica

Este programa tiene como fin principal atender las necesidades analíticas de los programas de materias primas, aplicaciones industriales y aplicaciones en agricultura. Se determinó uranio en 157 muestras de minerales utilizando la técnica de neutrones retardados. Se analizaron 115 muestras para determinar vanadio en minerales utilizando análisis por activación con neutrones. Se analizó cobre, níquel, cobalto, calcio, plata y estroncio en 82 minerales.

En el laboratorio de C-14 se hicieron 10 dataciones para la Fundación de Investigaciones Arqueológicas Nacionales.

El programa de tritio viene desarrollándose normalmente y se espera contar con los primeros resultados correspondientes a 21 muestras que están siendo procesadas.

#### B. Producción y distribución de Radioisótopos y Radiofármacos.

Se suministraron a Ecopetrol y a la compañía Schlumberger, 370 milicurios de Oro-198 en forma de AuCl<sup>3</sup> cianurado, distribuidos en 7 muestras.

Se trabajó en el suministro de nucleoequipos para estudios de cerebro y de hígado, fundamentalmente para el Hospital de San Juan de Dios, Laboratorio de Isótopos Ltda., y para el Instituto Nacional de Cancerología. También se ha prestado asistencia a los usuarios anotados anteriormente, para el control de sus generadores.

Se está trabajando en la puesta a punto de un nucleoequipo para estudios de pulmón sustitutivo de los macro-agregados que debió ser descontinuado por iniciativa de los usuarios.

**C. Investigaciones Hormonales**

Esta investigación hace uso de técnicas radioquímicas denominadas Radioinmunoanálisis, y Competencia Protéica, las cuales permiten dosificar exactamente las pequeñas cantidades de hormonas que normalmente circulan en la sangre de seres humanos y de animales, las que son del orden de billonésimas de gramos. Esta metodología permite hacer diagnósticos precisos de enfermedades en el campo de la medicina y nos libera de la importación de materiales necesarios para dichos diagnósticos.

**D. Otras Actividades**

Como parte de la Asistencia Técnica del OIEA al IAN, se recibieron algunos equipos para el programa de Análisis por Activación y tuvimos al experto Sr. Bock Werthmann, poniendo a punto algunas de las técnicas que esperamos poder ofrecer a la industria más adelante. Puesto que aún estamos recibiendo parte de estos equipos, la misión del experto ha sido pospuesta en parte para el segundo semestre de 1975.

También se prestaron servicios a la Universidad Pedagógica Nacional en análisis instrumental.

**AREA DE APLICACIONES AGROPECUARIAS**

Esta área ha trabajado en general en colaboración con el ICA, con el fin de que los programas desarrollados respondan a necesidades evidentes del país. Los problemas estudiados están relacionados con el uso apropiado de fertilizantes en problemas de nutrición vegetal.

**Labores Realizadas.**

Durante el período comprendido entre Agosto- 9 y esta fecha, las actividades del área estuvieron dirigidas a los siguientes programas:

- A. Influencia de épocas de aplicación de fósforo sobre su utilización por el cultivo del arroz.

**- 2 - PETROLEO -**

## 2-PETROLEO Y GAS NATURAL

### CONCESIONES

El Decreto-Ley No. 23.10 de Octubre 28 de 1974, eliminó a partir de esa fecha, el sistema de concesiones para la exploración y explotación de petróleo de propiedad nacional. Respetó los contratos vigentes y concedió a los titulares de las propuestas que se hallaban en trámite preferencia para contratar con la Empresa Colombiana de Petróleos el área respectiva, si no hubiere terceros que ofrecieren mejores condiciones de contratación. Esta preferencia tiene vigencia de tres meses contados a partir del momento en que Ecopetrol exprese el deseo de firmar el correspondiente convenio.

Como consecuencia de la disposición mencionada, el Ministerio suspendió la celebración de nuevos contratos de concesión y en el año de 1974 solamente se perfeccionaron siete para la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, con un área total de 316.699 hectáreas. De estos contratos, tres con un área de 217.451 hectáreas se encuentran ubicados en la región oriental del país y cuatro con 99.248, en la occidental.

La distribución de estos contratos por zonas y compañías, se señala en el cuadro No.1.\*

En el mismo año fueron renunciadas 45 concesiones con una extensión de 1.789.516 hectáreas. Por compañías, las renunciadas se muestran a continuación:

Compañías	No. Contratos	Area-Hectáreas
B.P. Exploration Co.	1	92.937
Colombian Gulf	15	358.898
Colbras	3	192.356
Chevron Pet. Co.	2	117.959
Texas Pet. Co.	23	1.004.581
Aquitaine Colombie	1	22.795
Totales:	45	1.789.516

Los contratos firmados fueron: Riohacha (No.1.909), Giracal (No.2.090), y Soledad (No.2.028), con las Texas Petroleum Company; Guamas (No.2.100), con B.P. Exploration Company (Colombia) Limited; La Pita (No.2.499), con Petrolinson S.A.; Ponedera (No.2.300) y Margua II (No.2.355), con International Petroleum (Colombia) Limited.

El 31 de diciembre de 1974 se encontraban vigentes 43 contratos en período de exploración en busca de petróleo de propiedad nacional, con una extensión de 2.414.377 hectáreas y la siguiente distribución:

20 en la región occidental, con una extensión de 465.281 hectáreas y 23 en la oriental, con 1.949.096 hectáreas.

En el cuadro No.2 se indica el número de contratos por zonas y compañías.

\* Ver cuadro página siguiente

**CUADRO No. 1**  
**Contratos de Concesión por Zonas y Compañías**  
**1974**

COMPAÑIA	No. Contratos.				TOTALES	
	Zona Orientl.	Zona Occidl.	Zona Orientl.	Zona Occidl.	No. Contrat.	Area Héctareas
B. P. Exploration Co.	1	-	97.150	-	1	97.150
International Petroleum (Colombia) Limited	1	1	41.130	24.928	2	66.058
Texas Petroleum Co.	1	2	79.171	49.934	3	129.105
Petrolinson S.A.	-	1	-	24.386	1	24.386
<b>TOTALES:</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>217.451</b>	<b>99.248</b>	<b>7</b>	<b>316.699</b>

**Cuadro No. 2**  
**Contratos de Concesión en período de Exploración**  
**(a 31 de Diciembre 1974)**

COMPAÑIA	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Contrs.	Area Has.	No. Contrs.	Area Has.	No. Contrs.	Area Has.
Texas Petroleum Co.	11	1.024.685	-	-	11	1.024.685
The Superior Oil Co.	-	-	4	100.000	4	100.000
International Pet. Col. Ltd.	2	164.585	2	66.058	4	230.643
Petrolinson S.A.	-	-	2	48.701	2	48.701
Petróleos Colombio- Brasileros	-	-	1	24.999	1	24.999
Arco Colombia Oil.	4	268.314	-	-	4	268.314
Cities Service.	2	195.449	1	24.433	3	219.882
Charles Weiner.	-	-	2	50.000	2	50.000
Chevron Pet. Co.	-	-	4	84.023	4	84.023
British Pet. Co.	3	296.063	4	67.067	7	363.130
Intercol-Provincia.	1	18.364	-	-	1	18.364
<b>Totales:</b>	<b>23</b>	<b>1.967.460</b>	<b>20</b>	<b>465.281</b>	<b>43</b>	<b>2.432.741</b>

La Empresa Colombiana de Petróleos había recibido de la Nación a título de aporte, hasta el 28 de Octubre de 1974, fecha de vigencia del Decreto No. 2310 del mismo año, un área neta total aproximada de 17.987.415 hectáreas. En 1974 le fue aportado un total de 4.643.307 hectáreas.

Hasta el 31 de diciembre de 1973, Ecopetrol había celebrado 29 contratos de asociación, con un área de 5.315 hectáreas. En 1974 firmó 10 contratos, que cubren una extensión de 2.855.900 hectáreas. Lo anterior puede resumirse así:

#### Area Recibida en Aporte

Año	No. Aportes	Area-Hectáreas
Hasta 1973	21	13.344.108
En 1974	4	4.643.307
Total:	25	17.987.415

#### Area Contratada

Año	No. Contratos	Area-Hectáreas
Hasta 1973	29	5.386.315
En 1974	10	2.855.900
Total	39	8.242.215

El número de contratos celebrados por la Empresa Colombiana de Petróleos en 1974, por compañías, fue:

Compañías	Contratos	Area-Hectáreas
Texas Pet. Co.	1	1.169.342
Chevron Pet. Co.	1	112.482
Cayman	6	584.003
Cenard y F.M.F.	1	962.073
Liberty Pet. Co.	1	28.000
Total:	10	2.855.900

Los contratos firmados por Cenard y F.M.F. y por Liberty Petroleum Corporation fueron dados por terminados por Ecopetrol en el mismo año en que se suscribieron.

Los contratos firmados por la Empresa Colombiana de Petróleos hasta el 31 de diciembre de 1974, por compañías, son:

Compañía	No. Contratos	Area-Hectáreas
Sopetcol	1	189.440
Argonaut	1	6.793
Continental	3	528.925
Intercol	6	902.376
The Superior	1	172.277
B.P. Exploration	1	148.399
Chevron	5	777.022
Aquitaine y B.P.	1	214.000
Aquitaine	5	1.975.101
Cayman	9	934.833
Texas	3	1.329.536
Webb de Colombia	1	73.440
Cenard y F.M.F.	1	962.073
Liberty Pet.	1	28.000
Totales:	39	8.242.215

Compañía	No. Contratos	Area-Hectáreas
Sopetcol	1	189.440
Argonaut	1	6.793
Continental	3	528.925
Intercol	2	273.574
The Superior	1	172.277
Chevron	1	349.540
Aquitaine	2	257.401
Texas	2	160.194
Cenard y F.M.F.	1	962.073
Liberty	1	28.000
Totales:	15	2.928.217

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

En concesión	2.432.741	Hectáreas
En asociación con Ecopetrol	5.313.998	Hectáreas
	7.746.739	



Al terminar el año de 1974, existían 29 contratos de concesión en período de explotación, la antigua concesión De Mares y la propiedad privada Guaguaquí-Terán, de las Texas Petroleum Company. El Área total de estos contratos era de 1.845.511 Hectáreas.

En el año en referencia no hubo variación alguna en el número de contratos en período de explotación comercial.

Las concesiones y áreas mencionadas por zonas y compañías se indican en el cuadro No.3.

**Cuadro No. 3**  
**Contratos de Concesión en Período de Explotación**  
**(a 31 de Diciembre de 1974)-I**

COMPANÍA	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Contrs.	Área Has.	No. Contrs.	Área Has.	No. Contrs.	Área Has.
Texas Petroleum Co.	-	-	7	145.210	7	145.210
Texas Petroleum Co.	-	-	PP	127.205	-	125.205
Texas Petrolera del Río S.A.	6	249.248	-	-	6	249.248
Magdalena Oil Co.	-	-	1	39.718	1	39.718
Intercol-San Andrés	-	-	1	50.000	1	50.000
Intercol Provincia	-	-	3	133.936	3	133.936
Colombia Petroleum Co.	-	-	3	286.457	3	286.457
Petróleos Colombo-Brasileros S.A.	-	-	2	58.769	58.769	147.520
Explotaciones Cóndor S.A.	-	-	4	147.520	4	512.000
Ecopetrol	-	-	-	512.000	-	49.516
Chevron Pet. Co.	-	-	1	49.516	1	45.932
Antex Oil and Gas Co.	-	-	1	45.932	1	
<b>Totales:</b>	<b>6</b>	<b>249.248</b>	<b>23</b>	<b>1.596.263</b>	<b>29</b>	<b>1.845.511</b>

1) Incluye la antigua Concesión de Mares, de la Empresa Colombiana de Petróleos y la propiedad Privada Guaguaquí - Terán de Yexas Petroleum Company.

El 31 de diciembre de 1974, el total de contratos de concesiones en período de exploración y de explotación era de 72, con una extensión de 3.639.047 hectáreas.

En la misma fecha, el área total de las concesiones vigentes, de la antigua concesión De Mares y de la propiedad privada Guaguaquí-Terán, de las Texas Petroleum Company, ascendía 4.278.252 hectáreas, lo que puede resumirse así:

Áreas en concesión a	
empresas privadas	3.639.047 Hectáreas
P.P. Guaguaquí-Terán	127.205 Hectáreas
Concesión De Mares	512.000 Hectáreas

Total: 4.278.252 Hectáreas

Por empresas y regiones, las concesiones y áreas mencionadas anteriormente, se indican en el cuadro No.4. \*

El día 28 de octubre de 1974 se encontraban en trámite 595 propuestas de contrato de concesión, con un área de 29.789.401 hectáreas. Los titulares de estas propuestas tienen prelación para contratar con la Empresa Colombiana de Petróleos las áreas correspondientes, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto-Ley No. 2310 de 1974 y en el Decreto No. 743 de 1975, reglamentario del anterior.

El cuadro No. 5 señala las mencionadas propuestas de contratos de concesión, distribuidas por compañías. \*

#### ACTIVIDAD EXPLORATORIA Y DE PERFORACION

Durante el año de 1974 se efectuaron trabajos de exploración de geología y de geofísica con un total de 57,90 cuadrillas mes. En comparación con la actividad desarrollada en el año de 1973, que fue de 75,23 cuadrillas mes, se presentó una disminución de 17,33 cuadrillas mes, equivalente al 23,0%. La exploración indicada se realizó principalmente por métodos sísmicos y de geología de superficie. Dicha exploración se realizó en los Llanos Orientales, en los Valles Bajo y Medio del río Magdalena y en la región del Putumayo.

En el cuadro No.6 se indica la actividad de exploración desarrollada en 1974 por compañías que exploran en Colombia. \*

La exploración superficial efectuada en los años de 1970 a 1974 por métodos empleados y número de cuadrillas mes, se presenta en el siguiente cuadro:

Método	Cuadrillas / Mes				
	1970	1971	1972	1973	1974
Sísmico	60.11	69.80	54.16	58.11	51.89
Gravimétrico	3.08	-	2.00	2.00	0.75
Magnetométrico	15.95	4.50	-	-	-
Geología Superficial	2.25	19.81	22.23	15.12	5.26
<b>Totales:</b>	<b>81.39</b>	<b>94.11</b>	<b>78.39</b>	<b>75.23</b>	<b>57.90</b>

\* Ver cuadros páginas siguientes

**Cuadro No. 4**  
**Distribución de Areas Totales en Concesión - I**  
**1974**

COMPAÑIA	Zona Oriental		Zona Occidental		Totales	
	No. Contrs.	Area Has.	No. Contrs.	Area Has.	No. Contrs	Area Has
Texas Petroleum Co.	11	1.024.685	7	145.210	18	1.169.895
Texas Petroleum Co.	-	-	P.P.	127.205	-	127.205
The Superior Oil Company	-	-	4	100.000	4	100.000
Texas Petrolera del Río S.A.	6	249.248	-	-	6	249.248
International Pet. (Colombia) Ltda.	2	164.585	2	66.058	4	230.643
Magdalena Oil Company	-	-	1	39.718	1	39.718
Intercol-San Andrés Development Co.	-	-	1	50.000	1	50.000
Cities Service Pet. Corporation	2	195.449	1	24.433	3	219.882
Intercol-Provincia	1	18.364	3	133.936	4	152.300
Charles Weiner	-	-	2	50.000	2	50.000
Colombian Petroleum Company	-	-	3	286.457	3	286.457
Petroleos Colombo-Brasileros	-	-	3	83.768	3	83.768
Explotaciones Condor S.A.	-	-	4	147.520	4	147.520
Ecopetrol	-	-	-	512.000	-	512.000
Chevron Petroleum Co.	-	-	5	133.539	5	133.539
Antex Oil and Gas. Co.	-	-	1	45.932	1	45.932
Arco Colombia Oil Corporation	4	268.314	-	-	4	268.314
B.P. Exploration Co.	3	296.063	4	67.067	7	363.130
Petrolinson S.A.	-	-	2	48.701	2	48.701
<b>Totales:</b>	<b>29</b>	<b>2.216.708</b>	<b>43</b>	<b>2.061.544</b>	<b>72</b>	<b>4.278.252</b>

1) Incluye la antigua Concesión de Mares, de la Empresa Colombiana de Petróleos, y la Propiedad Privada Guaguanqui - Terán de Texas Petroleum Company.

**Cuadro No. 5**  
**Propuestas de Contratos de Concesión**  
**(a 28 de Octubre de 1974)**

Compañía	No. Propuestas	Area-Hectáreas
Texas Petroleum Co.	193	9.806.352
International Petroleum (Colombia) Limited	22	906.055
Chevron Pet. Company	18	455.336
John Tower	3	74.250
Regalias Petrolíferas Consolidadas S.A.	1	9.470
Horold Yoh	1	24.727
The Superior Oil Co.	41	949.939
Arco Colombia Oil	43	2.646.895
Colombian Gulf Oil Co.	77	1.882.700
Colombia Cities Service	24	1.369.364
Petroleos Colombo-Brasileros	13	653.443
Charles Weiner	2	44.893
Colombian Petroleum Co.	1	25.000
B.P. Exploration Co.	14	742.308
Phillips Pet. Co.	40	980.797
Petróleos Colombianos S.A.	28	2.585.414
Petrolinson S.A.	4	97.138
Aquitaine Colombie S.A.	2	49.271
Aldgate Petroleum Co.	12	1.200.000
Weeks Natural Resource In.	38	3.577.695
Petróleos Nacionales S.A.	1	62.577
Mary Hudson	17	1.654.777
<b>Totales:</b>	<b>595</b>	<b>29.798.401</b>

Cuadro No. 6  
Actividad Exploratoria 1974

COMPañIA

COMPañIA	Método de Exploración			Total
	Sismico	Gravimetría	Geología Superficial	
Aquitaine Colombie S.A.	11,25	0,75	1,00	13,00
Arco Colombia Oil Corporation	-	-	1,67	1,67
B.P. Exploration Co.	3,40	-	-	3,40
Cayman International Expl. Co.	7,50	-	-	7,50
Chevron Petroleum Co.	4,63	-	-	4,63
Empresa Colombiana de Petróleos	7,65	-	1,34	8,99
Explotaciones Condor S.A.	2,75	-	-	2,75
International Petroleum (Colombia) Limited	7,25	-	0,75	8,00
Phillips Petroleum Co.	-	-	0,50	0,50
Texas Petroleum	7,46	-	-	7,46
Totales:	51,89	0,75	5,26	57,90

La exploración superficial ha variado, en forma porcentual, así:

Año	Variación
1970	+58.0
1971	+15.6
1972	-16.0
1973	-4.1
1974	-23.0

Por compañías, la longitud de las líneas sísmicas levantadas en 1974, fué:

Compañía	Longitud-Kilómetros
Intercol	1.741.5
Aquitaine	1.404.6
Ecopetrol	1.217.0
Texas	1.197.9
Cayman	1.128.6
Chevron	474.5
B.P. Exploration	449.5
Total:	7.613.4

Por cuencas, las líneas sísmicas anteriores se distribuyen así:

Cuenca	Longitud-Kilómetros	Porcentaje
Llanos	2.550.5	33.28
Guajira	1.950.2	25.45
Mar de las Antillas	112.1	1.46
Bajo Magdalena	1.493.5	19.49
Magdalena Medio	352.5	4.60
Putumayo	1.128.6	15.38
Catatumbo	26.0	0.34
Totales:	7.613.5	100.00

Durante el año de 1974 se inició la perforación de 21 pozos exploratorios en busca de petróleo, número igual al de pozos iniciados en el año inmediatamente anterior. En relación con el número de pies perforados, se observa que en 1973 se perforaron 162.279 pies y 220.375 en 1974, o sea que se presentó un aumento de 58.096 pies.

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

La perforación de pozos exploratorios en 1974, por zonas, fué:

Area	No. Pozos	Pies Perforados
Alto Magdalena	1	10.269
Medio Magdalena	3	18.928
Bajo Magdalena	3	32.785
Llanos Orientales	4	58.107
Guajira	2	14.920
Chocó	1	12.091
Putumayo	5	57.232
Mar de las Antillas	2	12.363
Totales:	21	216.705

De los pozos exploratorios terminados en el año en referencia, resultaron productores los pozos Nancy No.1 y Burdine No.1, que descubrieron dos yacimientos de petróleo en la región del Putumayo; Burdine No.2 resultó productor no comercial de petróleo. Estos pozos fueron perforados por la compañía Cayman International Exploration Company, en áreas en asociación con Ecopetrol. El pozo Trinidad No.1, perforado por Aquitaine Colombie S.A., en la concesión Yalea (No.2.162), encontró petróleo de baja gravedad, pero su potencial debe ser evaluado posteriormente a fin de conocer las posibles reservas descubiertas. El pozo Salinas No.5, perforado por la Empresa Colombia Cities Service Petroleum Corporation en las zonas aledañas a la concesión De Mares, resultó productor con un potencial inicial de 400 barriles de petróleo por día. En la Guajira, la Texas Petroleum Company perforó los pozos Chuchupa Nos. 3 y 4 y el Ballena No.2, que confirmaron los descubrimientos de gas efectuados anteriormente en esa zona. Se abandonaron 13 pozos por haber resultado secos y 5 se encontraban de perforación al finalizar el año.

En el periodo a que se refiere el presente informe, se iniciaron 18 pozos de desarrollo. Los terminados en el mismo año dieron como resultado 12 pozos productores de petróleo, 3 de gas y 2 se abandonaron por haber resultado improductivos. El 31 de diciembre de 1974 se encontraba uno en perforación.

En comparación con la actividad perforatoria de desarrollo adelantada en el año anterior, en 1974 hubo una disminución de nuevos pozos y de 37.518 en los pies perforados. Esto se debió principalmente al hecho de que la mayoría de los campos en producción han sido desarrollados completamente.

Los pozos de desarrollo indicados antes, se perforaron en la concesión De Mares y zonas aledañas de la misma, de la Empresa Colombiana de Petróleos; «Cicuco» (No.162) de la Colombian Petroleum Company; «Jobo» (No.173), de Intercol y San Andres Development Company; «Tello» (No.1.161) y «Neiva» (No.540), de Petróleos Colombo-Brasileros S.A. y «El Difícil» (No.96), de Antex Oil and Gas Company.

Los cuadros Nos. 7 y 8 indican en detalle las perforaciones de exploración y desarrollo realizadas en el año de 1974.

Cuadro No. 7  
Perforación de Pozos de Exploración y Desarrollo  
Por Compañías 1974

COMPAÑIA	No. de pozos			Pies Perforados			Total
	Explora- torios	Desarro- llo	Desarro- llo	Explora- torios	Desarro- llo	Pozos	
Ecopetrol	2	5	34.503(1)	36.909	7	71.412(1)	
Webb de Colombia	1	-	8.972	-	1	8.972	
Texas Petroleum Co.	5	-	30.963	-	5	30.963	
Petróleos Colombo-Brasileros S.A.	1	7	10.269	42.694	8	52.963	
Intercol	3	3	28.640(2)	18.796	6	47.436(2)	
Cayman International	5	-	57.232	-	5	57.232	
Aquitaine Colombie S.A.	3	-	33.934	-	3	33.934	
Colombian Pet. Co.	-	2	-	16.413	2	16.413	
Compañía Continental de Colombia	1	-	11.372	-	1	11.372	
The Superior Oil Co.	-	-	719	-	-	719	
Cities Service	1	-	3.771	-	1	3.771	
Antex Oil and Gas Co.	-	1	-	5.683	1	5.683	
Totales:	22	18	220.375	120.495	40	340.870	

- (1) Incluye 8.571 pies perforados en desviación en el pozo Turamena No. 1  
(2) Incluye 457 pies perforados en desviación en el pozo La Gloria No. 1

Cuadro No. 8  
Perforación de Pozos de Exploración y Desarrollo  
Por Areas - 1974

AREA	No. de pozos			Pies Perforados			Total
	Explora- ción	Desarro- llo	Desarro- llo	Explora- ción	Desarro- llo	Pozos	
Alto Magdalena	1	7	42.694	10.269	8	8	52.963
Medio Magdalena	3	5	36.909	18.928	8	8	55.837
Bajo Magdalena	3	6	40.892	32.785 (1)	9	9	73.677 (1)
Llanos Orientales	4	-	-	58.107 (2)	4	4	58.107 (2)
Guajira	2	-	-	14.930	2	2	14.930
Chocó	1	-	-	12.091	1	1	12.091
Putumayo	5	-	-	57.232	5	5	57.232
Mar de las Antillas	3	-	-	16.033	3	3	16.033
Totales:	22	18	120.495	220.375	40	40	340.870

- 1) Incluye 8.571 pies perforados en desviación en el pozo Turamena No.1.  
2) Incluye 457 pies perforados en desviación en el pozo La Gloria No.1.

Los pozos exploratorios y de desarrollo terminados en 1974 dieron el siguiente resultado:

	Exploratorios	Desarrollo
Productores de Petróleo	5	12
Productores de gas	3	3
Secos	13	2
<b>Totales:</b>	<b>21</b>	<b>17</b>

Las perforaciones en el año a que se hace referencia, por concesiones, áreas y compañías se indican en los cuadros Nos. 9 y 10.\*

El número promedio de equipos de perforación activos en trabajos de exploración y desarrollo, durante los últimos cinco años, es el siguiente:

Años	No. Equipos
1970	6.0
1971	7.4
1972	6.4
1973	5.6
1974	7.3

El estado de los pozos de las concesiones y áreas en explotación en 31 de diciembre de 1974, se señalan en el cuadro No.11.\*

### PRODUCCION DE PETROLEO

La producción total de petróleo fue en el año de 1974 de 60.875.239 barriles netos de petróleo a 60° F, lo cual da un promedio diario de 166.781 barriles. En comparación con el año anterior, hubo una disminución de 16.355 barriles, equivalentes al 8,9%.

La producción fiscalizada, o sea la total menos los consumos en los campos, fue en el mismo período de 60.619.068 barriles netos, o sea un promedio diario de 166.080 barriles. Del volumen total fiscalizado, la Empresa Colombiana de Petróleos produjo 9.838.754 de los campos de la concesión De Mares que explota directamente y 9.986.611 de las explotaciones de los campos de: Payoa, Aguas Claras, Corazón y Salina, operados por la empresa Colombia Cities Service Petroleum Corporation; de la concesión Barco y Cicuco, de la Colombian Petroleum Company; de las concesiones de la región del Putumayo, que opera la Texas Petroleum Company, y de las concesiones de Yondó, Cantagallo, San Pablo y La Cristalina, que adquirió Ecopetrol el 16 de Julio de 1974. En esta forma, la producción de Ecopetrol alcanzó a 19.825.365 barriles y la de las empresas privadas fue de 40.793.703 barriles, o sea el 32.7% y el 67.3%.

\* Ver cuadros páginas siguientes

CUADRO No. 9

AREA o CONCESION	Pozo	No.	Explora- ción	Desa- rrollo	Perforación		Profundi- dad	Estado Final
					Iniciada	Terminada		
<b>AQUITAINE COLOMBIE S.A.</b>								
Yalea	Trinidad	1	x		27-IV-74	18-VIII-74	12.346	Aband. Temp.
Aporte 2224	El Cabano	1	x		14-VIII-74	20-X-74	11.405	Abandonado
Aporte 2224	Los Cayos	1	xc		14-XI-74	16-XII-74	10.183	Abandonado
<b>EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS</b>								
Aporte 2223	Tauramena	1	x		12-XI-73		13.600	Perforando
De Mares	Lisama	30		x	11-I-74	28-VI-74	8.393	Productor
Aporte 2224	San Jorge	1	x		7-IV-74	15-VII-74	11.197	Abandonado
De Mares	Lisama	31		x	21-III-74	27-V-74	8.650	Productor
De Mares	Lisama	35		x	4-VI-74	30-VIII-74	8.327	Productor
De Mares	Lisama	100	x		19-X-74		6.185	Pescando
De Mares	Lisama	32		x	12-X-74	1-VII-74	7.810	Productor
De Mares	Lisama	37		x	19-XII-74	27-XII-74	3.729	Productor
<b>COLOMBIAN PETROLEUM COMPANY</b>								
Cicuco	Boquete	19		x	18-III-74	24-IV-74	8.107	Productor
Cicuco	Boquete	20		x	28-IV-74	29-V-74	8.306	Productor
<b>WEBB DE COLOMBIA</b>								
De Mares	Escocia	1	x		12-VII-74		8.972	Perforando
<b>COMPAÑIA CONTINENTAL DE COLOMBIA</b>								
Opogadó 2374	Opogadó	1	x		18-II-74	10-V-74	11.372	Abandonado
<b>INTERNATIONAL PETROLEUM (COLOMBIA) LIMITED</b>								
Jobo	Tablón	11		x	10-I-74	29-I-74	6.750	Produc. gas
Jobo	Jobo	10		x	7-II-74	22-II-74	5.244	Produc. gas
Aporte 2223	Mirador	1	x		15-II-74	17-III-74	3.523	Abandonado
Jobo	Tablón	12		x	4-III-74	17-III-74	6.802	Abandonado
Aporte 2223	Mirador	1-A	x		31-III-74	5-VIII-74	12.060	Abandonado
Aporte 2223	La Gloria	1	x		21-IX-74		12.767	Perforando
<b>THE SUPERIOR OIL COMPANY</b>								
Berreberre	Urodó	1	x		23-VI-73	18-I-74	15.000	Abandonado
<b>CAYMAN INTERNATIONAL EXPLORATION CO.</b>								
Putumayo	Nancy	1	x		14-XI-73	2-II-74	11.306	Productor
Putumayo	Burdine	1	x		22-II-74	15-IV-74	11.122	Productor
Putumayo	Evelyn	1	x		14-IV-74	14-VI-74	11.651	Abandonado
Putumayo	Setuko	1	x		24-VI-74	1-IX-74	11.415	Abandonado
Putumayo	Burdine	2	x		8-IX-74	22-XI-74	11.025	Productor no comercial
Putumayo	Burdine	3	x		29-XI-74		10.814	Perforando
<b>TEXAS PETROLEUM COMPANY</b>								
Aporte 2259	Guajira	3	x		29-XII-73	19-I-74	3.670	Productor gas
Guajira	Chuchupa	4	x		21-I-74	6-II-74	5.900	Productor gas
Aporte 2259	Guajira	1	x		8-II-74	5-III-74	6.463	Abandonado
Aporte 2260	Guajira	1	x		1-IV-74	9-V-74	8.210	Abandonado
Area A-Guajira	Ballena	2	x		2-VII-74	6-VIII-74	6.720	Productor gas
<b>PETROLEOS COLOMBO - BRASILEROS</b>								
Jagua	Torcaza	1-1A	x		4-III-74	29-IV-74	9.858 +411	Abandonado
Tello	Tello	3		x	5-V-74	8-VI-74	9.512	Abandonado
Neiva	D.T.	4		x	24-VI-74	16-VII-74	4.689	Productor
Neiva	D.T.	5		x	15-VIII-74	28-VIII-74	4.630	Productor
Neiva	D.T.	6		x	11-IX-74	21-IX-74	4.480	Productor
Neiva	D.K.	4		x	18-X-74	1-XI-74	6.586	Productor
Neiva	D.K.	5		x	20-XI-74	13-XII-74	6.509	Productor
Neiva	D.K.	6		x	18-XII-74		6.288	Perforando
<b>COLOMBIA CITIES SERVICE</b>								
De Mares	Salinas	5	x		1-VII-74	21-VII-74	3.771	Productor
<b>ANTEX OIL &amp; GAS COMPANY</b>								
El Dificil	El Dificil	31		x	18-VIII-74	28-IX-74	5.683	Productor gas

Cuadro No. 10  
Perforación de Pozos Durante 1974

COMPAÑIA	Pozos			Pies Perforados
	Iniciados	Terminados	Produc-tos- Abandona-dos	
Ecopetrol	7	6	5	71.412
Webb de Colombia	1	-	-	8.972
Texas Pet. Co.	4	5	3	30.963
Petróleos Colombo-Brasileros	8	7	5	52.963
International Petroleum (Colombia) Limited	6	5	2	47.436
Cayman International Explort. Co.	5	5	3	57.232
Aquitaine Colombie S.A.	3	3	3	33.934
Colombian Pet. Co.	2	2	-	16.413
Compañía Continental de Colombia	1	1	-	11.372
The Superior Oil Co.	-	1	-	719
Colombia Cities Service	1	1	1	3.771
Antex Oil & Gas Co.	1	1	1	5.683
<b>Totales:</b>	<b>39</b>	<b>37</b>	<b>22</b>	<b>340.870</b>

CUADRO No.11

COMPAÑIA	CONCESION	PRODUCTIVOS				Total	
		Flu-yen-do	Bom-bean-do	Gas Lift	Cerrado Tempo-ralmente		
Ecopetrol	De Mares	15	1 074	-	95	1.184	
	Cities Service	18	-	9	4	31	
	Corazón	1	-	2	4	7	
	Aguas Claras	1	1	-	-	1	
	Salinas	1	-	2	-	3	
	Las Monas	-	-	1	-	1	
Colpet	Barco	32	146	10	-	188	
	Cicuco	22	6	-	14	42	
	Violo	-	-	-	-	-	
Explot. Condor	Yondó	-	283	-	34	317	
	Cantagallo	-	10	-	-	10	
	San Pablo	-	31	-	-	31	
	Cristalina	-	3	-	-	3	
	Neiva	2	-	-	18	20	
Colbras	Carnicerías	-	-	-	5	5	
	Tello	3	-	-	-	3	
Texas	Guaguaquí	-	111	35	-	146	
	Palagua	-	121	-	-	121	
	Ermitaño	-	6	-	-	6	
	Tetuán	-	7	-	-	7	
	Rionegro	-	-1	-	-	1	
	Totumal	-	3	-	-	3	
	Tisquirama	-	5	-	-	5	
	Cocorná	-	-13	-	-	13	
	Texas Pet. del Río	Orito	23	5	23	-	51
	Acaé	3	1	4	-	8	
Antex Oil and Gas	Churuyaco	2	-	-	-	2	
	San Miguel	-	4	2	-	6	
	El Difícil	10	-	-	-	10	
Chevron	Zulia	3	13	-	-	16	
San Andrés-Intercol	Jobo	8	-	-	-	8	
Magdalena-Intercol	Sampués	2	-	-	-	2	
Intercol	El Roble	18	10	7	8	43	
	El Conchal	3	-	2	-	5	
	El Limón	2	-	1	4	7	
<b>Totales:</b>		<b>168</b>	<b>1.854</b>	<b>98</b>	<b>186</b>	<b>2.306</b>	

INACTIVOS	REPRESION		Productivos Abandona- dos	Secos Aban- do- nados	TOTAL perfe- rados
	Acti- vos	Inac- tivos			
296	259	34	105	76	1.948
-	4	-	9	-	44
-	-	-	-	-	7
-	-	-	-	3	4
-	-	-	-	-	3
-	-	-	-	2	3
80	143	-	168	64	643
-	-	-	-	9	51
7	-	-	-	6	13
29	-	-	-	111	457
2	-	-	-	13	25
7	-	-	-	8	46
-	-	-	-	3	6
7	-	-	-	8	35
-	-	-	-	3	8
-	-	-	-	3	6
48	-	-	59	27	280
41	-	-	-	37	199
9	-	-	-	4	19
1	-	-	-	18	26
2	-	-	-	1	4
-	-	-	-	8	11
1	-	-	-	2	8
5	-	-	-	-	18
25	-	-	-	3	79
3	-	-	-	2	13
6	-	-	-	5	13
1	-	-	-	1	8
13	-	-	-	8	31
1	-	-	9	6	32
2	-	-	1	11	22
7	-	-	-	-	9
-	4	-	-	9	56
-	1	-	-	-	6
-	1	-	-	7	15
Totales	587	412	351	458	4.148

La producción fiscalizada promedio diaria y su variación en los cinco últimos años, fue:

Año	Promedio Diario Bbls.	Variación-%
1970	217.212	+2.8
1971	211.624	-2.6
1972	193.492	-8.6
1973	182.564	-5.7
1974	166.080	-9.0

La declinación de la producción fiscalizada se acentuó en el año de 1974, debido a la disminución de los trabajos de mantenimiento y reacondicionamiento efectuados a pozos productivos por parte de los explotadores privados, lo cual ha tenido como consecuencia que permanezcan inactivos mayor número de pozos.

La producción de petróleo por concesiones y áreas en producción en diciembre de 1974 y la producción por pozo/día en el mismo mes, fueron:

COMPAÑIA	Concesion o Area	No. Pozos	Producción	
			Bls./mes	Bls./pozo/día
Ecopetrol	De Mares	1.184	853.191	23
Cities Service	Payoa	31	146.332	152
Cities Service	Corazón	7	13.689	63
Cities Service	Aguas Claras	1	1.138	37
Cities Service	Salmas	3	8.275	89
Cities Service	Las Monas	1	536	17
Colpet	Barco	188 (1)	324.148	56
Colpet	Cicuco	42	95.862	74
Colpet	Violo	-	-	-
Explot. Condor	Yondó	317	204.516	21
Explot. Condor	Cantagallo	10	25.029	81
Explot. Condor	San Pablo	31	258.183	269
Explot. Condor	Cristalina	3	19.753	212
Colbras	Neiva	20	140.985	227
Colbras	Carnicerías	5	1.442	9
Colbras	Tello	3	42.399	352
Intercol	El Roble	43	450.731	338
Intercol	El Conchal	5	45.596	294
Intercol	El Limón	7	79.424	366
Texas	Guaguaquí	146	297.470	66
Texas	Palagua	121	213.746	57
Texas	Ermitaño	6	7.983	43
Texas	Tetuan	7	15.981	74



Texas	Rionegro	1	695	20
Texas	Totumal	3	984	32
Texas	Tisquirama	5	12.000	77
Texas	Cocorná	13	27.878	69
Texas Pet. del Río	Orito	51	1.207.197	764
Texas Pet. del Río	Acaé	8	105.759	426
Texas Pet. del Río	Churuyaco	2	7.365	119
Texas Pet. del Río	San Miguel	6	35.200	189
Chevron	Zulia	16	420.879	849
Antex	El Dificil	10(2)	1.277.639(3)	4.122(3)
San Andrés-Intercol	Jobo	8(2)	909.857(3)	3.669(3)
Magdalena Intercol	Sampués	2(2)	99.551(3)	1.606(3)
Totales:		2.286(4)	5.064.366	
		20(2)	2.287.047(3)	

- 1) Incluye 25 pozos productores de gas.
- 2) Pozos productores de gas.
- 3) Producción de gas en M.P.C.
- 4) Incluye 187 pozos cerrados temporalmente.

$$\text{Producción media por día: } \frac{5.064.366}{31} = 163.367 \text{ Bbbs/día}$$

$$\text{Producción promedio por pozo/día: } \frac{163.367}{2.266} = 72 \text{ Bbbs/pozo/día}$$

La producción fiscalizada de petróleo por concesiones y áreas, su promedio diario, los volúmenes refinados en el país y las exportaciones de crudo, se indican en el cuadro siguiente:

COMPañIA	CONCESION	Produc. MM Bbs.	Promedio Bbs día	Refinado MM Bbs.	Exportd. MM Bbs.
Ecopetrol	De Mares	9.839	26.955	9.670	-
Cities Service	Payoa	2.110	5.790	2.086	-
Colpet	Barco	3.829	10.491	3.669	-
Colpet	Cicuco	1.240	3.398	1.359	-
Explot. Condor	Yondó-Cristl.	2.496	6.837	2.516	-

Explot. Condor	Cantag. Sn.				
Explot. Condor	Pablo	3.194	8.750	3.363	-
Antex	El Dificil	-	-	0.445(1)	-
Texas Pet. Co.	Velásquez	3.770	10.329	3.700	-
Texas Pet. Co.	Palagua	2.742	7.512	2.682	-
Texas Pet. Co.	Tetuán	0.224	613	0.218	-
Texas Pet. Co.	Ermitaño	0.094	257	0.092	-
Texas	Rionegro	0.005	14	0.005	-
Texas Pet. Co.	Tisquirama	0.147	402	0.145	-
Texas Pet. Co.	Cocorná	0.359	984	0.355	-
Texas Pet. Co.	Totumal	0.013	34	0.013	-
Texas Pet. del Río	Orito	14.046	38.482	13.139	0.480
Texas Pet. del Río	Acaé	1.341	3.674	1.341	-
Texas Pet. del Río	San Miguel	0.448	1.227	0.448	-
Texas Pet. del Río	Churuyaco	0.035	95	0.035	-
Colbras	Neiva	1.142	3.128	0.570	-
Colbras	Carnicerías	0.093	254	-	-
Colbras	Tello	0.393	1.078	-	-
Intercol	El Conchal	0.534	1.462	0.533	-
Intercol	El Roble	5.607	15.363	5.600	-
Intercol	El Limón	0.943	2.582	0.941	-
Chevron	Río Zulia	5.978	16.377	5.813	-
Totales:		60.622	166.088	58.738	0.480

1) Condensados obtenidos en el campo de «El Dificil».

La producción de petróleo en 1974, por compañías fue:

COMPañIA	Producción Bbbs.	Promedio Diario Bbbs.
Colombia Cities Service	2.110.323	5.782
Colombian Pet. Co.	5.069.640	13.889
Chevron Pet. Co.	5.977.647	16.377
Empresa Colombiana de Petróleos *	9.838.754	26.955
Explotaciones Condor S.A.	5.689.361	15.587
Intercol	7.083.520	19.407
Petróleos Colombo-Brasileros	1.627.694	4.460
Texas Petroleum Co.	7.352.676	20.144
Texas Pet. del Río S.A.	15.865.453	43.479
Totales:	60.619.068	166.080

\*Producción obtenida de los campos de la concesión De Mares, operados directamente por Ecopetrol.

### Producción y Utilización de Gas Natural

El volumen de gas natural obtenido en el año de 1974 fue de 115.676.958.000 pies cúbicos. De esta cantidad, 26.063.471.000 fueron producidos por campos de gas y 90.613.437.000 de gas producido conjuntamente con petróleo.

En relación con el volumen producido en 1973, se presentó un aumento de 2.903.970.000 pies cúbicos, o sea un incremento porcentual de 2.6.

En el año en referencia hubo un aumento de 1.678.961.000 pies cúbicos en el volumen de gas utilizado con relación al usado en 1973, o sea un incremento del 1,8%. Esto se debió a que se utilizó más gas con fines industriales y en los campos como fuente de energía; también se inyectaron a los yacimientos mayores volúmenes de gas, para su conservación y recuperación de mayores cantidades de petróleo. Además, se presentó un incremento en el volumen de gas procesado en planta para la recuperación de productos líquidos.

Sin embargo, el gas descargado al aire (quemado en los campos) aumentó con relación al desperdiciado en 1973, pues de 18.656.069.000 pies cúbicos se pasó a 18.881.079.000, o sea un incremento del 1,2%. Este mayor volumen se debe a los aumentos que se presentaron en el campo de Payoa y en el campo de provincia, a causa de daños imprevistos en el equipo de inyección y a la mayor producción de gas en el campo de Orito, el cual no es aprovechable. El gas quemado equivalió al 16,3% del total producido.

Al gas producido se le dió la siguiente destinación:

	Volúmen	%
Transformado en Líquido	4.685.248.000	3.9
Inyectado a Yacimientos	31.879.914.000	27.5
Usado en la industria	47.056.210.000	40.6
Usado como combustible en los campos	13.866.507.000	11.9
Quemado al aire (desperdiciado)	18.881.079.000	16.1
Totales:	115.676.958.000	100.0

Las medidas tomadas por el Ministerio sobre conservación y utilización del gas natural han dado resultados favorables, pues se han venido inyectando a los yacimientos petrolíferos y utilizando mayores volúmenes. Lo anterior, puede deducirse al comparar las cifras consignadas en el cuadro siguiente, expresada en miles de millones de pies cúbicos.

Año	Producido	Utilizado	Desperdiciado
1970	104.89	84.77	20.12
1971	111.55	88.22	23.33
1972	115.59	95.88	19.71
1973	113.77	95.11	18.66
1974	115.68	96.80	18.88

En forma porcentual, el gas utilizado y el quemado en los años de 1970 a 1974, con respecto al total producido, se consignan en el cuadro siguiente:

Año	Aprovechado	Desperdiciado
1970	80.81	19.19
1971	79.08	20.92
1972	82.96	17.04
1973	83.60	16.40
1974	83.68	16.32

Los volúmenes de producción y utilización del gas natural, en miles de pies cúbicos por compañías, concesiones y áreas en explotación, durante el año de 1974, se le indican en el cuadro No.12. \*

Las plantas de gas de El Difícil, Cicuco, Tibú, El Centro, Provincia y Payoa, operaron en el año en referencia normalmente y en forma continua; procesaron gas húmedo para la obtención de propanos, butanos, gasolina natural. Los volúmenes procesados en las plantas mencionadas, expresados en millones de pies cúbicos, durante los últimos cinco años, fueron:

Empresa	Planta	Gas Procesado-MMPC.				
		1970	1971	1972	1973	1974
Ecopetrol	El Centro	8.059	7.306	6.766	6.321	5.692
Colpet	Tibú	4.817	2.699	3.154	2.674	2.768
Colpet	Cicuco	9.253	7.580	5.440	6.050	5.228
Antex	El Difícil	8.582	11.495	16.519	14.351	14.582
Intercol	Provincia	17.366	19.769	21.139	22.743	25.627
Cities Service	Payoa	20.134	20.737	18.320	21.462	20.312
Totales:		68.211	69.586	71.338	73.601	74.209

Los aumentos porcentuales en los volúmenes de gas natural procesado, en los años 1970 a 1974, son:

Año	Aumento
1970	0.3
1971	0.2
1972	2.5
1973	3.1
1974	0.8

\* Ver cuadro página siguiente

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA

Cuadro No. 12  
Producción y Utilización de Gas Natural 1974  
(Miles de Pies Cúbicos)

COMPANÍA	Concesión	Producido, en Plantas	Procesado en plantas mado	Inyectado	Usado en la Indus- tria	Quemado co- mo combusti- ble en los campos	Quemado al Aire
Antex Oil	El Difícil	14,581,518	14,581,518	386,610	13,806,480	310,250	78,178
Cities Service	Pavoa	25,448,169	20,312,310	859,500	10,545,382	1,420,100	579,987
Colpet	Barco	2,786,000	2,768,298	224,793	14,568	2,056,780	489,879
Colpet	Cicuco	5,511,607	5,228,190	334,921	4,590,217	586,469	-
Colpet	Violo	-	-	-	-	-	365,593
Chevron	Rio Zulia	2,107,009	-	-	1,683,118	58,278	697,715
Ecopetrol	De Marés	6,891,798*	5,691,660	1,568,533	-	4,625,530	-
Magdalena	Sampués	1,216,272	-	-	1,216,272	7,954	-
San Andrés	Jabo	10,265,731	-	-	10,257,777	7,954	495,356
Shell	Yondó	1,229,585	-	-	524	734,229	525,062
	Cartagallo	562,661	-	-	-	37,075	841,873
	San Pablo	1,232,237	-	-	-	390,364	84,035
	La Cristalina	98,607	-	-	-	14,582	1,215,202
Intercol- Colinas	Provincia	27,701,924	25,626,699	1,310,891	18,462,828	1,771,151	438,104
	Neiva	509,444	-	-	4,941,852	71,340	6,096
	La Cañada	6,096	-	-	-	-	19,290
	Tello	74,256	-	-	-	-	48,572
Leva	Ermitaño	31,768	-	-	-	-	516,957
	Ortega-	134,474	-	-	-	-	6,408
	Tetuán	1,013,880	-	-	-	-	31,688
	Pabagua	-	-	-	-	-	14,016
	Logaroso	38,096	-	-	-	-	1,117,252
	Esquivama	14,016	-	-	-	-	621,703
	Totumal	1,738,955	-	-	-	-	1,797,093
	Velasquez	2,149,318	-	-	-	-	9,103,452
	Orito, Norte	9,443,613	-	352,225	-	10,500	201,587
	Orito, Sur	201,587	-	329,661	-	-	321,621
	San Miguel	326,886	-	-	-	5,265	63,907
	Acacé Norte	63,907	-	-	-	-	278,569
	Chuyaco	297,544	-	-	-	18,975	-
	Acacé Sur	-	-	-	-	-	18,881,079
Totales:		115,676,958	74,208,675	4,685,248	31,187,914	47,056,210	13,866,507

\* Incluye 305,000 MPC obtenidos en la Planta de Deshidratación.  
No incluye 538,549 MPC por diferencia en medidas

El volumen de productos obtenidos en el periodo mencionado antes y su variación, fueron:

Producto	Producción Miles de Galones				
	1970	1971	1972	1973	1974
Propanos	46.899	45.743	47.645	50.139	49.794
Butanos	33.082	33.015	30.479	30.789	30.153
Gasolina natural	46.401	45.287	42.195	38.990	37.598
Totales:	126.320	124.045	120.319	119.918	117.545
	Año	Variación-%			
	1970	+26.9			
	1971	-1.8			
	1972	-3.0			
	1973	-0.3			
	1974	-1.98			

Los volúmenes de gas propano comercial (G.L.P.) para uso doméstico e industrial, obtenido durante los últimos cinco años en plantas de gas y refinerías y su variación porcentual, se indica en los cuadros siguientes:

Plantas de Gas o Refinería	Producción-Miles de Galones				
	1970	1971	1972	1973	1974
P.G. Payoa	15.054	14.041	13.138	12.729	11.077
P.G. El Centro	4.772	4.772	4.531	4.375	3.936
P.G. Provincia	13.142	14.861	14.664	17.271	17.902
Ref. Tibú	5.638	4.450	4.412	4.109	4.173
P.G. Cicuco	4.158	6.289	6.172	6.824	7.609
Ref. Plato	6.633	7.383	7.721	8.095	8.467
Ref. Barranca- bermeja	59.318	54.488	69.938	67.328	65.006
Ref. Cartagena	3.776	4.684	5.282	5.745	5.028
Totales:	112.491	110.918	125.858	126.476	123.168

Año	Variación
1970	+22.6
1971	-1.4
1972	+13.5
1973	+0.5
1974	-2.6

Como se puede apreciar en los cuadros anteriores, se produjo en el año de 1974 una disminución de 3.308.000 galones de gas propano, debido a los menores volúmenes de gas natural procesado en las plantas de «El Centro» y de «Payoa» principalmente a los daños sufridos por la refinería de Barrancabermeja.

En 1974 las ventas de gas propano comercial (G.L.P.) para uso doméstico industrial, excluido el consumo propio de los productores, fue de 123.638.935 galones o sea un promedio mensual de 10.303.245. En relación con el consumo en 1973, hubo un pequeño aumento de 83.874 galones mensuales en promedio, o sea de 0.8%.

En el año de 1974 se presentó un déficit apreciable en relación con la demanda de gas propano, debido a la producción limitada y a las fallas de la refinería de Barrancabermeja anotadas.

Las ventas de gas propano comercial por empresas y el respectivo porcentaje, en relación con el total, en 1974, fueron:

Plantas	Galones	%
Ref. Barrancabermeja	98.784.454	79.70
Ref. Mamonal	5.012.196	4.05
Planta de Tibú	4.166.208	3.37
Planta de Cicuco	7.544.680	6.10
Ref. de Plato	8.131.397	6.58
Totales:	123.638.935	100.000

Es conveniente anotar que los volúmenes de G.L.P. vendidos por la Empresa Colombiana de Petróleos son superiores a la producción de sus refinerías, debido a que adquiere la totalidad de los productos obtenidos en la planta de gas de provincia, de la International Petroleum (Colombia) Limited, y recibe, además, la participación que le corresponde en la operación de la planta de Payoa, que en dicho año fue de 4.262.849 galones de gas propano.

### RESERVAS DE PETROLEO Y GAS

En el año de 1974 se descubrieron dos yacimientos de petróleo en la región del Putumayo, con la perforación de los pozos Nancy No.1 y Burdine No.1, localizados en áreas de contratos de asociación firmados por Cayman International Exploration Company con la Empresa Colombiana de Petróleos.

De acuerdo con la revisión anual efectuada por la Sección de Conservación Reservas de la División de Petróleos, las reservas probadas de petróleo y de gas recuperables de los campos en producción, eran el 31 de diciembre de 1974 de 62 millones de barriles de petróleo y de 1.519 miles de millones de pies cúbicos de gas.

Por áreas las reservas, eran:

Area	Petróleo Millones de Barriles	Gas Miles de Millones de pies cúbicos
Valle Medio del Magdalena	366	1.137
Bajo Magdalena	10	200
Alto Magdalena	74	38
Putumayo	144	127
Catatumbo	33	17
Totales:	627	1.519

En relación con las anteriores cifras se anota lo siguiente:

- 1o. En las reservas del Valle Medio del Magdalena no se han considerado las probables de la concesión Cocorná, las cuales se estiman en 220 millones de barriles. Es necesario efectuar la perforación de varios pozos para conocer su volumen.
- 2o. Las reservas de petróleo y de gas del Bajo Magdalena han sido recalculadas, teniendo en cuenta los pozos recientemente perforados en el campo de Boquete, de la concesión Cicuco.
- 3o. En las reservas de gas no se incluyen los de los yacimientos de Ballena y Chuchupa, descubiertos en la Guajira, las cuales se estiman en 3.500 miles de millones de pies cúbicos. Estos yacimientos podrían producir 350 millones de pies cúbicos diarios, dependiendo ello del número total de pozos que se perforen.
- 4o. Como consecuencia de las perforaciones hechas en la concesión Jobo, se revaluaron las reservas de las concesiones Jobo y Sampués, localizadas en el Bajo Magdalena.

En los cuadros siguientes se dan los propósitos de producción de petróleo y gas para los años 1975-1980, para los campos en producción actualmente.

	Producción de Petróleos 1975 - 1980					
	Millones de Barriles					
Valle Medio del Magdalena	1975	1976	1977	1978	1979	1980
	30.2	27.3	24.1	21.6	19.4	17.5

Bajo Magdalena	1.1	1.0	0.9	0.8	0.7	0.6
Alto Magdalena	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.3
Catatumbo	9.0	8.2	7.5	6.8	6.2	5.6
Putumayo	13.0	11.7	10.5	9.5	8.6	7.7

Totales: 55.8 50.7 45.5 41.2 37.4 33.7

Barriles/día 153.000 139.000 125.000 113.000 102.000 92.000

De acuerdo con estos pronósticos se estima que la producción de petróleo declinará a una rata anual promedio de 9.0%.

#### Producción de Gas 1975 - 1980

Miles de Millones de Pies Cúbicos

	1975	1976	1977	1978	1979	1980
<b>Valle Medio</b>						
del Magdalena	78.5	75.5	75.5	72.5	69.5	67.5
Bajo Magdalena	31.0	31.0	31.0	31.0	28.0	25.0
Alto Magdalena	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Catatumbo	4.6	4.2	3.9	3.6	3.2	2.9
Putumayo	9.3	8.2	7.2	6.4	5.6	4.9
<b>Totales:</b>	<b>124.9</b>	<b>120.4</b>	<b>119.1</b>	<b>115.0</b>	<b>107.8</b>	<b>101.8</b>

Con relación a las cifras consignadas en los cuadros anteriores, en necesario hacer las observaciones siguientes:

1o. No se ha tenido en cuenta la producción que puede obtenerse de los pozos perforados por la empresa Cayman International Exploration Company, en la región del Putumayo, que es el orden de los 5.000 barriles diarios de petróleo.

2o. Se aplica una declinación mayor a la pronosticada anteriormente para los campos de Boquete y Cicuco, debido a que la producción de ellos ha continuado descendiendo, a pesar de los nuevos pozos que se perforaron.

3o. Para el Alto Magdalena se mantiene constante su producción de petróleo hasta el año de 1979, debido a las perforaciones que se han realizado en las concesiones Neiva y Tello.

4o. Para el año de 1975, se aumentará la producción de gas del Valle Medio Magdalena, debido al incremento de los volúmenes que se obtendrán de los campos de Provincia, Bonanza y Payoa.

#### Refinación

En el año de 1974 las refinerías del país procesaron un total de 60.070.408 barriles de petróleo crudo e ingredientes, o sea un promedio diario de 164.576.1

relación con el volumen tratado en el año inmediatamente anterior, hubo un aumento de 1.619.167 barriles, equivalentes a 2.8%. La carga total a las refinerías y su variación porcentual en los años de 1970 a 1974, se dan en el cuadro siguiente:

Año	Carga	Total	Aumento-%
	Bls. Anuales	Bls. Diarios	
1970	49.029.884	134.328	5.3
1971	53.047.887	145.337	8.2
1972	56.639.332	154.752	6.4
1973	58.451.241	160.140	3.5
1974	60.070.408	164.576	2.8

En el año de 1974 casi la totalidad del petróleo producido se refinó, pues solamente hubo una exportación de 480.208 barriles del crudo Orito.

La capacidad de diseño y su porcentaje de carga tratada en 1974 con relación al total, son:

Empresa	Ubicación	Capacidad de diseño Bls/día	Petróleo tratado Bbls. (1)	Promedio diario Barriles	Porcentaje
Ecopetrol	Barranca-bermeja	110.000	38.645.182	105.877	64.30
Ecopetrol	Cartagena	50.000	17.474.053	47.874	29.10
Intercol	Dorada	5.200	1.358.180	3.721	2.30
Colpet	Tibú	5.800	1.007.644	2.761	1.70
Texas	El Guamo	1.900	750.080	2.055	1.24
Texas	Orito	1.000	390.226	1.069	0.63
Antex	Plato	1.750	445.043	1.219	0.73
<b>Totales:</b>		<b>175.650</b>	<b>60.070.408</b>	<b>164.576</b>	<b>100.00</b>

(1) Se incluyen los ingredientes utilizados.

En el año en referencia las refinerías adquirieron los siguientes volúmenes de petróleo:

Empresas	Compras Totales Barriles	Volúmen Pagado En Dólares-Barriles	Valor -US\$
Ecopetrol	32.446.843	28.272.053	46.831.338.05
Ecopetrol (crudo propio)	10.229.064	--	
Intercol	14.274.623	7.434.335	12.365.239.86
Otras	2.078.989	850.743	1.397.432.91
<b>Totales:</b>	<b>59.029.519</b>	<b>36.557.131</b>	<b>60.594.030.82</b>

Durante el mismo período, el petróleo pagado en moneda nacional por las refinarias, correspondientes al 25% de la producción de las empresas privadas más la totalidad de la producción de la Empresa Colombiana de Petróleos, fue de 22.472.388 barriles por valor de US\$37.248.342, equivalentes a 744.966.853. Los volúmenes y valores mencionados distribuidos entre empresas privadas y Ecopetrol, son:

Empresa	Volúmenes-Bbbs.	Valor-Dólares	Valor-Pesos
Privadas	12.243.324	18.690.986	405.870.108
Ecopetrol	10.229.064	16.951.821	309.096.745
Totales:	22.472.388	37.248.342	744.966.853

El volumen de los productos obtenidos en las diferentes refinarias del país, expresado en barriles, se observa en el cuadro No.13.\*

### CONSUMO DE DERIVADOS DEL PETROLEO

#### A. Refinados.

En el año de 1974 el consumo total de productos refinados fue de 53.325.338 barriles netos, incluidos 546.700 barriles de gasolina motor y 28.810 de gasolina aviación, que fue necesario importar. Además, se deben agregar 1.008.848 barriles del crudo consumido directamente por la industria fabril. En esta forma, hubo un consumo total de 54.334.186 barriles, o sea un promedio diario de 148.861 barriles.

Con relación a los consumos que se tuvieron en 1973, se presentó un incremento de 4.619.460 barriles de productos refinados. Si se incluye el petróleo crudo, el aumento fue de 4.923.582 barriles, lo que equivale a un incremento del 10,0%.

Las ventas internas realizadas por las refinarias, o sea el consumo interno total menos los consumos propios de las plantas refinadoras, fueron de 49.678.495 barriles Netos.

Los volúmenes vendidos por las refinarias, se señalan en el cuadro No.14.\*

Los consumos totales de productos refinados, incluyendo los requerimientos de las refinarias e industrias anexas, que fueron de 53.325.338 barriles, se detallan en el cuadro No.15.\*

\* Ver cuadros páginas siguientes

Cuadro No. 13  
Producción de Refinados 1974  
(Barriles Netos)

PRODUCTO	BARRANCA	CARTAGENA	OTRAS	TOTALES
Gasolina Aviación	466.669	-	-	466.669
Gasolina Motor	14.648.848	5.620.614	536.296	20.805.758
Gasolina Blanca	1.216.468	-	152.010	1.368.478
Nafta	(91.145)	(45.653)	-	136.798
Querosene	2.293.717	827.206	208.589	3.329.512
Diesel Oil	-	-	-	-
(A.C.P.M.)	4.958.347	2.948.498	684.498	8.592.450
Gas Propano	1.548.234	119.685	298.353	1.965.166
Fuel Oil	10.078.841	6.427.592	1.419.399	17.925.832
Gas Combustible	1.026.074	-	-	1.026.074
Turbosina	1.491.571	599.633	68.231	2.159.435
Coque	643.002	259.247	-	902.249
Acido Nafénico	86.803	-	-	86.803
Asfaltos Líquidos	272.279	-	-	272.279
Asfaltos Sólidos	494.234	-	-	494.234
Alquitrán Aromático	200.444	73.270	-	273.714
Disolventes	223.811	-	88.691	312.502
Lubrificantes	53.388	-	-	53.388
Grasas	217.572	-	-	217.572
Pitch	-	467.216	-	467.216
Acete de Ciclo	-	-	-	-
Liviano	51.391	-	-	51.391
Residuo	252	-	534.557	534.809
Otros	48.332	492.119	-	540.451
Totales:	39.929.132	17.789.427	3.990.625	61.709.184

Cuadro No. 14  
Ventas de Productos Refinados 1974  
(Barriles Netos)

Producto	Barranca	Cartagena	Tibú	Dorada	Guamo	Plato	Orito	TOTALES
Gasolina Motor	(1)15.215.913	5.862.358	244.335	67.655	110.095	105.902	116.825	(1)21.723.083
Gasolina Blanca	1.233.171	-	75.599	64.016	5.516	-	4.283	1.382.585
Gasolina Aviación	(2)495.075	-	-	-	-	-	-	(2)495.075
Nafta	-	8.443	-	-	-	-	-	8.443
Querosene	2.286.671	811.700	85.605	-	20.395	24.131	34.128	3.263.130
Diesel Oil (A.C.P.M.)	4.247.941	2.710.016	103.752	384.901	75.850	4.056	35.931	7.562.427
Fuel Oil (Combust.)	3.099.767	4.093.578	-	807.374	506.071	-	3.564	9.320.354
Turbosina	1.506.506	603.458	-	-	-	-	-	2.109.964
Gas Propano	1.548.234	119.338	99.302	-	-	193.393	-	1.960.267
Lubricantes y Grasas	296.899	-	-	-	-	-	-	296.899
Asfaltos Líquidos	269.762	-	-	-	-	-	-	269.762
Asfaltos Sólidos	491.502	-	-	-	-	-	-	491.502
Acido Nafténico	57.110	-	-	-	-	-	-	57.110
Disolventes	223.326	-	-	-	-	94.663	-	317.989
Alquitrán aromá- tico	192.969	68.889	-	-	-	-	-	261.858
Aceite de ciclo liviano	1.764	-	-	-	-	-	-	1.764
Azufre y Acido	11.234	-	-	-	-	-	-	11.234
Otros	25.406	86.504	33.139	-	-	-	-	145.049
<b>Totales:</b>	<b>31.203.250</b>	<b>15.174.284</b>	<b>641.712</b>	<b>1.323.946</b>	<b>718.427</b>	<b>422.145</b>	<b>194.731</b>	<b>49.678.495</b>

(1) Incluyen 546.700 barriles importados de gasolina motor.

(2) Incluyen 28.810 barriles importados de gasolina de aviación.

Cuadro No. 15  
Consumo de Refinados 1974  
(Barriles Netos)

Producto	Barranca	Cartagena	Tibú	Dorada	Guamo	Plato	Orito	Totales
Gasolina Motor	(1)15.234.729	5.862.358	252.661	67.660	110.444	107.433	125.913	(1)21.761.198
Gasolina Blanca	1.233.165	-	76.780	64.108	5.516	-	9.238	1.388.827
Gasolina Aviación	(2)495.075	-	-	-	-	-	-	(2)495.075
Nafta	-	8.443	-	-	-	-	-	8.443
Querosene	2.287.789	811.700	90.268	-	20.917	24.552	72.399	3.307.625
Diesel (ACPM)	4.251.756	2.710.016	110.192	385.168	76.107	5.126	108.654	7.647.019
Turbosina	1.508.729	603.458	-	-	-	-	-	2.112.187
Fuel Oil	3.575.354	4.903.578	-	848.636	529.921	-	64.981	9.922.470
Gas Combustible	1.026.074	-	-	-	-	-	-	1.026.074
Gas Propano	1.548.234	119.338	99.309	-	-	197.740	-	1.964.621
Asfaltos Líquidos	273.635	-	-	-	-	-	-	273.635
Asfaltos Sólidos	491.556	-	-	-	-	-	-	491.556
Disolvente	224.042	-	-	-	-	95.960	-	320.002
Alquitrán aromático	192.969	68.889	-	-	-	-	-	261.858
Lubricantes y grasas	298.943	-	-	-	-	-	-	298.943
Acido Nafténico	57.121	-	-	-	-	-	-	57.121
Aceite de ciclo liviano	3.098	-	-	-	-	-	-	3.098
Azufre y Acido	11.234	-	-	-	-	-	-	11.234
Otros	668.067	1.243.412	33.195	11.664	12.582	-	5.432	1.974.352
<b>Totales:</b>	<b>53.381.590</b>	<b>16.331.192</b>	<b>662.405</b>	<b>1.337.236</b>	<b>755.487</b>	<b>430.811</b>	<b>386.617</b>	<b>53.325.338</b>

(1) Incluyen 546.700 barriles importados de gasolina motor.

(2) Incluyen 28.810 barriles importados de gasolina aviación.

Los volúmenes de productos refinados consumidos en el país excluidos los consumos propios de las empresas refinadoras, en los últimos cinco años, fueron:

Año	Consumo-Barriles	Aumento-%
1970	39.814.744	11.4
1971	42.744.388	7.4
1972	44.982.112	5.2
1973	48.705.878	8.3
1974	53.325.338	9.5

El consumo de los principales combustibles (gasolina motor, gasolina para aviones, diesel-oil, queroseno, fuel-oil y turbosina) durante los últimos cinco años expresados en miles de barriles y su aumento porcentual se indican en los siguientes cuadros:

Producto	1970	1971	1972	1973	1974
Gasolina Motor	15.670	16.730	17.730	19.175	21.723
Gasolina Aviación	561	465	504	479	495
Gasolina Blanca	657	826	1.208	1.374	1.383
Queroseno	3.474	3.303	3.015	3.115	3.263
Fuel Oil	8.176	8.749	8.904	8.671	9.320
Turbosina	1.278	1.440	1.567	1.779	2.110
Diesel-oil	5.183	6.518	6.904	7.002	7.562
Totales:	34.999	38.031	39.429	41.595	45.856

Año	Aumento
1970	9.27
1971	8.66
1972	3.68
1973	5.49
1974	10.2

#### B. Petroquímicos.

Durante el año a que se refiere el presente informe, se obtuvo un total de 1.211.544 barriles de productos petroquímicos. El consumo interno fue en ese año de 777.949 barriles y las exportaciones de 461.948.

Los volúmenes consumidos de estos productos en los años de 1973 y 1974 y los aumentos porcentuales correspondientes, se dan en el siguiente cuadro:

Productos	Consumo—Barriles		Variación
	1973	1974	
Etileno	151.980	139.235	-7.9
Polietileno	1.037	726	-30.0
Ciclohexano	129.490	155.841	+20.3
Tolueno	24.568	34.398	+40.0
Benceno	14.468	7.522	-48.00
Ortoxileno	28.200	31.653	+12.2
Xilenos mezclados	55.106	53.209	-3.4
Parafina	349.659	362.483	+3.8
Totales:	754.508	786.117	

#### OLEODUCTOS Y GASODUCTOS

La longitud y capacidad de los oleoductos y gasoductos para el transporte de gas, petróleo y sus derivados, no tuvieron variación alguna durante el año de 1974.

La principal 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 la empresa Andian National Corporation, al que se une el de Velázquez-Galán, de la Texas Petroleum Company. Al primero de los mencionados se conectan los oleoductos Casabe-Galán, Cristalina-Yarrití y Totumal-Puerto Mosquito. Al de Velázquez-Galán, los de Cocomá-Vascovia y Palagua-Velázquez. Este sistema permite llevar petróleo desde los campos situados en el Valle Medio del Magdalena a las refinerías de Barranca Bermeja y Cartagena.

Otro sistema de oleoductos está constituido por los de Tiba-Coveñas y Cicuco-Retiro, que se encuentran conectados en el sitio de Simaña al oleoducto Galán-Mamonal. El oleoducto Tiba-Coveñas tiene invertido su flujo hasta Simaña, permitiendo así la conducción desde el puerto mencionado a la refinería de Barranca Bermeja por el oleoducto Andian, que tiene también invertido su flujo. El petróleo producido en la concesión Cicuco y en las de la región del Putumayo, el crudo de la concesión Barco llega a Simaña y se bombea a Barranca Bermeja.

El oleoducto Río-Zulia-Ayacucho-Barranca transporta también a Barranca Bermeja el petróleo que se produce en la concesión Zulia, localizada en el departamento del Norte de Santander. El ramal Ayacucho-Santa Marta permitía la exportación de los excedentes de la referida concesión. En el futuro podría ser utilizado para transportar petróleo que se importe por Santa Marta.

La tercera red la constituyen los oleoductos Puerto Colón-Orito-Tumaco y San Antonio-Kilómetro 15. Este sistema transporta el petróleo que se obtiene en los campos de las concesiones Orito Sur, Orito Norte, Acaé Sur, Acaé Norte, Río San Miguel y Churuyaco, ubicados en la zona del Putumayo y de las cuales son titulares la Texas Petroleum Company y Petrolera del Río S.A.



Con el objeto de asegurar el abastecimiento de la refinería de Barrancabermeja, la Empresa Colombiana de Petróleos está construyendo una nueva línea desde el sitio de Ayacucho a la refinería mencionada. Sus características principales son: longitud, 190 kilómetros; diámetro nominal de 14 pulgadas; dos estaciones de bombeo, y capacidad inicial de transporte de 80.000 barriles por día.

Para el manejo del gas natural producido en los campos de la costa norte del país, existen tres gasoductos: El de Cicuco-Barranquilla, que transporta el gas de las concesiones Cicuco y Viejo; el Jobo-Mamonal, que conduce el gas producido en los campos de Jobo, tablón y Chinó, de las concesiones Jobo y Sampués. El tercero es el gasoducto de El Difícil-Barranquilla, que lleva el gas que se obtiene en la concesión El Difícil.

Las Texas Petroleum Company tiene la intención de construir un gasoducto de uso privado que conecte los campos gasíferos de la Guajira con las ciudades de Barranquilla y Cartagena.

La línea tendrá una longitud aproximada de 360 kilómetros y su capacidad depende de la determinación que se tome en materia de utilización del gas. También la empresa Petroquímica del Atlántico S.A., se encuentra interesada en la construcción del mencionado gasoducto, con características similares al proyectado por la primera de las compañías mencionadas.

En el año de 1974 fueron transportados por los oleoductos y gasoductos los volúmenes de gas y de petróleo indicados a continuación:

OLEODUCTOS	RECIBIDOS EN TERMINALES-Bbls
Orito-Lumaco	8.832.660
Puerto Colón-Orito-Lumaco	1.511.920
San Antonio-Lumaco	311.219
Velásquez-Dorada	1.282.767
Anísalez-Guamo	220.254
Velásquez-Galán-Mamonal	5.226.433
Totumal-Pto. Mosquito-Mamonal	157.886
Payoa-Galán-Mamonal	504.644
Payoa-Barranca	1.559.080
Provincia-Yarirí-Mamonal	959.885
Provincia-Payoa-Barranca	1.768.174
Provincia-Yarirí-Barranca	4.355.460
Orito-Lumaco-Coveñas-Simaña-Barranca	4.483.384
Tibú-Simaña-Barranca	3.174.274
Cicuco-Simaña-Barranca	1.307.244
Yarirí-Mamonal	144.773
Yarirí-Galán-Barranca	5.791.694
Zulia-Santa Marta	5.070
Zulia-Ayacucho-Barranca	5.972.577
Difícil-Plato	446.705
Total	48.676.103

GASODUCTOS	RECIBIDOS EN TERMINALES-Miles de Pies Cúbicos
Jobo-Mamonal	9.193.515
Cicuco-Barranquilla	4.590.217
Difícil-Barranquilla	13.806.480
Payoa-Barranca	10.545.383
Payoa-Bucaramanga	1.518.879
Total:	39.654.874

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

Otro oleoducto para derivados del petróleo es el de Tibú-Puerto León-Cúcuta, que conduce los combustibles obtenidos en la refinería de Tibú, en la concesión Barco.

Durante el año de 1974 los oleoductos indicados antes, transportaron los volúmenes que se indican en el cuadro siguiente:

OLEODUCTOS	RECIBIDOS EN TERMINALES Barriles Netos
Buenaventura-Yumbo	1.126.840
Salgar-Cartago-Yumbo	3.755.904
Salgar-Manizales	715.017
Salgar-Pereira	140.906
Salgar-Cartago	1.438.234
Barranca-Bucaramanga	1.541.148
Tibú-Cúcuta	306.755
Provincia-Payoa-Barranca	901.484
Payoa-Galán	6.340.364
Galán-Cantimplora-Medellín	3.784.782
Galán-Puerto Salgar	1.942.404
Galán-Puerto Salgar-Bogotá	11.441.601
Totales:	33.440.439

## EXPORTACIONES DE PETROLEO

En el año de 1974 solamente se exportaron 480.208 barriles netos de petróleo provenientes del campo de Orito, por un valor declarado de US\$4.451.698, en comparación con las exportaciones en 1973 que fueron de 9.504.848 barriles por valor de US\$25.379.352. Esta drástica disminución se debió a la menor producción de los campos de petróleo en declinación y al aumento de la refinación interna. El petróleo exportado en los años de 1970 a 1974 y sus valores respectivos en dólares, fueron:

Año	Volúmen-Barriles	Valor-US\$
1970	31.245.871	58.617.950
1972	25.395.727	51.235.872
1972	14.923.678	30.971.34
1973	9.504.848	25.379.352
1974	480.208	4.451.698

Las exportaciones de petróleo en 1974 se realizaron en su totalidad a los Estados Unidos de Norte América.

## EXPORTACIONES DE REFINADOS Y PETROQUIMICOS

En el año de 1974, las exportaciones de productos refinados fueron de 10.186.374 barriles, por un valor de US\$100.532.614. En comparación con las exportaciones realizadas en 1974, hubo una disminución de 363.027 barriles y un aumento en el valor de US\$64.090.619, equivalentes a -3,9% y a +75,9%, respectivamente.

Las exportaciones de productos refinados en los últimos cinco años y sus correspondientes valores en dólares, fueron:

Año	Volúmen Exportado		Valor	
	Barriles	Variación-%	Dólares	Variación
1970	10.314.814	-10.8	17.016.569	-11.7
1971	11.671.370	+13.2	23.432.265	+37.7
1972	13.008.430	+11.5	30.141.309	+28.6
1973	10.549.396	-18.9	36.441.995	+20.9
1974	10.186.374	-3.9	100.532.614	+75.9

Por empresas, los volúmenes exportados en el año de 1974, se indican en el cuadro No.16.

Cuadro No. 16  
Exportaciones de Productos Refinados  
1974

Producto	ECOPEPETROI		INTERCOI		TOTAL	
	Volúmen Bbls.	Valor US\$	Volúmen Bbls.	Valor US\$	Volúmen Bbls.	Valor US\$
Fuel-oil	8.701.478	84.225.492	317.418	3.272.569	9.018.896	87.498.061
Diesel-Oil (A.C.P.M.)	1.143.816	12.589.464	-	-	1.143.816	12.589.464
Otros	23.662	445.089	-	-	23.662	445.089
Totales:	9.868.956	97.260.045	317.418	3.272.569	10.186.374	100.532.614

El volúmen de los productos petroquímicos exportados en 1974 ascendió a 461.948 barriles aproximadamente, por un valor de US\$7.686.085. En relación con las exportaciones realizadas en el año inmediatamente anterior, se presentó una disminución de 99.172 barriles, y un incremento de US\$10.700.021 en el valor, lo cual equivale a -17,7% ya + 153,2%.

Las exportaciones antes mencionadas fueron hechas por la Empresa Colombiana de Petróleos.

Los productos petroquímicos exportados, sus volúmenes y valores correspondientes fueron:

Producto	Volúmen-Barriles	Valor-US\$
Benceno	118.214	7.719.137
Ortoxileno	25.604	865.470
Xileno	171.281	4.036.413
Parafinas	146.849	5.065.115
Totales:	461.948	17.686.085

En resumen, Ecopetrol exportó 10.330.904 barriles de productos por valor de US\$114.946.130.

## INGRESOS DIRECTOS A LA NACION POR LA EXPLOTACION DE PETROLEO Y GAS

En el año de 1974, la nación, los departamentos, las intendencias, y los municipios, recibieron por concepto de regalías, impuesto de producción al petróleo de propiedad privada y cánones superficiales la suma de US\$11.544.404,17 y de \$7.078.953,88. En relación con el año anterior, se presentó una disminución en dólares de 963,17 y un incremento en pesos de 997.017,25.

Por el impuesto de transporte de petróleo y de productos refinados por oleoductos y de gas natural por gasoductos, la Nación recaudó US\$361.588,95 y \$5.891.645.51.

Las sumas totales percibidas por regalías, cánones superficiales, impuestos de producción y de transporte, fueron de US\$11.905.993.12 y de \$12.970.599.39. Las cantidades totales recibidas por los conceptos mencionados durante los años 1970 a 1974, fueron:

Sumas Recaudadas		
Año	Dólares	Pesos
1970	16.430.657.04	7.559.986.75
1971	16.108.342.83	9.163.070.27
1972	14.422.630.51	11.821.738.56
1973	13.682.561.73	12.370.778.64
1974	11.905.993.12	12.970.599.39

Las menores sumas percibidas en dólares, de acuerdo con las cifras indicadas, se debieron principalmente a la disminución de las regalías a causa del descenso de la producción de petróleo.

Por compañías, las sumas recibidas por los conceptos mencionados anteriormente, se indican en el cuadro No.17.\*

### PERSONAL EMPLEADO EN LA INDUSTRIA DEL PETROLEO

En el año de 1974, la industria del petróleo en sus diferentes actividades tuvo a su servicio un promedio mensual de 5.224 obreros y de 4.906 empleados, o sea un promedio mensual total de 10.130 personas.

Los empleados recibieron en dicho año la suma de \$834.472.249 y los obreros \$422.030.213. El gran total en salarios fue de \$1.256.502.462.

En comparación con el año de 1973, hubo una disminución de 218 obreros activos, pero se presentó un aumento de los salarios de \$139.512.547 para los empleados y de \$81.257.373 para los obreros, o sea un total de \$220.769.920 al año.

El número de obreros y empleados que trabajaron en la industria del petróleo en los años de 1970 a 1974 y los salarios devengados se señalan en el cuadro No.18.\*

Cuadro No. 17  
Regalías e Impuestos

Concesionarias	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Chevron Texas-Petrolera del Río	Zulia	1.686.294.09	1.686.294.09	8.365.72	8.365.72
	Orito Norte	796.587.34			
	Orito Sur	3.041.615.28			
	Acaé Norte	226.461.55			
	Acaé Sur	123.333.83			
	San Miguel Churuyaco	118.200.33 9.477.79			
Texas	PP. Guaguaqui-Terán	132.041.32	1.037.622.36	1.596.960.24	1.618.033.68
	Palagua	371.343.31			
	Ermitaño	13.113.90			
	Rionegro	621.37			
	Cocorná	45.531.36			
	Totumal	2.875.10			
Colpet	Tisquirama	42.441.08	643.933.81		
	Tetuán	35.966.37			
	Barco	541.459.77			
Explotaciones Condor S. A.	Cicuco	496.162.59	956.799.55	221.73	221.73
	Violo				
	Yondó	315.197.05			
	Cantagallo	44.207.91			
	San Pablo	544.806.94			
	Cristalina	52.587.65			

\* Ver cuadros páginas siguientes

Concesionarias	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Intercol	El Roble	1.349.579.03		582.799.05	
	El Conchal	126.690.51		582.798.96	
	El Limón	248.232.20	1.724.501.74	582.798.89	1.748.396.90
Colbras	Neiva	274.669.66			
	Carnicerías	18.416.44	293.086.10		
Antex	El Difícil			2.838.191.35	2.838.191.35
Magdalena Oil Company	Sampués			450.628.80	450.628.80
Totales:			US\$10.657.913.87		\$6.663.838.18

- 130 -

### OLEODUCTOS

Compañía	Nombre	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Chevron	Zulia-Ayacucho	120.622.17	120.622.17		
	Orito Tumaco	57.622.45	57.622.45		
Texas Petrolera del Rio Texas	Totumal Pto. Mosquito			8.556.03	
	Velasquez Dorada	8.34	86.13		
	Velasquez Galán	860.51		274.621.72	
	Palagua Velasquez	3.932.77	4.801.62	16.244.01	
	Anisales Guamo			10.572.19	310.080.08

Continúa

Compañía	Nombre	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Intercol	Provincia-Yariri	15.946.04	15.946.04	47.838.11	47.838.11
	Provincia Payoa	7.956.79	7.956.79		
Col. Cities Service	Payoa-Barranca	6.895.20	6.895.20		
	Cristalina Yariri			12.831.25	12.831.25
Explotaciones Condor S.A. South American Gulf	Coveñas-Simaña	31.733.50			
	Cienco Retiro Simaña	7.295.16	39.028.66		
Andian National	Galán Mamonal	108.716.02	108.716.02	1.335.967.42	1.335.967.42
TOTALES:			361.588.95		1.706.716.86

Compañía	Nombre	Pesos	Total Pesos
Intercol	Provincia Payoa	64.417.07	64.417.07
Oleonorte	Tibú-Cúcuta	184.806.47	184.806.47
Oleopac	B/ventura Yumbo-Cartago	819.670.92	819.670.92
Oleoducto Antioquia	Galán Cantimplora Medellín	388.918.50	388.918.50
TOTAL			\$1.457.812.96

S. Andrés Development	Jobo Tablón Mamonal	1.103.270.04	1.103.270.04
Col. Cities Service	Payoa Galán	16.239.90	
	Payoa Barranca	109.296.88	125.536.78
Gas Natural Colombiano	Cienco Barranquilla	413.119.53	413.119.53
Petroquímica del Atlántico	Difícil Barranquilla	1.085.189.34	1.085.189.34
Total:			\$2.727.115.69

- 131 -

Cuadro No. 17 A.  
Canones Superficiares 1974

Compañía	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Texas	Soledad	7.917.10			
	Corocito	3.430.20			
	El Copey	19.010.00			
	Las Tapias	19.574.80			
	Pilón	19.262.20			
	El Cedro	16.664.40			
	Paso Real	4.354.40			
	Palmarito	19.345.60			
	Turpial	19.750.00			
	Arauca	19.697.20			
	Duya	29.400.00			
	Palagua			6.300.00	
	Ermitaño			17.442.60	
	Rionegro			18.255.00	
	Cocorná			49.702.00	
	Totumal			3.500.00	
	Tisquirama	16.502.00			
	Tetuán			7.206.00	
	Orito Norte	49.880.00			
	Orito Sur	49.884.00			
Acaé Norte	49.742.00				
Acaé Sur	48.810.00				
Churuyaco	23.596.00				
Río San Miguel	27.336.00				
Campoalegre	14.952.60				
Giracal	4.987.20				
Aremasahin	24.960.00				

Continúa...

Compañía	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
Charles Weiner	Chagui Norte	15.000.00			
	Chagui Sur	15.000.00			
Intercol	Margua II	4.113.00			
	Ponedera	4.985.60			
	Las Pailas	9.328.70			
	Uribe II	7.129.80			
	Cachira	18.364.00			
	El Roble			37.499.20	
	El Conchal			27.775.50	
	El Limón			35.177.50	
Colpet	Cieuco			4.999.50	
	Violo			44.690.40	
Chevron	La Vianeza	10.749.60			
	Arroyo Jordán	12.756.60			
	Buenavista	12.112.20			
	Arroyo Culebra	14.795.40			
	Zulia			44.654.00	
Shell	San Pablo			14.984.70	
	La Cristalina			26.550.90	
Petróleos Col- Bras	Neiva			36.750.00	

Continúa...

Compañía	Concesión	Dólares	Total Dólares	Pesos	Total Pesos
	Carnicerías	19.538.00			
	Tello	4.999.80			
B.P. Exploration					
Co.	Las Guamas	9.715.00			
	Manacacias	14.989.00			
	La Hermosa	19.837.40			
	Mongui	13.720.20			
	Si se puede	6.947.40			
	Montebello	5.895.00			
	Porciosa	24.782.00			
Arco Colombia					
Oil Co.	Yopos	14.668.00			
	Tiestal	9.785.40			
	Yalea	14.487.60			
	Guarapito	14.723.80			
Magdalena	Sampués			39.718.00	
Colcitis	San Pedro de Arimena	9.884.00			
	Río Guarrojo	9.660.90			
Petrolisom	La Pita	4.877.20			
The Superior	La Envidia	14.589.00			
	Amparraida	15.000.00			
	Berreberre	15.000.00			
	Apartadó	15.000.00			
	Los Cholos	15.000.00			
	Totales:		886.490.30		415.115.70

- 134 -

Cuadro No. 18  
Personal Empleado en la Industria Petrolera  
(1974)

Año	Obreros		Empleados		Total	
	Número personas	Salarios \$	Número personas	Salarios \$	Número personas	Salarios \$
1970	4.400	205.470.229	3.982	364.963.085	8.382	570.433.314
1971	5.239	266.478.642	5.022	521.354.104	10.259	787.832.746
1972	5.280	306.803.639	5.236	649.809.700	10.514	956.613.339
1973	5.120	340.772.840	5.250	694.959.702	10.374	876.502.462
1974	5.224	422.630.213	4.906	834.472.249	10.130	1.256.502.462

- 135 -

**EMPRESA COLOMBIANA  
DE  
PETROLEOS**

## EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS (ECOPETROL)

### ASPECTOS GENERALES

El año de 1974 fue de gran importancia para Ecopetrol debido principalmente a la expedición de nuevas disposiciones legales referentes a la contratación de actividades exploratorias y al régimen tributario, a logros operacionales y económicos y a la expansión alcanzada con la adquisición de nuevas instalaciones.

Entre las transacciones de especial importancia efectuadas en 1974 deben señalarse la adquisición a International Petroleum (Colombia) Limited, el 10. de julio de dicho año, de la Refinería de Cartagena que tiene una capacidad de carga de 46.000 barriles diarios de crudo, por un valor de 35 millones de dólares que incluye, además, el traspaso a Ecopetrol del 40% de las acciones que Intercol poseía en el Oleoducto del Pacífico. Igualmente, se adquirieron por 3.400.000 dólares las acciones en Shell Cóndor S.A., hoy denominada Explotaciones Cóndor, que tiene unas reservas probadas de 70.0 millones de barriles y una producción de 16.000 barriles diarios. Así mismo, se adquirió de Chevron Petroleum Company of Colombia, el oleoducto que se extiende de Ayacucho a Barrancabermeja.

Respecto a operaciones, los resultados obtenidos por la Empresa durante 1974 superaron a los de 1973 en producción directa de crudos, transporte, refinación, exportación, distribución (realizada a través de los Terpeles) y la actividad exploratoria directa y asociada.

Es así como frente a la declinación general de los yacimientos petrolíferos en el país, la producción directa de crudos de la Empresa en 1974 no sólo se mantuvo sino que superó en 1.0% a la de 1973 y la carga de refinación se incrementó en un 2.5% en el Complejo Industrial de Barrancabermeja.

En el transporte de refinados se obtuvo un incremento del 4.8% respecto del año 1973 y las ventas por distribución de los Terpeles se incrementaron en un 36.8% durante el mismo período.

En exploración, la actividad directa y asociada tuvo un incremento tanto en exploración superficial como en perforación exploratoria, destacándose la confirmación de los yacimientos gasíferos de la Guajira, cuyo valor energético es comparable al de las reservas nacionales de crudo.

En exportaciones directas la Empresa alcanzó la cifra de 114.9 millones de dólares, en comparación con 39.6 millones obtenidos en el año de 1973, como consecuencia del notable aumento de los precios internacionales de venta.



Las utilidades brutas del ejercicio de 1974 superaron en un 142% a las del año anterior al pasar de 942 a 2.278 millones de pesos, cifra la más alta obtenida en la historia de Ecopetrol. Estas utilidades obedecieron fundamentalmente, según se mencionó antes, al aumento del valor de las exportaciones, ya que los precios de los productos derivados del petróleo en el mercado interno permanecieron sin variación, continuando en esta forma, una situación de subsidio para el consumidor.

En la parte administrativa, se inició el estudio de una posible reorganización de la Empresa que actualice su estructura y la coloque en mejores condiciones para llevar a cabo, con buen éxito, sus actividades operacionales y comerciales. Simultáneamente, una distinguida Comisión del Senado de la República inició un estudio sobre el funcionamiento de la Empresa y su eventual reconstrucción.

## OPERACIONES

### A. Actividad Exploratoria.

Con relación a esta actividad, resalta durante 1974, el nuevo régimen jurídico para la exploración y explotación de los petróleos nacionales, consagrado por el Decreto Legislativo No.2310 del 28 de octubre de 1974 que al abolir la forma de contratación por el sistema de Concesiones, fortalece el sistema de los Contratos de Asociación con Ecopetrol. Esta disposición, complementada con una adecuada estructura de precios para los crudos nuevos, cuyo estudio viene adelantando cuidadosamente el Gobierno Nacional, estimulará una mayor actividad exploratoria indispensable para el país.

El año de 1974 debe señalarse como de progreso para Ecopetrol en cuanto a operaciones exploratorias realizadas en forma directa y en asociación. La exploración superficial ejecutada por Ecopetrol y sus asociadas en 1974 fue superior a la de 1973 (52.8 vs. 41.9 cuadrillas mes). Sin embargo, esta actividad decreció en los contratos de Concesión vigentes y el total de la exploración superficial realizada en el país en 1974 resultó inferior a la del año anterior, debido a la exigua actividad de la industria privada en el sistema de concesiones. A continuación se presenta una tabla comparativa para la exploración superficial entre 1970 y 1974:

Año	Cuadrilla/mes			Total en el País
	Ecopetrol	Asociación	Concesión	
1.970	20,5	3,4	60,3	84,1
1.971	19,2	29,6	48,7	97,5
1.972	8,3	22,5	49,7	80,5
1.973	2,6	39,3	31,6	73,5
1.974	9,0	43,8	4,7	57,5

La Empresa en 1974 llevó a cabo 47.077 kilómetros cuadrados de evaluación de áreas sedimentarias del país, principalmente en el V Atrato y la costa del Pacífico y en menor escala, a lo largo de la costa oriental. En geología de superficie se obtuvieron 3.478 kilómetros cuadrados de estudio geológico.

En exploración geofísica que en 1974 totalizó 9.318 kilómetros sísmico en el país, Ecopetrol contribuyó en forma directa con el estudio de 2.000 kilómetros, reiniciando así esta actividad después de un receso de dos años. El trabajo de Ecopetrol se llevó a cabo principalmente en la Guajira y en menor escala en Aguas Claras, un sector cercano a la Concesión de Mares.

La perforación exploratoria en el país durante 1974 muestra un avance respecto a los últimos cuatro años. En efecto, se adelantó la perforación de 24 pozos exploratorios, con un total de 206.282 pies perforados. De los 24 pozos se completaron 20, localizados en su mayoría en las regiones de Putumayo y de Casanare. Como resultado de esos trabajos en asociación con Cayman Corporation se encontraron dos nuevos descubridores de pequeños yacimientos, el Nancy I y el Burdine, localizados en el Putumayo y dos pozos exploratorios adicionales sirvieron para delinear la extensión del yacimiento Burdine.

En la Guajira, tres pozos exploratorios permitieron confirmar la extensión de los yacimientos gasíferos de Chuchupa y Ballena.

Ecopetrol participó directamente en la actividad de perforación exploratoria con tres pozos que alcanzaron un total de 25.900 pies perforados.

A continuación se resume la perforación exploratoria realizada en el país en los últimos cinco años:

Año	Miles de Pies Perforados		
	Ecopetrol	Asociación	Concesión
1.970	-	16,8	101,6
1.971	8,5	44,9	79,4
1.972	13,2	37,6	137,3
1.973	14,4	77,7	79,4
1.974	26,6	146,0	34,3

Hecho de gran importancia para el país fue el descubrimiento y confirmación de las reservas gasíferas de los campos de Chuchupa y Ballena, situados en la zona costanera y la paratoma continental del Departamento de la Guajira, cerca a Riohacha. Estos trabajos fueron efectuados en desarrollo del contrato de asociación denominado



PRODUCCION REFINERIAS

1.973 - 1.974

Productos Refinados	Barriles		Variación	
	1.973	1.974	Bls.	%
Disolventes	212,734	223,811	-11,077	5.2
Gasolina de Aviación	467,144	466,669	- 475	-0.1
Gasolina Motor	12,225,838	17,567,075	5,341,237	43.7
Queroseno	2,210,674	2,726,199	515,525	23.3
Turbosinas	1,296,637	1,779,649	483,012	37.3
C.L.D.	1,174,998	1,216,468	41,470	3.5
A.C.P.M.	4,497,264	5,820,106	1,322,842	29.4
Diesel Marino	-	235,535	235,535	
Gas Propano	1,534,738	1,610,823	76,085	5.0
Grasas	20,690	44,651	23,691	113.0
Combustóleo	10,574,856	12,835,322	2,260,466	21.4
Alquitrán Aromático	153,332	273,714	120,382	78.5
Asfaltos	730,348	766,513	36,165	5.0
Azufre	7,718	10,896	3,178	41.2
Acido Nafténico	10,114	6,819	-3,295	-32.6
Lubrificantes y Extrac.	255,511	233,909	-21,602	-8.5
Gasóleo y Otros	1,614,529	2,630,576	1,016,047	62.9
Sub-Total	36,987,395	48,448,735	11,461,340	31.0

Productos Petroquímicos	1973	1974	Variación	
			Barriles	%
Parafinas	277,250	259,850	-17,400	-6.3
Tolueno	62,652	36,074	-26,578	-42.4
Xilenos Mezclados	210,682	207,584	- 3,134	-1.5
Benceno	102,586	145,261	42,675	41.6
Ciclohexano	129,237	154,810	25,573	19.8
Ortoxilenos	54,592	60,786	6,194	11.3
Bases Parafínicas	270,691	205,214	-65,477	-24.2
Etileno	151,149	142,001	-9,148	-6.1
Sub-Total	1,258,839	1,211,544	-47,295	-3.8
Total	38,246,234	49,660,279	11,414,045	29.8

Este problema no tendrá solución hasta tanto se termine la construcción de las plantas Turboexpander y Balance, lo que se espera realizar en el curso de los próximos dos años.

No obstante que el volumen de crudos refinados en el país fue superior al de 1973 (161.0 miles de barriles por día vs. 156.4 miles de barriles por día respectivamente), hubo necesidad a finales de 1974 de importar 207 mil barriles de gasolina motor regular, con una pérdida para la Empresa cercana a los 2.3 millones de dólares por la diferencia de precio entre el valor de importación y el de venta en el país.

De otro lado, por la menor producción nacional de crudos y el creciente aumento de la demanda doméstica, en el primer semestre de 1975 Ecopetrol se verá obligada a realizar importaciones de dos millones de barriles aproximadamente de gasolina motor, con el fin de abastecer el déficit en el suministro nacional, lo que puede representar una pérdida de cerca de 20 millones de dólares por diferencial de precios internacional interno. Las importaciones de gasolina o de crudo podrán ser mayores para los períodos subsiguientes si no se racionaliza de manera adecuada el consumo de gasolina.

Para adecuar la producción de crudos se continuarán los trabajos en los proyectos de las Plantas de Balance y Optimización del Complejo Industrial de Barrancabermeja, ensancha de la Refinería de Cartagena y la construcción de la Refinería de Jamundí, que incrementarán la capacidad de refinación y abastecerán mejor a la demanda nacional.

D Transporte y Distribución.

Durante 1974 se incorporaron a la red de carreteras de Ecopetrol el Oleoducto del Pacifico y la línea de crudos de Mena y Ayacucho y el Oleoducto de Mena a Barrancabermeja. En el primer semestre de 1975 la Empresa dio inicio a la construcción de la línea de crudos de Barrancabermeja a Petrolera.

Company of Colombia y Ecopetrol. Así, el Distrito de Oleoductos de la Empresa tenía a su cargo una red de 1.170 kilómetros en oleoductos de productos, una de 460 kilómetros en oleoductos de crudos y 20 estaciones de bombeo y terminales.

La red de poliductos hizo entregas de 25.7 millones de barriles de productos refinados en 1974 (70.416 barriles diarios en promedio), procedentes de la Refinería de Barrancabermeja y de la Refinería de la Dorada, de Intercol, con un incremento de 3.2% respecto del año de 1973. Por los Oleoductos Ayacucho-Barrancabermeja y Coveñas-Simaña, se transportaron 7.5 millones de barriles de crudo en 1974 en comparación con 1.1 millones de barriles en 1973.

En 1974 se inició un ensanche de la red de oleoductos, para aumentar su capacidad y racionalizar la distribución de los crudos para procesar en las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena.

En 1975 se terminará el ensanche del Oleoducto Galán Puerto Salgar, que aumenta la capacidad de esta línea de 76 a 100 mil barriles diarios. El trayecto Puerto Salgar-Bogotá se proyecta ampliarlo de 42 a 60 mil barriles diarios de capacidad y su terminación está programada para 1977. El Oleoducto de Caldas aumentará su capacidad de 17 a 21 mil barriles diarios en 1975.

Así mismo, en 1974 se inició la construcción de la nueva línea de 14" Ayacucho-Barranca que se espera terminar en 1975, la cual ayudará a racionalizar la distribución de crudos y permitirá suministrarle 25 millones de pies cúbicos de gas a la costa norte del país.

Respecto de la actividad de distribución que se realiza a través de los Terpeles (Terpel-Bucaramanga, Terpel-Manizales y Terpel-Antioquia), debe destacarse el hecho de que durante 1974, los Terpeles vendieron 99.8 millones de galones, lo que representa un incremento de 31.3% con relación al año anterior.

## EXPORTACIONES

Esta actividad jugó un papel importante en el ejercicio económico en la Empresa durante el año de 1974. De 39.6 millones de dólares obtenidos por exportaciones directas durante 1973, pasó a 114.9 millones de dólares por el mismo concepto en 1974, mas 34.2 millones de dólares por venta de combustibles a naves en viajes internacionales aprovisionadas en puertos colombianos. Este incremento en el valor de las exportaciones obedece fundamentalmente al alza de los precios internacionales de los derivados del petróleo. Así, para los productos más significativos exportados por la Empresa, se obtuvieron los siguientes precios promedio en los dos años:

(US \$/Bbl.)

	1973	1974
Combustóleo	2.91	9.68
A.C.P.M.	7.80	11.00
Benceno	15.58	65.30
Xilenos	7.53	23.57
Parafinas	22.68	36.68

Una comparación de las exportaciones directas durante los años de 1973 y 1974 es la siguiente:

	Barriles			
	Del Complejo Industrial	1973	1974	Variación
Combustóleo		8.159,626	7.609,179	-550,447
A.C.P.M.		1.988,037	986,237	-101,800
Parafinas		148,459	129,623	- 18,836
Benceno		75,806	118,214	+ 42,408
Xilenos		167,359	171,281	+ 3,922
Orthoxileno		30,424	25,604	- 4,820
Acido Nafténico		11,740	6,662	- 5,078
Bases Parafínicas		71,110	17,226	- 53,884
Bases Nafténicas		-	16,970	- 16,970
Tolueno		67,764	-	67,764
<b>Sub-Total:</b>		<b>9.820,325</b>	<b>9.080,996</b>	<b>-739,329</b>

De Cartagena (Segundo Semestre de 1974)

Combustóleo	-	1,092,299	1,092,299
A.C.P.M.	-	157,579	157,579
<b>Sub-Total:</b>	-	<b>1,249,878</b>	<b>1,249,878</b>
<b>Total Ecopetrol</b>	<b>9.820,325</b>	<b>10,330,874</b>	<b>510,549</b>

1974

BOGOTÁ

En la exportación de Combustóleo y de A.C.P.M., se presentó un incremento neto en los volúmenes exportados durante 1974, debido a la incorporación de la Refinería de Cartagena. El descenso en las exportaciones de productos petroquímicos se debió principalmente al aumento de la demanda nacional y a la destinación, a finales de 1974, de parte de los aromáticos producidos para aumentar la producción de gasolina.

El siguiente cuadro señala los ingresos en dólares por concepto de cada producto exportado:

	DOLARES		
	1,973	1,974	Variación
Combustóleo	23,733,168	84,225,492	60,492,324
A.C.P.M.	8,491,299	12,589,464	4,098,165
Parafinas	3,366,599	4,754,013	1,387,414
Benceno	1,181,096	7,719,137	6,538,041
Xilenos	1,260,997	4,036,413	2,775,417
Orthoxileno	254,365	865,420	611,055
Acido Nafténico	377,092	238,394	- 138,698
Bases Parafínicas	355,408	311,101	- 44,307
Bases Nafténicas	-	206,695	206,101
Tolueno	567,600	-	- 567,600
Total:	39,587,625	114,945,535	75,357,910

Las perspectivas para 1975 no parecen halagüeñas debido a la reducción de los volúmenes disponibles para exportar como consecuencia de la disminución de crudos y el incremento de la demanda nacional de productos refinados.

### PROYECTOS DE REFINACION Y PETROQUIMICA

#### 1. Plan de Desarrollo.

Los proyectos de refinación y petroquímica, que tienen como fundamento la satisfacción de las necesidades crecientes del país en materia de combustibles derivados del petróleo y de productos petroquímicos para consumo interno y exportación, fueron revisados para actualizar sus metas, las capacidades de las plantas previstas y sus presupuestos, de acuerdo con la situación financiera de la Empresa y del país.

Con esta revisión se definieron los principales proyectos en las áreas de Tumaco, Barrancabermeja y Cartagena, que son los siguientes:

#### A. Area de Tumaco

1. Refinería de Tumaco
2. Terminal Marítimo de Productos
3. Infraestructura Social

#### B. Area de Barrancabermeja

1. Planta de Balance
2. Optimización del Complejo Industrial

#### C. Area de Cartagena

1. Compra de la Refinería de Cartagena
2. Ensanche de la Refinería

En desarrollo de los proyectos mencionados, se contrataron los diseños básicos de proceso de la Refinería de Tumaco y la Planta de Balance de Barrancabermeja, los cuales sirvieron de base para la licitación y contrato de la construcción de las mismas, que se firmaron a mediados de 1974. Estos proyectos se han desarrollado en sus fases de ingeniería y compras de equipos, con algunas limitaciones derivadas de las demoras causadas por la carencia de una contratación oportuna de las financiaciones respectivas.

Como apoyo a la Refinería de Tumaco, se inició la construcción de una primera etapa de la infraestructura social consistente en obras de urbanismo, edificios de apartamentos y casas unifamiliares.

En otros proyectos menores no enumerados antes, se continuó trabajando durante el año de 1974 y se avanza actualmente en forma normal, estimándose la terminación de la mayor parte de ellos durante 1976. El proyecto más importante de este grupo es la planta de Turboexpander que entrará en operación en marzo de 1976.

En 1974 se aceptó, desde el punto de vista mecánico, la planta de Alquilato Detergente. La aceptación total de esta unidad se espera para 1975.

#### 2. Presupuestos.

Los presupuestos de los proyectos se revisan periódicamente para ajustar los cambios de las variaciones de precio de los materiales y equipos en los mercados nacional e internacional y al mayor costo de mano de obra de construcción en el país.

Las variaciones de precios se hicieron más acentuadas e imprevisibles durante 1974 en lo que va corrido del presente año, reflejándose en grandes aumentos en los presupuestos iniciales.

Así, para los principales proyectos se tienen los siguientes presupuestos actualizados en abril de 1975:

Proyecto	Millones de Dólares	Millones de Pesos
1. Refinería de Tumaco	134	2 560
2. Terminal Marítimo	26	108
3. Infraestructura Social	-	562

Continúa...

B.	1. Planta de Balance	90	1.187
	2. Optimización	39	775
C.	1. Ensanche Refinería Cartagena	16	248
D.	1. Planta de DMT	36	603

Estos presupuestos están basados en un programa normal de ejecución y cualquier extensión del tiempo programado causará aumentos en los costos debido a la escalación constante en los precios nacionales e internacionales.

### ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS

Ecopetrol obtuvo en 1974 las ganancias más altas de toda su historia al alcanzar una utilidad de 2.278 millones de pesos. Este valor superará en un 142% al correspondiente de 1973. La razón fundamental para el logro de este resultado se debió a los buenos precios de los productos exportados y al aporte de las instalaciones adquiridas en el año 1974.

Como hecho de gran significación en el ejercicio, debe destacarse que por el Decreto Legislativo No. 1979 del 18 de Septiembre de 1974 Ecopetrol debe, a partir de dicho año, tributar sobre sus rentas, asimilándose a las sociedades anónimas. Por esta razón, se hizo necesario replantear el manejo contable de la Empresa y hacer una provisión de mil doscientos millones de pesos en el balance para el pago de los impuestos correspondientes a tal año gravable.

### PERSPECTIVAS

El análisis económico de 1974 indica que las utilidades de la Empresa se debieron fundamentalmente a las ventajosas condiciones del mercado internacional para sus productos, elaborados con crudos obtenidos a un precio promedio de US\$1.60 por barril. Situaciones similares se observaron en la industria petrolera mundial durante el año de 1974, como consecuencia de las fluctuaciones en los márgenes entre materia prima y producto final.

La situación descrita anteriormente ha entrado en un período de relativa estabilización y es difícil en el momento predecir con certeza el futuro de los precios mundiales del petróleo crudo y sus productos derivados. Parece ser evidente, para el próximo futuro, que el precio internacional del petróleo crudo no sufrirá bajas muy apreciables, no obstante la aparente superproducción y la difícil situación financiera que amenaza a algunos de los países exportadores de petróleo.

Como perspectivas inmediatas para el país, en cuanto a la producción de hidrocarburos se refiere, se tienen los nuevos yacimientos del Alto Magdalena y del Putumayo que, al parecer, son de potencial pequeño o mediano. En contraposición, los yacimientos gasíferos de la Guajira presentan no solamente un potencial apreciable sino que la geología regional muestra buenas posibilidades de descubrimientos gasíferos adicionales. El aprovechamiento de estas fuentes de hidrocarburos debe ser una de las más urgentes e importantes preocupaciones del país y de Ecopetrol.

La exploración en busca de petróleo continúa confirmando la existencia de hidrocarburos en el subsuelo de diversas regiones del país, especialmente los Llanos Orientales y el Valle del Río Magdalena. Sin embargo, en el momento es aventurado calificar el tamaño de los yacimientos, su valor comercial y, por consiguiente, las posibilidades que ofrece su próxima utilización.

Al finalizar el año de 1974 el consumo de ciertos derivados, especialmente gasolina motor, alcanzó la capacidad refinadora instalada e hizo indispensable, como se mencionó anteriormente, la importación de ese combustible. La diferencia entre el precio de compra en el mercado internacional y el de venta para el consumo interno es suficientemente grande para que por este concepto, la Empresa esté sufriendo un apreciable drenaje no recuperable de sus fondos, lo que hace necesario agilizar las inversiones para aumentar la capacidad refinadora del país ya que, como es obvio, es menos onerosa la importación de crudos para refinar el país que la importación de productos refinados. En cambio, el desarrollo de los proyectos petroquímicos, que en sí mismos son los más rentables para la Empresa, ha tenido que ceder su prioridad debido al apremio de las inversiones en exploración y capacidad refinadora, que son de mayor urgencia inmediata.

El crecimiento de la demanda nacional de combustibles, la declinación aparentemente temporal de la producción nacional de crudos y las características de las estructuras de precios de hidrocarburos y sus productos, tanto en el mercado internacional como en el mercado nacional, hacen prever una situación financiera para la Empresa que exige un atento y delicado manejo durante los próximos años.

Con el propósito de apoyar la dirección adecuada de la situación financiera de la Empresa, se han recomendado al Gobierno Nacional diversas medidas, algunas de las cuales están siendo aplicadas actualmente y que se relacionan con la agilización de la adquisición de créditos externos a corto y largo plazo, la adecuación de la estructura interna de los precios del petróleo crudo y sus productos, el establecimiento de mecanismo de racionalización del consumo de ciertos combustibles y la aplicación de sistemas de capitalización efectivos para la Empresa.

No obstante la situación que se acaba de describir, es posible prever que las reservas de hidrocarburos del país aumentarán en los próximos años, lo que traerá un aumento correspondiente en la producción. No es aventurado esperar que la necesidad de importar hidrocarburos pueda ser controlada en un tiempo relativamente corto. Además, las perspectivas energéticas que presentan los yacimientos gasíferos de la Guajira son excelentes.

**3 - ELECTRICIDAD -**

**3- ELECTRICIDAD**  
**INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA**  
**ICEL**

**I. GENERACION**

**1. Nariño**

**a) Estudios de la Central Hidroeléctrica del Río Patía.**

Desde 1967 se han venido adelantando los estudios de la Hoya del Río Patía con miras a su aprovechamiento hidroeléctrico. En el segundo semestre de 1974 se concluyó el informe de factibilidad del primer desarrollo denominado Patía I (Patía 495).

El Instituto ha continuado además los estudios de factibilidad de un segundo desarrollo sobre el río Patía (Patía 236) y ha iniciado el análisis y estudio del proyecto Patía I con el fin de determinar su capacidad óptima en relación con su futura operación dentro del sistema interconectado nacional. Estos estudios ya han permitido establecer la necesidad de iniciar los estudios de diseño, con el fin de que el país pueda contar con alternativas de suministro de energía para la primera mitad de la década del 80.

**b) Plantas Diesel para Tumaco.**

Se adjudicó y contrató el suministro de dos plantas diesel eléctricas de 3060 kilovatios cada una para suministrar energía al área de Tumaco.

El valor contractual es de DM 8.100.017 financiados por el K.F.W., más \$33.262.403 financiados con un préstamo de Ecopetrol. El costo total del proyecto es del orden de \$117,5 millones. Actualmente se han iniciado los trabajos correspondientes y se tiene programado que esta obra entre en operación a finales de 1976.

**2. Cauca.**

**Planta Hidroeléctrica de Florida II.**

Se continuó la construcción de la Central de Florida II que atenderá el suministro de energía a los sistemas eléctricos de Cauca y Nariño. Se inició la etapa final del montaje electromecánico de los equipos de la central y se tiene programada la puesta en operación comercial para Julio del presente año. La inversión aproximada en la central es de \$174,1 millones.

**3. Huila.**

**Aprovechamiento Múltiple de Betania.**

Se continuaron los estudios de factibilidad del aprovechamiento múltiple sobre el río Magdalena en el sitio de Betania. El informe de prefactibilidad concluido en 1973 sirvió de base para realizar los estudios de factibilidad, los cuales se encuentran en su etapa final y se tiene programada su conclusión en el segundo semestre del presente año. El costo total estimado de los estudios es de \$46 millones financiados por FONADE e ICEI.



4. **Caldas.**

**Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río la Miel.**

Teniendo en cuenta que ISA por dificultades de diferente índole no había podido iniciar los estudios de este proyecto, el Instituto reasumió en Septiembre de 1974, la responsabilidad de su realización.

Para tal efecto ya se escogió la firma consultora y se han adelantado los trámites para iniciar el estudio en Septiembre del presente año. El costo estimado del estudio es de \$68.9 millones.

5. **Santander.**

**Ampliación de la Central Termoeléctrica de Barrancabermeja.**

La construcción de esta central se ha venido ejecutando desde 1972. En Diciembre de 1974 se hizo la adjudicación para la torre de enfriamiento, la cual servirá tanto para los grupos existentes como para el nuevo. El contrato correspondiente esta en proceso de tramitación legal. El costo total de estas obras es de aproximadamente \$200.3 millones más US\$12.3 millones, con lo cual la inversión total del proyecto asciende a cerca de \$570 millones.

6. **Norte de Santander.**

**Aprovechamiento Hidroeléctrico del Río Margua.**

Se concluyó el estudio de prefactibilidad del desarrollo del río Margua. El estudio identificó la posibilidad de instalar una capacidad total de orden de 630.000 kilovatios. Los estudios realizados tuvieron un costo de \$1.4 millones.

7. **Guajira.**

**Plan de Emergencia de Guajira.**

Dada la escasez de suministro de energía en la Guajira, se iniciaron los estudios técnicos tendientes a establecer la capacidad de generación en el área norte del departamento. Se iniciaron las gestiones para obtener la financiación externa necesaria para la realización del proyecto. Se ha estimado que el costo total del proyecto será de \$167.1 millones.

8. **San Andrés.**

**Central Termoeléctrica de San Andrés.**

Se dió comienzo a los trabajos para la instalación de dos unidades diesel con una capacidad de 6400 kilovatios. Las obras civiles y los equipos seleccionados para este proyecto se encuentran en proceso de fabricación.

El costo total aproximado es de \$164.8 millones y se espera que la central entre en operación para el primer trimestre de 1976.

9. **Plantas Móviles.**

Durante el período se continuó presentando el servicio de energía por medio del parque de plantas móviles del Instituto. En el Anexo 1 se presenta un cuadro con la localización y estado de las plantas, actualizado a Mayo de 1975.

10. **Interconexión Eléctrica S.A.**

El Instituto ha continuado su activa participación en la financiación de los planes de generación que actualmente adelanta esa entidad. Es así como en 1974 se aportaron \$171.2 millones y para 1975 se han presupuestado un aporte total de \$281.7 millones. Es conveniente mencionar que a principios de 1975 fue necesario realizar un considerable esfuerzo financiero para evitar la paralización de las obras de la sociedad que se preveía por el considerable atraso de todos los socios en sus obligaciones.

En el aspecto operativo, con la puesta en operación comercial de la línea Paipa-Bucaramanga-Cúcuta, se integraron los sistemas eléctricos de los departamentos de Boyacá, Santander y Norte de Santander al sistema interconectado nacional. En forma similar también se realizó la incorporación de los sistemas de Cauca y Nariño.

Con estas integraciones, el país se encuentra actualmente interconectado eléctricamente desde la frontera con Ecuador hasta la frontera con Venezuela.

II **TRANSMISION Y SUBTRANSMISION.**

1. **Nariño.**

**Electrificación de Nariño ICEL - K.f.W.**

Esta obra se proyectó con base al crédito alemán K.f.W., que a través del IFI obtuvo ICEL por un valor de DM 7.000.000. Hasta mediados de 1974 se había utilizado cerca de 75% de este préstamo. La contrapartida, en pesos colombianos, a mediados de 1974 era de \$28 millones.

La obra comprende obras de transmisión, subtransmisión y distribución a diversos voltajes, así como las respectivas subestaciones y se continuó ejecutando durante el período de acuerdo a la programación.

A continuación se describe el estado de avance del proyecto:

a) **Transmisión.**

1. Anillo 115 kV doble circuito de Pasto, 12 kms. terminado en Diciembre de 1974.

2. Línea 115 kV Pasto-Ipiques, 57 kms. terminación estimada para Octubre de 1975.

b) **Subtransmisión:**

118 kms. de líneas a 34.5 kV, actualmente en servicio.

c) **Distribución:**

124 kms. de líneas a 15.2 kV, proyectadas para entrar en servicio en 1976

d) **Subestaciones Principales:**

1. Ampliación subestación Pasto 30.000 kVA, a finales de 1974 entró en servicio.

2. Subestación Catambuco, 27.500 kVA, entró en operación a finales de 1974.
3. Subestación Ipiales, 20.000 kVA, entrará en servicio a mediados de 1975.
4. Subestaciones Rurales, once en total, listas para operación a mediados de 1974.

Se ha estimado que cerca del 75% de la población del departamento ha resultado beneficiada con el plan de inversiones descrito.

## 2. Nariño-Cauca.

- a) Línea Popayán - Pasto 115 kV (segundo circuito)

Se contrató el suministro de los accesorios y conductor para esta línea de 163 kms. Por otra parte se están preparando las especificaciones para el montaje de la línea y se tiene programado iniciar la construcción a finales de 1975.

- b) Equipos de Comunicaciones del Suroccidente.

Se adjudicó y se están adelantando los trámites legales para el suministro del equipo de comunicación y protección por onda portadora del sistema de Cauca y Nariño. El valor total de los equipos es de DM 938.440 más COL\$1.6 millones.

## 3. Cauca.

### Subestaciones Santander de Quilichao, Popayán, Florida II.

Se está adelantando la construcción de las obras civiles con un costo del orden de \$2.1 millones y se contrató el diseño, fabricación y montaje del equipo a 115/34.5/13.8 kV de estas subestaciones el cual un costo de COL\$25.7 millones

## 4. Huila-Caquetá.

### Línea Neiva-Altamira-Florencia 115 kV.

Se realizó la construcción y montaje del tramo Neiva-Altamira con un costo total de \$48.3 millones y se iniciaron los estudios para la ejecución del tramo Altamira-Florencia.

## 5. Tolima -Huila.

### Línea de transmisión Prado-Neiva 115 kV (Segundo circuito).

En Marzo de 1975 se adjudicó la licitación para el suministro de los materiales de esta línea por un valor total de FF\$4.2 millones. Este segundo circuito servirá para reforzar el suministro de energía a la área del Huila y Caquetá cuando entre en operación el tramo Altamira-Florencia.

## 6. Boyacá-Santander.

### Línea Paipa-Barbosa-Chiquinquirá 115 kV.

Se contrató el levantamiento del trazado y localización de estructuras y simultáneamente se han venido realizando los pliegos para el suministro de aisladores, conductores y herrajes. El costo total estimado del proyecto es de \$47.3 millones.

## 7. Boyacá-Santander-Norte de Santander.

- a) Línea Paipa-Bucaramanga-Cúcuta 220 kV.

Esta línea se inició en Febrero de 1972 y su ejecución se terminó en Noviembre de 1974. Su longitud es de 269 kms. y su capacidad de transporte es de 130.000 kilovatios. El costo total de construcción del proyecto fué del orden de \$199.4 millones.

- b) Sistema de Onda Portadora del Nordeste

Se prepararon los pliegos de licitación para los equipos de onda portadora para comunicación y protecciones del sistema nordeste. El costo estimado de tales equipos asciende a \$18 millones.

## 8. Bolívar.

### Línea Magangué-Mompós 115 kV.

En el período se contrató el suministro de conductores y herrajes por un valor de FF 1.0 millones así como la fabricación y transporte de estructuras por un valor de \$4.6 millones.

El montaje y construcción se contrataron por un valor de \$10.5 millones y se espera que la obra esté en operación a finales de 1975.

## 9. Cesar.

### Electrificación Cesar.

Se inició el traslado de dos unidades móviles a Valledupar con el fin de solucionar a corto plazo la situación de déficit que vive la zona.

Adicionalmente el Instituto ha adelantado los estudios para un plan de electrificación del departamento del Cesar en el cual se han previsto dos fases en la construcción: La primera a 3 años con una inversión total estimada de \$210 millones y una segunda etapa, programada a 2 años, que requerirá aproximadamente \$75 millones.

## 10. Arauca.

### Interconexión Arauca-Gaudalito.

Tras las conversaciones adelantadas entre ICEL y CADAFE se convino en interconectar a 34.5 kV estas dos localidades con la instalación en Arauca de una Subestación de 2.500 kVA. Se espera que la interconexión esté en operación a mediados de 1976.

## 11. Boyacá-Cundinamarca-Cauca-Huila-Caquetá-Norte de Santander-Antioquia.

### Ampliación del Préstamo Francés.

El programa comprende la adquisición de 43 Subestaciones que favorecerán a 6 departamentos y una intendencia y que implican una inversión total de cerca de \$184.3 millones. Dentro del marco de este proyecto se han realizado todas las licitaciones y casi todos los contratos respectivos así:

- a) Boyacá.

Se encuentra contratado el suministro de 19 subestaciones (15 de las

cuales son rurales) por un valor de \$49.5 millones aproximadamente. Se ha estimado que para mediados de 1976 este equipo se encuentre en proceso de montaje.

b) Cundinamarca.

Igualmente se encuentra contratado el suministro de 4 subestaciones por un valor del orden de \$52.3 millones. Se espera que para mediados de 1976 este equipo se encuentre en proceso de montaje.

c) Cauca.

Se beneficiarán 7 Municipios con la instalación de 7 Subestaciones, el suministro de las cuales ya se ha contratado por un valor de \$23.5 millones aproximadamente. Para Septiembre de 1975 se ha estimado que este equipo esté totalmente despachado.

d) Huila y Caquetá.

Por un valor de aproximadamente \$45.3 millones se han contratado 4 Subestaciones, las cuales deberán ser suministradas en su totalidad a finales de 1975.

e) Norte de Santander.

Para el suministro de 4 Subestaciones se ha realizado un contrato por un valor de cerca de COL\$9.7 millones, el cual deberá estar totalmente ejecutado en Septiembre de 1975.

f) Antioquia.

La licitación para el suministro de 5 Subestaciones se encuentran en proceso de adjudicación. Su valor estimado es de \$24 millones.

## 12. Costa Atlántica.

Línea de Interconexión San Carlos-Sabanalarga 500 kV.

En vista de la negativa de los socios de Interconexión Eléctrica S.A., a continuar los diseños y ejecución de esta línea, el ICEL asumió junto con CORELCA la responsabilidad de continuar con este proyecto. Se recibió el informe final de factibilidad y se iniciaron las gestiones para obtener las financiaciones de moneda extranjera para la ejecución del proyecto. Con los contactos preliminares se obtuvo el ofrecimiento de la República Federal de Alemania de otorgar una financiación inicial por DM 40 millones.

En su reunión del 28 de Febrero del presente año el CONPES determinó que la responsabilidad de los contratos la debería llevar CORELCA con asesoría de ISA y creó un Comité de Interconexión compuesto por el Ministro de Minas, ICEL, ISA y CORELCA el cual deberá vigilar el adelanto del proyecto de interconexión.

## III. DISTRIBUCION

### 1. Plan de Subtransmisión y Distribución ICEL-BID.

El plan se inició en el mes de Marzo de 1971 y le representa al país una

inversión de US\$46.5 millones para lo cual se cuenta con recursos del crédito externo por valor de US\$25 millones otorgados por el Banco Interamericano de Desarrollo - BID - Paralelamente se ha presupuestado un aporte directo a cargo de las trece Electricificadoras incluidas en el Plan por valor de US\$6.2 millones, al igual que un aporte del Gobierno Nacional por US\$15.3 millones.

Como se puede observar en el Anexo No.1 el cual muestra el volumen de las inversiones realizadas a Junio 30 de 1974, se ha ejecutado a la fecha el 24% de la inversión programada, para lo cual el Instituto ha contado con recursos del Presupuesto Nacional por US\$3.7 millones equivalentes a \$111.3 millones, constituyendo así mismo el 33.2% de los recursos financieros necesarios para lograr el estado de avance del Plan en la fecha mencionada.

De otra parte las regiones beneficiadas con el Plan han canalizado contribuciones contractuales que le han presentado el programa de aporte cuyo valor asciende a \$14.6 millones constituyendo el 4.4% de los recursos financieros exigidos por el ritmo de las inversiones en tal fecha.

Los anexos 2 y 3 son un reflejo del esfuerzo financiero ejecutado por el país a través del Instituto, que le ha permitido, en el período comprendido entre junio 31/74 a Marzo 31/75 lograr un avance significativo que se refleja por el hecho de haber invertido en el período mencionado US\$9.3 millones. Esto le ha representado al país un aumento de un 19.9% adicional con respecto al volumen de inversiones ejecutado a junio 30/74, colocando al Plan en un 43.9% del nivel de las inversiones proyectadas a ejecutar. Durante este período, se invirtieron con recursos del Presupuesto Nacional \$133.3 millones (US\$4.4 millones) los cuales constituyen el 47.8% de los recursos financieros empleados.

Es importante destacar el esfuerzo por las Electricificadoras regionales al haber aportado recursos adicionales por \$18.0 millones equivalentes al 6.5% de los recursos financieros ejecutados en el período en cuestión.

No obstante lo anterior aún queda por ejecutar el 56.1% de las inversiones totales programadas para este Plan, para lo cual se requiere la importante colaboración del Gobierno Nacional a través de los aportes presupuestales y de las Electricificadoras regionales con recursos propios por valor de COL\$213.7 millones (US\$7.1 millones) y \$153.7 millones (US\$5.1 millones) respectivamente, los cuales es necesario garantizar dadas las exigencias de la política recientemente adoptada por el Banco Interamericano de Desarrollo, que condiciona el desembolso de los fondos del crédito por utilizar, a la ejecución total del Plan hasta el mes de Mayo de 1976. El valor total de estos fondos es de US\$13.8 millones.

Para hacer frente a esta política, la Junta Directiva del Instituto lo autorizó a contratar créditos internos que garanticen el total aprovechamiento de los recursos financieros mientras son asignadas las partidas del Presupuesto Nacional, tan necesarias dado el esfuerzo que representa para el país haber ya invertido a Marzo 31/75, US\$20.5

millones que constituyen el 43.9% del volumen total programado proyectado a ejecutar.

## 2. Plan Nacional de Electrificación Rural. PNER.

El Instituto ha continuado sus labores en este campo en la forma que se detalla a continuación:

### a) Préstamos a Electrificadoras Filiales de ICEL.

Con el fin de incrementar la electrificación Rural en los diferentes departamentos del país, el Instituto por intermedio del Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural ha efectuado préstamos a las Electrificadoras en el último año por cuantía de \$15.8 millones, comprometiéndose a interventorar con su personal las obras y proyectos a ejecutar. Se describinan de la siguiente manera:

#### Departamento de Nariño:

Electrificación de veredas en los Municipios de El Tablón, Buesaco, Ancuyá, San Lorenzo, Sotomayor, La Unión, por \$5.0 millones.

Electrificación de veredas en los Municipios de Cumbal, Guachacal, Sandoná, Consacá, Imues, Pasto, La Florida y Funes, por \$1.8 millones.

Para adelantar diseños del PNER, la suma de \$600 mil.

#### Departamento del Cauca:

Electrificación del Río Palo y Santa Rosa, por \$1.2 millones.

Red de distribución de la vereda de Puelenje (Municipio de Popayán), por \$120 mil.

Construcción de las redes de distribución en los Municipios de Galindez, El Pilón y Mojarra, por \$1.0 millones.

Construcción de la línea Río Palo-Tacueyó-San Francisco, y redes de distribución en algunas veredas de los siguientes Municipios: Patía, Rosas, Caloto, Miranda, Paéz, Sotará y Santander de Quilichao, por \$1.88 millones.

Para adelantar diseños del PNER, por la suma de \$600 mil.

#### Departamento de Boyacá:

Red de distribución de la vereda de Mochagá (Municipio de Pesca), por \$175 mil.

Electrificación de algunas veredas en los Municipios de Tibaná, Jenesano, Nuevo Colón y Samacá, por \$300 mil.

Para adelantar diseños del PNER, por la suma de \$600 mil.

#### Departamento de Cundinamarca:

Electrificación de algunos barrios en el Municipio de Fusagasugá, la suma de \$500 mil.

Para adelantar diseños del PNER, la suma de \$700 mil.

#### Departamento del Huila:

Dentro del Plan Cafetero que se adelanta en ese Departamento y que se describirá en el numeral b, ICEL por intermedio del Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural participa con un monto de \$6.0 millones, prestando además asesoría e interventoría de las obras ejecutadas.

Además se efectuaron préstamos para adelantar diseños del PNER a las siguientes Electrificadoras:

Electrificadora de Bolívar	:	150 mil
Electrificadora de Córdoba	:	350 mil
Electrificadora de Huila	:	400 mil
Electrificadora de Magdalena	:	100 mil
Electrificadora de Tolima	:	200 mil
Electrificadora de Sucre	:	100 mil

### b) Otros Proyectos de Electrificación Rural.

Algunas electrificadoras están adelantando planes de Electrificación rural con financiación local o gubernamental, y bajo la asesoría del instituto de los cuales se describirán los más importantes:

#### Plan Cafetero del Huila:

Se está ejecutando actualmente este plan que suministrará energía eléctrica a 4.834 usuarios rurales, con un costo global de \$26.0 millones, abarcando núcleos y veredas de los Municipios de Pitalito, Altamira, Garzón, Campoalegre, Iquira, Timaná, La Plata, Gigante, Botecito y Fortalecillas y con la siguiente cantidad de obra:

Línea de Alta Tensión	417 km
Redes de Distribución	155 km
Transformadores de distribución,	250 con 4.475 kVA.

Además, son necesarias algunas obras de remodelación en líneas de Subtransmisión existentes, y el montaje de Subestaciones, las cuales tienen un costo de \$3.5 millones, que incluyen dos Subestaciones (en Paicol y Timaná) y 73.6 km de líneas. En la financiación de este plan toman parte la Federación Nacional de Cafeteros, La Caja Agraria, El Fondo Financiero Nacional de Electrificación Rural y la Electrificadora.

#### Electrificación de Nariño:

Con aportes del Gobierno Nacional se están ejecutando proyectos de Electrificación Rural por un monto de \$15.0 millones que incluyen las siguientes obras:

Redes Municipales de Iscundé, Mosquera, Magui, Bocas de Satinga, Llorente, Contadero, Barruecos y electrificación de algunas veredas y núcleos de 23 Municipios.

Del préstamo alemán K.f.W. se destinaron \$5.0 millones para construcción de 124 km de líneas a 13.2 kV, discriminados en mano de

obra \$2.7 millones y suministro de materiales por \$2.3 millones en zonas rurales del departamento.

#### Electrificadora de Boyacá:

Se están adelantando obras de Electrificación Rural para un total de 1.871 usuarios, con un monto de \$10.5 millones, incluyendo 300 km de redes de distribución y 1.855 kVA instalados para 45 veredas de diferentes Municipios.

#### Electrificadora del Tolima

Se está ejecutando en este departamento un programa de electrificación en zonas no cafeteras, con la participación de la Caja Agraria, el Fondo de Electrificación Rural Regional (cuya participación económica se deriva de un impuesto al licor en el departamento) y la Electrificadora, que beneficiará a 2.380 usuarios rurales, con una longitud de 108 km de líneas primarias y una carga instalada de 3.357 kVA para un costo total de \$26.0 millones, y abarcando veredas de los Municipios de Ambalema, Ataco, Cajamarca, Chaparral, Coello, Espinal, El Guamo, Ibagué, Natagaima, Ortega, Purificación y Prado.

#### Otras Electrificadoras:

Aparte de las mencionadas, existen importantes proyectos en ejecución, realizados con la colaboración del gremio cafetero en los departamentos de Cauca, Nariño, Cundinamarca, Valle, Caldas, Santander, Antioquia, Bolívar, Guajira, Risaralda y Quindío.

#### c) Plan Nacional de Electrificación Rural.

El Instituto continúa adelantando el Plan Nacional de Electrificación Rural, financiamiento se encuentra en discusión, y que abarca 18 departamentos para un total de 228.000 usuarios rurales a electrificar, con un costo global de 110.7 millones de dólares y un período de 5 años.

De este proyecto se han elaborado las siguientes actividades:

- Identificación de obras a ejecutar en cada departamento, que incluye su ubicación en cartografía, número de usuarios, longitudes aproximadas de alimentadores primarios, redes de distribución y transformadores.
- Conformación de paquetes (o grupos de obras).
- Elaboración de prioridades por paquete.
- Elaboración de un cronograma de ejecución a lo largo del período de construcción.
- Elaboración de unidades de costo para su aplicación a las obras identificadas.
- Definición de esquemas financieros para cada una de las zonas escogidas (Cafetera, Agraria, Infraestructura), indicando la participación porcentual de las diferentes entidades financiadoras.

-Cálculo del presupuesto anual por categorías de inversión, por departamento y Consolidado Nacional.

-Listado detallado de materiales, por año por departamento y Consolidado Nacional.

-Cálculo del pronóstico de operaciones eléctricas.

-Cálculo de la marcha financiera.

-Mapas descriptivos por departamento.

#### d) Electrificación del Departamento del Chocó.

Se definió un Plan de Electrificación de la Zona del Río San Juan que incluye 41 km de alimentadores a 34.5 kV, 50 km de alimentadores a 13.2 kV, 4 Subestaciones de subtransmisión y 38 km de redes de distribución con capacidad de 1.560 kVA en transformadores de distribución, para energizar 2.000 usuarios de 15 localidades importantes de la zona en una primera etapa, y 1.600 usuarios rurales correspondiente a 21 localidades menores en una segunda etapa.

El costo estimado asciende a la suma de \$50.0 millones, cuya financiación está gestionando con la Compañía Mineros del Chocó.

#### e) Electrificación de Cesar-Guajira.

Se definió un plan de electrificación para estos dos departamentos, que abarca 240 km de alimentadores primarios (120 km 34.5 kV y 120 km a 13.2 kV), 66 km de redes de distribución que incluyen 20 localidades, y 3 Subestaciones 34.5/13.2 kV con una capacidad de 9.000 kVA, para un total de 4.430 usuarios, con un costo de \$56.0 millones.

Se incluyen zonas de Valledupar, Codazzi, Valencia de Jesús, San Diego, Villanueva, San Juan, Fonseca, entre otras. Actualmente se adelantan las gestiones para comenzar los diseños, conjuntamente con las Electrificadoras respectivas, y con un costo aproximado de \$1.2 millones.

#### f) Proyecto de Desarrollo Rural Integrado «DRI».

Por invitación del Departamento Nacional de Planeación, ICEL participará como entidad ejecutora en el Proyecto de Desarrollo Integrado que adelantará el Gobierno en 9 departamentos del país, en lo relacionado con electrificación rural.

El monto apropiado para este plan es de 15 millones de dólares, con un plazo de ejecución de 3 años para la zona de Boyacá y Santander, y de 5 a 7 años para los restantes departamentos.

ANEXO No. 1.  
**PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION**  
**ICEL - BID**  
**PROGRAMA DE INVERSION Y ORIGEN DE FONDOS A JUNIO 30-74**  
(En miles de US\$)

CATEGORIA DE INVERSION	PRESUPUESTO DE INVERSION			INVERSION EJECUTADA JUNIO 30-74		INVERSION POR EJECUT. JUNIO 30-74	
	M.E.	M.N.	TOTAL	M.E.	M.N.	M.E.	M.N.
Ingeniería y Admón		5.701.7	5.701.7		2.716.8		2.984.9
Costo directo	13.447.1	20.539.4	33.986.5	5.044.9	3.029.3	8.402.2	18.510.1
Gastos Financieros	2.780.5	1.328.1	4.108.6	976.5	401.4	1.804.0	925.7
Imprevistos	1.111.4	1.591.8	2.703.2			1.111.4	1.591.8
<b>TOTAL:</b>	<b>17.339.0</b>	<b>29.161.0</b>	<b>4.650.0</b>	<b>6.021.4</b>	<b>5.148.5</b>	<b>11.317.6</b>	<b>24.012.5</b>
<b>ORIGEN DE FONDOS</b>							
BID-211/OC-CO	6.008.5	3.000.0	9.008.5	2.484.5	725.4	3.524.0	2.274.6
BID-290/SF-CO	8.800.0	7.200.0	16.000.0	2.755.4	1.004.1	6.044.6	6.195.9
ICEL	2.530.5	12.747.4	15.277.9	781.5	2.930.7	1.749.0	9.816.7
ELECTRIFICADORA		6.213.6	6.213.6		488.3		5.725.3

Mayo 20-75

ANEXO No. 2  
**PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION ICCEL-BID**  
**PROGRAMA DE INVERSION Y ORIGEN DE FONDOS**  
**A MARZO 31 DE 1975**

CATEGORIAS DE INVERSION	PRESPTO DE INVERSION			HISTORICO MARZO 31-75		Miles US\$			
	M.E.	M.N.	TOTAL	M.E.	M.N.	1975		1976	
						M.E.	M.N.	M.E.	M.N.
1. Ing. y Admón	-	5.701.7	5.701.7	-	4.139.0	-	949.1	-	613.6
2. Costo directo	13.447.1	20.539.4	33.986.5	8.267.7	6.305.6	4.724.9	9.831.1	454.5	4.402.7
Materiales	13.447.1	10.659.4	24.106.5	8.267.7	5.470.5	4.724.9	4.564.8	454.5	624.1
Construcción	-	9.880.0	9.880.0	-	835.1	-	5.266.3	-	3.778.6
3. Gastos Financ.	2.780.5	1.328.1	4.108.6	1.238.7	505.1	957.6	491.7	584.2	331.3
5. Imprevistos	1.111.4	1.591.8	2.703.2	-		1.014.8	781.5	96.6	810.3
<b>TOTAL ES:</b>	<b>17.339.0</b>	<b>29.161.0</b>	<b>46.500.0</b>	<b>9.506.4</b>	<b>10.949.7</b>	<b>6.697.3</b>	<b>12.053.4</b>	<b>1.135.3</b>	<b>6.157.9</b>
<b>Origen de Fondos</b>									
BID 211/OC-CO	6.008.5	3.000.0	9.008.5	3.724.3	1.255.2	3.495.3	3.971.8	527.3	1.773.5
BID 290/SF-CO	8.800.0	7.200.0	16.000.0	4.777.4	1.454.7	941.6	3.763.6	584.2	1.833.5
ICEL	2.530.5	12.747.4	15.277.9	1.004.7	7.150.3	-	3.210.1	-	1.914.0
ELECTRIFICADORAS	-	6.213.6	6.213.6	-	1.089.5				

**PLAN DE SUBTRANSMISION Y DISTRIBUCION  
ICEL - BID  
(En miles de US\$)**

CATEGORIA DE INVERSION	Inversión Ejecutada Junio 30-74 a Marzo 31-75			Porcent. de Ejec.		Porcent. de Ejec.	Porcent.
	M.E.	M.N.	TOTAL	Junio 30-74	Marzo 31-75	Junio 30-74 a Marzo 31-74	por Fiec Marzo 31-75
Ingeniería y Admón		1.422.2	1.422.2	47.6	72.5	24.9	27.5
Costo directo	3.222.8	4.276.3	7.499.1	20.8	42.8	22.0	57.2
Gastos financieros	262.2	102.7	364.9	33.5	42.4	8.9	57.6
<b>TOTAL:</b>	<b>3.845.0</b>	<b>5.801.2</b>	<b>9.286.2</b>	<b>24.0</b>	<b>43.9</b>	<b>19.9</b>	<b>56.1</b>
<b>ORIGEN DE FONDOS</b>							
BID 211/OC-CO	1.239.8	529.8	1.769.6	35.6	55.2	19.6	44.8
BID 290/SF-CO	2.022.0	450.6	2.472.6	23.4	38.9	15.5	61.1
ICEL	223.2	4.219.6	4.442.8	24.2	53.3	29.1	46.1
ELECTRIFICADORAS		601.2	601.2	7.8	17.5	9.7	82.5

Mayo 21-75

## ANEXO No. 4

**ESTADO ACTUAL DEL PROGRAMA DE PLANTAS MOVILES  
ACTUALIZADO A MAYO 21 DE 1975**

## 1. UNIDADES DE 2.100 kW

307 G6	Sincelejo (Sucre)	1	E.O.
307 G2	Fundación (Magdalena)		F.S.
307 G7	Riohacha (Guajira)		F.S.
307 G3	Valledupar (Cesar)	1	E.O.
307 G1	Málaga (Santander)	1	E.O.
307 G4	Valledupar (Cesar)	1	E.S.
307 G5	San Andrés Islas		F.S.

## 2. UNIDADES DE 710 kW

306626	Mompós (Bolívar)	1	E.O.
306625	Planeta Rica (Córdoba)	1	E.O.
306632	Caucasia (Antioquia)	1	E.O.
306627	Zambrano (Bolívar)	1	E.O.
306628	San Juan (Guajira)	1	E.O.
306634	Talleres INCO		F.S.
306630	Turbo (Antioquia)	1	E.O.
306629	Apartadó (Antioquia)	1	E.O.
306633	Florencia (Caquetá)	1	E.O.
306631	El Banco (Magdalena)	1	E.O.

3. UNIDADES DE 260 kW			
306164	Talleres INCO (Bogotá)	1	E.R.
306408	Montelíbano (Córdoba)	1	E.O.
306407	San Pablo (Bolívar)	1	E.S.
306275	Cimitarra (Santander)	1	E.O.
306671	Istmina (Chocó)	1	E.S.
306426	Fonseca (Guajira)	1	E.O.
306409	Río Córdoba (Magdalena)	1	E.O.
306673	Pailitas (Cesar)	1	E.O.
306457	Villanueva (Guajira)	1	P.R.
306456	El Difícil (Magdalena)	1	E.R.
306464	Curumani (Cesar)	1	E.O.
306455	Calamar (Bolívar)	1	E.O.
306672	Chimichagua (Cesar)	1	E.O.
306462	Granada (Meta)	1	E.O.
306463	Chiriguana (Cesar)	1	E.O.
4. UNIDADES DE 145 kW			
306411	Puerto López (Meta)	1	E.O.
306400	Puerto López (Meta)	1	E.S.
306402	Guamal (Meta)	1	E.O.
306414	Montelíbano (Córdoba)	1	E.O.
306399	Tierralta (Córdoba)	1	E.O.
306284	Lles (Nariño)	1	E.O.
306460	Simití (Bolívar)	1	E.S.
306459	Pedraza (Magdalena)	1	E.O.
306670	La Gloria (Cesar)	1	E.O.
306667	Salamina (Magdalena)	1	E.O.
306458	Tamalameque (Cesar)	1	E.O.
306669	Santa Rosa de Lima (Magdalena)	1	E.S.
306412	Ayapel (Córdoba)	1	E.O.
306665	Algarrobo (Magdalena)	1	E.O.
306410	Yopal (Casanare)	1	E.O.

306668	Bogotá (reparación)	2	E.S.
306401	Cumará (Meta)	1	E.O.
306461	Granada (Meta)	2	E.O.
5. UNIDADES DE 120 kW			
6A 240040	Guamal (Magdalena)	1	E.O.
6A 240037	Trinidad (Casanare)	1	E.O.
6A 238983	San Juan Nepomuceno (Bolívar)	1	E.O.
6A 238977	Ricaurte (Norte de Santander)	1	E.O.
6A 240044	Florida II (Popayán)	1	E.O.
6A 238979	Neiva	1	E.O.
6A 240045	San Rafael de Lebrija (Santander)	1	E.O.
6A 238983	Papayal (Santander)	1	E.O.
6A 238532	Majagual (Sucre)	1	E.O.
6A 240043	Piedrancha (Nariño)	1	E.O.
6A 238974	Llorente (Nariño)	1	E.S.
6A 240864	Iscuandé (Nariño)	1	E.S.
6A 240035	El Charco (Nariño)	1	E.O.
6A 240041	Río Mayo (Nariño)	1	E.O.
6A 240038	Neiva	1	E.S.
6A 238978	Dibulla (Guajira)	1	E.O.
6A 238982	Camarones (Guajira)	1	E.O.
6A 238976	San Martín de Loba (Bolívar)	1	E.S.
6A 238981	Barrancas (Guajira)	1	E.O.
6A 240033	Sucre (Sucre)	1	E.S.
6A 240034	Aguazul (Casanare)	1	E.O.
6A 238533	Caimito (Sucre)	1	E.O.
6A 238973	Santa Rosa de Simití (Bolívar)	1	E.S.
6A 240039	Aracataca (Magdalena)	1	E.O.
6A 238980	Paz de Ariporo (Casanare)	1	E.O.
6A 238530	Cabuyaro (Meta)	1	E.O.
6A 238975	Sibundoy (Putumayo)	1	E.O.
6A 238985	Valencia (Córdoba)	1	E.S.
	Puerto Gaitán (Meta)	1	E.S.
6A 238531	Inzá (Cauca)	1	E.O.

Nota: E.O. En Operación - F.S. Fuera de Servicio - E.S. En el Sitio - E.R. En reparación - P.R. Para Reparación.



**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA  
ATLANTICA - CORELCA**

**CORPORACION ELECTRICA DE LA COSTA  
ATLANTICA - CORELCA**

**1. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS**

En Abril de 1974, se expidió por el Gobierno Nacional el Decreto No.566 mediante el cual se modificó la estructura orgánica de la Corporación. En la nueva organización, se creó la Sub-Dirección Administrativa que comenzó a desarrollar sus funciones a partir del 1o. de Mayo del mismo año y a la cual se le adscribieron: La División de Relaciones Industriales, La sección de Organización y Metodos y la División Comercial, con sus respectivas secciones.

**1.1. Importaciones - Compras en el Exterior.**

Durante el año de 1974 se gestionaron 10 licencias de importación para CORELCA por un valor de US\$273.4 millones.

Sin embargo, el valor total de los materiales, y equipos nacionalizados en el año fué de US\$387.1 millones. Este mayor valor observado con relación al de las licencias aprobadas se ocasiona por cuanto en esta última cantidad están involucradas licencias aprobadas en 1973 cuyos trámites de nacionalización se cumplieron en el transcurso del año 1974.

**1.2. Compras Nacionales.**

En el mismo año se realizaron compras y adjudicaciones en el mercado nacional por un valor total de \$13.8 millones que incluyen la adquisición de elementos y materiales para la reparación de vehículos, mantenimiento de Termo-Barranquilla, reposición de stock de almacenes, obras civiles, mantenimiento de telecomunicaciones, líneas y subestaciones, transporte de materiales, etc. Las compras de Fuel Oil (Combustible) para consumo de Termo-Barranquilla fueron 977.153 barriles con un costo de \$24.7 millones.

**2. ASPECTOS TECNICOS.**

**2.1. Central Termoeléctrica de Cartagena.**

Dentro de la segunda etapa de las obras proyectadas por la Corporación para la Costa Atlántica se inició la construcción de la Central Térmica de Cartagena, con una capacidad de 132 mil KW en dos unidades de 66 milW cada una, a un costo aproximado de \$950 millones, proyectada para abastecer la demanda de energía eléctrica dentro del Sistema Interconectado de CORELCA, de acuerdo con el crecimiento previsto para los años 1977 y 1979.

En desarrollo del proyecto se cumplieron las siguientes etapas:

El 31 de Enero de 1974, se suscribió con la firma Westing House Electric Corporation el contrato para la construcción y montaje de la Central Térmica y ampliación de la Subestación Ternera. Se culminaron las gestiones con el Pittsburgh National Bank y el Export Import Bank de los Estados Unidos, para la obtención de la financiación del proyecto, en condiciones muy favorables para CORELCA.

La interventoría del proyecto se contrató con la firma Salgado, Meléndez & Asociados de Bogotá.

Se completó la adecuación del terreno y construcción de las vías de acceso de la Central y de la Subestación Ternera. Así mismo, se inició la Ingeniería detallada del Proyecto por parte del Contratista y se colocaron los principales pedidos de equipos.

Durante los tres últimos meses del año se construyeron las oficinas provisionales de CORELCA y de la Interventoría en el sitio de la obra y se inició la obra civil con la construcción del pilotaje para las casas de máquinas, calderas, turbogrupos y chimenea. En este mismo periodo se inició en firme la fabricación de las dos calderas de la Central en los talleres de Distral (Sub - Contratista de Westinghouse) en la zona Franca de Barranquilla. La construcción de la obra avanzada satisfactoriamente dentro del cronograma presentado por los Contratistas. En general, el Proyecto tiene un desfase de 10 a 12 meses en relación con la fecha inicialmente estimada para su entrada en operación comercial. Se espera por tanto, que el primer turbogrupo de la Central pueda iniciar su operación a comienzo del 2o. Semestre de 1977.

## 2.2. Desarrollo Hidroeléctrico del Alto Sinú.

El desarrollo hidroeléctrico del Alto Sinú es un Proyecto de propósito múltiple debido a que además de la producción de energía eléctrica su ejecución genera una serie de beneficios de distinta naturaleza tales como la regulación del Río Sinú, el control de crecientes, la normalización del régimen de inundaciones en una zona de más de 350.000 hectáreas, la navegabilidad en el río durante todo el año, el mejor control de los sistemas sanitarios en las ciudades ribereñas y la penetración de infraestructura hasta la zona del proyecto.

Los estudios de factibilidad del proyecto, están financiados con recursos de FONADE y fueron contratados con el Consorcio formado por las firmas: Interdiseños, Sueldos y Fundaciones, Geocolombia y Chas T. Main International.

Durante la fase inicial de los trabajos de Ingeniería se identificaron cinco (5) sitios muy promisorios para generación hidroeléctrica sobre los ríos Sinú y Verde. Los tres proyectos más atractivos que sumados alcanzarían una capacidad total instalada de aproximadamente 1.760.000 MW se describen a continuación:

### a. Proyecto Urrá I.

Una Presa baja localizada en la Angostura de Urrá con embalse a la cota 135 y posible capacidad instalada de 490 MW.

### b. Proyecto Urrá II.

Una presa alta localizada aguas abajo de la confluencia de los ríos Sinú y Esmeralda, con embalse a la cota 300 y posible capacidad instalada de 950 MW.

### c. Proyecto Verde I.

Una presa de altura media localizada aguas arriba de la confluencia de los ríos Sinú y Verde, con embalse a la cota 270 y posible capacidad instalada 320 MW.

Los resultados de los estudios realizados durante el año 1974 indican que la construcción de los proyectos de Urrá I y Urrá II, es técnicamente factible y que éstos deben constituir la fase inicial del aprovechamiento hidroeléctrico del Alto Sinú, con el objeto de lograr el desarrollo óptimo de la cuenca.

Con este objetivo CORELCA decidió ampliar el alcance de los trabajos de Ingeniería que adelantan los consultores, con el propósito de llevar hasta el nivel de factibilidad técnico-económica los estudios correspondientes a los dos proyectos antes mencionados y complementar el reconocimiento del proyecto Verde I.

## 2.3. Línea de Interconexión Sistema Central - Costa Atlántica.

Este proyecto que está siendo considerado con la máxima prioridad dentro del Sector Eléctrico Nacional, consiste en la interconexión del Sistema Eléctrico del Centro y Occidente del país, esencialmente hidráulico, con el Sistema Térmico de la Costa Atlántica mediante una línea de transmisión a extra alto voltaje.

Los estudios de factibilidad técnico-económica contratados por CORELCA e ISA con la firma Salgado, Meléndez & Asociados Culminaron a finales de 1974. Las conclusiones del estudio indican que el proyecto es factible desde el punto de vista técnico-económico y relieves los beneficios que representa para el país la sustitución de energía térmica generada a base de hidrocarburos por energía hidroeléctrica secundaria.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 520 Kmts., de longitud a 500 kV con capacidad de transporte de aproximadamente 800 MW desde San Carlos (Antioquia) hasta Sabanalarga (Atlántico), con Subestaciones intermedias en Cerromatoso y Chinú (Córdoba). La inversión en el proyecto será del orden de los 100 millones de dólares y el primer circuito se estima que entrará en operación entre 1978 y 1979. Con el propósito de adelantar los trabajos de diseño para este proyecto, se seleccionaron las firmas consultoras Servicios de Ingeniería de Consulta (SEDIC) de Medellín, para ejecutar los trabajos de campo y Salgado Meléndez & Asociados de Bogotá para desarrollar el diseño eléctrico y preparación de pliegos de cargo.

## 2.4. Línea de Interconexión Sabanalarga-Fundación-Valledupar.

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión a 220 kV, un circuito, con una longitud aproximada de 235 Kilómetros, entre las localidades de Sabanalarga, Fundación y Valledupar, con su correspondiente grupo de Subestaciones. Los estudios y diseños de este proyecto que se iniciaron en Agosto de 1973, por la firma consultora ELMEC LTDA., fueron recibidos por CORELCA a fines de 1974.

Las licitaciones para las Subestaciones y Líneas de Transmisión se abrirán a principios de 1975 una vez obtenidas las correspondientes autorizaciones del Gobierno Nacional.

Con el propósito de obtener financiación para este programa, CORELCA estableció contacto por indicación del Ministerio de Minas y el Departamento Nacional de Planeación con los representantes en Colombia del Gobierno Británico, a fin de que el proyecto fuera evaluado por las autoridades británicas, se elaboró un informe de factibilidad técnico-económico, que fue enviado al Gobierno Británico.

#### **2.5 Interconexión Departamento Córdoba-Sucre-Sur de Bolívar.**

Para darle solución al déficit de energía eléctrica que padece el área de los Departamentos de Córdoba-Sucre y Sur de Bolívar, mientras se realiza el Proyecto de Inertconexión Nacional, CORELCA estudió varias alternativas incluyendo diferentes rutas para líneas de transmisión a alto voltaje desde Cartagena.

Se adoptó como la solución más conveniente, técnica y económica, la construcción de una línea de transmisión aislada a 110 kV entre la Subestación Ternera (Municipio de Cartagena) y la localidad de Tolujiejo (Departamento de Sucre), con la Subestación correspondiente en este punto terminal. El costo del proyecto se estima en \$70 millones de pesos aproximadamente.

La ejecución de los trabajos de diseño, preparación de especificaciones y pliegos de cargo se contrataron con la firma Interdiseños Ltda., los cuales se espera concluir en los primeros meses de 1975.

Con el fin de atender lo antes posible los mercados de energía de las citadas regiones, en los diseños del proyecto se ha previsto su operación inicial a 66 kV. Una vez se hayan concluido los trabajos de ampliación de la Subestación Ternera, la línea será energizada a 110 kV en forma definitiva.

#### **2.6 Central Termoeléctrica del Cerrejón.**

Con el objeto de atender en forma adecuada el crecimiento de la demanda de energía eléctrica del Sistema Interconectado de la Costa Atlántica y del país, CORELCA está programando un gran desarrollo termoeléctrico con base en la utilización de los yacimientos carboníferos de El Cerrejón, y las reservas de Gas Natural del Departamento de la Guajira. Con este propósito se solicitó a FONADE asistencia financiera, mediante un documento que contiene los términos de referencia para el estudio de prefactibilidad del proyecto.

La Corporación siguió muy de cerca el desarrollo de las investigaciones que efectúan diversas entidades del Gobierno Nacional sobre la localización, calidad y reservas de los mencionados recursos de la Guajira. Una vez se obtengan los resultados definitivos de dichas investigaciones y se concluya el estudio de factibilidad correspondiente, CORELCA acometerá los estudios finales de factibilidad y diseño de la Central Térmica de El Cerrejón.

#### **2.7. Desarrollo hidroeléctrico de la Sierra Nevada de Santa Marta.**

Con el objeto de complementar las investigaciones preliminares para determinar el potencial hidroeléctrico de algunos ríos que descienden de la Sierra Nevada de Santa Marta, CORELCA adelantó gestiones ante el Departamento Nacional de Planeación a fin de obtener asistencia técnica del Gobierno Canadiense para identificar las posibilidades de generación hidroeléctrica dentro de este sistema hidrográfico.

La Agencia Internacional para el Desarrollo (CIDA) envió a CORELCA una misión a fines de 1974 con el propósito de establecer las condiciones para la prestación de la asistencia técnica y el alcance de los trabajos de ingeniería requeridos. Como resultado de esta visita, se elaboraron los términos de referencia para la ejecución de los estudios correspondientes, que posteriormente fueron sometidos a la consideración del Departamento Nacional de Planeación a fin de evaluar el proyecto y aprobar la prestación de la ayuda técnica a CORELCA.

#### **2.8 Asistencia Técnica Regional.**

Continuando con su política de brindar asistencia técnica a las Electrificadoras y Municipios que poseen sistemas aislados de energía eléctrica, la Corporación a través de su Departamento de Asesoría Regional y en coordinación con las Electrificadoras respectivas, ha ejecutado diversos programas de electrificación a nivel de sub-transmisión y distribución que pueden resumirse así:

- a. Asesoría a la electrificadora de Sucre S.A. en el diseño de líneas de subtransmisión y redes de distribución para las poblaciones de Sincelejo, Tolujiejo y 20 poblaciones más, en el Departamento de Sucre.
- b. Diseño de redes de distribución para el Municipio de Galerazamba y otras poblaciones del Departamento de Bolívar.
- c. Ayuda técnica para el montaje y puesta en operación de unidades generadoras Diesel en los Municipios de Pivijay, Santana, Codazzi y reparación de varios grupos estacionarios en poblaciones de los Departamentos de la Guajira, Magdalena y Cesar.
- d. Con el objeto de abastecer de energía eléctrica a los Municipios de Sitionuevo, Salamina, Pivijay, Guaymaro, Cerro de San Antonio, Remolino y Pedraza, en el Departamento del Magdalena, CORELCA adelantó los trabajos de diseño de las líneas de subtransmisión y redes de distribución para estos municipios. Así mismo se adelantaron gestiones ante la Caja de Crédito Agraria, para obtener la financiación del proyecto, cuyo costo se estima en \$30.000.000 aproximadamente, anteriores que había sido del 18,2% y del 13,3% respectivamente.
- e. Con el objeto de solventar el grave déficit de energía eléctrica en la ciudad de Valledupar, previos los estudios correspondientes, CORELCA le solicitó al Ministerio de Minas y Energía y al Departamento Nacional de Planeación un aporte adicional de la

Nación para financiar la compra de una unidad generadora diesel de 2.500 kW, a las Empresas Públicas de Pereira. Dicho aporte fue concedido por el Gobierno Nacional en un monto de \$10 millones.

### 2.9. Central Diesel de Codazzi.

En los primeros meses de 1974, se puso en operación la Central Diesel de Codazzi que fue adquirida por CORELCA a la Electrificadora del Atlántico y trasladada desde Ponedera (Atlántico) a Codazzi (Cesar). Esta central fue entregada a la Electrificadora del Cesar en operación comercial satisfactoria el 23 de Mayo de 1974.

## 3. ASPECTOS OPERACIONALES.

### 3.1. Generación y Distribución.

Durante el año de 1974, se mantuvo una capacidad instalada en el sistema interconectado de la Costa Atlántica sensiblemente igual a la del año anterior, o sea de 396.000 kW. Sin embargo, la capacidad efectiva fue de 350.000 kilovatios aproximadamente debido a las limitaciones que presentan los equipos instalados hace más de 15 años y que han ido perdiendo su capacidad de generación original.

#### a. Producción.

La producción de energía eléctrica en el Sistema integrado de CORELCA fue de 1.453.440.000 kilovatios-horas durante el año de 1974 lo que representa un aumento del 7.2% con respecto al año de 1973. De esta cifra 676.480.000 de kilovatios-hora fueron generados por la Central Termoeléctrica de Barranquilla.

El pico máximo de generación fue de 244.000 kilovatios lo que representa un incremento de la demanda máxima del Sistema del 7.5% con respecto al año de 1973.

Debe anotarse que en el año de 1974 tanto el crecimiento de la demanda de energía eléctrica como el de la demanda de capacidad pico fue sensiblemente inferior al promedio anual de los dos años anteriores que había sido del 18.5% y del 13.3% respectivamente.

#### b. Distribución.

La distribución de energía dentro del área interconectada (Bolívar, Atlántico y Magdalena) en el año 1974, alcanzó las siguientes cifras:

TIPO	No. DE SUSCRIPTORES	CONSUMO MKwhr	% INCREMENTO AÑO 1974
Residencia!	176.332	410.169	9.1
Industrial	1.871	345.286	8.6
Otros usos civiles	15.718	276.400	9.8
Planta de Soda	1	119.427	-12.8
		1.155.663	6.3%

### c. Consumo de Combustibles.

A continuación se indica el consumo de combustibles del Sistema interconectado durante los años de 1973 y 1974 convertidas a millones de BTU, así como el total de la generación bruta.

	1973 MMBTU	%	1974 MMBTU	%
Fuel Oil	9.345.213	43.7	11.867.884	56.6
Gas Natural	11.665.559	54.6	9.033.999	43.0
ACPM	362.516	1.7	59.	0.4
	21.373.288	100.0	20.960.883	100.0

Generación	MKwhr	MKwhr
Bruta	1.356.330	1.453.440

De las cifras anteriores se observa que el consumo de Gas Natural y ACPM disminuyó de una gran manera significativa mientras que el consumo de Fuel Oil se incrementó en menor proporción si se tienen en cuenta la mayor generación bruta.

Los cambios anteriores se explican por la mayor producción de la Central Termoeléctrica de Barranquilla que en 1974 superó en un 41% la producción del año 1973, cuya operación se realizó consumiendo fundamentalmente Fuel Oil como combustible.

Se debe destacar que en el año de 1974 a pesar de haberse incrementado la producción de energía eléctrica en un 7.5% se produjo una disminución en el consumo térmico del sistema de cerca de 2% en comparación con el año anterior.

La mayor contribución de la generación de energía eléctrica de la Central Termoeléctrica de Barranquilla hizo posible mejorar la eficiencia del conjunto de unidades que se operan en el área interconectada a 14.422 kW-kilovatios-horas lograda en el año de 1973 representa un ahorro adicional de combustible de 7.0%, que en términos de barriles de petróleo equivalente significa un ahorro aproximado de 290.000 barriles.

Sin embargo, cabe observar que más del 36% de la capacidad instalada en el área interconectada corresponde a unidades turbogases que utilizan Gas Natural como combustible y que la contribución de este combustible fue en el año de 1974 de un 43%. Así mismo, se observa que el porcentaje de consumo de Fuel Oil en 1974 fue del 56.5%, resultando ligeramente inferior al 58.6%, que corresponde a la capacidad instalada de unidades termoeléctricas a vapor que pueden consumir alternativamente este combustible.

De lo anterior se deduce que el presente año se ha llegado al límite de la sustitución del gas combustible por Fuel Oil en el sector eléctrico interconectado de la Costa Atlántica y que para asegurar el abastecimiento de la demanda de este sector se requerirá el aumento de suministro de Gas Natural a las Plantas de Generación Eléctrica.

### 3.2. Seguridad Industrial.

En el año de 1974 se reunió en la ciudad de Barranquilla auspiciado por CORELCA el Comité del Sector Eléctrico del Consejo Colombiano de Seguridad Industrial en el cual se sentaron las bases para llevar las estadísticas de Seguridad Industrial del Sector.

Las estadísticas presentadas por la Sección de Seguridad Industrial de CORELCA correspondiente al año de 1974, colocaron a esta empresa en el cuarto lugar entre las doce más importantes empresas del sector eléctrico nacional con menores índices de accidentalidad. Se considera bastante satisfactorio este resultado si se tiene en cuenta que las empresas que ocuparon los primeros lugares utilizan equipos que tienen menores riesgos inherentes para la seguridad.

### 3.3. Central Termoeléctrica de Barranquilla. Estadística de Generación y Consumo de Combustibles.

Hasta Diciembre 31 de 1974 la Central Termoeléctrica de Barranquilla generó 676,480,000 kilovatios-hora que representa un factor de utilización total de la Central del 59%. El porcentaje de disponibilidad de la Central fué del 86.75% y el factor de carga combinado fué del 68.0%.

Para el año siguiente y en razón del crecimiento de la demanda se espera superar tanto los índices de disponibilidad como el factor de carga de la Central.

El consumo de combustible en la Central Termoeléctrica de Barranquilla durante el año de 1974 fué el siguiente:

Fuel Oil (Galones)	47.454.981	93.8%
ACPM (Galones)	49.400	0.1%
Gas (pies cúbicos)	447.667.920	6.1%

### 3.4. Operación de Líneas y Subestaciones.

Durante el año de 1974, el Sistema de Líneas de Transmisión CORELCA tuvo una operación altamente satisfactoria debido principalmente a las labores de mantenimiento oportunamente realizadas por el Personal de la División de Transmisión en sus diferentes actividades.

En el curso del año 1974 se colocaron en diversos sitios de la Línea de Transmisión a Santa Marta dos tipos de aisladores de diseño especial para zonas de alta contaminación que de acuerdo con la literatura de los fabricantes debe dar un rendimiento mucho más satisfactorio que los aisladores tipo niebla normalmente utilizados en esta línea. Durante el curso de esta prueba se ha observado que el comportamiento de estos

aisladores no ha sido suficientemente satisfactoria como para considerarlos como una opción para resolver el problema de contaminación en las zonas de mayor salinidad de la Isla de Salamanca. Durante el año de 1974 la Corporación adquirió un carro de lavado de aisladores para utilizarlo principalmente en el mantenimiento de la línea Barranquilla-Santa Marta que se espera tener en operación durante los primeros meses del año de 1975. Con la puesta en servicio de este equipo se mejorará sustancialmente la disponibilidad de la Línea de Transmisión Barranquilla-Santa Marta durante la época de verano.

### 3.5. Centro de Control.

Durante el año de 1974 la operación del Sistema Interconectado de la Costa Atlántica estuvo dirigido y coordinado por el personal de operación del Centro de Control de CORELCA. Durante ese año se organizó en la Planta del Río de la Electrificadora del Atlántico un Centro de Control con funciones complementarias a las del Centro de Control de CORELCA a través del cual se ha venido coordinando y dirigiendo todas las maniobras de operación con aquella electrificadora.

En el año 74, el Comité de Operación del Sistema Integrado se reunió en seis (6) ocasiones y la contribución de sus miembros ha sido muy positiva para la buena marcha de la operación.

## 4. ASPECTOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS.

### 4.1 Ejecución Presupuestal de 1974.

De Enero 1o. a Diciembre 31 de 1974, los ingresos percibidos por la Corporación ascendieron a \$521.3 millones suma que supera en \$56.4 millones, los ingresos recibidos durante la vigencia de 1973.

La discriminación por capítulos de los ingresos percibidos durante la vigencia en referencia, es la siguiente:

CLASE DE INGRESOS	\$MM	%
Rentas propias	170.2	32.6
Aportes del Gobierno	40.0	7.7
Recursos del Crédito	299.7	57.5
Recursos del balance	11.4	2.2
Total	521.3	100.0

Las rentas propias presentaron durante el período en mención la siguiente distribución:

	\$MM
Venta de energía	73.3
Sobretasa	54.4

	\$MM
Licitaciones, multas, etc.	31.5
Arrendamiento a Electricadora del Atlántico S.A. de 38.250 kW.	11.0
<b>Total</b>	<b>170.2</b>

Los recursos del crédito se discriminaron en la siguiente forma:

\$149.4 millones, o sea el (49,8%) correspondieron a recursos externos y \$150.3 millones, o sea el (50.2%) a recursos internos.

Los egresos sumaron un total de \$515.6 millones, con el siguiente detalle:

CLASE DE EGRESO	\$MM	%
Gastos de Operación	85.7	16.6
Servicio de la Deuda	218.6	42.4
Programa de Inversión	211.3	41.0
<b>Total</b>	<b>515.6</b>	<b>100.0</b>

Los gastos de operación para la vigencia de 1974, con respecto a la vigencia anterior, tuvieron un incremento poco significativo alcanzando un porcentaje del 15.3%.

Las partidas que forman el total de gastos de operación son las siguientes:

GASTOS DE OPERACION	\$MM	%
-Servicios Generales	21.2	24.7
-Gastos Generales	61.6	71.9
-Transferencias	1.4	1.6
-Vigencias expiradas	1.5	1.8
<b>Total</b>	<b>85.7</b>	<b>100.0</b>

Los pagos por concepto de Servicio de la Deuda se discriminaron de acuerdo con el siguiente detalle:

SERVICIO DE LA DEUDA	\$MM	%
-Capital	114.9	52.6
-Intereses	99.8	45.6
-Comisiones	3.9	1.8
<b>Total</b>	<b>218.6</b>	<b>100.0</b>

Los gastos por Programas de Inversión ejecutados durante la vigencia fiscal de 1974, ascendieron a \$211.3 millones correspondiendo un 61.9% a la vigencia de 1974, y el saldo o sea, 38.1% a la vigencia del año anterior.

La Ejecución Presupuestal durante la vigencia fiscal de 1974, presentó un superávit de 5.7 millones así:

	\$MM	\$MM
<b>INGRESOS</b>		
-Saldo en caja y bancos Enero 1/74	11.3	
-Ingresos de CORELCA	510.0	
-Recursos disponibles		521.3
<b>EGRESOS</b>		515.6
-Superávit		5.7

#### 4.2. Comentarios al Balance a Diciembre 31 1974.

Al cierre del ejercicio los activos de la Corporación ascendieron a la suma de \$2.173.6 millones, lo cual representa un aumento neto de \$648.3 millones, sobre la vigencia de 1973, o sea un incremento del 42.5% aproximadamente.

A continuación se presenta un análisis comparativo entre los principales grupos de cuentas del activo y pasivo correspondiente a los dos últimos ejercicios contables:

ACTIVO	1973		1974		Aumento (Disminuc.) (\$MM)
	Vr. Abso- luto (\$MM)	Vr. Rela- tivo %	Vr. Abso- luto (\$MM)	Vr. Rela- tivo %	
Activo Fijo	1.189.7	78	1.646.6	76	(2)
Activo Cte.	57.1	04	252.5	11	(7)
Otros Activos	256.5	17	259.5	12	(5)
Activo Diferido	21.9	1	15.0	01	-
<b>Total</b>	<b>1.525.2</b>	<b>100</b>	<b>2.173.6</b>	<b>100</b>	
<b>PASIVO Y CAPITAL</b>					
Pasivo Corriente	173.2	11	342.6	16	
Pasivo a largo plazo	792.9	52	929.4	43	
Otros pasivos	28.5	02	.8	-	
Pasivos diferidos	17.0	01	-	-	
Capital	513.0	34	900.8	41	
<b>Total</b>	<b>1.525.2</b>		<b>2.173.6</b>	<b>100</b>	

Del análisis comparativo de las cifras anteriores se concluye que el aumento en los activos fijos entre 1973-1974, a más de las adiciones que se han hecho a los activos existentes presentó un incremento sustancial, producto entre otros factores de la variación en la paridad cambiaria entre el dólar-marco-franco francés y el peso colombiano que presentaron las siguientes variaciones durante el año de 1974:

\$24.77 a \$28.63 peso colombiano para el dólar, \$9.17 a \$11.83 para el marco y \$5.50 a \$6.01 para el franco francés.

A lo anterior debe agregarse el valor de la liquidación del Contrato de Construcción de Termobarranquilla con la firma Siemens que alcanzó la suma de \$32 millones de pesos.

A la diferencia que se presente en el pasivo se debe en parte esencial a la forma como se afecta la deuda externa por el incremento en el tipo de cambio.

Lo anterior se puede observar en la ilustración que presentamos a continuación, donde se discriminan las obligaciones de la Corporación:

	1.973 (\$MM)	1.974 (\$MM)
Deuda Interna	199.1	137.7
Deuda Externa	746.0	835.6
	945.1	973.3

#### 4.3. Estado de Pérdida y Ganancias.

Durante el año de 1974, se facturó un total de \$98.7 millones por concepto de venta de energía y se incurrió en un total de gastos de explotación por valor de \$126.75 millones.

Al cierre del ejercicio fiscal de 1974, se consolidó un déficit neto de \$74.06 millones como resultado de las operaciones desarrolladas por CORELCA durante aquella vigencia.

Como razones fundamentales que originaron el déficit anteriormente indicado, se puede señalar las siguientes:

- a. Los altos costos financieros que debió absorber esta Corporación como resultado de su precaria estructura financiera originada en una baja capitalización.

Es importante anotar que los programas ejecutados por esta Corporación han sido financiados en un 95% mediante la contratación de créditos en su gran mayoría en monedas extranjeras, y en consecuencia sujetas a las fuertes variaciones observadas en las tasas del mercado de cambios (marco alemán, franco francés y dólar americano).

- b. Los gastos financieros excedieron en cerca de \$33 millones a la cifra programada en el período en referencia, como consecuencia del aceleramiento en la tasa de devaluación a partir del segundo semestre del pasado ejercicio y del endurecimiento de las monedas europeas (marco alemán y franco francés).
- c. Tales gastos financieros ascendieron en el citado ejercicio a la suma de 89.9 millones, lo cual representa un costo de 13.7 centavos por kWh vendido.
- d. Como resultado del incremento en el valor de las monedas extranjeras (marco-dólar americano-franco francés) y teniendo en cuenta el sistema de valorización de activos utilizados por CORELCA, se produjo un drástico reajuste en los cargos por depreciación de los activos, los cuales son valorizados teniendo en cuenta los incrementos experimentados por las monedas en que fueron adquiridos tales activos. Lo anterior significó que el cargo mensual de depreciación de 1974 fue acerca de un 36% más alto que el aplicado en 1973.

Otro aspecto que conviene destacar en el análisis del Estado de Pérdidas y Ganancias del año 1974 es el de que el déficit estimado para el año 1974, se redujo a \$93.0 millones como resultado del esfuerzo tarifario realizado durante el segundo semestre del mismo período, al elevar la tarifa de venta de energía en bloque de C.14.37 kWh a C.20.3 por kWh. Adicionalmente se logró mediante la optimización en el consumo de combustible y la reducción de otros costos de producción rebajar en cerca de \$20 millones el déficit esperado.

Finalmente, debe destacarse el hecho de que CORELCA viene recaudando una sobretasa al consumo de energía eléctrica, que por ser un ingreso de capital no se ha venido considerando hasta la fecha dentro del Estado de Pérdidas y Ganancias.

Lo anterior significa una adición de cerca de 12 centavos por kWh a la tarifa de venta de energía de CORELCA, que representa un significativo esfuerzo para los consumidores de la región que coloca la tarifa real en un nivel de 41.6 centavos por kWh para la venta de energía en bloque, muy por encima de cualquier otra tarifa que se cobre en el resto del país.

#### 4.4. Informe Financiero Año 1974.

##### Utilización de Fuentes de Financiación Interna.

- a. Instituto de Fomento Industrial - IFI - Financiación Central de Barranquilla.

En Julio 25 de 1974, se produjo un desembolso por parte del IFI por la suma de \$23.032.065.60, en desarrollo de la operación de crédito celebrada con esta entidad para la financiación de bienes de capital de origen nacional con destino a la Central Térmica de Barranquilla.



De este modo el crédito por \$28.790.00, contratado con base en la línea de crédito establecida por el Decreto No.384 de 1950, quedó totalmente utilizado.

**b. Préstamo FO-106, Estudio de Factibilidad Interconexión Eléctrica CORELCA - ISA.**

Durante el año de 1974, se efectuó un desembolso por \$1.053.943.83 con cargo al crédito FO-106 otorgado por FONADE a esta Corporación para la realización de los estudio de factibilidad técnico-económica del Proyecto de Interconexión Eléctrica CORELCA - ISA.

Con cargo al componente en dólares del mismo préstamo se produjo en Agosto lo. de 1974 un desembolso por US\$33.628.34 por parte de FONADE, cantidad aplicada a cancelaciones por concepto de avances de los estudios del mismo proyecto.

**c. Préstamo FO-121, Estudios de Factibilidad de Proyecto Desarrollo Hidroeléctrico del Alto Sinú.**

En desarrollo de la operación de crédito celebrado con el Fondo Nacional de Proyectos de Desarrollo-FONADE-para la financiación de los estudios de factibilidad del Desarrollo Hidroeléctrico del Alto Sinú, en Octubre 25 de 1974, se efectuó un desembolso por la suma de \$5.837.767.37. De otra parte, en Noviembre 18 de 1974, se produjo un desembolso por la suma de US\$142.164.88 cantidad girada directamente por el FONADE a los consultores extranjeros.

**d. Banco de Bogotá, Operación de Crédito por US\$2.800.000.00; con Base en la Resolución 51 de 1973 de la Junta Monetaria.**

Utilizando un cupo de redescuento ante el Banco de la República creado por la Resolución No.51 de 1973 de la Junta Monetaria, CORELCA celebró una operación de crédito con el Banco de Bogotá por la suma de US\$2.800.000.00 destinados a la refinanciación parcial de la deuda externa a cargo de esta Corporación.

Con cargo a esta línea de crédito se efectuó en Diciembre de 1974 un desembolso por US\$121.204.72 destinado a la amortización de capital del crédito otorgado por el First National City Bank New York a CORELCA para la financiación de la unidad Turbo-Generadora a Gas instalada en Cospique, Cartagena.

Finalmente en Diciembre de 1974, se efectuó un desembolso por US\$1.200.000.00, que se destinó a la cancelación del servicio de la deuda exigible en Diciembre 31 de 1974 a favor del K.F.W. de Alemania.

En esta forma, la utilización del crédito antes citado ascendió durante 1974 a la suma de US\$1.321.204.72

**e. Carta de Crédito No.038, Instituto de Fomento Industrial IFI-Financiación Central Térmica de Cartagena.**

Con el objeto de atender las obligaciones del componente en pesos por concepto de bienes y servicios de origen colombiano y manufactura nacional en desarrollo del contrato suscrito entre CORELCA y Westinghouse para el suministro, construcción y montaje de la Central Térmica de Cartagena, en Diciembre 19 de 1974 se celebró con el IFI la operación mediante la cual se estableció a favor del Contratista la Carta de Crédito No.038 por valor de US\$164.500.000.00.

**f. Crédito de Aplicación por US\$552.315.00, Gobierno Nacional Ministerio de Hacienda y Crédito Público.**

En Diciembre de 1974 se suscribió el Contrato de Aplicación por US\$552.315.00 entre CORELCA y el Gobierno Nacional Ministerio de Hacienda y Crédito Público por medio del cual se otorgó a CORELCA, dentro del marco de lo establecido por el Decreto Ley 294, un préstamo destinado a la refinación de obligaciones de deuda externa.

**Utilización de Fuentes de Financiación Externa.**

**a. First National City Bank of New York, Financiación Intermedia Central Térmica de Cartagena.**

En desarrollo de lo acordado en el Contrato suscrito entre CORELCA y Westinghouse Electric Corporation, esta Corporación estableció sobre el First National City Bank of New York en Agosto 18 de 1974 una Carta de Crédito por valor de US\$2.271.528.00, destinada a la cancelación a la firma contratista del anticipo en dólares equivalente al 10% del valor en divisas del citado contrato.

De igual modo y con el objeto de atender pagos correspondientes al 90% del valor en moneda extranjera del contrato, CORELCA estableció sobre la misma entidad bancaria una segunda Carta de Crédito por valor de US\$20.443.755.50, en Agosto 28 de 1974.

**b. Crédito Complementario No.3256 CORELCA-First National City Bank of New York por US\$1.912.500.00 Financiación Unidades Turbogeneradoras a Gas de la Planta «El Río».**

En Febrero 28 de 1974 se suscribió el contrato de empréstito por US\$1.912.500.00 entre CORELCA y el First National City Bank de New York para la financiación del 45% de aquellas unidades, como crédito complementario al otorgado por Eximbank para la financiación del 90% de los costos del proyecto antes citado.

**c. Kreditanstalt Fur Wiederaufbau K.F.W. Financiación Central Térmica de Barranquilla.**

Con cargo al crédito otorgado por el Kreditanstalt Fur Wiederaufbau-KFW-de Alemania para la financiación de la Central Térmica de Barranquilla, esta entidad durante el año de 1974 efectuó directamente a la firma Siemens A.G., de Alemania un desembolso por la suma de DM 373.334.70 como abono al valor acordado en el Protocolo de liquidación de los contratos suscritos en desarrollo del Proyecto en referencia.

**d. Gestiones de Financiación: Central Térmica de Cartagena.**

Durante el año de 1974 culminaron las gestiones relacionadas con las operaciones de crédito entre CORELCA, el Eximbank y el Pittsburgh National Bank por US\$21.154.000.00, para la financiación del costo en moneda extranjera de la Central Térmica de Cartagena.

Igualmente se iniciaron las negociaciones relativas con el otorgamiento de un crédito en Eurodólares por US\$2.271.528.00 por parte del Pittsburgh National Bank, con el propósito de financiar a largo plazo, el 10% en divisas del mismo proyecto.

En virtud de tales gestiones, al finalizar el año de 1974 se aseguró la disponibilidad de los fondos con cargo a los créditos mencionados.

**e. Gestiones de Financiación: Crédito First National City Bank of New York US\$4 MM Refinanciación Deuda Externa.**

Al concluir el año de 1974, se encontraban finalizados los trámites exigidos por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 2832 de 1966 para la contratación de un crédito con el First National City Bank de New York por US\$4 MM con el objeto de atender la refinanciación de pasivos externos a cargo de CORELCA.

De este modo, se iniciaron los trámites contemplados en el Decreto 1050 de 1955 que constituyen la última fase de los requisitos legales al perfeccionamiento del citado empréstito.

**- 4 - DECRETOS -**

**Régimen para la reducción del gas natural**  
**DECRETO LEGISLATIVO NUMERO 1978 DE 1974**  
**(Septiembre 18)**

Por el cual se dictan normas cambiarias, fiscales y de comercio exterior sobre la producción de gas natural no asociado.

**El Presidente de la República de Colombia,**

En uso de sus atribuciones constitucionales, y

**CONSIDERANDO:**

Que por Decreto 1970 de 1974 se declaró el estado de emergencia económica en todo el territorio nacional:

Que es necesario adoptar normas cambiarias, fiscales y de comercio exterior que permitan asegurar al país su abastecimiento de gas natural no asociado al petróleo crudo, dando estímulo a la exploración y explotación del mismo.

**DECRETA:**

Artículo primero. Será aplicable a la exploración y explotación de gas natural no asociado, el régimen cambiario y de comercio exterior contemplado para el petróleo crudo en el Capítulo IX del Decreto 444 de 1967.

Artículo Segundo. El presente decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., a 18 de Septiembre de 1974.

*ALFONSO LOPEZ MICHELSEN*

El Ministro de Gobierno,

*Cornelio Reyes*

El Ministro de Relaciones Exteriores,

*Indalecio Liévano Aguirre*

El Ministro de Justicia,

*Alberto Santofimio Botero*

El Ministro de Hacienda y Crédito Público

*Rodrigo Botero Montoya*

El Ministro de Defensa Nacional.

*General Abraham Varón Valencia*

El Ministro de Agricultura,

*Rafael Pardo Buelvas*

El Ministro de Trabajo y Seguridad Social,

*María Elena de Crovo*

El Ministro de Salud Pública,

*Haroldo Culvo Nuñez*

El Ministro de Desarrollo Económico,  
*Jorge Ramírez Ocampo*

El Ministro de Minas y Energía,  
*Eduardo del Hierro Santacruz*

El Ministro de Educación Nacional,  
*Hernando Durán Dussán*

El Ministro de Comunicaciones,  
*Jaime García Parra*

El Ministro de Obras Públicas,  
*Humberto Salcedo Collante*

**Modificaciones al régimen para la producción  
de gas natural  
DECRETO LEGISLATIVO NUMERO 1999 DE 1974  
(Septiembre 23)**

Por el cual se aclara y adiciona el Decreto 1978 de 1974.

**El presidente de la República de Colombia.**

En ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 122 de la Constitución Nacional, en desarrollo del Decreto 1970 de 1974

**DECRETA:**

Artículo primero. Aclárese lo dispuesto en el artículo primero del Decreto 1978 de 1974, en el sentido de que tal disposición solo se aplicará a los yacimientos que inicien su explotación a partir de la vigencia de dicho decreto y que impliquen nuevas inversiones.

Artículo segundo. La Comisión de Precios de que trata el artículo 162 del Decreto 444 de 1967, tendrá como funciones la de señalar los volúmenes de producción de gas natural que deba procesarse o utilizarse en el país, la de señalar los precios respectivos, la de autorizar la parte de gas natural que deba pagarse en moneda extranjera, así como la de determinar los precios de exportación para fines cambiarios y fiscales.

Artículo tercero. El presente decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

Comuníquese y cúmplase.

Dado en Bogotá, D.E., a 23 de septiembre de 1974.

*ALFONSO LOPEZ MICHELSEN*

El Ministro de Gobierno,

*Cornelio Reyes*

El Ministro de Relaciones Exteriores,

*Indalecio Llavano Acosta*

El Ministro de Justicia,  
*Alberto Santofimio Botero*

El Ministro de Hacienda y Crédito Público,  
*Rodrigo Botero Montoya*

El Ministro de Defensa Nacional,  
*General Abraham Varón Valencia*

El Ministro de Agricultura,  
*Rafael Pardo Buelvas*

El Ministro de Trabajo y Seguridad Social,  
*María Elena de Crovo*

El Ministro de Salud Pública,  
*Haroldo Calvo Nuñez*

El Ministro de Desarrollo Económico,  
*Jorge Ramírez Ocampo*

El Ministro de Minas y Energía,  
*Eduardo del Hierro Santacruz*

El Ministro de Educación Nacional,  
*Hernando Durán Dussán*

El Ministro de Comunicaciones,  
*Jaime García Parra*

El Ministro de Obras Públicas,  
*Humberto Salcedo Collante*

**REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y PETROLIOS  
DECRETO No. 2104  
(24 Octubre 1974)**

-Por el cual se adicionan y aclaran los Decretos 1979 y 1988 de 1974.

**EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA** en uso de las facultades que le confiere el artículo 122 de la Constitución Nacional y en desarrollo del Decreto 1970 de 1974,

**DECRETA**

ARTICULO 1o. Adiciónase el Artículo 1o. del Decreto 1979 de 1974 en el sentido de que las empresas comerciales e industriales del Estado dedicadas a la minería y al petróleo, tendrán las mismas exenciones de derechos de aduana concedidas a los particulares que desarrollan tales actividades, de acuerdo con el Decreto 1659 de 1964.

ARTICULO 2o. Para los efectos del Artículo 2o. del Decreto 1988 de 1974, se consideran bienes primarios no procesados el petróleo crudo destinado a su refinación, el gas natural, los butanos y la gasolina natural.

ARTICULO 3o. El impuesto sobre las ventas de que trata el Decreto 1988 de 1974, en relación con los productos derivados del petróleo, se pagará según las siguientes tarifas:

- a) Gasolina motor, el 10% del precio de la gasolina regular, fijado para el consumidor en Barrancabermeja, sin incluir impuestos.
- b) Gasolina de aviación de 100/130 octanos, continuara pagando el 10% del precio oficial de lista en refinería.
- c) Aceites lubricantes y grasas, el 6% del precio oficial de venta del productor.
- d) Todos los demás productos refinados, derivados del petróleo, incluyendo el gas propano para uso doméstico, la gasolina blanca, las bases para aceites lubricantes y grasas y los productos petroquímicos, el 4% del precio oficial de lista fijado para el productor en el lugar de entrega.

ARTICULO 4o. Quedan exentos del impuesto a las ventas los siguientes combustibles para embarcaciones marítimas: diesel marino, gasoleo marino y bunker fuel oil.

ARTICULO 5o. El Ministerio de Minas y Energía, además de la función de fijar los precios de que se trata el ordinal j) del Artículo 3o., del Decreto 636 de 1974, tendrá la de señalar los precios de los productos refinados derivados del petróleo y del gas natural para los efectos de liquidar el impuesto sobre las ventas.

ARTICULO 6o. Este Decreto rige a partir del 1o. de Octubre de 1974.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dado en Bogotá D.E., a

EL MINISTRO DE GOBIERNO,

*CORNELIO REYES*

EL MINISTRO DE RELACIONES EXTERIORES,

*INDALECIO LIEVANO AGUIRRE*

EL MINISTRO DE JUSTICIA,

*ALBERTO SANTOFIMIO BOTERO*

REPUBLICA DE COLOMBIA  
PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA  
DECRETO No. 2310  
(28 Octubre de 1974)

Por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el artículo 58 del decreto de 2053 de 1974.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En ejercicio de las facultades que le confiere el artículo 122 de la Constitución Nacional, y en desarrollo del decreto 1970 de 1974.

DECRETA:

ARTICULO 1o. Con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión, celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

Los contratos que celebre la empresa en virtud de lo dispuesto en este artículo, requerirán para su validez ser aprobados mediante Resolución del Ministerio de Minas y Energía.

ARTICULO 2o. Los titulares de propuestas en trámite para explorar y explotar hidrocarburos, sin perjuicio del orden establecido en el artículo 21 del decreto 1056 de 1953, si no hubiere terceros que ofrecieren mejores condiciones que las inicialmente propuestas, gozarán de preferencia para contratar con la Empresa Colombiana de Petróleos, en los términos del artículo anterior.

Si, dentro de los tres meses siguientes a la fecha en que la empresa manifieste su determinación de celebrar un contrato relativo a toda o a una parte de la zona correspondiente a la propuesta en trámite, el titular no hubiere ejercido el derecho a la referida preferencia, perderá esta definitivamente.

ARTICULO 3o. En las explotaciones a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, las regalías en favor de los Departamentos, Intendencias y Comisarías serán del nueve y medio por ciento (9 y ½%) del valor bruto de la producción y las de los municipios del dos y medio por ciento (2 y ½%) del mismo.

ARTICULO 4o. La Junta Directiva de la Empresa Colombiana de Petróleos procederá a modificar la organización interna de ésta, de acuerdo con las nuevas funciones que se le asignan por el presente contrato. } *decrete*

ARTICULO 5o. Para los efectos del artículo 58 del decreto 2053 de 1974, en las inversiones necesarias realizadas en materia de minas y petróleos, distintas de las efectuadas en terrenos o en bienes depreciables, se incluirán los desembolsos hechos tanto en áreas en explotación como en áreas no productoras continuas o discontinuas.

ARTICULO 6o. El contribuyente que derive renta de explotaciones de hidrocarburos en zonas cuyo subsuelo petrolífero se reconozca como de propiedad privada o de concesiones o contratos de asociación vigentes a la expedición del presente decreto, tendrá derecho a una deducción por agotamiento, de conformidad con los artículos siguientes:

ARTICULO 7o. La deducción por agotamiento podrá determinarse a base de estimación técnica de costo de unidades de operación o a base de porcentaje fijo.

El contribuyente podrá elegir el sistema para calcular el agotamiento; escogida una de las dos bases, sólo podrá cambiarla por una sola vez, con autorización de la Dirección General de Impuestos Nacionales.

ARTICULO 8o. La deducción anual por agotamiento normal a base de porcentaje fijo, será igual al diez por ciento (10%) del valor bruto del producto natural extraído del depósito o depósitos, que estén en explotación y que se haya vendido o destinado a la exportación, o vendido para ser refinado o procesado dentro del país, o destinado por el explotador para el mismo objeto en sus propias refinerías, en el año o período para el cual se solicita la deducción, debiendo restarse de tal valor la suma equivalente a las participaciones causadas o pagadas a favor de particulares, o al impuesto causado o pagado sobre el petróleo de propiedad privada, o al de las participaciones que le corresponden a la Nación.

Para los efectos de este artículo, el valor bruto del producto natural se determinará con base en los precios en el campo de producción que señale la Comisión de Precios del Ministerio de Minas y Energía, con arreglo al procedimiento establecido en el artículo 162 del decreto 444 de 1967, en lo que fuere pertinente, y a reglamentación que dictará el gobierno.

El porcentaje permitido como deducción anual y por concepto de agotamiento normal, no podrá exceder en ningún caso de treinta y cinco por ciento (35%) del total de la renta líquida fiscal del contribuyente, computada antes de hacer la deducción por agotamiento, siendo entendido que este límite no se aplica cuando el sistema de agotamiento sea el de estimación técnica de costo de unidades de operación.

La deducción por agotamiento normal a base de porcentaje fijo permitida en este artículo, se concederá en cuanto sea necesaria para amortizar totalmente el costo de las respectivas inversiones de capital distintas de las que se hayan hecho en terrenos o en propiedad depreciable.

Una vez que el agotamiento haya perdido su carácter de deducción por haber terminado la amortización total del costo de las respectivas inversiones de capital, distintas de las que se hayan hecho en terrenos o en propiedad depreciable, el explotador tendrá derecho año por año a una exención del impuesto sobre la renta equivalente al 10% del valor bruto del producto natural determinado y limitado de acuerdo con las disposiciones de los incisos primero, segundo y tercero de este artículo.

ARTICULO 9o. Además de la deducción anual por agotamiento normal, reconócese un factor especial de agotamiento, aplicable año por año a las siguientes explotaciones: a) Las iniciadas después del 1o., de enero de 1955 y hoy

en día existentes; b) las que se inicien a partir de la vigencia del presente decreto y correspondan a zonas cuyo subsuelo petrolífero haya sido reconocido como de propiedad privada, y c) las correspondientes a contratos de concesión o asociación, vigentes a la expedición de este decreto. Dicho factor especial será equivalente al 15% del valor bruto del producto natural extraído, determinado conforme a lo dispuesto en el artículo anterior y hasta el monto total de las inversiones efectuadas en estas explotaciones.

La deducción normal del diez por ciento (10%) y la especial del quince por ciento (15%) que se concede en este artículo, no podrán exceder, en conjunto, del cuarenta y cinco por ciento (45%) de la renta líquida fiscal del contribuyente computada antes de hacer la deducción por agotamiento.

Para las explotaciones situadas al este y sureste de la cima de la Cordillera Oriental, el factor especial del agotamiento de que trata este artículo será del diez y ocho por ciento (18%) del valor bruto del producto natural extraído, determinado en la forma indicada en el artículo octavo y hasta el monto total de las inversiones efectuadas en estas explotaciones.

La deducción normal del diez por ciento (10%) y la especial del diez y ocho por ciento (18%) que se concede en el inciso anterior, no podrán exceder en conjunto del cincuenta por ciento (50%) de la renta líquida fiscal del contribuyente computada antes de hacer la deducción por agotamiento.

Es entendido que estos límites del cuarenta y cinco por ciento (45%) y del cincuenta por ciento (50%) no se aplican cuando el sistema de agotamiento adoptado por el contribuyente sea el de estimación técnica de costo de unidades de operación.

Para las explotaciones a que se refiere este artículo, una vez que el factor especial de agotamiento haya perdido su carácter de deducción por haber terminado la amortización total del costo de las respectivas inversiones de capital, distintas de las que se hayan hecho en terreno o en bienes depreciable, el explotador tendrá derecho, año por año, a una exención del impuesto sobre la renta equivalente al diez y ocho por ciento (18%) para las explotaciones situadas al este y sureste de la cima de la Cordillera Oriental, y para las situadas en el resto del territorio nacional, al quince por ciento (15%) del valor bruto del producto natural extraído, determinado de acuerdo con las disposiciones del artículo octavo de este Decreto, sin perjuicio de lo dispuesto en el inciso final de la misma disposición.

PARAGRAFO. Para tener derecho de esta exención especial, y a la deducción normal como exención, el contribuyente deberá reinvertir en el país en actividades de exploración, dentro de los tres años siguientes, el monto de las mencionadas exenciones. Si no hace la reinversión por el valor expresado, la diferencia se gravará como renta del contribuyente del año correspondiente a la finalización de dicho período. Si el monto de la reinversión del trienio fuere superior al valor de las exenciones de que trata este artículo, el contribuyente tendrá derecho a que se le abone el exceso para los períodos siguientes.

ARTICULO 10o. Cuando se trate de exploraciones en busca de petróleos, llevadas a cabo a partir del 1o., de enero de 1955 que corresponda a zonas cuyo subsue-

petrolífero haya sido reconocido como de propiedad privada o a concesiones o asociaciones vigentes a la fecha de expedición del presente Decreto, directamente por personas naturales o por compañías con explotaciones en producción o por medio de filiales o subsidiarias, se concederá una deducción por amortización de inversiones de toda clase hechas en tales exploraciones con cargo a la renta de explotaciones en el país, a una tasa del diez por ciento (10%) de la respectiva inversión.

Una vez iniciado el período de explotación, esta deducción se suspenderá; pero el saldo no amortizado de las inversiones correspondientes se tendrá como costo integrante del monto de las inversiones del respectivo contribuyente, amortizables por las deducciones normal y especial de agotamiento.

Cuando tales exploraciones queden abandonadas o desistidas, el saldo no amortizado de las inversiones hechas en exploración se continuará amortizando a la tasa anual del diez por ciento (10%).

**ARTICULO 11o.** El contribuyente que derive renta de explotaciones de minas, gases distintos de los hidrocarburos y depósitos naturales, en concesiones, aportes, permisos y adjudicaciones vigentes a la expedición del presente Decreto, o en áreas de propiedad cuyo subsuelo minero haya sido reconocido como de propiedad privada, tendrá derecho a una deducción por agotamiento de conformidad con las disposiciones contenidas en los artículos siguientes:

**ARTICULO 12o.** Cuando se trate de explotación de minas, gases distintos de los hidrocarburos, y depósitos naturales, se concederá una deducción normal por agotamiento a amortización del costo del depósito natural de cuya explotación se trate, habida consideración de las condiciones peculiares de cada caso y teniendo en cuenta las siguientes normas generales:

A.) El costo de que se trata este artículo estará constituido por las siguientes partidas:

a.) Los gastos capitalizados hechos en la adquisición de la respectiva concesión, aporte, permiso o adjudicación, o el precio neto de adquisición de la propiedad según el caso. Cuando la propiedad ha sido adquirida a título gratuito, el valor amortizable por agotamiento estará constituido por el que se le haya fijado en el título de adjudicación o de traspaso. En todos los casos de adquisición de la propiedad que se explota, deberá restarse de su precio de adquisición o del valor que se haya fijado como se dispone en esta norma, el precio o valor, según el caso, que corresponda a la superficie del terreno que sea susceptible de utilizarse económicamente para fines distintos de la explotación o producción de gas o minerales;

b.) Los gastos preliminares de explotación, instalación, legales y de desarrollo, y en general, todos aquellos que contablemente deban ser capitalizados, a excepción de las inversiones hechas en propiedades para las cuales se soliciten deducciones por depreciación;

c.) El saldo de los gastos capitalizados y no amortizados que se hayan efectuado en áreas improductivas por el contribuyente que invoca la deducción de acuerdo con el artículo 13 de este Decreto.

B.) El arrendamiento, la concesión, el aporte o el permiso para la explotación de minas, de gases distintos de los hidrocarburos, y de depósitos naturales, se estimará, para los efectos del agotamiento, como un contrato especial en que tanto el arrendador u otorgante de la concesión, permiso, aporte, según el caso, como el arrendatario o concesionario o beneficiario del permiso o del aporte conservan o retienen un interés económico en la propiedad agotable, interés que es la fuente de su respectiva renta. En consecuencia, la deducción por agotamiento se concederá tanto al arrendador o propietario como al arrendatario o concesionario, o beneficiario mencionado, sobre la base de sus respectivos costos, determinados conforme a las reglas establecidas en los apartes a), b) y c) inmediatamente anteriores.

La norma anterior se aplica a los contribuyentes que reciban participaciones o regalías por concepto de las explotaciones enumeradas anteriormente.

C.) En el caso de propiedad poseída en usufructo, la deducción por agotamiento se computará como si el usufructuario tuviera el pleno dominio sobre la propiedad, y será este quien tenga derecho a la deducción correspondiente.

D.) La deducción por agotamiento se computará bien a base de estimación técnica de costo de unidades de operación, o bien, a base de porcentaje fijo:

a.) Cuando la deducción por agotamiento haya de computarse a base de estimación técnica de costo de unidades de operación, en el año o período gravable en que resulte cierto, como resultado de operaciones y trabajos de desarrollo, que las unidades recuperables son mayores o menores que las primitivamente estimadas, este cálculo deberá ser revisado, en cuyo caso la deducción por agotamiento tendrá por base para el año o período gravable de que se trate y para los subsiguientes, el nuevo cálculo revisado;

b.) La deducción por agotamiento a base de porcentaje fijo no deberá exceder del 10% del valor total de la producción en el año o período gravable, calculado en boca de mina, debiendo restarse previamente de dicho valor cualquier arrendamiento o regalía pagado o causado por concepto de la propiedad explotada.

El porcentaje permitido como deducción por agotamiento, no podrá exceder en ningún caso del 35% de la renta líquida del contribuyente computada antes de hacer esta deducción.

El sistema de agotamiento para calcular la deducción correspondiente queda a opción del contribuyente, pero una vez elegido el sistema solo podrá cambiarlo, por una sola vez, con autorización de la Dirección General de Impuestos Nacionales y previos los ajustes correspondientes que ordene esta dependencia.

E.) La deducción normal por agotamiento, cualquiera que sea el sistema que se utilice, cesará al amortizarse el costo de la propiedad agotable. Una vez que el agotamiento haya perdido su carácter de deducción por haber terminado la amortización prevista de las inversiones, el explotador tendrá derecho, año por año, a una exención del impuesto sobre la renta equivalente al diez por ciento (10%) del valor bruto de la producción determinada conforme a lo dispuesto en este artículo.

ARTICULO 13o. Cuando se trate de exploraciones en busca de gases distintos de los hidrocarburos, minerales u otros depósitos naturales, llevadas a cabo directamente por personas naturales o por compañías con explotaciones en producción, o por medio de filiales o subsidiarias, se considerará una deducción por amortización de inversiones de toda clase hechas en tales exploraciones, con cargo a la renta de explotaciones en el país, a una tasa razonable, que en ningún caso excederá del 10% de la respectiva inversión sin perjuicio de lo establecido en el artículo anterior.

Una vez iniciado el período de explotación, la deducción de que trata este artículo se suspenderá. Esta suspensión no obsta para que, por el saldo no amortizado de las respectivas inversiones, se concedan a la filial o subsidiaria deducciones con cargo a su renta, de acuerdo con las normas del artículo 12 de este decreto.

ARTICULO 14o. Las inversiones en hidrocarburos que se realicen por la Empresa Colombiana de Petróleos directamente o por contratos celebrados con posterioridad a la fecha de vigencia de este decreto, así como las efectuadas en minas, gases distintos de los hidrocarburos, y depósitos naturales, correspondientes a aportes, concesiones y permisos igualmente perfeccionados con posterioridad a la misma fecha, se registrarán por las normas sobre amortización de que trata el artículo 58 del decreto 2053 de 1974. En consecuencia no les serán aplicables las disposiciones de los artículos 7o, 8o., 9o., 10o., 11o., 12o. y 13 anteriores.

ARTICULO 15o. El presente decreto rige a partir de su expedición.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dado en Bogotá, a 28 de Oct. 1974

*ALFONSO LOPEZ MICHEISEN*

EL MINISTRO DE GOBIERNO.

*CORNELIO REYES*

EL MINISTRO DE RELACIONES EXTERIORES.

*INDALECIO LIEVANO AGUIRRE*

EL MINISTRO DE JUSTICIA

*ALBERTO SANTOFIMIO BOTERO.*

EL MINISTRO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO.

*RODRIGO BOTERO MONTOYA.*

EL MINISTRO DE DEFENSA NACIONAL.

*General ABRAHAM VARON VALENCIA.*

EL MINISTRO DE AGRICULTURA.

*RAFAEL PARDO BUELVAS*

EL MINISTRO DE TRABAJO Y SEGURIDAD SOCIAL.

*MARIA ELENA DE CROVO.*

EL MINISTRO DE SALUD PUBLICA.

*HAROLDO CALVO NUÑEZ.*

EL MINISTRO DE DESARROLLO ECONOMICO.

*JORGE RAMIREZ OCAMPO.*

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA.

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ.*

EL MINISTRO DE EDUCACION NACIONAL.

*HERNANDO DURAN DUSSAN.*

EL MINISTRO DE COMUNICACIONES.

*JAIME GARCIA PARRA.*

EL MINISTRO DE OBRAS PUBLICAS.

*HUMBERTO SALCEDO COLLIANTE.*

REPUBLICA DE COLOMBIA  
MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS

DECRETO No. 314

24 FEBRERO 1975

- Por el cual se reglamentan parcialmente el Decreto 1659 de 1964 y el artículo 1o. del Decreto 2104 de 1964.

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA

En uso de las facultades que le confiere el numeral 3o., del artículo 120 de la Constitución Nacional.

DECRETA:

ARTICULO 1o. De acuerdo con lo dispuesto en el literal d) del artículo 2o., del Decreto 1659 de 1974 en concordancia con el artículo 1o., del Decreto 1247 de 1969, las importaciones que realicen las empresas mineras, de maquinarias, equipos accesorios y repuestos que se requieran para ejecutar directa y específicamente las actividades mineras, que se enumeran y definen a continuación, gozarán de exención de derechos arancelarios:

a.) Exploración: es el conjunto de actividades dirigidas a determinar existencia de minerales en cantidades y calidades económicamente aprovechables.

b.) Explotación: es el conjunto de actividades dirigidas a la extracción técnica de sustancias minerales.



c.) **Beneficio:** es el tratamiento primario de los minerales extraídos, mediante procesos de preparación, trituración, molienda y concentración.

d.) **Transformación:** es el conjunto de procesos físicos y químicos a que se someten los minerales o los concentrados de minerales, para la obtención de un primer producto susceptible de ser utilizado como insumo industrial o de ser destinado directamente al consumo.

**ARTICULO 2o.** En Desarrollo del artículo 1o., del Decreto 1247 de 1969 y del artículo 1o., del Decreto 2104 de 1974, la Empresa Colombiana de Petróleos estará exenta de derechos de aduana en las importaciones de maquinarias, equipos, repuestos, materiales y elementos necesarios para la exploración, administración y aprovechamiento de sus campos petrolíferos, así como para sus actividades de transporte por oleoducto y gasoducto, refinación y tratamiento de hidrocarburos.

**ARTICULO 3o.** En desarrollo del artículo 2o., del Decreto 1659 de 1964, literal e) y en concordancia con el Decreto 1247 de 1969, las compañías de servicios técnicos de la industria del petróleo en la actividad exploratoria por medio de perforación con taladro, gozarán de la exención de derechos arancelarios.

**ARTICULO 4o.** Las exenciones de derechos arancelarios de que trata el presente Decreto, únicamente serán concedidas para la importación de bienes que no se produzcan en el país, salvo las excepciones consagradas en el artículo 3o., del Decreto 1659 de 1964.

**ARTICULO 5o.** El Ministerio de Minas y Energía emitirá concepto sobre la importación de bienes a que se refiere el presente Decreto y supervisará las especificaciones y la destinación del material que se importe para efectos de la exención.

El Ministerio de Minas y Energía verificará por medio de visitas la destinación de tales bienes que hayan sido importados con exención de derechos arancelarios y los interesados están obligados a facilitar dicha verificación.

**ARTICULO 6o.** Las maquinarias y equipos importados con exención de derechos, no podrán ser negociados sin el visto bueno del Ministerio de Minas y Energía y la autorización de enajenación por parte del Ministerio de Hacienda y Crédito Público de conformidad con el artículo 6o., del Decreto 1247 de 1969.

**ARTICULO 7o.** De conformidad con el artículo 5o., del Decreto 1247 de 1969 la Dirección General de Aduanas continuará reconociendo la exención de derechos de aduana o arancelarios a las compañías petroleras o mineras. La solicitud de exención deberá tener aprobación previa del Ministerio de Minas y Energía con indicación del número del pedido, la clasificación, el destino y el valor de los materiales que comprende la importación.

**ARTICULO 8o.** Las Empresas y Compañías mineras que gocen de exención de derechos arancelarios deberán informar semestralmente al Ministerio de Minas y Energía, sobre la nacionalización y localización de los equipos, maquinaria y elementos importados. Las empresas o compañías petroleras lo harán mensualmente.

**ARTICULO 9o.** Este Decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

COMUNIQUESE Y CUMPLASE

Dado en Bogotá, D.E. a 24 de Feb. 1975

*ALFONSO LOPEZ MICHELSEN*

EL MINISTRO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO,

*RODRIGO BOTERO MONTOYA.*

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA,

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ.*

**REPUBLICA DE COLOMBIA  
PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA**

**DECRETO NO. 743**

**(21 ABRIL 1975)**

Por el cual se reglamenta parcialmente el decreto legislativo 2310 de 1974.

**EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA  
EN EJERCICIO DE SUS FACULTADES CONSTITUCIONALES[**

**DECRETA:**

**ARTICULO 1o.** Con las excepciones establecidas en el artículo 1o., del Decreto legislativo 2310 de 1974, solo la Empresa Colombiana de Petróleos tendrá derecho a ocuparse en la exploración y explotación de los hidrocarburos de propiedad nacional, ubicados en cualquier área del dominio continental o insular de la república, en su mar territorial o en su plataforma submarina.

**ARTICULO 2o.** Cuando la Empresa Colombiana de Petróleos resolviera realizar directamente trabajos de exploración con taladro o de explotación, dará aviso escrito al Ministerio de Minas y Energía, aviso que, una vez aprobado, se registrará con todos los datos que suministre la empresa.

**ARTICULO 3o.** Cuando la Empresa Colombiana de Petróleos resolviera llevar a cabo los trabajos de exploración o explotación por medio de contratos que en

ningún caso serán de concesión, adoptará previamente las condiciones y términos de dichos contratos así como los medios de citación o convocatoria de los posibles interesados. En consecuencia, podrá determinar la vía de inscripción de contratistas, la de negociación directa, la de licitación pública, la de licitación privada, la de concurso o cualquiera otra que juzgue conveniente en cada caso. La junta Directiva de la empresa reglamentará los referidos medios.

**ARTICULO 4o.** Los contratos a que se refiere el artículo anterior quedarán sujetos al derecho privado, salvo que tuvieren cláusulas sobre caducidad, y en uno y otro caso requerirán, para su validez, la aprobación del Ministerio de Minas y Energía.

Cuando dichos contratos se celebraren con extranjeros, estos deberán renunciar a reclamaciones diplomáticas.

**ARTICULO 5o.** No obstante lo dispuesto en el artículo anterior, si la Empresa Colombiana de Petróleos optare por llevar a cabo contratos para explorar o explotar áreas que comprendan total o parcialmente zonas correspondientes a propuestas pendientes el 28 de octubre de 1974 en el Ministerio de Minas y Energía, sea cual fuere el sistema que adopte para convocar o citar a los posibles interesados, dará aviso escrito al titular de dichas propuestas para que, dentro del término de tres (3) meses, también por escrito, manifieste su intención de contratar con la empresa los trabajos correspondientes.

**ARTICULO 6o.** Cuando la Empresa Colombiana de Petróleos resolviera abrir licitación o concurso para escoger al contratista, no podrá hacer la adjudicación o la escogencia de proponentes antes de que haya transcurrido el plazo de tres (3) meses para que el titular de las propuestas pendientes pueda concurrir a dichos actos con el lleno de los requisitos que para el caso se hubieren señalado.

Cuando no se presentaren terceros que ofrezcan mejores condiciones o únicamente se presentare el titular de las propuestas pendientes, si éste reuniera los requisitos exigidos y aceptare las condiciones mínimas señaladas para contratar, la empresa celebrará con él los contratos a que haya lugar.

**ARTICULO 7o.** Una vez transcurridos tres (3) meses, contados a partir del aviso escrito de la Empresa Colombiana de Petróleos al titular de las propuestas pendientes, o vencido el término de la licitación o concurso, si fuere del caso, sin que dicho titular manifieste su intención de celebrar el respectivo contrato o no ocurra a la licitación o al concurso, perderá definitivamente la preferencia otorgada por el artículo 2o., del decreto 2310 de 1974 y la correspondiente zona quedará definitivamente a disposición de la empresa.

**ARTICULO 8o.** El Ministerio de Minas y Energía tramitará en riguroso orden cronológico de presentación, de acuerdo con las disposiciones del Código de Petróleos y las normas que le adicionan y reforman, las propuestas formuladas hasta el 28 de octubre de 1974 y, si reúnen los requisitos exigidos por dichas disposiciones, ordenará su envío a la Empresa Colombiana de Petróleos una vez en firme la respectiva resolución, en la cual se especificarán claramente los linderos y la ubicación de la zona, o dispondrá el archivo de tales propuestas cuando concurra causa legal para su rechazo. En este último evento, el proponente perderá la preferencia para contratar con la empresa.

**ARTICULO 9o.** Si varias personas hubieren presentado propuestas para contratar la exploración y explotación de un mismo terreno, el Ministerio de Minas y Energía escogerá, de entre las que acrediten tener capacidad financiera suficiente, aquella que deba tener preferencia, de conformidad con el artículo 21 del Código de Petróleos, y remitirá el expediente a la Empresa Colombiana de Petróleos.

En el caso de superposición parcial de zonas correspondientes a varias propuestas no admitidas, el Ministerio, escogido un interesado, ordenará a los demás que en el término de 60 días modifiquen sus propuestas restringiéndolas al lote o lotes no afectados, y sobre ellos sus titulares tendrán derecho de preferencia para negociar con la Empresa Colombiana de Petróleos. Si dicha modificación no la hicieren en el término indicado, perderán definitivamente el derecho de preferencia.

**ARTICULO 10.** Para los efectos del artículo segundo del decreto 2310 de 1974, se consideran propuestas en trámite las presentadas ante el Ministerio de Minas y Energía que no hubieren alcanzado a convertirse en contratos de concesión con todas las formalidades prescritas en el artículo 72 del Código de Petróleos.

**ARTICULO 11o.** Sin perjuicio de las cláusulas que acuerde la Empresa Colombiana de Petróleos con los interesados, sobre la inspección y vigilancia de las labores de exploración y explotación y sobre el control técnico de las mismas, tales funciones serán ejercidas por el Ministerio de Minas y Energía de conformidad con las disposiciones legales y reglamentarias sobre la materia.

**ARTICULO 12o.** Las Empresas cuyo asiento principal de negocios esté en país extranjero y quieran celebrar con la Empresa Colombiana de Petróleos contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquiera otra clase relativos a la exploración y explotación de hidrocarburos, deberán cumplir los requisitos exigidos en los artículos 10 del Código de Petróleos y 3o. de la ley 10 de 1961.

**ARTICULO 13o.** La Empresa Colombiana de Petróleos será la entidad responsable del pago de las regalías que en favor de los departamentos, intendencias, comisarias y municipios se causen en sus explotaciones de hidrocarburos. Dicho pago se hará dentro del plazo que establecen las normas legales vigentes.

**ARTICULO 14o.** La Empresa Colombiana de Petróleos podrá renunciar en cualquier tiempo a las concesiones de las cuales llegare a ser única titular y las respectivas zonas quedarán sujetas a las disposiciones del decreto 2310 de 1974.

**ARTICULO 15o.** El presente decreto rige a partir de la fecha de su expedición.

**COMUNIQUESE Y CUMPLASE**

Dado en Bogotá, a 21 de Abril de 1975.

**ALFONSO LOPEZ MICHELSEN**

**EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA,**

**EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ**

**REPUBLICA DE COLOMBIA**  
**PRESIDENCIA DE LA REPUBLICA**  
**DECRETO NUMERO 844 de**  
**5 MAYO DE 1975**

Por el cual se deroga el decreto 2008 de 1967 se reglamentan los artículos 154 y 162 del decreto 444 de 1967 y los decretos 1978 y 1999 de 1974.

**EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA DE COLOMBIA**

En ejercicio de sus facultades constitucionales y en especial de las que le confiere el artículo 120 de la Constitución Nacional.

**DECRETA:**

**ARTICULO 1o.** Conforme a lo dispuesto en el artículo 154 del Decreto 444 de 1967, autorizase el pago en moneda extranjera del petróleo crudo destinado a la refinación interna hasta en la cuantía correspondiente al volumen del petróleo crudo procesado por las refinerías que operan en el país, menos el volumen de la producción primaria proveniente de la antigua Concesión de Mares de la Empresa Colombiana de Petróleos que se refine en el país, y el del 25% de la producción de las demás explotaciones.

**ARTICULO 2o.** La proporción señalada en el artículo anterior podrá ser variada por el Gobierno de acuerdo con el volumen de producción interna y de los niveles de precios que fije la Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural.

**ARTICULO 3o.** Para los efectos contemplados en este decreto se adoptan las siguientes definiciones:

- a) Gas natural no asociado: todo hidrocarburo en estado gaseoso o de vapor, innato en la respectiva formación geológica, producido en un yacimiento clasificado como de gas por el Ministerio de Minas y Energía.
- b) Gas natural asociado: todo gas o vapor, innato en la formación, producido en un yacimiento clasificado como de petróleo por el Ministerio, a que se extraiga de la capa de gas de un yacimiento de petróleo.
- c) Yacimiento nuevo: todo yacimiento de gas no asociado que inicie su explotación comercial con posterioridad al 17 de septiembre de 1974, fecha de vigencia del decreto 1978 del mismo año.

**ARTICULO 4o.** El Ministerio de Minas y Energía, antes de iniciarse la explotación comercial, clasificará los yacimientos respectivos como de petróleo crudo o de gas no asociado.

**ARTICULO 5o.** La Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural, de acuerdo con los artículos 162 del decreto 444 de 1967 y 2o., del decreto 1999 de 1974, señalará en cada caso los volúmenes de gas natural asociado o no asociado

que los productores deban vender para procesarse o utilizarse en el país, el precio que haya de pagarse por dichos volúmenes y la parte pagadera en moneda extranjera del gas no asociado proveniente de nuevos yacimientos que impliquen nuevas inversiones.

**ARTICULO 6o.** La Comisión de precios del Petróleo y del Gas Natural estará integrada así:

El Ministro de Minas y Energía, quien la presidirá.

El Gerente del Banco de la República, y

El Jefe del Departamento Nacional de Planeación.

**ARTICULO 7o.** La Comisión de Precios del Petróleo y del Gas Natural podrá solicitar la asesoría de los funcionarios que requiera para el estudio de los asuntos que se sometan a su consideración.

**ARTICULO 8o.** Corresponde a la comisión de precios del Petróleo y del Gas Natural mediante resolución motivada señalar:

- a) Los volúmenes de producción de petróleo crudo que los explotadores deben vender para la refinación interna;
- b) Los volúmenes de gas natural asociado o no asociado que los explotadores deben vender para su procesamiento o utilización en el país;
- c) El precio al cual deben venderse el petróleo crudo destinado a la refinación interna y el gas natural asociado o no asociado destinado al tratamiento o utilización en el país;
- d) La parte pagadera en moneda extranjera del gas natural no asociado que se procese o utilice en el país y que provenga de los yacimientos de que trata el artículo 5o. de este decreto;
- e) Los precios de exportación del petróleo crudo y del gas natural asociado o no asociado, para efectos fiscales y cambiarios.

**PARAGRAFO.** La Comisión ejercerá las funciones señaladas en este artículo de oficio o a solicitud de los interesados.

**ARTICULO 9o.** El precio del petróleo crudo para la refinación interna será fijado en moneda extranjera y para liquidar la parte de dicho precio que deba pagarse en moneda nacional, se convertirá a esta moneda a la tasa que para el efecto señale la Junta Monetaria.

Igual procedimiento se seguirá para liquidar el pago en moneda nacional de gas natural no asociado que se procese o utilice en el país y que provenga de nuevos yacimientos.

**ARTICULO 10o.** Para fijar el precio del petróleo crudo destinado a la refinación interna, se tendrán en cuenta, entre otros, los siguientes factores:

- a) Los costos de exploración, desarrollo y explotación de los respectivos

crudos así como el nivel de tributación y demás contraprestaciones estatales que corren a cargo del productor.

- b) Los precios de crudos de características semejantes que el país pueda importar para la refinación, teniendo en cuenta además los niveles de participación y tributación de los gobiernos de los respectivos países productores.
- c) Los precios que se señalen para los crudos deberán mantener una adecuada relación según su gravedad A.P.I.

ARTICULO 11o. Para fijar el precio del gas natural destinado a ser procesado o utilizado en el país, se tendrán en cuenta, entre otros, los siguientes factores:

- a) Si se trata de gas natural asociado o no asociado al petróleo crudo.
- b) Los precios internos de otras materias primas y de combustibles que puedan sustituir al gas natural en condiciones económicas y técnicas similares.
- c) Los costos de exploración, desarrollo y explotación de los respectivos yacimientos en el caso de gas no asociado.
- d) Los ingresos estatales relativos a participaciones y tributos que graven la producción.

ARTICULO 12o. Cuando las empresas vendedoras y compradoras de petróleo crudo o gas natural acuerden precios para dichos productos con destino a la refinación, procesamiento o utilización en el país y tales precios se ajusten a los criterios establecidos en este decreto, la Comisión podrá aceptarlos a solicitud de los interesados.

ARTICULO 13o. Para fijar el precio de exportación del petróleo crudo y del gas natural para fines fiscales y cambiarios, la comisión tendrá en cuenta el nivel internacional de precios. La comisión señalará dicho precio dentro de los treinta (30) días siguientes a la expiración de la vigencia fiscal correspondiente.

ARTICULO 14o. Cuando, por razón de las características del crudo o de la ubicación de los yacimientos, los explotadores de petróleo no logren vender el 25% de la producción para ser refinada en el país, a que están obligados de acuerdo con el artículo 154 del decreto 444 de 1967; cumplirán su obligación entregando al Banco de la República en moneda extranjera el valor del crudo que corresponda hasta alcanzar dicho 25%.

El valor en moneda extranjera del crudo que deba pagarse en esta clase de moneda se determinará como lo establece el artículo 13 de este decreto.

ARTICULO 15o. Cuando, por circunstancias especiales los explotadores de gas no asociado no logren vender el porcentaje de la producción pagadera en moneda nacional, fijado por la comisión para su procesamiento o utilización en el país, cumplirán su obligación entregando al Banco de la República en moneda extranjera el valor del gas que corresponda hasta alcanzar dicho porcentaje.

El valor en moneda extranjera del gas natural no asociado que deba pagarse en esta clase de moneda se determinará como lo establece el artículo 13 de este decreto.

ARTICULO 16o. A fin de dar aplicación a lo dispuesto en el presente decreto, mensualmente el Ministerio de Minas y Energía calculará el monto de divisas que puede venderse para adquirir el petróleo crudo que se refine o el gas natural que se destine para su procesamiento o utilización en el país, con base en los volúmenes y precios del mes inmediatamente anterior.

La Junta Monetaria tendrá en cuenta los cálculos de que trata el inciso anterior para la elaboración de los presupuestos de divisas y podrá solicitar al Ministerio de Minas y Energía los datos e informaciones adicionales que juzgue necesarios.

ARTICULO 17o. La Comisión de Precios de Petróleo y del Gas Natural ejercerá las funciones señaladas en el presente decreto previa audiencia de los explotadores.

Para los fines de este artículo se citará a los interesados, indicando los puntos que vayan a tratarse.

La citación deberá hacerse 8 días antes de la reunión de la Comisión con los interesados, a fin de que estos puedan preparar los estudios y documentos necesarios.

ARTICULO 18o. El día y hora señalados en la citación los interesados podrán exponer sus puntos de vista sobre los temas materia de la reunión y podrán también entregar los documentos que resuman dichos planteamientos o que les sirvan de fundamento.

Los miembros de la Comisión podrán formular a los interesados las preguntas que a su juicio fueren pertinentes para el adecuado análisis de los diversos problemas que se traten y solicitar las informaciones que consideren necesarias.

ARTICULO 19o. Dentro de los 8 días siguientes a la reunión con los interesados, la Comisión mediante Resolución determinará lo pertinente. La resolución entrará en vigencia inmediata una vez comunicada y continuará en vigor mientras no fuere modificada por la Comisión con base en los recursos legales a que haya lugar.

ARTICULO 20o. El presente Decreto deroga el decreto 2008 de 1967 y las demás disposiciones que le sean contrarias y rige desde la fecha de su expedición.

**COMUNIQUESE Y CUMPLASE**

Dado en Bogotá, a 5 Mayo 1975

*ALFONSO LOPEZ MICHELSEN*

EL MINISTRO DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO

*RODIGO BOTERO MONTOYA*

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGIA

*EDUARDO DEL HIERRO SANTACRUZ*

## **I N D I C E**

- Mensaje del Ministro .....	7
------------------------------	---

### **- 1 - MINERIA**

- Asistencia Técnica .....	23
- Propuestas y Contratos .....	40
- Fiscalización y Vigilancia .....	40
- Minas Nacionales de Marmato .....	46
- Censo Minero del Carbón .....	46
- Empresa Colombiana de Minas (ECOMINAS) .....	51
- Instituto de Investigaciones Geológicas Mineras (INGEOMINAS) ..	61
- Instituto de Asuntos Nucleares (IAN) .....	77

### **- 2 - PETROLEO**

- Petróleo y Gas Natural .....	87
- Actividad Exploratoria y de Perforación .....	93
- Producción de Petróleo .....	101
- Producción y Utilización de Gas Natural .....	110
- Reservas Petróleo y Gas .....	114
- Refinación .....	116
- Consumo de derivados del petróleo .....	118
- Oleoductos y Gasoductos .....	123
- Exportación de Petróleo .....	126
- Exportación de Refinados y Petroquímicos .....	126
- Ingresos directos a la Nación por la Explotación de Petróleo y Gas	127
- Personal empleado en la Industria del Petróleo .....	128
- Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) .....	139

### **- 3 - ELECTRICIDAD**

- Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) .....	155
- Corporación Eléctrica de la Costa Atlántica (CORELCA) .....	175

#### - 4 - DECRETOS

- Decreto Legislativo No. 1978 de 1974, por el cual se dictan normas cambiarias, fiscales y de comercio exterior sobre producción de gas natural no asociado ..... 193
- Decreto Legislativo No. 1999 de 1974, por el cual se aclara y adiciona el Decreto No. 1978 de 1974 ..... 194
- Decreto No. 2104 de 1974, por el cual se adicionan y aclaran los decretos 1979 y 1988 de 1974 ..... 195
- Decreto No. 2310 de 1974, por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el Artículo 58 del Decreto 2053 de 1974 ..... 197
- Decreto No. 314 de 1975, por el cual se reglamentan parcialmente el Decreto 1659 de 1974 y el Artículo 1o. del Decreto 2104 de 1974 ..... 203
- Decreto No. 743 de 1975, por el cual se reglamenta parcialmente el Decreto Legislativo 2310 de 1974 ..... 205
- Decreto No. 844 de 1975, por el cual se deroga el Decreto No. 2008 de 1967, se reglamentan los Artículos 154 y 162 del Decreto 444 de 1967 y los Decretos 1978 y 1999 de 1974 ..... 208

1472

000083

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01001815

BIBLIOTECA

Memoria del ministro de minas y energia al  
Congreso de 1975 :Ministerio de Minas y Energia

338.209861 C718m 1975 Ej.1

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

4394  
000083

Ministerio de Minas y Energía  
BIBLIOTECA