

FORO NACIONAL SOBRE RECURSOS MINERALES ENERGETICOS



09861

7f

1

Medellín, Marzo 2 de 1984

2250

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

338.269861

F727F

E.L

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

AGEMPET

ASOCIACION COLOMBIANA DE GEOLOGOS, INGENIEROS
GEOLOGOS, DE MINAS, DE METALURGIA Y DE PETROLEOS

FORO NACIONAL

SOBRE

RECURSOS MINERALES ENERGETICOS

Medellín, CLUB UNION

Marzo 2 de 1984

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

ABC

COMITE ORGANIZADOR

JOSE DARIO VELASQUEZ H.

Presidente AGEMPET

JORGE HERNAN POSADA U.

SERVIMINAS LTDA

RAMIRO PEREZ PALACIO

Facultad Nacional de Minas

CARMEN HELENA ZAPATA S.

Facultad Nacional de Minas

The following table shows the results of the experiments conducted on the effect of temperature on the rate of reaction between hydrogen peroxide and potassium iodide. The reaction is catalyzed by potassium iodide.

Temperature (°C)	Time taken for color change (s)
10	120
20	60
30	30
40	15

As the temperature increases, the time taken for the color change to occur decreases significantly, indicating that the rate of reaction increases with temperature.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION

DISCURSO DEL PRESIDENTE DE AGEMPET
Ingo. José Darío Velásquez Hincapié

LINEAMIENTOS PARA UNA POLITICA DE EXPLORACION EN COLOMBIA
Ingo. Rodolfo Segovia Salas
Presidente de ECOPETROL

EL PANORAMA DE NUEVOS PROYECTOS CARBONIFEROS EN COLOMBIA Y
SU IMPACTO EN EL BALANCE ENERGETICO NACIONAL
Dr. Enrique Danies Rincones
-Presidente de CARBOCOL S.A.

FUTURO DE LAS PLANTAS A BASE DEL CARBON Y TERMoeLECTRICA DE
AMAGA
Dr. Pedro Javier Soto Sierra
Gerente General de ISA

ASISTENTES

INTRODUCCION

Fueron varias las razones, aparte de las muy obvias relacionadas con el permanente interés de AGEMPET en desarrollar actividades de divulgación para sus asociados, las que nos motivaron, en esta oportunidad, a extender invitaciones a los directores de las tres principales entidades del sector Minero-energético, las más autónomas y especializadas del país, para que alrededor de conferencias institucionales sobre los logros y proyectos de cada una de ellas, se promoviera el Foro sobre Recursos Minerales y Energéticos, en la ciudad de Medellín.

La primera se relaciona con la sentida necesidad de que el Gobierno Nacional, por medio de tan connotados vcceros, hiciera precisiones sobre su acción en los campos carbonífero, petrolero y de generación eléctrica, en momentos en que se conocían comunicados oficiales de prensa, declaraciones de altos funcionarios y opiniones de expertos, acerca de directrices y decisiones vitales para el desarrollo del país en dichos campos, un tanto diferentes y en ocasiones contradictorias, que dejaban en el ambiente una idea de marcha desacompasada entre las políticas trazadas para el sector y la ejecución de los programas por parte de las empresas y de poca armonía en la actividad de estas hacia el logro de objetivos convergentes. Algunos casos que ilustran lo anterior son los siguientes: las posiciones encontradas sobre los incrementos en los costos de la energía y las muy diversas reacciones ante la posibilidad de unificar las tarifas en todo el territorio nacional; los argumentos en pro y en contra de la generación de electricidad a partir de carbón como complemento a la hidroelectricidad y como solución a los problemas que esta conlleva; las políticas de desagregación tecnológica para los grandes proyectos nacionales frente a la adopción de sistemas "llave en mano" para la construcción de las

térmicas; las ventajas relativas de importar gasolinas o petróleo crudo para el balance económico de Ecopetrol; la anhelada autosuficiencia petrolera en sus diferentes perspectivas; los cálculos sobre los ingresos de divisas por ventas de carbón al exterior con respecto al monto por intereses y amortización de los empréstitos que están siendo adquiridos para producir el mineral; el buen número de países compradores de carbón en tratos con el Gobierno y los pocos volúmenes del Cerrejón debidamente asegurados en el mercado externo; las angustias de Carbocol y del país en general para cumplir con los compromisos económicos y técnicos que demanda el proyecto del Cerrejón frente a sus ambiciosos y esperados programas de apoyo técnico y financiero a la pequeña y mediana minería del carbón, sin dejar de lado su obligación de acelerar el conocimiento de nuestro verdadero potencial carbonífero y el desarrollo de nuevos proyectos.

En segundo término, consideramos importante lograr detalle y claridad sobre las inversiones, generación de empleo y progresos tecnológicos involucrados en los proyectos que cada una de las entidades adelanta o tiene programado desarrollar en el Departamento de Antioquia y que por su tamaño y significación son esperados con enorme interés por las autoridades y gremios regionales. De manera especial nuestro interés se centra en los proyectos de recuperación secundaria de Ecopetrol en los Campos Casabe y Cocorná, el primero por inyección de agua y el segundo por inyección de vapor y en los planes de Carbocol e ISA para garantizar el desarrollo minero que conlleva el abastecimiento de carbón para la térmica de Amagá, para sus futuras ampliaciones y para el desarrollo de una industria carboquímica adecuada a nuestro medio.

En este último aspecto, vale la pena recalcar que más que una cuestión de bondades técnicas con respecto a la generación hidroeléctrica, está de por medio el beneficio social y el desarrollo de la región y por lo tanto no se debe dejar pasar la oportunidad del nuevo consumo de carbón que requerirá la térmica para impulsar la economía del suroeste antioqueño. No queremos que los mineros de Amagá sufran otra frustración en sus viejas aspiraciones de dignificar su labor y de mejorar su nivel de vida.

Estamos seguros que a través de las conferencias programadas y las intervenciones durante la mesa redonda, en la parte final del evento, los asistentes al Foro y los lectores de la presente

recopilación encontrarán respuesta a algunas de las inquietudes anteriormente planteadas y probablemente a muchas otras debido a la capacidad y franqueza de los expositores.

Por último, deseamos dejar constancia del reconocimiento de la Asociación a los doctores Rodolfo Segovia Salas, Enrique Danies Rincones y Pedro Javier Soto Sierra, quienes sin otra perspectiva que la de brindar claridad en los aspectos demandados y sin otro ánimo que el de atender a nuestro gremio y servir a la comunidad, dieron en esta ocasión, una clara muestra de sus atributos técnicos y humanos.

ELKIN VARGAS PIMIENTO

DISCURSO DEL PRESIDENTE DE AGEMPET

JOSE DARIO VELASQUEZ HINCAPIE

MEDELLIN, MARZO 1984

FORO NACIONAL DE RECURSOS MINERALES ENERGETICOS

CLUB UNION - MEDELLIN - 2:30 P.M.

MARZO 2 DE 1984

Distinguidos doctores:

- Nicanor Restrepo Santamaría, Gobernador de Antioquia
- Enrique Daníes Rincones, Presidente de Carbocol
- Rodolfo Segovia Salas, Presidente de Ecopetrol
- Pedro Javier Soto Sierra, Gerente de ISA
- Señoras y Señores

La posibilidad de haber logrado esta concurrencia de personalidades tan prestantes del más selecto nivel empresarial y de profesionales bien representativos del gremio multidisciplinario que agrupa AGEMPET, no solo constituye un desarrollo y expresión del ambiente de democracia que se vive en Colombia sino que además corresponde a la importancia de los temas y a la categoría de los expositores cuyos planteamientos desea conocer el país por ser ellos de marcado interés nacional.

A nombre de nuestra Asociación expreso sincera gratitud a los doctores Enrique Daníes, Pedro Javier Soto, Rodolfo Segovia por haber aceptado dictar las conferencias institucionales anunciadas en el programa, e igualmente a la Empresa Serviminas sin cuyo apoyo logístico y económico no hubiera sido posible resolver los problemas de organización del evento.

Son varias las razones para haber escogido la ciudad de Medellín como sede de este Foro. En primer lugar, porque Antioquia está próxima a convertirse en uno de los Departamentos con potencial de reservas y producción petrolífera de mayor importancia a nivel nacional desde sus campos de crudos pesados situados en Cocorná una vez se implemente la infraestructura de precalentamiento y Casaba - antigua concesión Yondó - cuando terminen los trabajos para la recuperación secundaria

de crudos livianos, ambos programas actualmente en pleno desarrollo con inversiones que superan los 500 millones de dólares

En segundo lugar, por ser Antioquia también un centro productor de carbones térmicos y estar ya proyectada la construcción de la Termoeléctrica de Amagá-Bolombolo precisamente en el suroeste antioqueño de donde es oriundo el Señor Presidente de la República, doctor Belisario Betancur.

Como es bien conocido por ustedes, el país se debate en medio de un ya largo receso cuyos inicios coinciden con los de la presente década. En efecto, los déficits cambiarios de 1.821 millones de dólares y comercial de 2.265 millones de dólares registrados en 1983 con incrementos porcentuales significativos en relación a los déficits registrados en 1982, la dependencia monoexportadora del café que continúa representando más del 50% de nuestras ventas al exterior, las reservas internacionales que son a la fecha del orden de 2.600 millones de dólares y bajan a un ritmo superior a los 100 millones de dólares mensuales, son de por sí indicadores económicos de una gravedad francamente preocupante.

En circunstancias tan difíciles para el país resulta imperativo que los gremios profesionales contribuyan con la formulación de soluciones estructurales. De ahí que hayamos tomado la iniciativa de convocar este Foro que ha contado con la positiva respuesta por parte del Gobierno Nacional representado sectorialmente por Carbocol, Ecopetrol e ISA, con el fin de propiciar un debate constructivo alrededor de los planes, programas y proyectos específicos que conduzcan a una explotación dinámica para el descubrimiento, evaluación y subsiguiente aprovechamiento de los recursos fósiles energéticos.

Por fin el país ha adquirido conciencia de la importancia del carbón como alternativa de comercio exterior que probablemente se presenta como única, concreta y manejable a corto, mediano y largo plazo, ya que si las condiciones del mercado internacional evolucionarán favorablemente se dispondría de reservas potenciales suficientes y la posibilidad física de producir y exportar cerca de 100 millones de toneladas anuales hacia el año 2000, que a precios actuales tendrían un valor superior a 5.000 millones de dólares.

Por fortuna Carbocol está dando pasos firmes para crear las bases de política e institucionales tendientes a propiciar los desarrollos masivos futuros que habrán de requerirse a partir

de las principales cuencas carboníferas identificadas: Cerrejón en la Guajira, San Jorge - San Pedro en Córdoba, La Jaga La Loma en el Cesar.

Pero además de producto para la exportación, generador de divisas vitales para la economía nacional, este recurso natural abundante y ampliamente distribuido en la geografía de nuestra patria, puede y deberá ser aprovechado simultáneamente para garantizar la confiabilidad del sistema de energía eléctrica y afirmar su capacidad de generación. Para lograrlo será necesario que se cumplan las adiciones térmicas fogueadas con carbón proyectadas con capacidad de 300 Mw para 1986 y que se anticipen las de 900 Mw proyectadas para 1989 y las de 4.000 Mw supuestas para el año 2000.

El país no debe seguir sometido a las grandes incertidumbres hidrometeorológicas por cambios caprichosos en el régimen de lluvia, ya que los períodos de relativa sequía se están presentando con excesiva frecuencia por épocas inesperadamente prolongadas, como hace cuatro (4) años en 1979-1981 y actualmente (1983-1984), cuando por ejemplo los embalses de Tominé Sisga-Neusa en la Sabana están a menos del 10% de su capacidad total.

Estas experiencias de graves restricciones repetitivas en el suministro de energía que perjudican económicamente a la industria y el comercio, afectan las residencias y alteran el normal desenvolvimiento de la vida ciudadana y comunitaria, son indicativas de que el sistema eléctrico nacional debería programarse hacia el futuro con menor dependencia porcentual en la hidroelectricidad y mayor en la termoelectricidad a base del carbón, recurso éste que posee el país en grandes cantidades. Aprovechamos la oportunidad de este Foro para proponer que se programe alcanzar como meta en 1990 una participación del 35% para el carbón en la generación de electricidad. Resulta pertinente resaltar el hecho de que el carbón ocurre generalmente en regionales atrasadas y marginadas de la actividad económica general del país y desprovistas de empleo, donde las explotaciones del mineral podrían contribuir decisivamente a la paz social y política.

Para finalizar expresaré unas preocupaciones fundamentales en relación a los hidrocarburos y es que se pronostica que para 1990 el país tendrá que importar 94.000 barriles diarios de petróleo crudo. Desde luego, se parte de la base de que habrán nuevos descubrimientos a partir de la fecha que de no

convertirse en realidad podrían subir las importaciones reales en 1990 a más de 150.000 barriles diarios que a precios actuales representarían más de 1.500 millones de dólares con gravísimo efecto sobre la balanza cambiaria, la balanza comercial y la economía general del país. Prevenir que esto no ocurra implica una política de exploración asociada paralela con programas ambiciosos de Ecopetrol (que involucran grandes inversiones de riesgo).

De otra parte, Ecopetrol con la cooperación de las compañías extranjeras que operan en el país han aumentado la producción interna de unos 123.000 barriles diarios en 1979 a 153.000 barriles en 1984, con posible efecto desfavorable en los índices de recuperación final de las reservas de crudo y una posterior declinación de la producción más acelerada de lo normal a partir de los próximos años.

Con estas inquietudes cedo la palabra al señor Gobernador de Antioquia para que instale solemne y formalmente el Foro.

Muchas gracias.

JOSE DARIO VELASQUEZ HINCAPIE
Presidente de AGEMPET

LINEAMIENTOS PARA UNA POLITICA
DE EXPLORACION EN COLOMBIA

RODOLFO SEGOVIA SALAS

BOGOTA, MARZO DE 1984

INTRODUCCION

El propósito de cualquier política exploratoria, en cualquier rincón del mundo es -y no se está diciendo nada nuevo- la búsqueda inteligente de hidrocarburos para enriquecer a quien, hecha la inversión, tenga la buena suerte (y la habilidad) de encontrarlos. Nuestro caso no es diferente: sólo que a quien pretendemos enriquecer es a la totalidad de los colombianos porque ECOPETROL es de todos ellos.

Claro está, que si bien el propósito de amanecer más ricos puede ser el mismo de cualquier parte del mundo, las metas varían según las necesidades y posibilidades de cada sociedad. En nuestro caso, a medida que el país analiza las implicaciones del déficit nacional de hidrocarburos sobre la balanza cambiaria, añora el período anterior a 1974 cuando la Empresa Colombiana de Petróleos exportaba hidrocarburos por valor cercano a los 70 millones de dólares, nivel de ingresos en divisas que era muy similar al que la nación debía entregar a las compañías extranjeras por el crudo nacional que se refinaba en Colombia; éramos -como quien dice- autosuficientes.

Por aquello de que "todo tiempo pasado fue mejor", esa añoranza provoca, permanentemente, cábalas sobre una fecha mágica en la que recobramos la posición que se ha dado en llamar de "autosuficiencia petrolera". Es claro, pues, que nuestra meta hoy no es convertirnos en una gran potencia petrolera, ni afiliarnos a la OPEP, ni que nuestro modesto Golfo de Urabá sea un nuevo Golfo Pérsico. Somos realistas y aspiramos apenas a autoabastecernos.

Esa aspiración condiciona el alcance y los recursos disponibles para la política de exploración. Pero antes de entrar en detalles, es bueno definir qué significa eso de la "autosuficiencia".

LA AUTOSUFICIENCIA

LA DEMANDA

La demanda colombiana de hidrocarburos es susceptible de ser pronosticada con algún grado de aproximación. No debemos descuidar los esfuerzos por evitar el desperdicio de los combustibles y por asegurarnos que sus precios reflejen razonablemente el valor relativo del recurso, pero la tendencia -como corresponde a un país en vías de desarrollo- es inevitablemente al aumento del consumo. En efecto, mientras Colombia en 1982, 2.19 bpd. percapita, Venezuela, México, Argentina, Brazil y Chile utilizaban 10.02, 6.43, 6.42, 3.15 y 3.45 bpd., respectivamente. No podemos aspirar -como los países desarrollados- a tasas negativas de crecimiento del consumo, y aunque aún queda algo por hacer, es ya mucho el que el incremento con que iniciamos la década pasada, se haya reducido del 8-10% al 3.0% que proyectamos hacia el futuro.

Esta tendencia, más el crecimiento histórico, se reflejan en la tabla y en el gráfico No.1. El estimativo de la demanda nacional de crudos hasta el año 1990, está compuesto por los derivados que se utilizan en el país, y por los subproductos, forzosamente resultantes al refinar petróleo, y que por no tener suficiente demanda local, deben exportarse.

Las necesidades aumentan desde 209.400 barriles diarios en 1983 hasta un nivel cercano a 250.000 barriles diarios en 1990. Esta demanda se atiende con la totalidad de los crudos producidos en el país y con importaciones de petróleo o productos terminados, escogiendo una u otra opción según el nivel de precios en el mercado "spot", porque con frecuencia, es más económico para el país importar algunos derivados que refinar el crudo.

El incremento de la producción nacional de crudos ha sido un objetivo prioritario del gobierno nacional y de Ecopetrol.

Los satisfactorios resultados obtenidos se indican en la tabla y gráfico 2, donde se registra que el punto más bajo, de apenas 123.400 ocurrió en 1979, y que el flujo ha venido aumentando paulatinamente hasta llegar a 152.000 barriles diarios en 1983. La proyección de 224.900 barriles diarios de crudo es una razonable expectativa para el año 1990. Con un poco de suerte estaremos en ese año a 26.000 barriles de la más socorrida de las metas de autoabastecimiento; es decir, a sólo 10% de dependencia externa.

Pero ¿qué significa realmente esto de la autosuficiencia petrolera y cuál es el cronograma para lograrla?

AUTOSUFICIENCIA VOLUMETRICA

Un primer escaño hacia la autosuficiencia lo constituye el simple balance volumétrico entre las exportaciones y las importaciones de hidrocarburos. Colombia que había perdido esta posición en 1976, probablemente la recuperará desde el presente año, conforme a la tabla y gráfico 3.

AUTOSUFICIENCIA EN LA BALANZA COMERCIAL

El escalón inmediatamente siguiente, es aquél en que los ingresos por exportaciones cubren la factura por importación de hidrocarburos. Esto se logrará probablemente a partir de 1986, según los pronósticos consignados en la tabla 4 y gráfico 4.

AUTOSUFICIENCIA EN REFINACION PARA CONSUMO INTERNO

Un salto definitivo hacia la autosuficiencia petrolera se dará cuando la producción nacional de petróleo alcance a cubrir las demandas de refinación para la totalidad de los derivados que requiera el país. La tabla y gráfico 5 resumen las expectativas que tiene Ecopetrol sobre el comportamiento de la demanda y la producción de crudos, concluyéndose que, no obstante los ingentes esfuerzos para incrementar la producción nacional, los éxitos logrados aún no aseguran que en la presente década podamos contar con crudo local para cubrir la totalidad de nuestras necesidades de derivados. Más aún, si miramos un poco más allá, el abastecimiento -con petróleo local- de la demanda hasta el año 2.000 exige el hallazgo y utilización de reservas que no se visualizan con el actual nivel de la actividad de exploración petrolera en nuestro país.

Sólo factores como el descubrimiento fortuito de un yacimiento gigante, u otra alza sustancial en los precios internacionales, podrían, quizá, conducir a una "fiebre de oro negro" que cambie fundamentalmente las proyecciones sobre nuestro potencial petrolero y se alcance así a cubrir el faltante de 26.400 barriles diarios que se pronostica para 1990 y su proyección hacia el futuro.

AUTOSUFICIENCIA EN LA BALANZA DE PAGOS

Pero la verdadera autosuficiencia petrolera sólo se logrará cuando la balanza comercial de Ecopetrol sea cero, es decir, cuando el valor de sus exportaciones de derivados sea igual a la totalidad de las compras internas o externas de crudos para refinación que debe hacer Ecopetrol. Recordemos que las compañías asociadas y los concesionarios venden a Ecopetrol los hidrocarburos que producen en Colombia, recibiendo el 75% de su precio en dólares o sea que constituyen verdaderas importaciones internas de petróleo. El resultado aparece en la tabla y gráfico 6. Para que en 1990, fuésemos autosuficientes en este sentido, las exportaciones de Ecopetrol tendrían que ser iguales a los egresos por estas compras y ellos significaría una producción nacional estimada de 288.100 bpd como se observa en la tabla 7.

Teóricamente, para que la balanza comercial de Ecopetrol se torne positiva en 1990, la producción nacional debería superar en 63.200 barriles diarios los actuales pronósticos, dejando a las compañías asociadas en situación de exportar 36.100 barriles diarios de su participación en la producción de petróleo.

Mirada fríamente esta meta es -no nos engañemos-utópica, al menos con los recursos y mecanismos financieros y operativos de que disponemos actualmente. Parecería, por lo tanto, aconsejable olvidarnos un poco de la discusión sobre la fecha en que se logrará la autosuficiencia petrolera, y entrar de lleno en el análisis de las acciones y alternativas que el país tiene por delante para continuar abasteciendo, mal que bien, la demanda interna, en la forma más económica y con la menor erogación posible de divisas.

Finalmente, todo se reduce a la movilización de un ahorro hacia la inversión en la búsqueda de hidrocarburos dentro del territorio colombiano (también podría pensarse en la compra de reservas u opciones de exploración donde los amigos pero

creo que estamos práctica y políticamente lejos de esa solución).

LOS CONTRATOS DE ASOCIACION

Colombia es un país en vías de desarrollo, cargado de necesidades y deficiente en recursos para impulsar con la celeridad deseable su mejoramiento socio-económico, que mal puede apoyar fuertes sumas de dinero para apostarlas -sin que le temble la mano- a un caballo exploratorio, máxime si sabe que existen jugadores internacionales especializados, que disponen de fortunas considerables y están listos a colocar las fichas en todos los tableros del planeta para distribuir el riesgo. A estos jugadores profesionales se ha unido Ecopetrol mediante los Contratos de Asociación, para que aporten sus apuestas a la carrera exploratoria, a cambio de dividir el premio en caso de tener éxito. Esencialmente, lo que está haciendo es movilizar el ahorro ajeno de tal manera que podemos disponer del nuestro para albergar a los colombianos al techo o curar a los compatriotas enfermos.

Los Contratos de Asociación han sido instrumentos eficaces para captar ese ahorro. A la fecha se encuentran vigentes Contratos, cuya actividad se centra principalmente en los departamentos Orientales y Valle del Magdalena. Desde 1971, año en que iniciaron sus operaciones en Colombia, las Compañías Asociadas han arriesgado -a valor presente- el equivalente a casi 2.000 millones de dólares de 1984, con recompensa cercana a los 450 millones de dólares, para un saldo en rojo de aproximadamente 1.550 millones de dólares (gráfico 7). Creo que nosotros podemos quejar.

¿Hubiesen el país y Ecopetrol podido desarrollar por su propia cuenta y riesgo la actividad de los Asociados?. Sospecho que la pregunta es superflua. Nos gustaría poder hacerlo, pero no, y contar con una transferencia de recursos de la comunidad hacia el sector petrolero. Pensamos que, como lo insinúa el estudio del ENE, explorar inteligentemente es el mejor negocio que puede hacer Colombia. A la larga, el cálculo de probabilidades nos favorece. Pero como diría J. Keynes, a la larga todos estaremos muertos.

La verdad es que ni las condiciones políticas ni la opinión pública están preparadas para lo que es, aparentemente, jugar a lo

dados. Por lo tanto, como el déficit sube tan irremediablemente como la marea, no tenemos más alternativa que recurrir al ahorro externo y no hay duda que sin el aporte financiero y técnico de las Compañías Asociadas, yacimientos como los de Caño Limón, Casanare, Castilla, Cocorná y Guajira, permanecerían inexplorados y su potencial no estaría ya hoy involucrado en la producción nacional, disminuyendo el desbalance energético. Lo repito una vez más: los Contratos de Asociación no son una panacea, pero sí son el menor de los males. Cuando seamos autosuficientes y estemos seguros de tener los recursos para continuar siéndolo, podremos quizá, darnos el lujo de suspenderlos.

A tal punto ha llegado la actividad de los Asociados, que ya para el año 1987, se pronostica que serán los mayores productores de petróleo del país con 89.700 barriles diarios (60% de esta producción, no hay que olvidarlo, será nuestra) superando los 84.400 directos de Ecopetrol y los 41.000 barriles diarios de las Concesiones. Desde luego que los Asociados -en su conjunto- creen que las expectativas de invertir en Colombia son halagueñas. Como negociantes y apostadores visualizan que con el 40% de lo que descubran podrán no sólo resarcirse de su inversión sino obtener razonables dividendos, el futuro dirá si se están equivocando. Hasta ahora el negocio ha sido brillante para el país y bueno sólo para algunos Asociados.

Vale la pena insistir en que en una actividad en donde Ecopetrol sólo puede participar en la medida de sus capacidades, nadie entendería que la factura petrolera colombiana se incrementase mientras zonas promisorias permanecen inexploradas ante la carencia de recursos internos. El sistema de Asociación es el medio expedito para corregir nuestras deficiencias. Ecopetrol no hace otra cosa que proceder con flexibilidad promoviendo áreas de riesgo (y saliendo a darlas a conocer activamente, como vamos a hacer desde este año) pero con posibilidades de acumulación de hidrocarburos, ampliando así sus probabilidades de éxito y, por consiguiente, las de incrementar la producción petrolera nacional. No está de más señalar que un beneficio tangencial de la presencia de los Asociados es su aporte tecnológico en una industria donde la obsolescencia es rápida. Esto tenemos aún que aprender a aprovecharlo mejor y estamos tratando de diseñar una política que nos involucre más de cerca a la actividad de los Asociados durante la etapa de exploración.

Un buen ejemplo del aporte que pueden traer al reconocimiento de nuestro subsuelo lo constituye el reciente llamado de Ecopetrol a varios Asociados para adelantar estudios geológicos en el Valle Inferior del Magdalena, con el ánimo de establecer en forma global la potencialidad petrolífera de la cuenca. El Valle Medio del Magdalena es un área cuya temperatura fluctúa entre tibia y fría por los repetidos fracasos en épocas recientes al punto que es difícil promover allí Contratos de Asociación.

El llamado se concretó en una propuesta de la Gulf Oil of Colombia, Ltd. y en la celebración del "Convenio para el Proyecto de Evaluación Técnica de las Cuencas Sedimentarias del Bajo Magdalena, del Sinú y de las Areas Submarinas Adyacentes". Bajo este Convenio, la Gulf se compromete a efectuar por su propia cuenta, pero con la participación de los profesionales de Ecopetrol, una síntesis geológica, geofísica y geoquímica del Valle Inferior del Magdalena en una extensión neta de 9'640.930 hectáreas y un plazo de 24 meses. Durante el desarrollo del estudio entregará a Ecopetrol toda la información que obtenga de las cuencas sedimentarias, incluyendo cintas magnéticas, secciones sísmicas procesadas e información de soporte, perfiles magnéticos y gravimétricos, etc. En contraprestación, la Gulf tendrá primera opción para seleccionar hasta 1.500.000 hectáreas (en sectores no mayores de 500.000 hectáreas) y celebrar sobre ellas contratos de asociación con Ecopetrol, en los mismos términos vigentes para las demás compañías que operan en Colombia. Es decir, nada que no estemos dispuestos a concederles de inmediato.

El conocimiento geológico que obtendrá Ecopetrol a través de los estudios e información suministrados por la Gulf, nos permitirá, bien sea reservarnos áreas o bien sea interesar a compañías nuevas en asociaciones dentro de una zona con una extensión superior a los 8 millones de hectáreas. Habrá aprendido mucho sin que le cueste nada y habrá, quizás, reavivado el interés en una cuenca de baja prioridad.

LA EXPLORACION DIRECTA

Pero si la Asociación es importante, no lo es todo, porque Ecopetrol considera que no explorar por su cuenta es un poco renunciar a su identidad misma de Compañía Petrolera.

A veces, como el año pasado, ante el espectro de la evaporación de nuestras reservas internacionales se prefirió concentrar los recursos en recuperar el crudo de los campos ya conocidos. Se invirtió por lo tanto más en desarrollo (120 pozos en 1983 contra 51 en 1982) con el fin de recuperar de inmediato las reservas disponibles y disminuir nuestra dependencia de crudos externos que hay que pagar de contado y en moneda dura.

Aprovechamos el forzoso alto en el camino (sólo dos pozos exploratorios) por carencia de recursos para reconsiderar la estrategia de Ecopetrol, llegando a la conclusión de que -una vez más no estamos descubriendo nada nuevo- cuando uno es dueño del subsuelo puede darse el lujo de reservarse aquellas zonas en donde es más probable aumentar la relación de éxito en perforación y orientar así la inversión hacia la disminución del albur en una actividad inevitablemente riesgosa.

Conforme al interés demostrado por las compañías petroleras y los resultados obtenidos en sus actividades, hemos dividido las cuencas sedimentarias de Colombia (figura anexa) en Calientes, Tibias y Frías. Las cuencas calientes suponen un menor riesgo geológico y, por consiguiente, unas mayores posibilidades de hallazgo. Este es el caso de los Valles Medio y Superior del Magdalena, de los Llanos Orientales y del Putumayo. Las cuencas Tibias implican moderado riesgo geológico y posibilidades de hallazgo menores, clasificándose como tales el Valle inferior del Magdalena y el Catatumbo. Las cuencas Frías presentan las más escasas posibilidades de descubrimientos correspondiendo a esta clasificación las cuencas del Pacífico y Valle del Atrato, Valle del Cauca y Patía, Bogotá, Cesar-Ranchería, Guajira y Amazonas.

Claro está que esta arbitraria clasificación es altamente dinámica porque la aplicación de nuevas tecnologías y la ampliación de la actividad en las diferentes cuencas puede conducir muy rápidamente a su radical variación. Pero mientras se modifica, Ecopetrol piensa dedicarse a buscar petróleo, por su cuenta, donde ya se encontró petróleo. Estas son las áreas

que mejor conoce, donde posee infraestructura de refinación transporte, donde están ya localizados sus centros tradicionales de producción petrolera y donde ha efectuado estudios geológicos y geofísicos detallados. Son zonas que no serán entregadas en Asociación. (Gráfico: Areas de Reserva).

La extensión territorial reservada para las actividades de Ecopetrol alcanza a 5'394.000 hectáreas, distribuidas así:

	<u>Hectáreas</u>
En los Llanos Orientales	1.972.000
En el Putumayo	1.520.000
En el Valle Superior del Magdalena	180.000
En el Valle Medio del Magdalena	659.000
En el Valle Inferior del Magdalena	161.000
En el Catatumbo	186.800
En el Pacífico	715.000

Tratando de minimizar los riesgos, Ecopetrol ha diseñado su programa exploratorio de 1984 para sus áreas de reserva, incluyendo ocho pozos exploratorios, sísmica de detalle, proyectos de geoquímica y fotogeomorfología. (Gráfico: Programa Exploración 1984).

El riesgo exploratorio de las áreas seleccionadas por Ecopetrol, creemos es de los menores que pueden darse hoy en Colombia. Se trata de los alrededores de Caño Limón en donde -aunque Ecopetrol perforó sin éxito el pozo Río Ele 1- los asociados obtuvieron dos pozos productores en cuatro pozos exploratorios; en el Tren de Aquitaine con Surimena (seco) perforado por Ecopetrol pero en donde los asociados han obtenido seis hallazgos en treinta perforaciones exploratorias y en el sector Apiay-Castilla en donde Ecopetrol efectuó dos hallazgos en igual número de pozos, y los asociados encontraron un campo mediante tres pozos exploratorios.

En la región del Putumayo los asociados encontraron dos yacimientos con la perforación de seis pozos exploratorios, y en razón a esta buena relación de éxito y a las expectativas creadas por los descubrimientos de los campos ecuatorianos de Secoya, Guarumo y Tetete, Ecopetrol, en su área de reserva, adelanta estudios sísmicos regionales y detallados con miras a una rápida localización de prospectos.

Las exploraciones de Ecopetrol indican que en la fecha existen no menos de 21 localizaciones de pozos exploratorios de

riesgo moderado, que deberán ser probadas en un futuro próximo. (Gráfico: Prospectos Definidos).

En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena se localizan los prospectos Chicagua-1, Manatí 1-X y Ancón-1; en el Catumbo se sitúan los prospectos de tipo estructural Chane-1 y San Miguel-1 en el Putumayo y, siguiendo el tren de descubrimientos ecuatorianos se perforarán los pozos Temblón-1-X y Acaé 1-X; en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, donde además, se han intensificado las interpretaciones sísmicas, se perforará el prospecto Gala-1, ubicado entre los campos Llanito y Galán; y en los Llanos Orientales están los siguientes prospectos exploratorios: Entreríos, Rancho Hermoso, Candilejas, Suria, Caño Lejía, El Paraíso, Guatiquía, La Reforma y La Libertad.

Además de los prospectos enumerados en los Llanos Orientales, existe una acumulación de crudos pesados en el área Rubiales, localizada a 500 kilómetros al riente de Villavicencio, descubierta por Intercol mediante la perforación de tres pozos exploratorios. En Rubiales -que fue devuelto a Ecopetrol por el Asociado Intercol- se harán estudios detallados y perforaciones adicionales para comprobar la magnitud y comercialidad de sus reservas, estimadas por algunos en 1.200 millones de barriles (nosotros nos sentimos sólo en capacidad de hablar con alguna certeza de 22.5 millones).

El descubrimiento del campo Apiay por parte de Ecopetrol y las recientes evaluaciones sísmicas y geológicas han mejorado el conocimiento de este sector de los Llanos Orientales en cuanto a las características de la roca generadora y reservorio, así como en sus relaciones estructurales y estratigráficas, conocimientos que permitieron la localización del pozo exploratorio Guayuriba-1, recientemente terminado, con resultados que superan las expectativas, puesto que las pruebas de producción iniciales indican que se trata de un nuevo campo cuya magnitud está aún en evaluación con crudo de buena calidad.

Concluimos con esta buena nueva que es una nota de optimismo para nuestra política de exploración. Confiamos que este recuento tanto de los criterios de autosuficiencia, como de la necesidad de captar ahorro externo mediante una expectativa razonable de retorno a la inversión, y de los grandes ejes de lo que Ecopetrol piensa hacer por sí mismo dentro de su limitación de recursos, haya dejado en claro que tenemos una política de exploración madura y racional. Ahora sólo falta que la suerte nos acompañe.

T A B L A 1

DEMANDA NACIONAL DE PETROLEO

Miles de Barriles Diarios

<u>Año</u>	<u>Productos Blancos</u> (1)	<u>Otros Productos</u> (2)	<u>Exportaciones</u> (3)	<u>TOTAL</u>
1977	114.9	29.0	28.2	172.1
1978	119.3	21.8	34.5	176.1
1979	122.8	23.3	30.3	176.4
1980	126.6	22.5	30.7	179.8
1981	130.3	22.0	32.3	185.1
1982	135.0	20.3	36.6	191.9
1983	139.0	23.7	46.7	209.4
1984	143.1	22.1	50.6	215.8
1985	147.5	18.4	48.9	214.8
1986	151.9	19.8	52.5	224.2
1987	156.4	21.3	55.9	233.6
1988	161.1	23.9	51.8	236.8
1989	166.0	24.6	55.0	245.6
1990	170.9	25.4	55.0	251.3

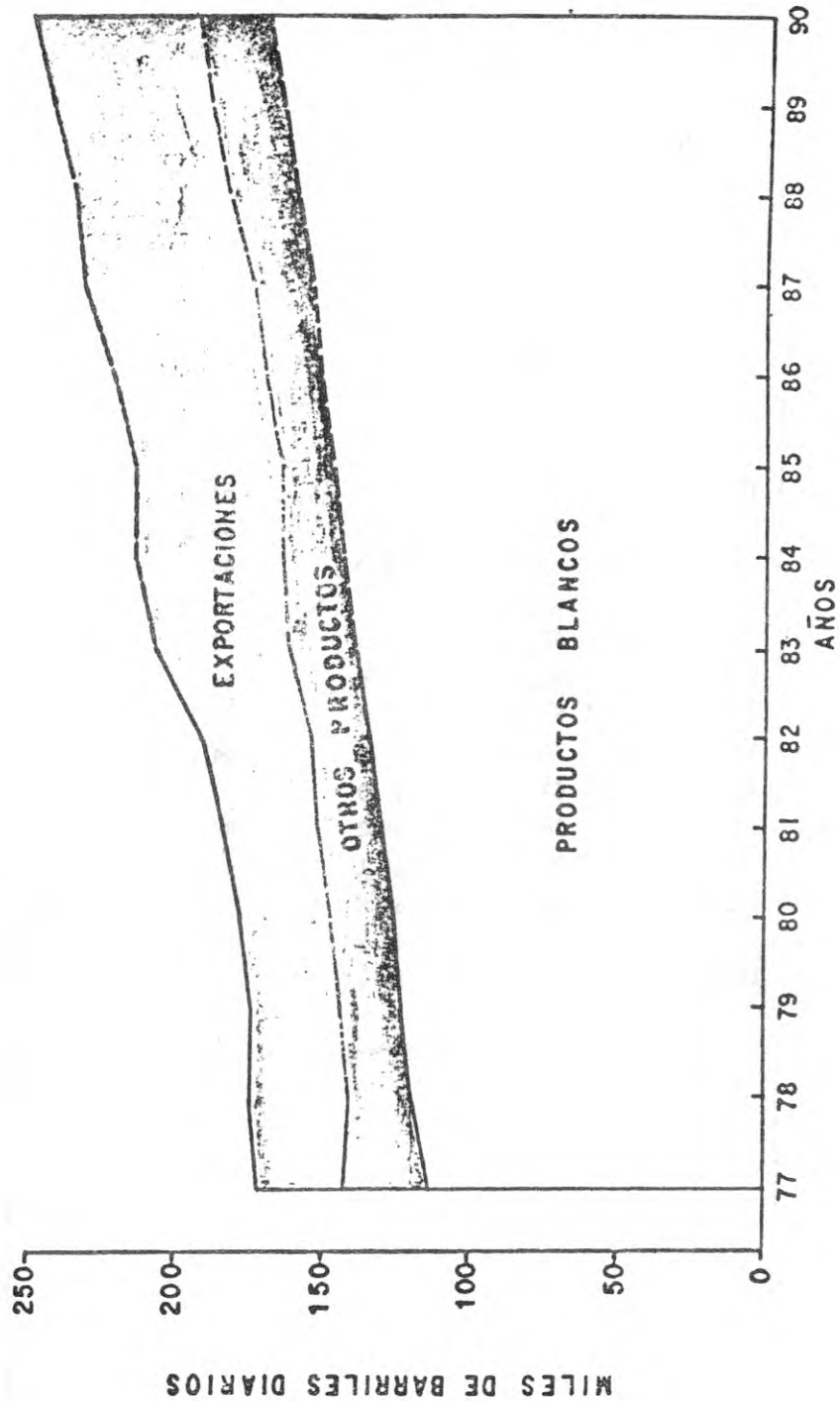
(1) Gasolina motor extra y regular, Bencina industrial, Cocinol, Queroseno, A.C.P.M., Turbocombustible, Gasolina de Aviación y Gas Propano.

(2) Combustóleo, Asfaltos, Alquitrán Aromático, Petroquímicos, Productos Especiales y cambio de inventarios.

(3) Exportaciones* y ventas de combustibles a naves en viajes internacionales.

(*) de combustóleo

DEMANDA NACIONAL DE PETROLEO
MILES DE BARRILES DIARIOS



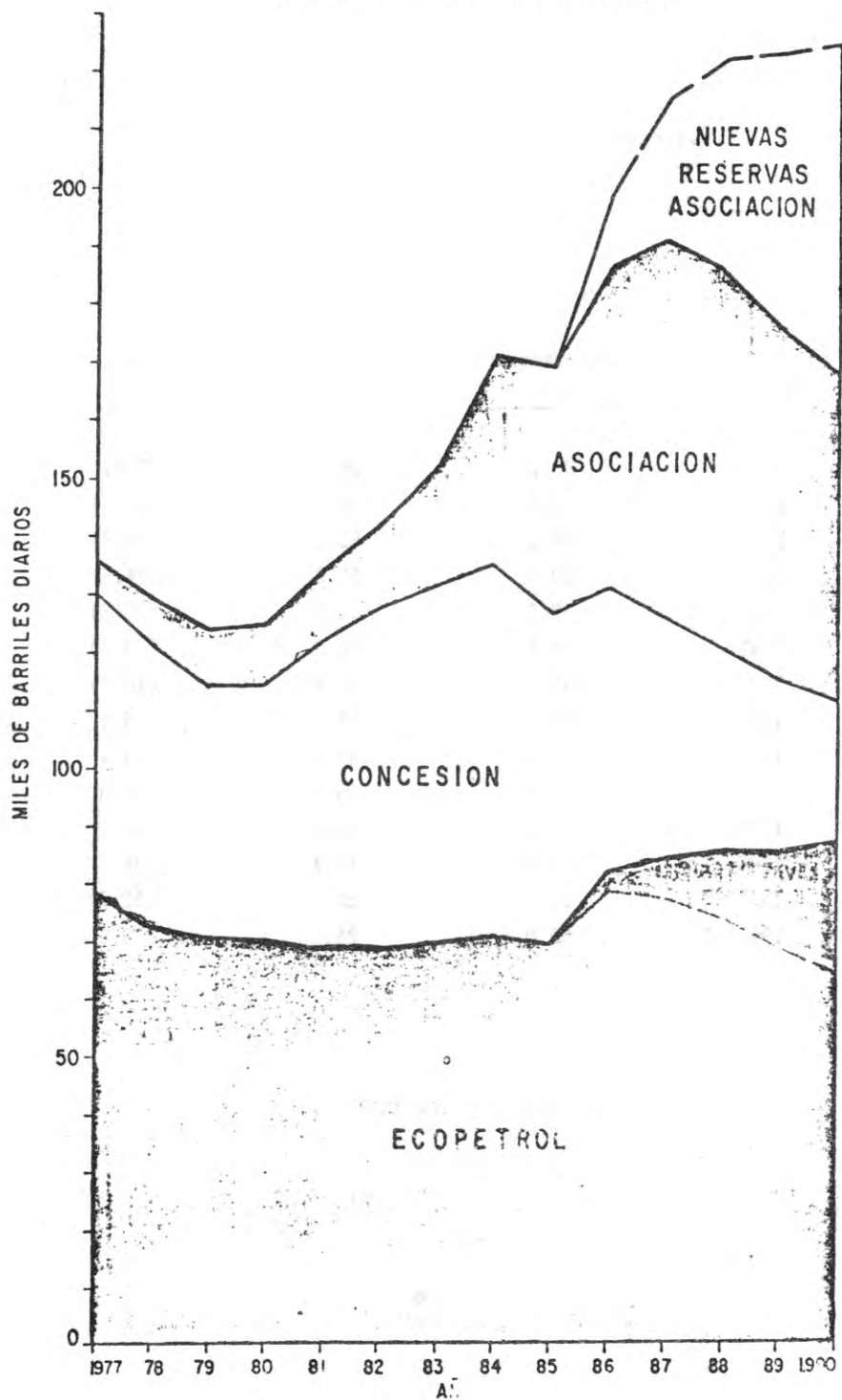
T A B L A 2

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS

Miles de Barriles Diarios

<u>Año</u>	<u>Ecopetrol Directa</u>	<u>Asociaciones en Producción</u>	<u>Concesiones</u>	<u>De Nuevas Reservas</u>	<u>TOTAL</u>
1977	78.3	6.6	51.2	-	136.1
1978	72.7	8.8	48.2	-	129.7
1979	70.5	8.6	44.3	-	123.4
1980	70.3	9.7	44.6	-	124.6
1981	68.5	12.3	53.0	-	133.8
1982	68.1	14.6	58.9	-	141.6
1983	69.3	20.2	62.5	-	152.0
1984	70.3	36.5	64.0	-	171.3
1985	69.2	43.0	57.1	-	169.3
1986	78.1	55.2	49.3	15.9	198.5
1987	77.0	65.1	41.0	32.0	215.1
1988	74.1	64.8	34.7	48.5	222.1
1989	68.8	60.5	29.6	64.4	223.3
1990	64.3	56.0	24.9	79.7	224.9

PRODUCCION NACIONAL DE CRUDOS MILES DE BARRILES DIARIOS



T A B L A 3

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

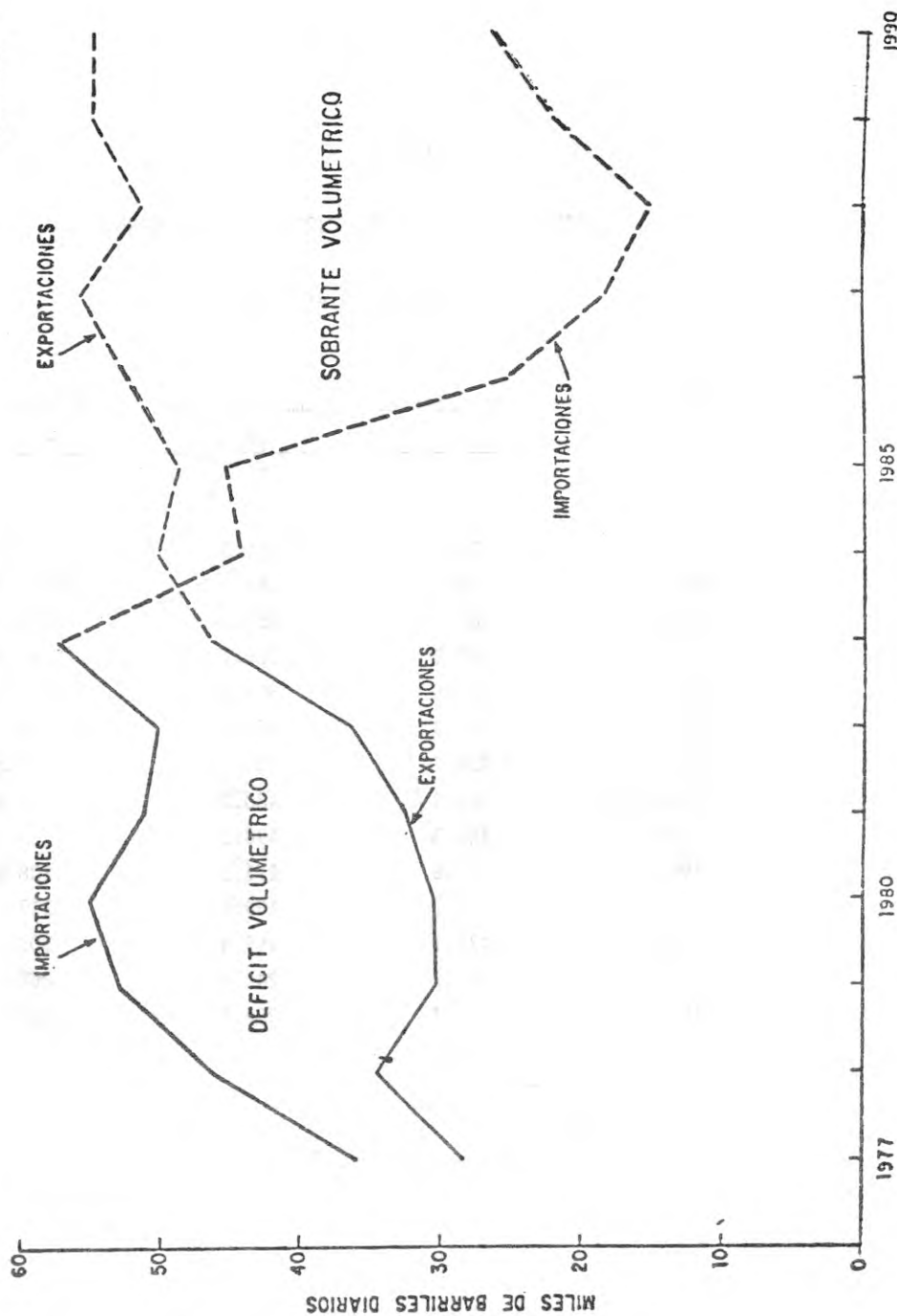
Miles de Barriles Diarios

Año	Exportaciones (A)	Importaciones (B)	Balance * A-B
1977	28.2	36.0	(7.8)
1978	34.5	46.4	(11.9)
1979	30.3	53.0	(22.7)
1980	30.7	55.2	(24.5)
1981	32.8	51.3	(18.5)
1982	36.6	50.3	(13.7)
1983	46.7	57.4	(10.7)
1984 Pron.	50.6	44.5	6.1
1985 "	48.9	45.5	3.4
1986 "	52.5	25.7	26.8
1987 "	55.9	18.5	37.4
1988 "	51.8	15.7	36.1
1989 "	55.0	22.3	32.7
1990 "	55.0	26.4	28.6

* Cifras negativas entre paréntesis.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS MILES DE BARRILES DIARIOS

Gráfico 3



T A B L A 4

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS

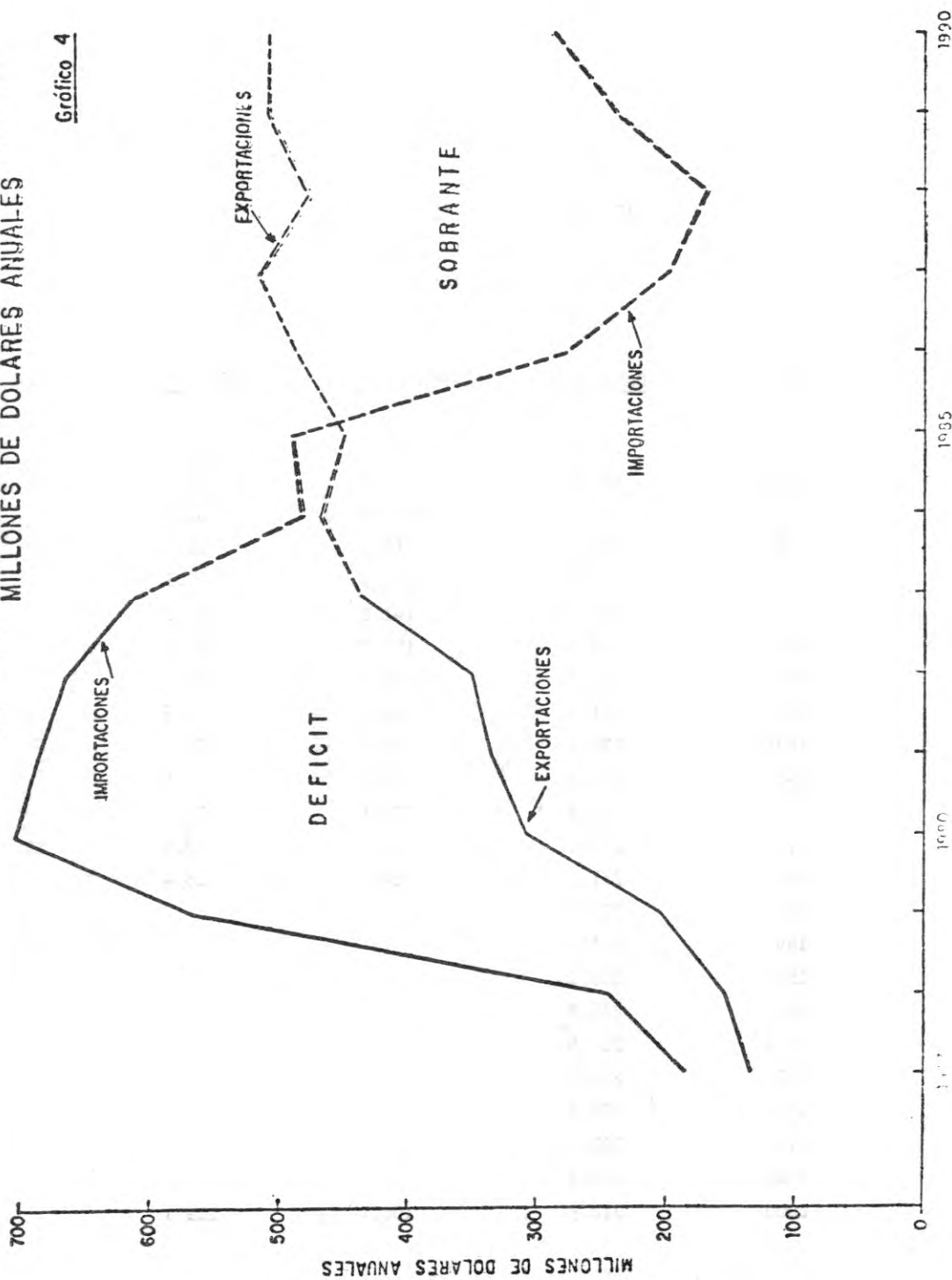
Millones de Dólares Anuales

<u>Año</u>	<u>Exportaciones</u> (A)	<u>Importaciones</u> (B)	<u>Balance *</u> A-B
1977	136.1	186.6	(50.5)
1978	154.3	246.3	(92.0)
1979	205.2	565.9	(360.7)
1980	309.2	701.1	(391.9)
1981	336.6	685.4	(348.8)
1982	349.3	664.4	(315.1)
1983	438.7	515.3	(176.6)
1984 Pron.	468.0	480.2	(12.2)
1985 "	452.3	490.9	(38.6)
1986 "	485.6	277.3	208.3
1987 "	517.0	199.6	317.4
1988 "	479.1	169.4	309.7
1989 "	508.7	240.6	268.1
1990 "	508.7	284.8	223.9

* Cifras negativas entre paréntesis.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES DE HIDROCARBUROS MILLONES DE DOLARES ANUALES

Gráfico 4



T A B L A 5

BALANCE NACIONAL DE PETROLEO

Miles de barriles diarios

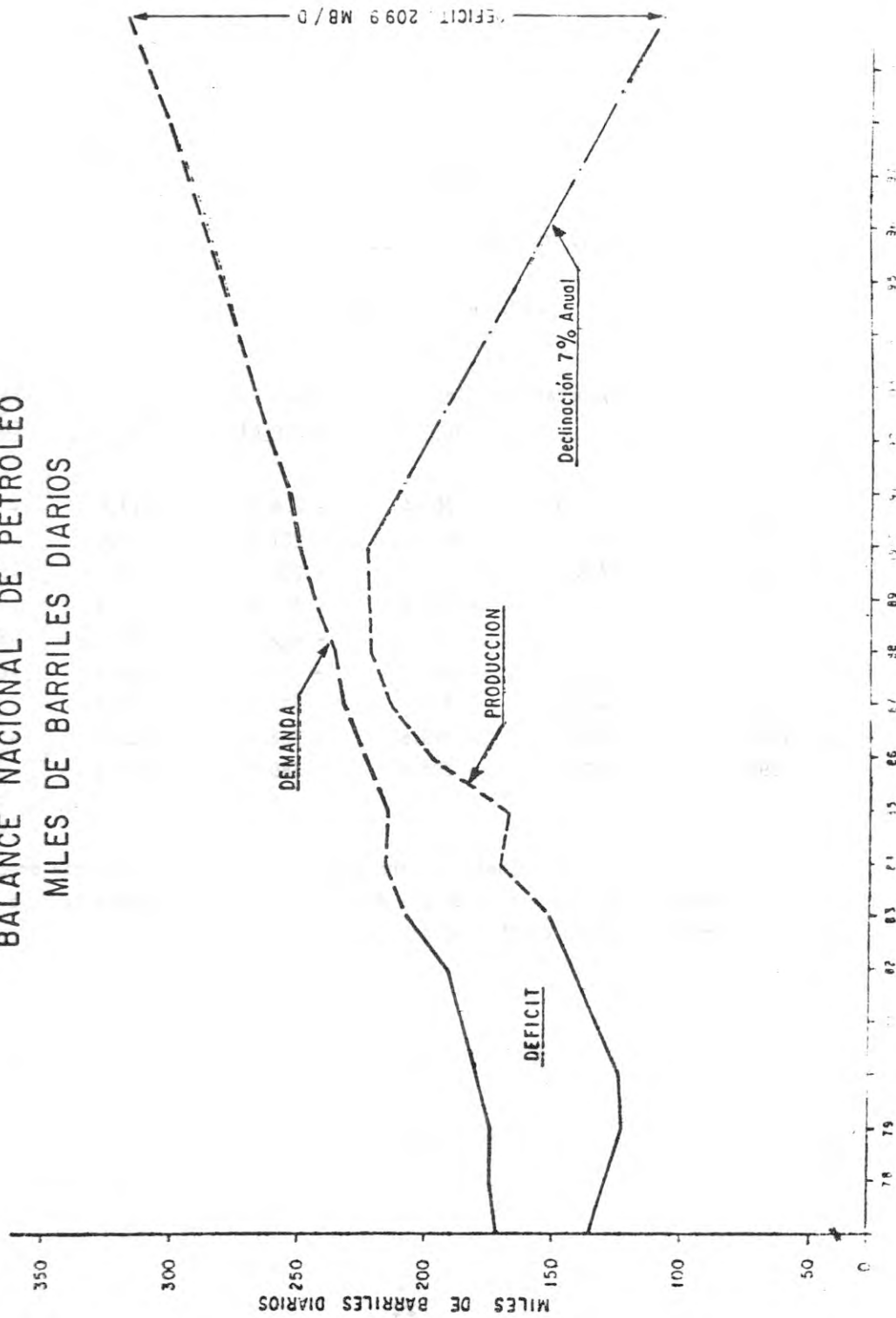
<u>Año</u>	<u>Demanda</u>	<u>Producción</u>	<u>Déficit</u>
1977	172.1	136.1	36.0
1978	176.1	129.7	46.4
1979	176.4	123.4	53.0
1980	179.8	124.6	55.2
1981	185.1	133.8	51.3
1982	191.9	141.6	50.3
1983	209.4	152.0	57.4
1984	215.8	171.3	44.5
1985	214.8	169.3	45.5
1986	224.2	198.5	25.7
1987	233.6	215.1	18.5
1988	236.8	222.1	15.7
1989	245.6	223.3	22.3
1990	251.3	224.9	26.4
1991	257.2		
1992	263.2		
1993	269.5		
1994	275.9		
1995	282.5		
1996	289.4		
1997	296.4		
1998	303.6		
1999	311.1		
2000	318.8	108.9 (1)	209.9

(1) Con declinación natural del 7% anual.

GRAFICO 5

BALANCE NACIONAL DE PETROLEO

MILES DE BARRILES DIARIOS



DEFICIT 209.9 MB/D

T A B L A 6

BALANZA COMERCIAL DE ECOPEPOL

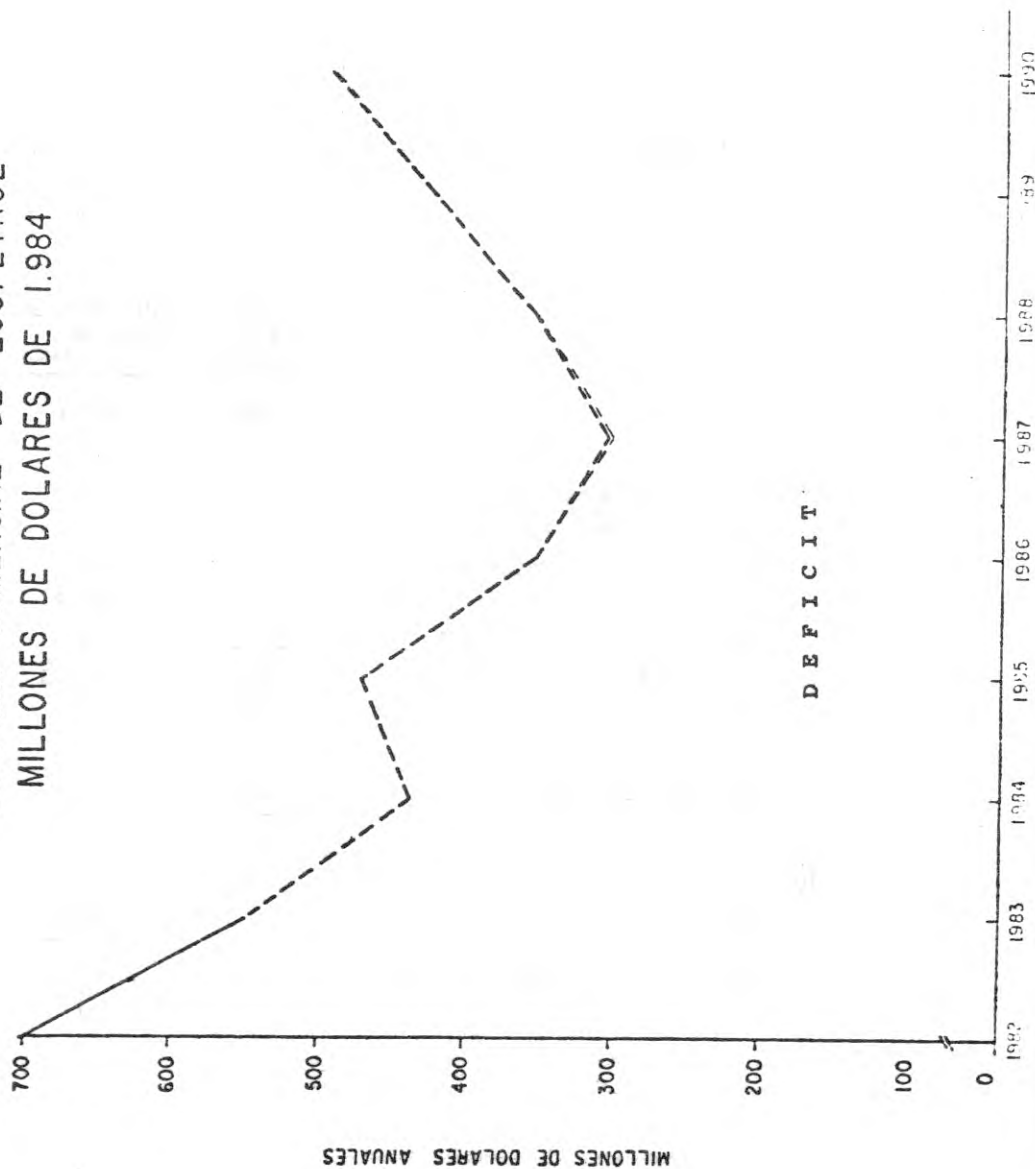
Millones de Dólares (1)

Año	Exportaciones	Import. Hidrocar.	Crudo Nacional	Gas Nat. y Otros	Balanza Comercial
1982	349.3	- 664.4	- 274.4	- 113.8	- 703.3
1983	438.7	- 615.3	- 231.6	- 94.6	- 552.8
1984 Pron.	468.0	- 480.2	- 328.1	- 99.3	- 439.6
1985 "	452.3	- 490.9	- 329.3	- 104.3	- 472.2
1986 "	435.6	- 277.3	- 453.0	- 109.5	- 354.2
1987 "	517.0	- 199.6	- 507.9	- 115.0	- 305.5
1988 "	479.1	- 169.4	- 546.6	- 120.7	- 357.6
1989 "	508.7	- 240.6	- 568.3	- 126.8	- 427.0
1990 "	503.7	- 224.8	- 589.4	- 133.1	- 498.6

(1) A partir de 1984 la balanza corresponde a dólares de 1984, con precio promedio de importación de US\$ 29.56/barril, y las exportaciones a un precio promedio de US\$ 25.34/barril.

GRAFICO 6

BALANZA COMERCIAL DE ECOPETROL
MILLONES DE DOLARES DE 1.984



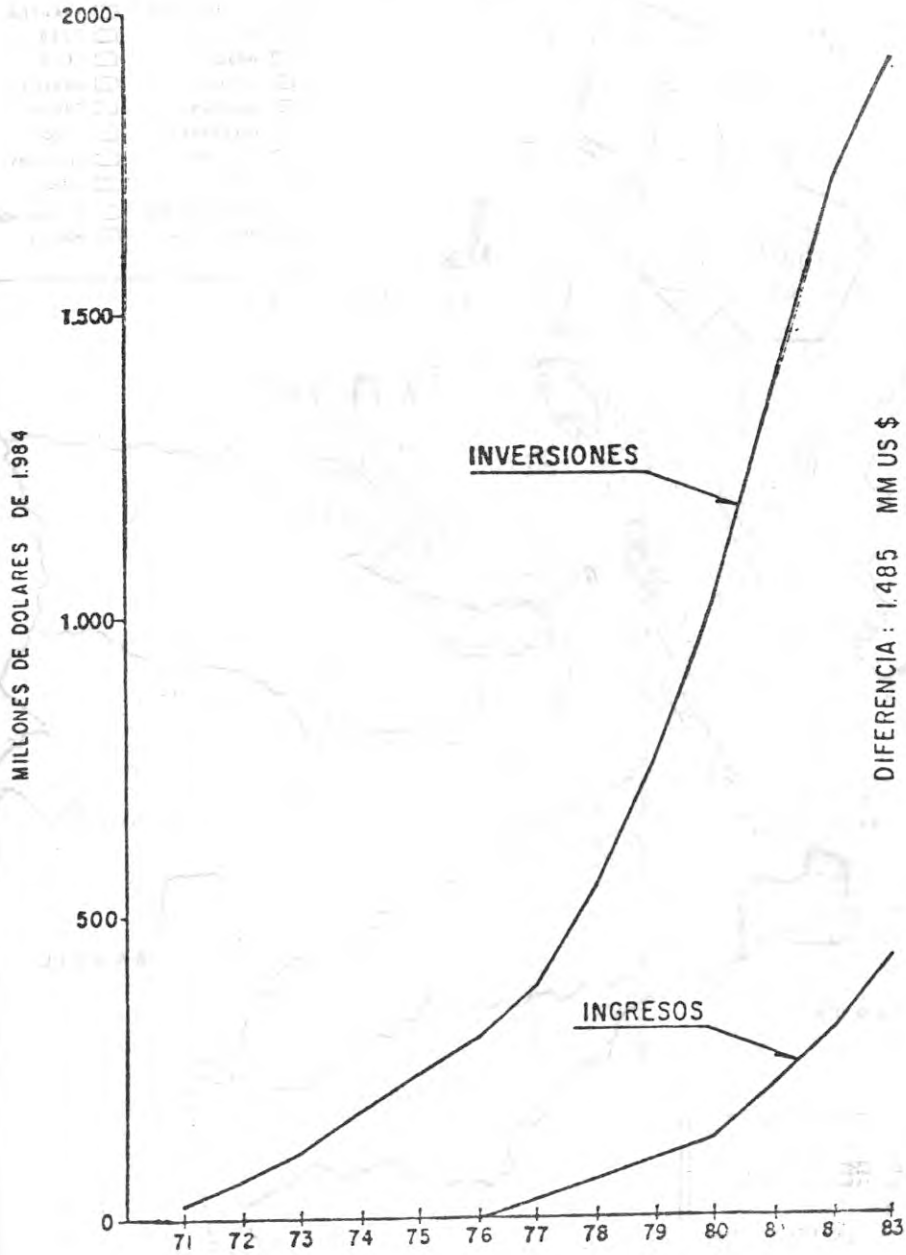
T A B L A 7

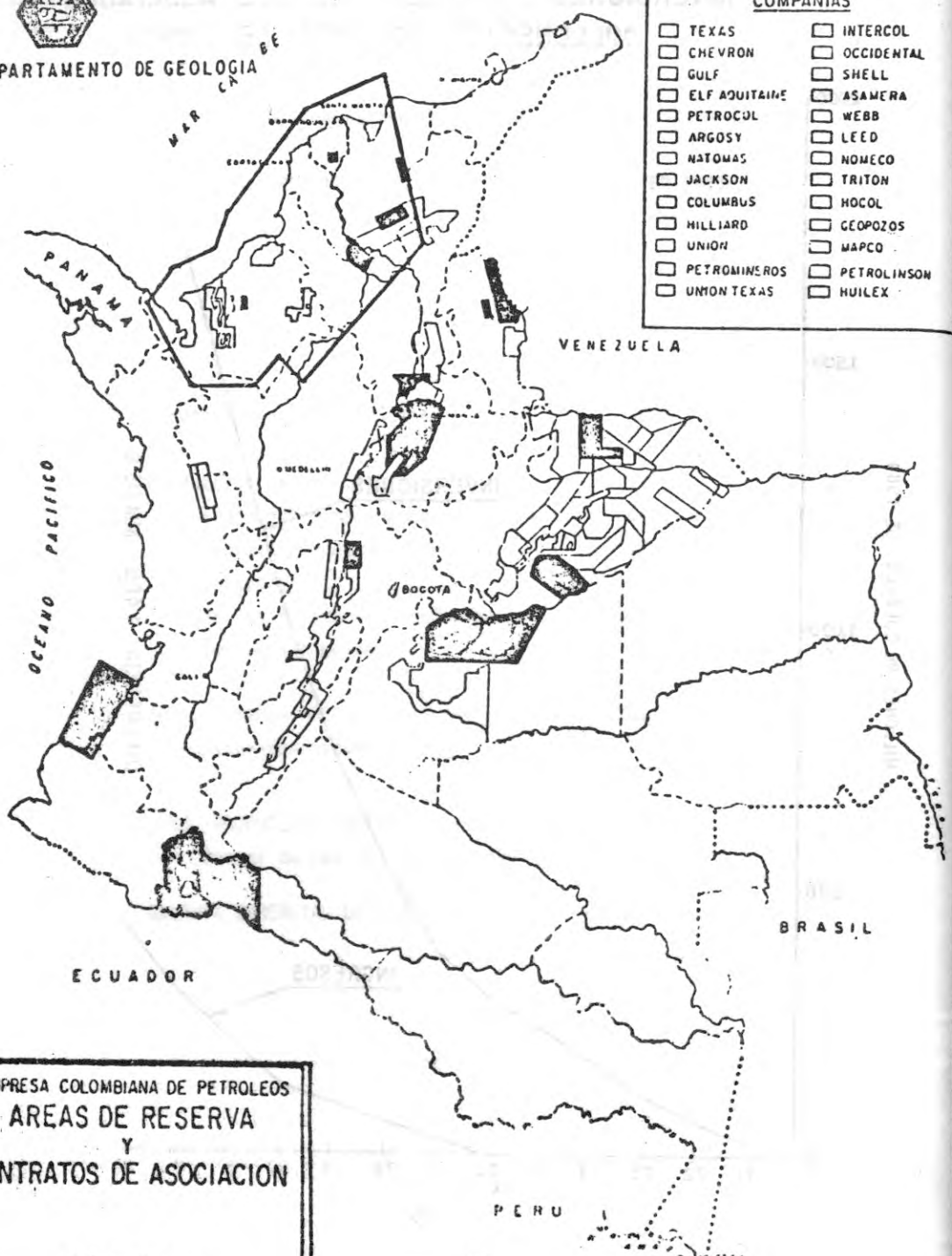
BALANZA COMERCIAL DE ECOPETROL

ALTERNATIVA AUTOSUFICIENCIA CAMBIARIA EN 1990

	Miles de Bbls. Diarios	Millones de Dólares Anuales
Exportaciones de productos	55.0	508.7
Producción de crudos:		
- Ecopetrol campos actuales	64.3	-
- Ecopetrol nuevas reservas	22.4	-
- Concesiones	24.9	-81.8
- Participación en Asociación	105.9	-
- Compra a Asociados	33.8	-293.3
TOTAL DEMANDA NACIONAL -----	251.3	
- Asociados exportan	36.8	
TOTAL PRODUCCION NACIONAL -----	286.1	
- Compra de Gas Natural y Otros		-133.1
BALANZA COMERCIAL DE ECOPETROL -----		0.5

INVERSIONES E INGRESOS DE LOS ASOCIADOS MILLONES DE DOLARES DE 1984



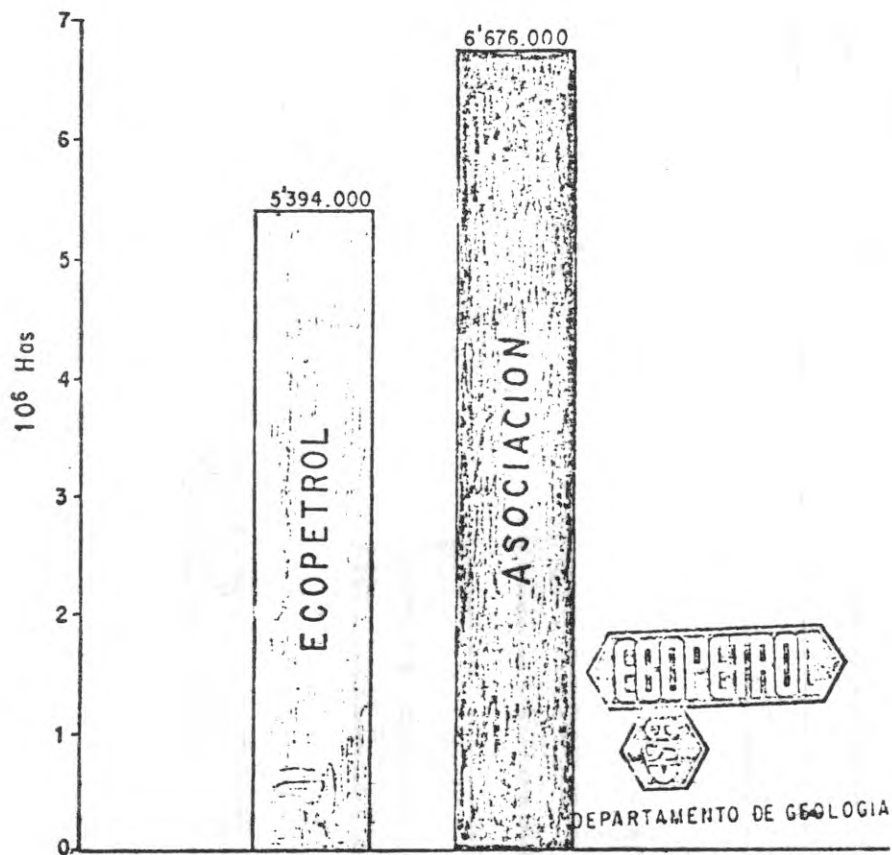


COMPAÑIAS

- | | |
|--|--------------------------------------|
| <input type="checkbox"/> TEXAS | <input type="checkbox"/> INTERCOL |
| <input type="checkbox"/> CHEVRON | <input type="checkbox"/> OCCIDENTAL |
| <input type="checkbox"/> GULF | <input type="checkbox"/> SHELL |
| <input type="checkbox"/> ELF AQUITAINE | <input type="checkbox"/> ASAMERA |
| <input type="checkbox"/> PETROCOL | <input type="checkbox"/> WEBB |
| <input type="checkbox"/> ARGOSY | <input type="checkbox"/> LEED |
| <input type="checkbox"/> NATOMAS | <input type="checkbox"/> NOMECO |
| <input type="checkbox"/> JACKSON | <input type="checkbox"/> TRITON |
| <input type="checkbox"/> COLUMBUS | <input type="checkbox"/> HOCOL |
| <input type="checkbox"/> HILLIARD | <input type="checkbox"/> GEOPOZOS |
| <input type="checkbox"/> UNION | <input type="checkbox"/> MAPCO |
| <input type="checkbox"/> PETROMINEROS | <input type="checkbox"/> PETROLINSON |
| <input type="checkbox"/> UMON TEXAS | <input type="checkbox"/> HUILEX |

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
AREAS DE RESERVA
 Y
CONTRATOS DE ASOCIACION



ESTADO ACTUAL TIERRAS

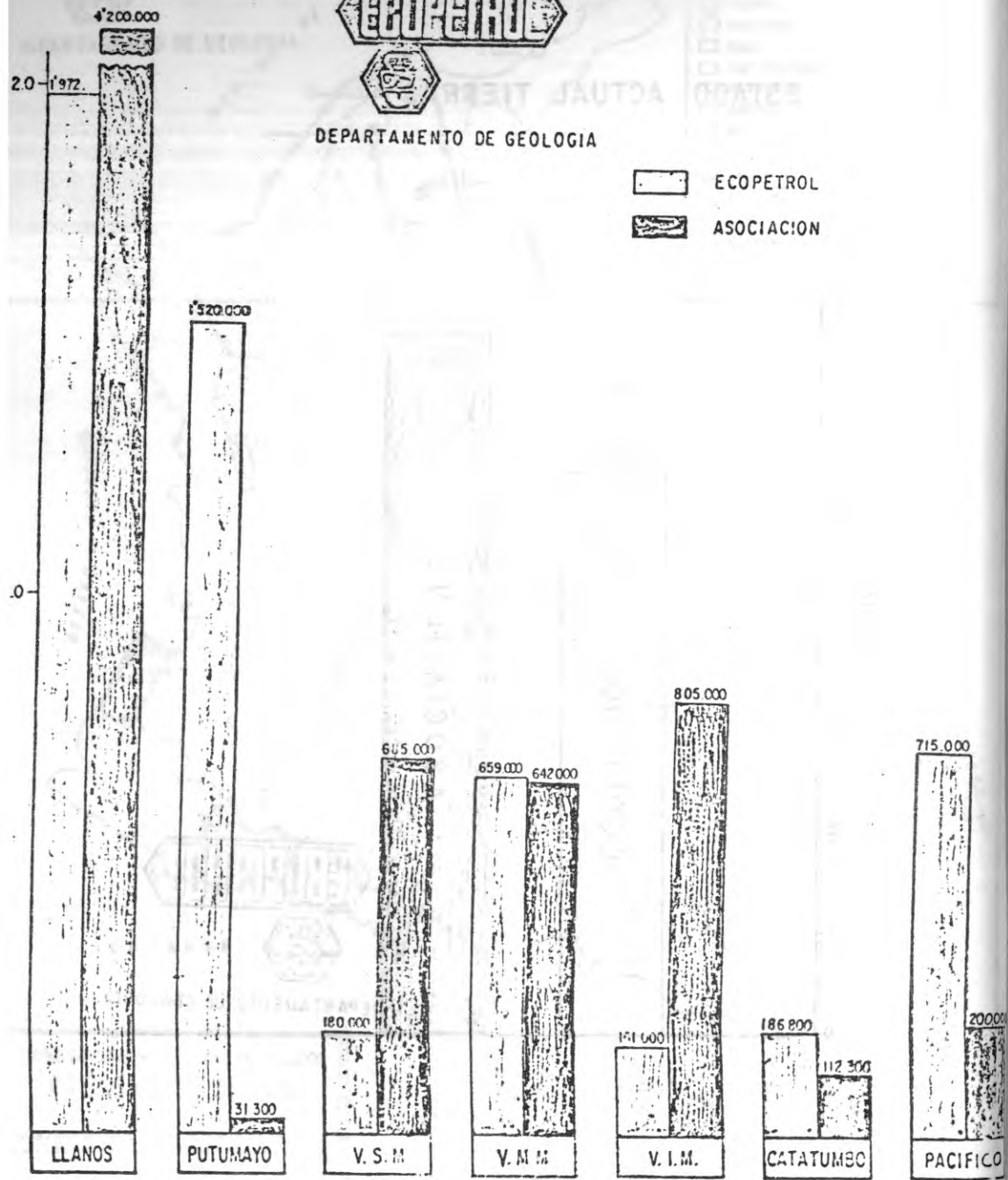


AREAS DE RESERVA



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

 ECOPETROL
 ASOCIACION



CUENCAS

REPUBLICA DE COLOMBIA



CUENCA LLANOS ORIENTALES

SECTOR I - ALREDEDOR CAÑO LIMON

SECTOR II - TREN AQUITAINE

SECTOR III - ALREDEDOR APIAY - CASTILLA



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

CUENCA LLANOS ORIENTALES

RESERVAS POR PRODUCIR (MMBLS)



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

SECTOR	RESERVA	VALOR	
SECTOR I	CAÑO LIMON	36.6	
	ARAUCA	3.5	
SECTOR II	CAÑO GARZA	17.36	
	TRINIDAD	10.0	
	BARQUERENA	4.5	
	TOCARIA	1.3 y 6.5	
	LA GLORIA NORTE	6.6	
	CRAVO SUR	7.3	
SECTOR III	APIAY	20.0	
	CASTILLA	83.7	
	GUAYURIBÁ	En evaluación	

ACTIVIDAD EXPLORATORIA EN CUENCAS LLANOS Y PUTUMAYO

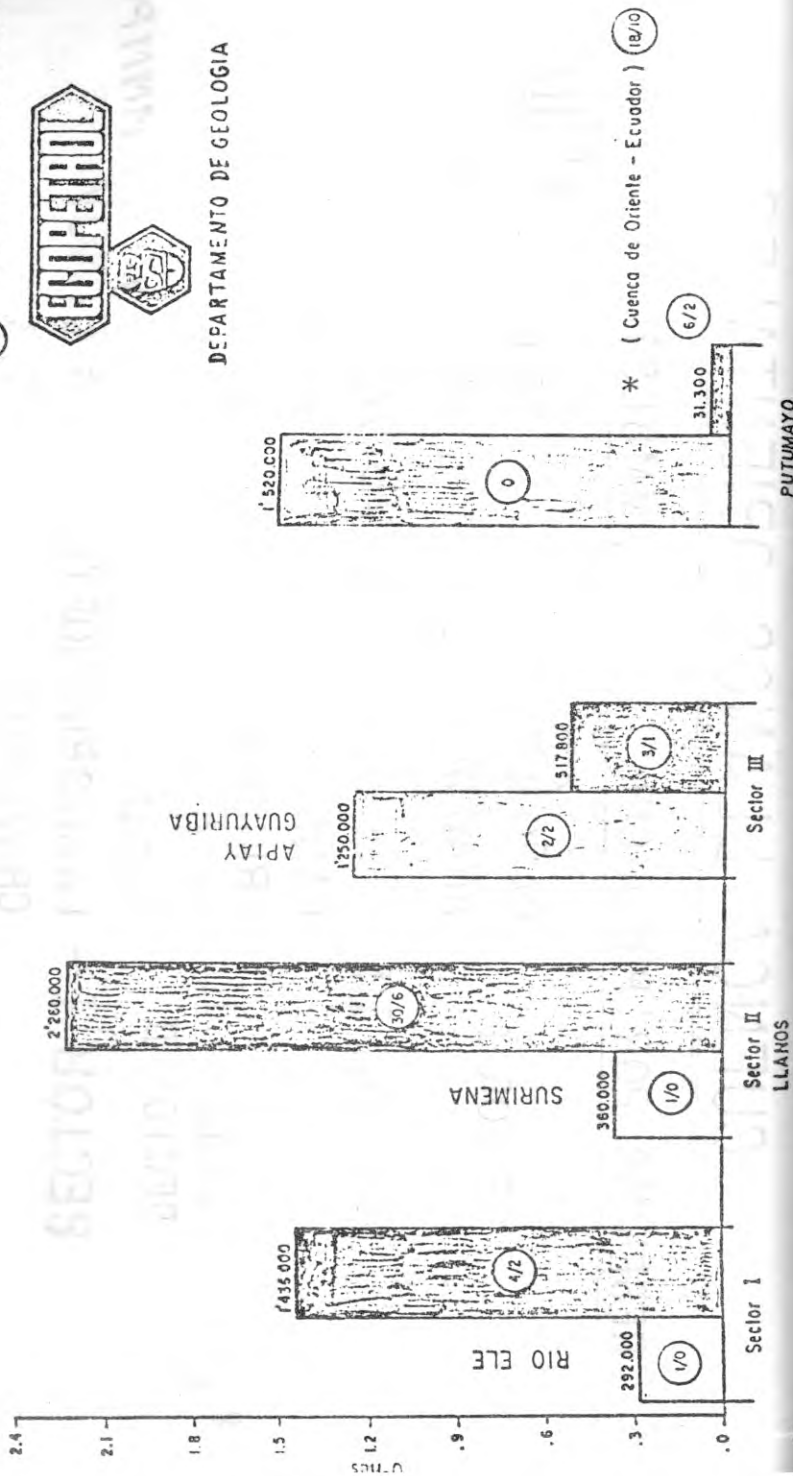
RESERVA ECOPEPETROL
ASOCIACION



No. POZOS EXPLOR./Hc. POZOS PRODUCT



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



PROSPECTOS

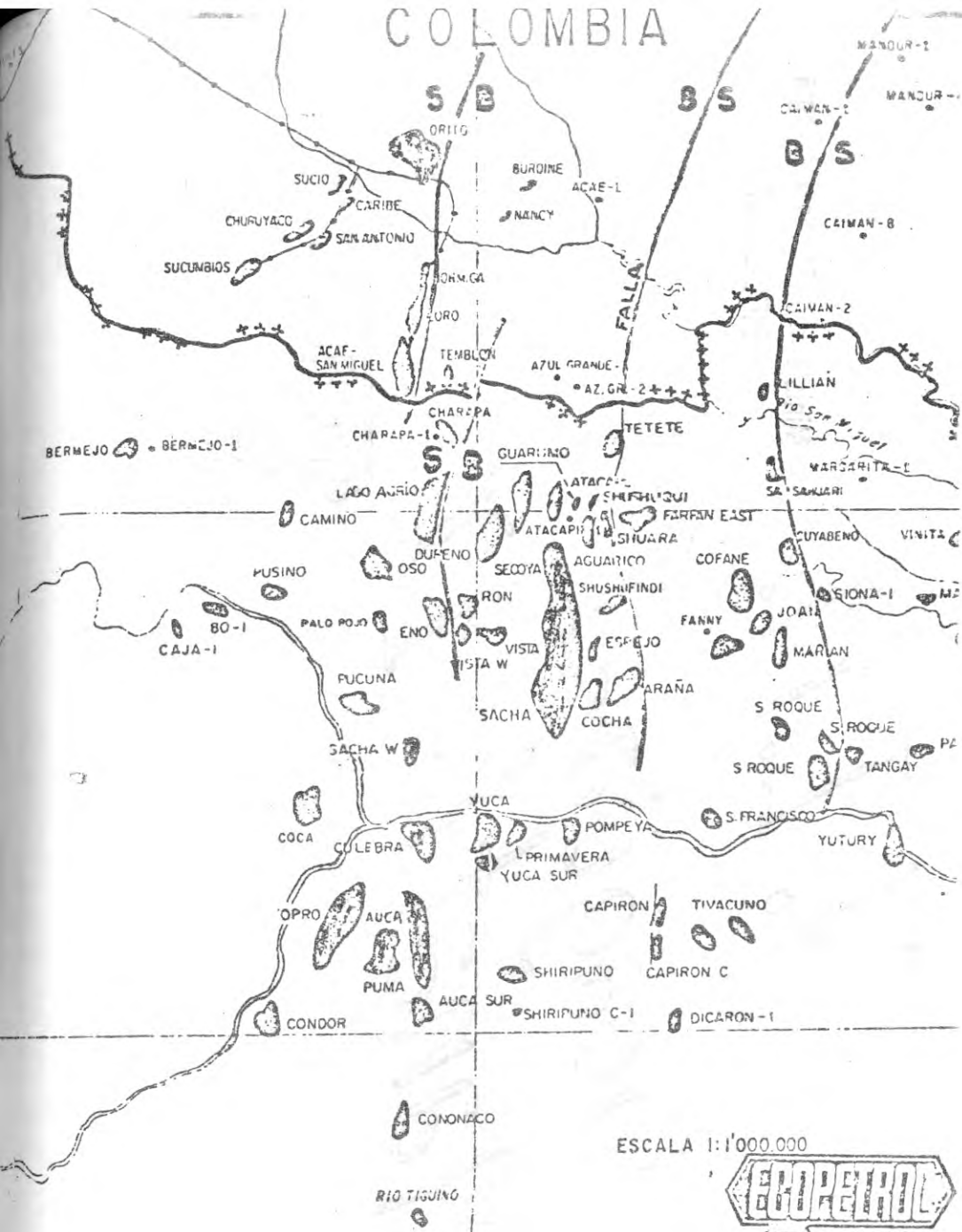


DIVISION DE EXPLORACION

REPUBLICA DE COLOMBIA



COLOMBIA



ESCALA 1:1'000'000



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

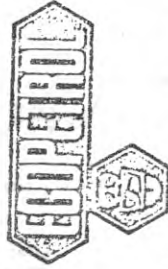
E C U A D O R

V.I.M.

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

• Chicagüa - 1

• Mandi - 12



DIVISION DE EXPLORACION

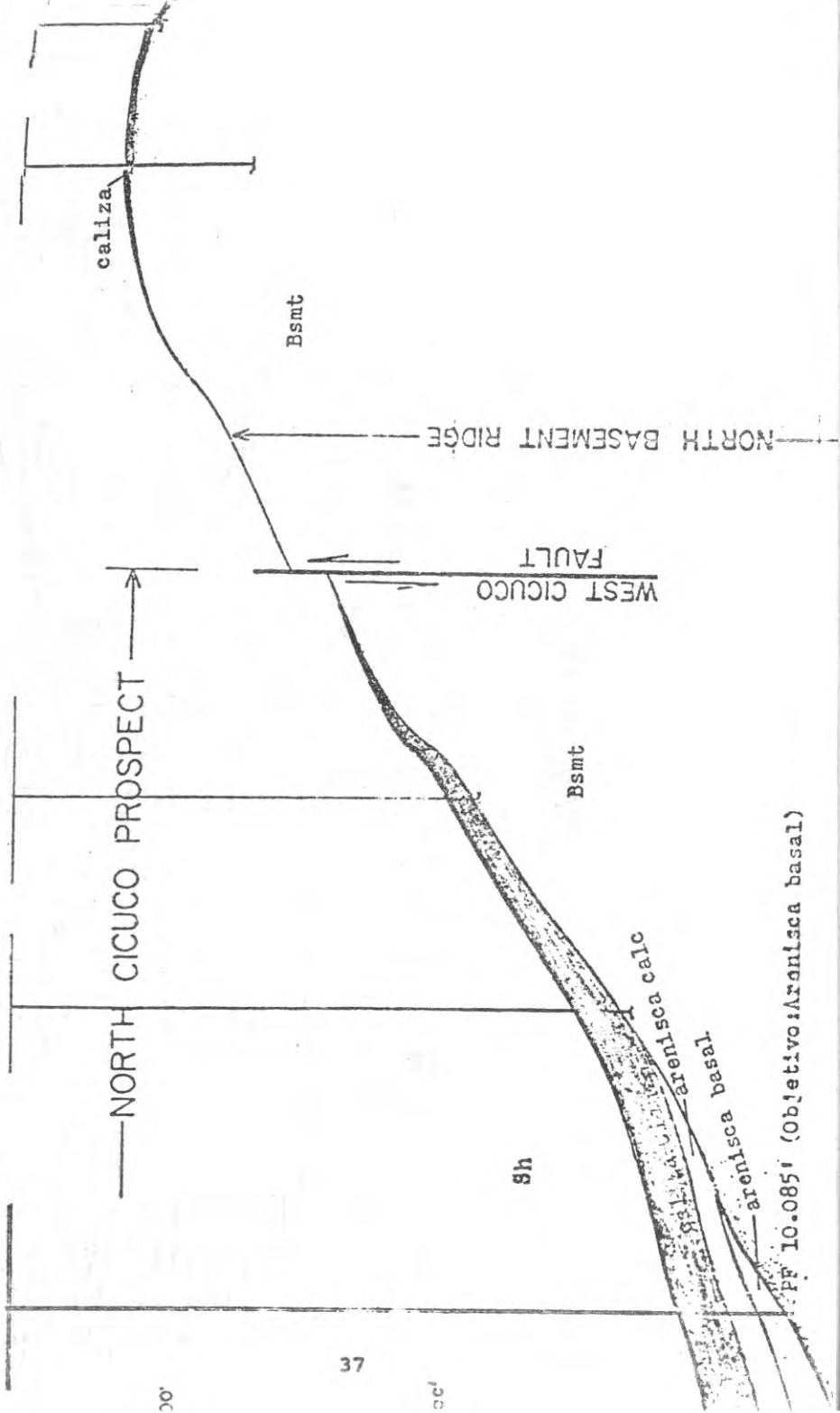
PROSPECTO CHICAGUA-1

NORTH CIC - 2

NORTH CIC - 1

CIC - 6

CIC



PF 10.085 (Objetivo: Aransca basal)

600 2100
800 2400
1000 2700
1200 3000
1400 3300
1600 3600
1800 3900
2000 4200
2200 4500
2400 4800
2600 5100
2800 5400
3000 5700
3200 6000
3400 6300
3600 6600
3800 6900
4000 7200
4200 7500
4400 7800
4600 8100
4800 8400
5000 8700
5200 9000
5400 9300
5600 9600
5800 9900
6000 10200

600 2100
800 2400
1000 2700
1200 3000
1400 3300
1600 3600
1800 3900
2000 4200
2200 4500
2400 4800
2600 5100
2800 5400
3000 5700
3200 6000
3400 6300
3600 6600
3800 6900
4000 7200
4200 7500
4400 7800
4600 8100
4800 8400
5000 8700
5200 9000
5400 9300
5600 9600
5800 9900
6000 10200

600 2100
800 2400
1000 2700
1200 3000
1400 3300
1600 3600
1800 3900
2000 4200
2200 4500
2400 4800
2600 5100
2800 5400
3000 5700
3200 6000
3400 6300
3600 6600
3800 6900
4000 7200
4200 7500
4400 7800
4600 8100
4800 8400
5000 8700
5200 9000
5400 9300
5600 9600
5800 9900
6000 10200

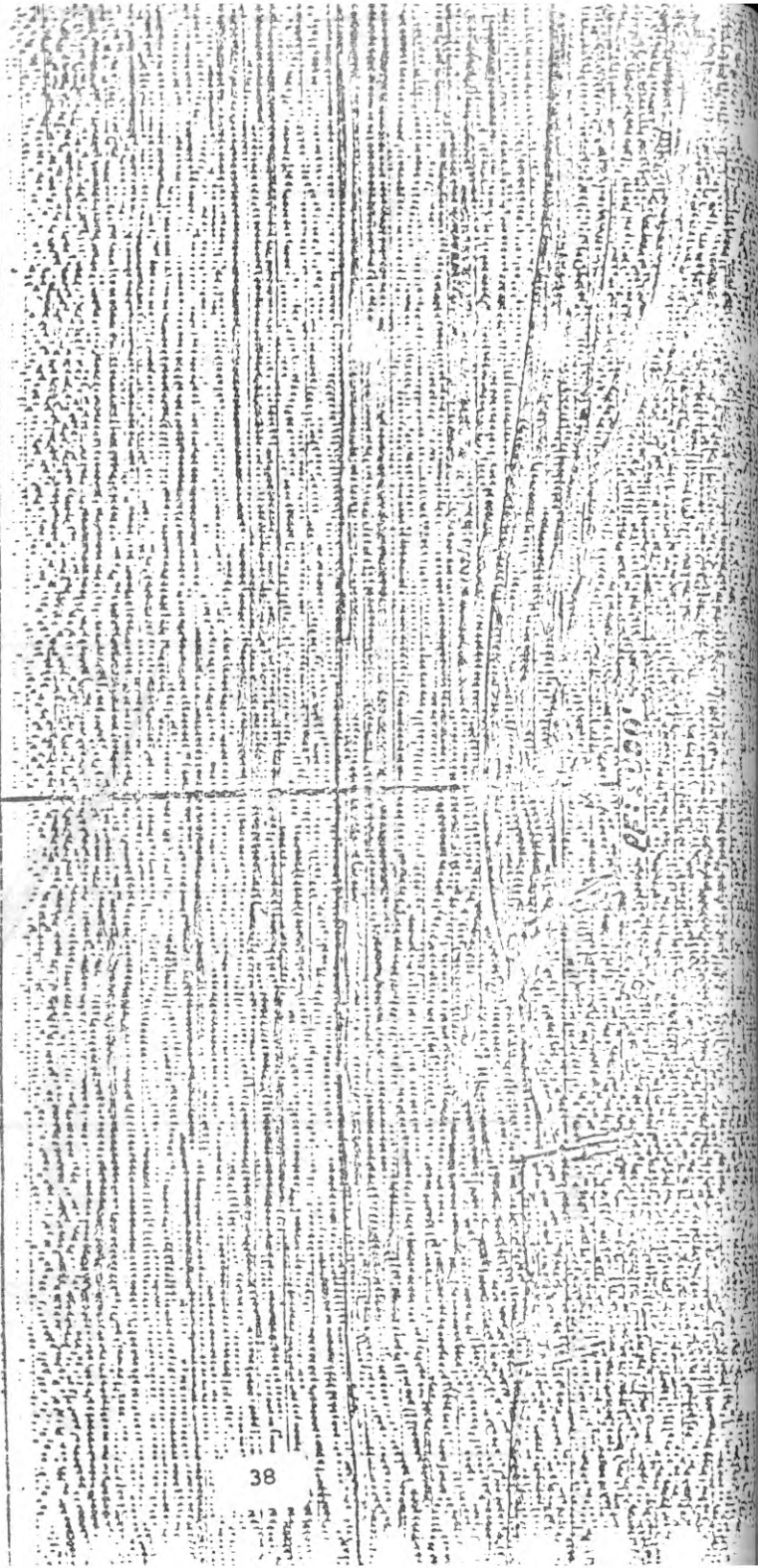
600 2100
800 2400
1000 2700
1200 3000
1400 3300
1600 3600
1800 3900
2000 4200
2200 4500
2400 4800
2600 5100
2800 5400
3000 5700
3200 6000
3400 6300
3600 6600
3800 6900
4000 7200
4200 7500
4400 7800
4600 8100
4800 8400
5000 8700
5200 9000
5400 9300
5600 9600
5800 9900
6000 10200



MANATI - 1X

DIVISION DE EXPLORACION

140 150 160 170 180 190 200 210 220 230 240 250 260



78°

76°

74°

72°

70°

68°

13 LOS CAYOS

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

COLOMBIA

CUENCAS SEDIMENTARIAS

ESCALA 1: 8'000'000



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



ECUADOR

- | | | | | | |
|---|--|----------------------------------|----|--|-------------------|
| 1 | | PACIFICO Y VALLE DEL ATRATO | 8 | | CATATUNBO |
| 2 | | RIOS CAUCA Y PATIA | 9 | | POGOTA |
| 3 | | VALLE INFERIOR DEL RIO MAGDALENA | 10 | | LLANOS ORIENTALES |
| 4 | | VALLE MEDIO DEL RIO MAGDALENA | 11 | | PUTUMAYO |
| 5 | | VALLE SUPERIOR DEL RIO MAGDALENA | 12 | | AMAZONAS |
| 6 | | GUAJIRA | 13 | | LOS CAYOS |
| 7 | | CESAR-RANCHERIA | | | |

CUENCAS

- CALIENTES
- TIBIAS
- FRIAS

PERU

39

- Fig - 1

78°

76°

74°

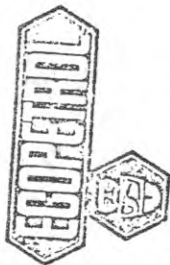
72°

70°

68° W G

CATA TUMBO

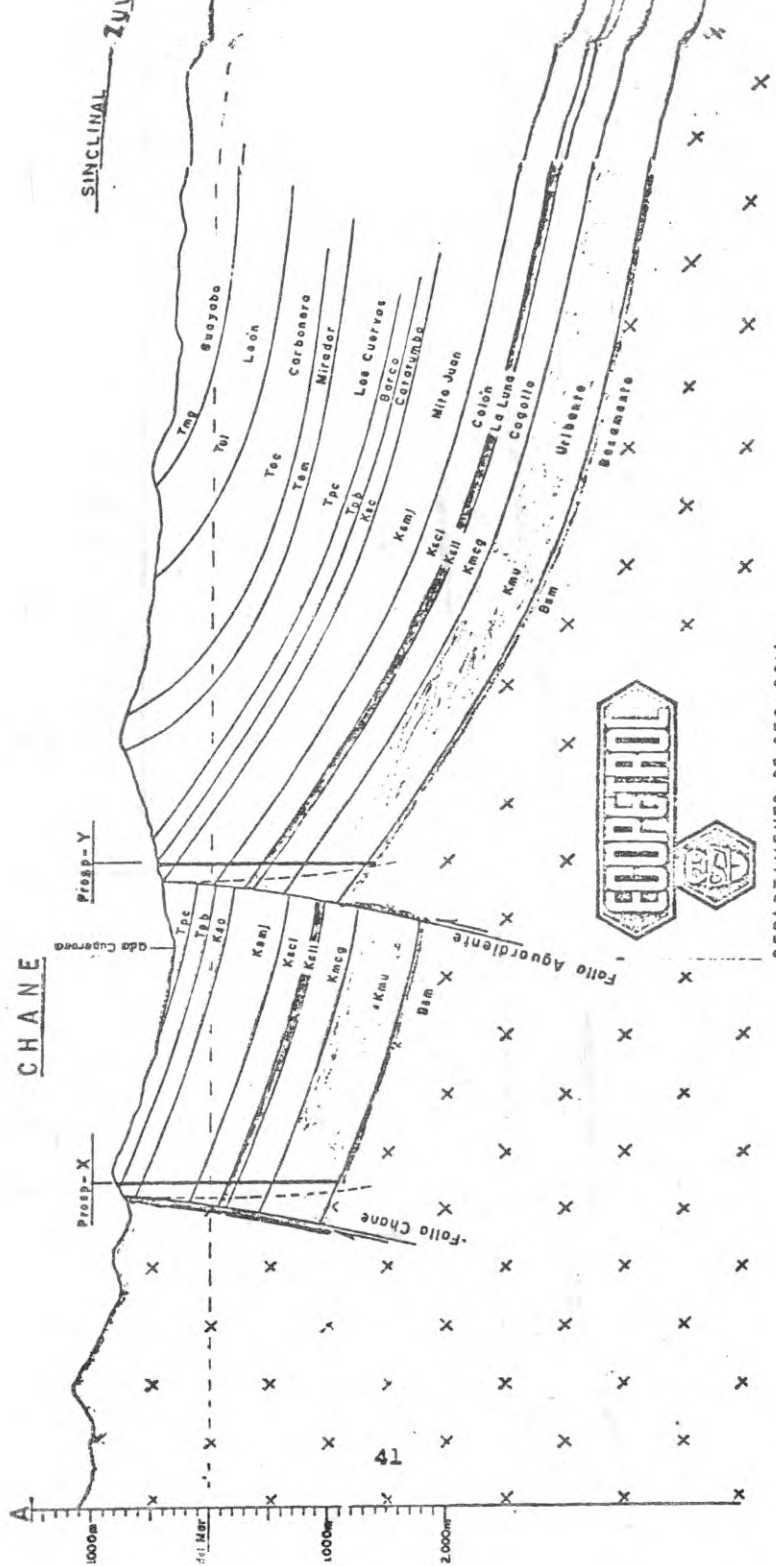
• Chane. 1



DIVISION DE EXPLORACION

• San Miguel

ESTE



CHANE

SINCLINAL ZUL



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

Area Chane (Norte Santander)

Sección Geológica A-A'

Escala H&V 1:50,000 - O. Rojas R.-Oct/82

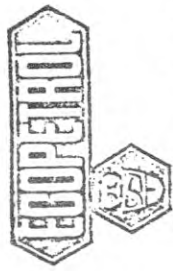
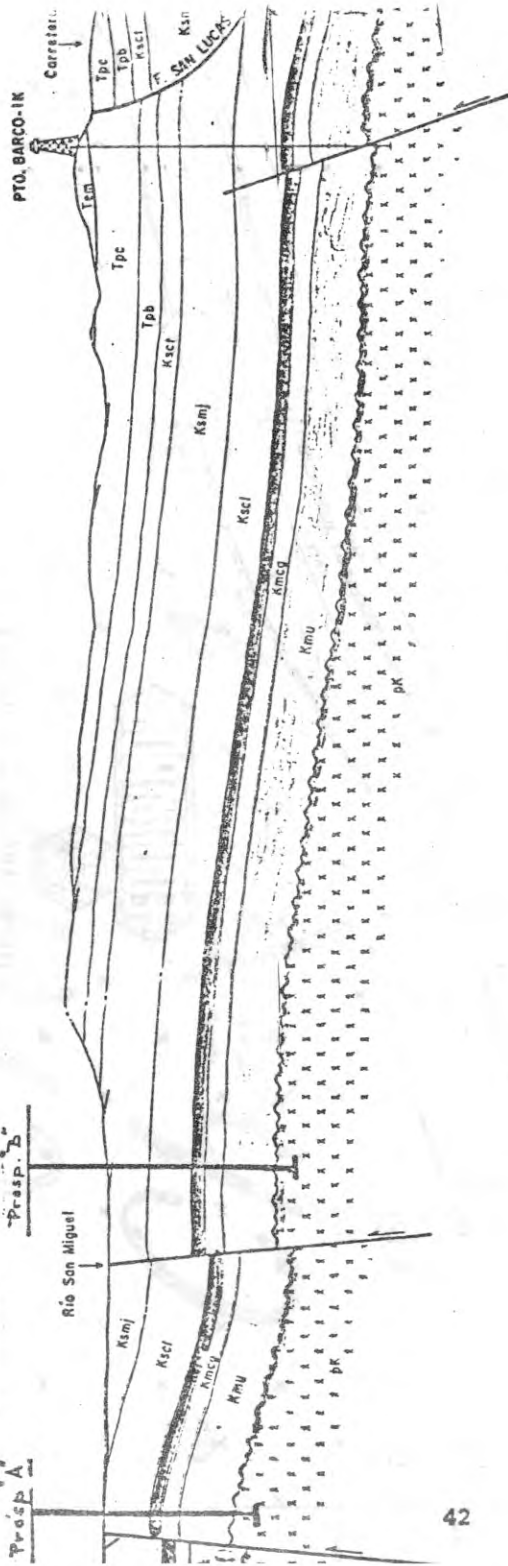
S 58° W

SAN MIGUEL

Prospect A

Prospect B

Río San Miguel



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS

DIVISION DE EXPLORACION

DEPTO. DE GEOLOGIA

CUENCA CATATUMBO

AREA RIO SAN MIGUEL - PUERTO BARCO

SECCION GEOLOGICA

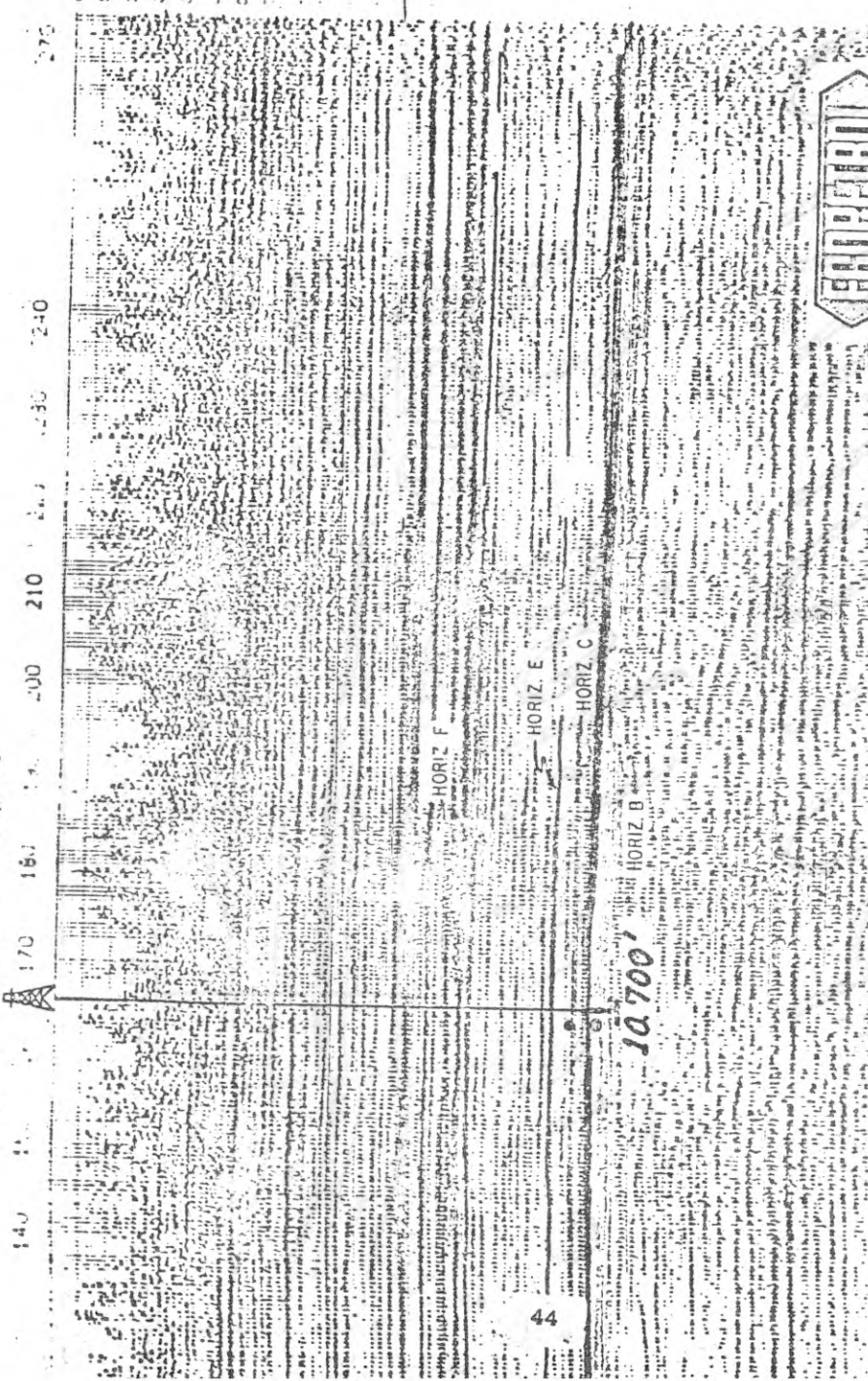
PUTUMAYO

• Temblon-12.



DIVISION DE EXPLORACION

LEMBLON-1A.



44

SECUENCIA SIS-
CA DOS.
SECUENCIA SIS-
CA UNO.



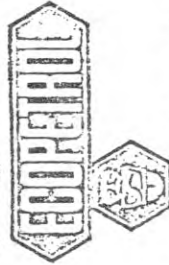
Objetivos: { Cabellos
Villeta

DIVISION DE EXPLORACION

Figuro - 5

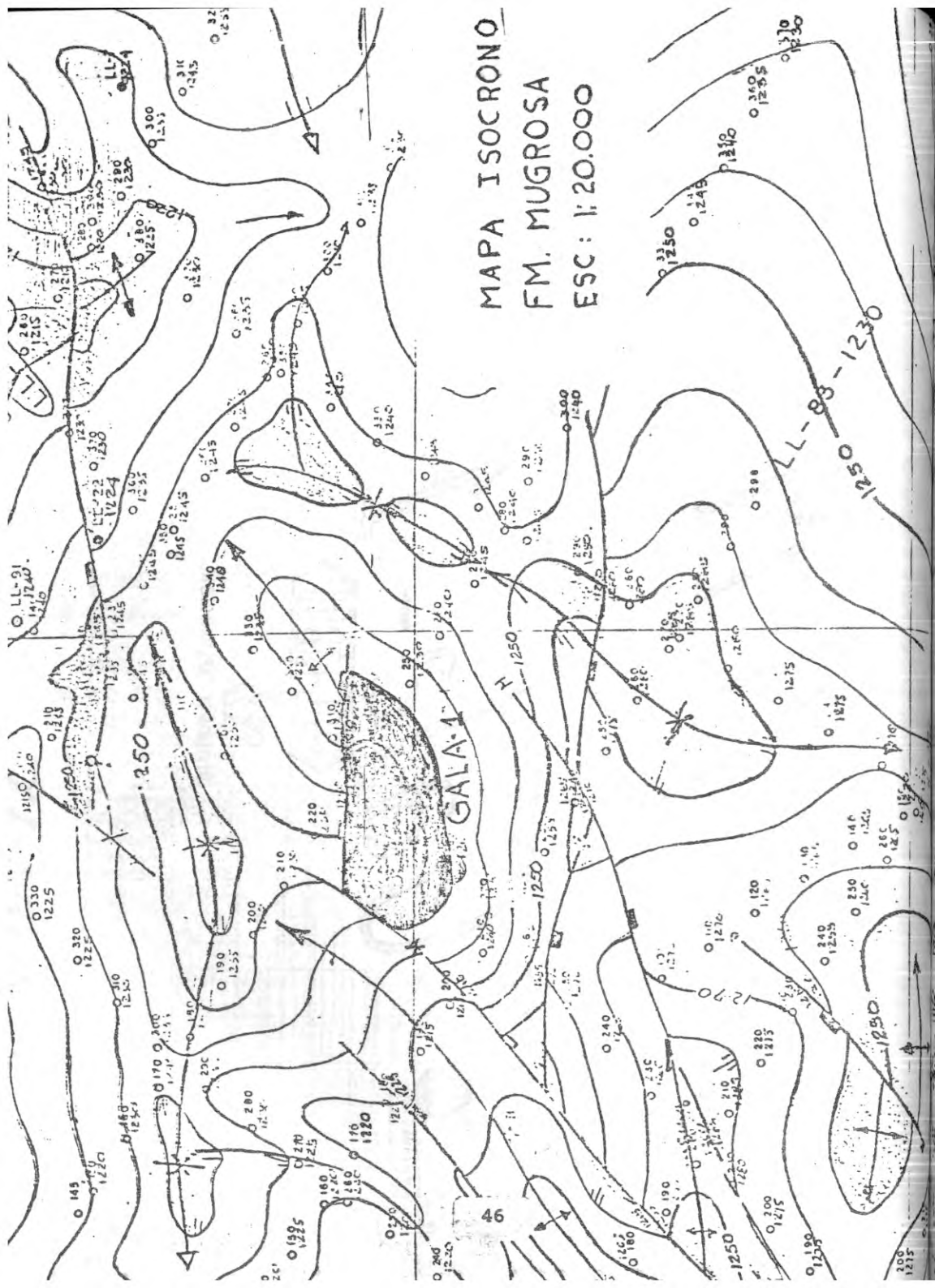
V.M.M.

Gala-1



DIVISION DE EXPLORACION

MAPA ISCRONO
FM. MUGROSA
ESC: 1:20.000



2700

COLEMAN

5250

MUGROS

7950

CRENSHAW

LLANOS.

- ENTRERIOS
- RANCHO HERMOSO
- CANDILEJAS
- SURIA
- CAÑO LEJIA
- EL PARAISO
- GUATIQUIA
- LA REFORMA
- LA LIBERTAD

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

CUENCA LLANOS ORIENTALES




PROVINCIAS GEOLOGICAS

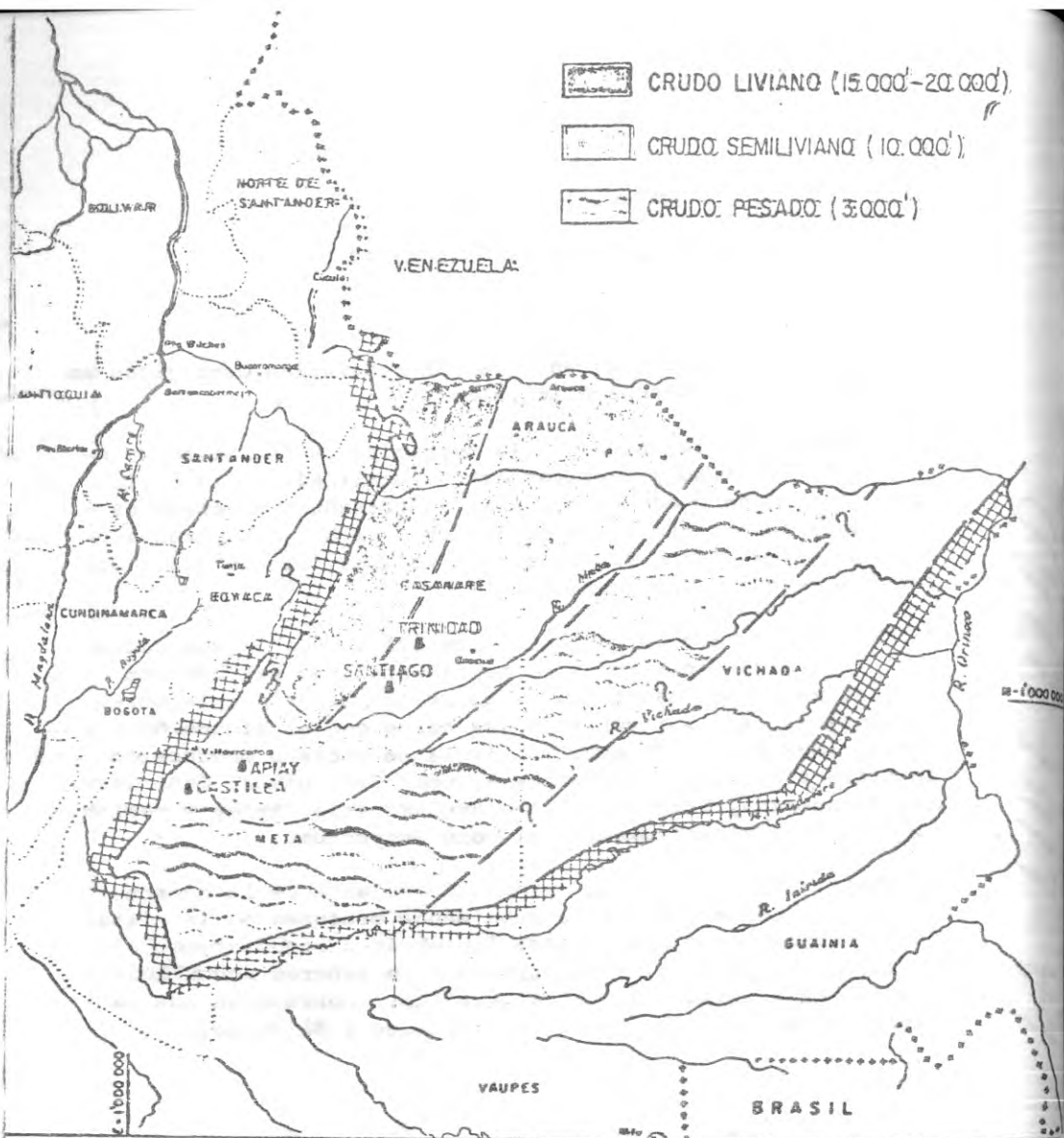
Regionalmente se distinguen tres (3) Provincias Geológicas en la Cuenca de los Llanos Orientales:

OCCIDENTAL: Relacionada con la tectónica de fallamiento inverso y cabalgamiento, localizada en la región occidental o de piedemonte. Allí se presentan extensas estructuras anticlinales y sinclinales. Se han explorado acumulaciones de hidrocarburos no comerciales, en los pozos Guvio-1, Unete-1 y Tauramena-2X.



CENTRAL: O zona de plataforma, con evidencias de una tectónica menos intensa, representada en estructuras de regular magnitud, asociadas a fallas con menor desplazamiento vertical, en la mayoría de los casos con el bloque occidental levantado. En esta Provincia se obtiene producción de hidrocarburos de los campos Arauca, Caño Limón, Caño Garza, Barquereña, Trinidad, Cravo Sur, Tocaría, Apiay y recientemente del descubrimiento del pozo Guayuriba.

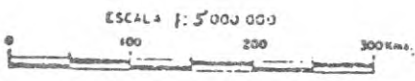
ORIENTAL: Se localiza al Oriente-Suroriente de la cuenca. Corresponde a la zona menos profunda de la plataforma, donde rocas más jóvenes la cubren discordantemente; la tectónica ha sido menos intensa y se esperan acumulaciones con alta influencia estratigráfica. Sobresalen los ya - cimientos de petróleo pesado de Rubiales y El Miedo.

-  CRUDO LIVIANO (15.000' - 20.000')
-  CRUDO SEMILIVIANO (10.000')
-  CRUDO PESADO (3.000')



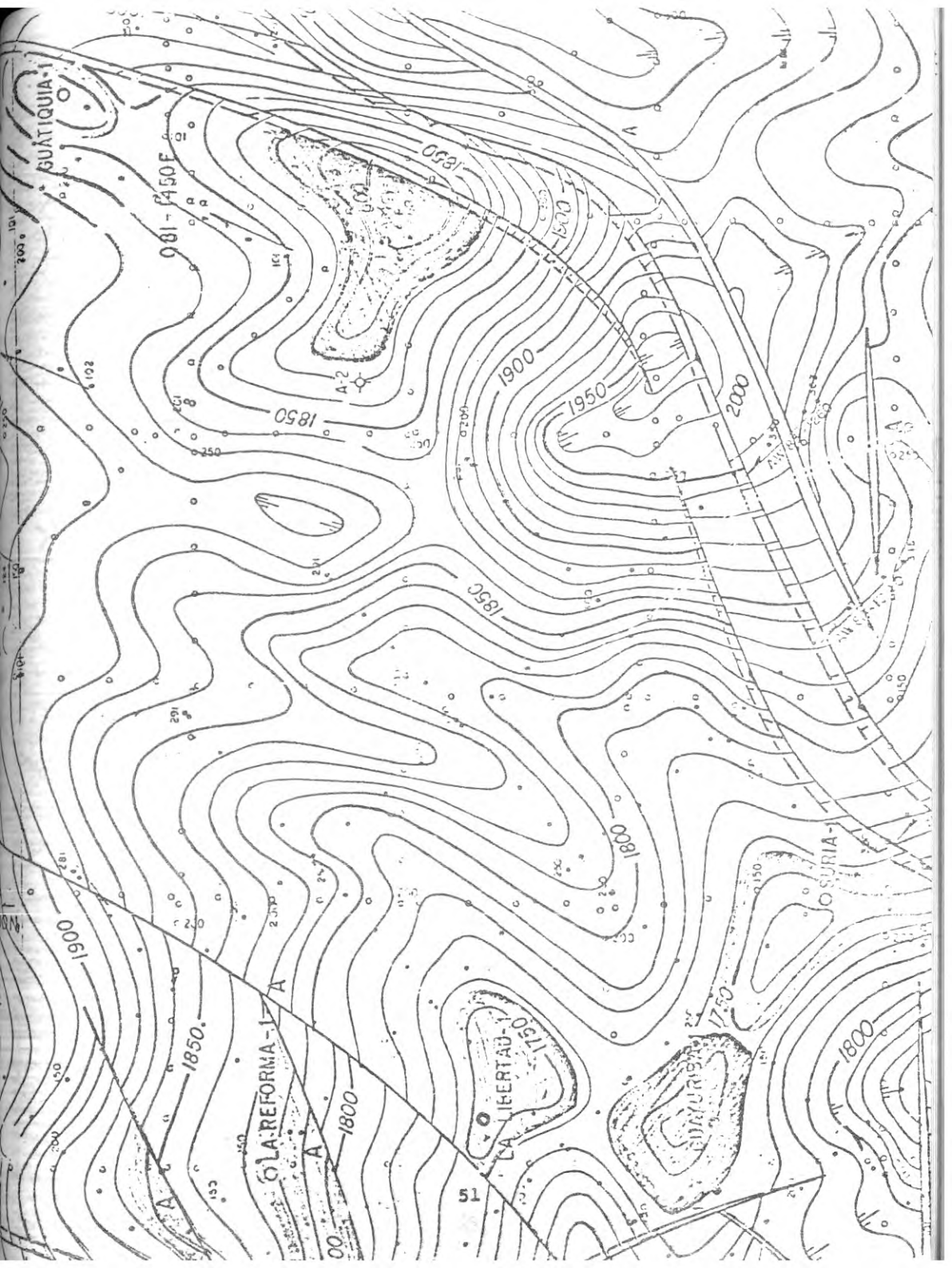
CONVENCIONES

-  Borde de cuenca
-  Yacimiento de Petróleo o Gas



CUENCA
LLANOS ORIENTALES

CALIDAD DE CRUDOS V.S. PROFUNDIDAD

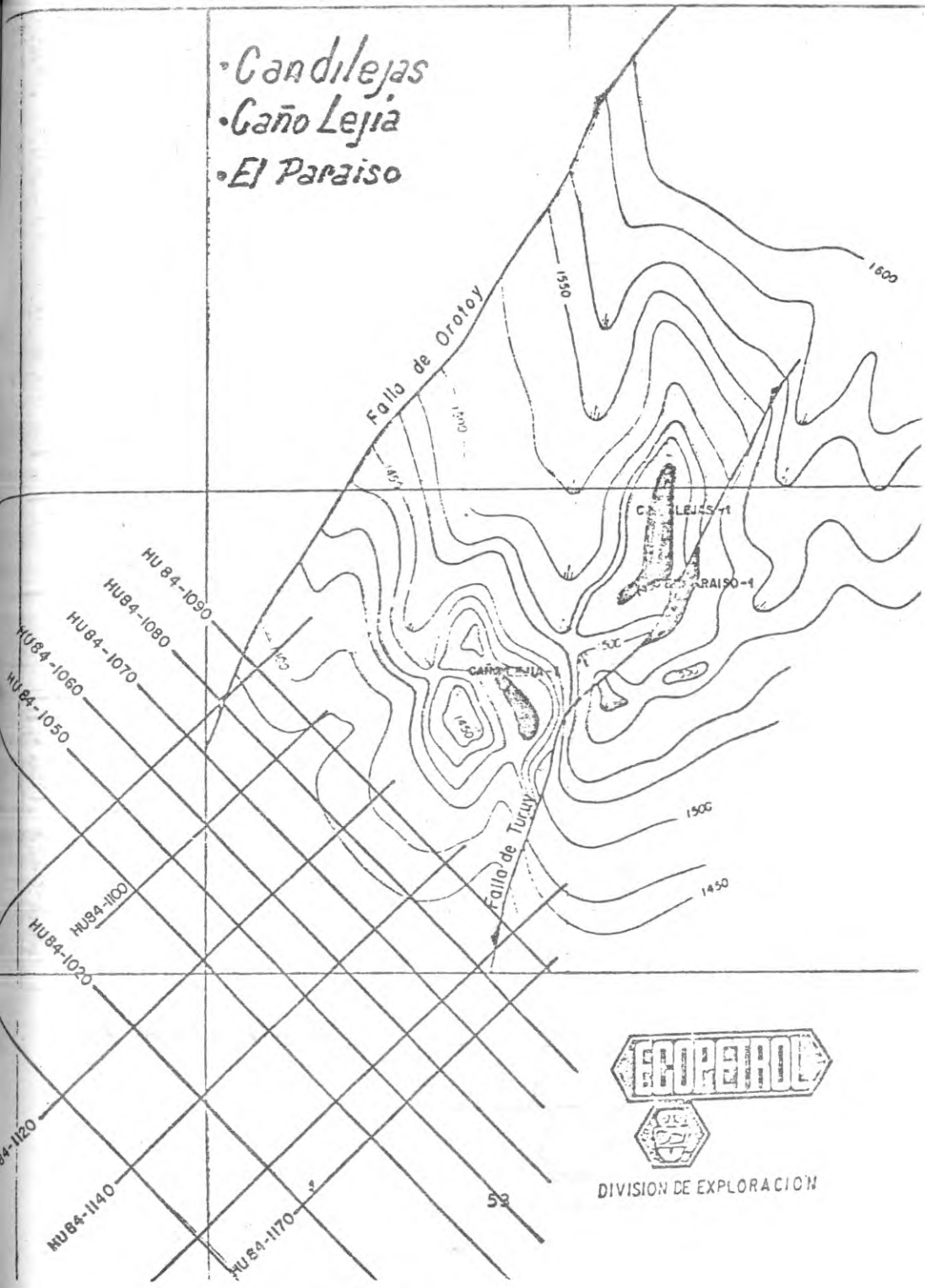


Objetivo: *Oreocreas del K*

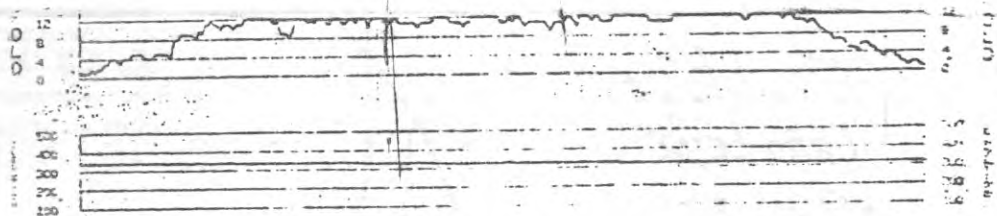
10.700

COMISION DE EXP. CIEN. CHILENOS

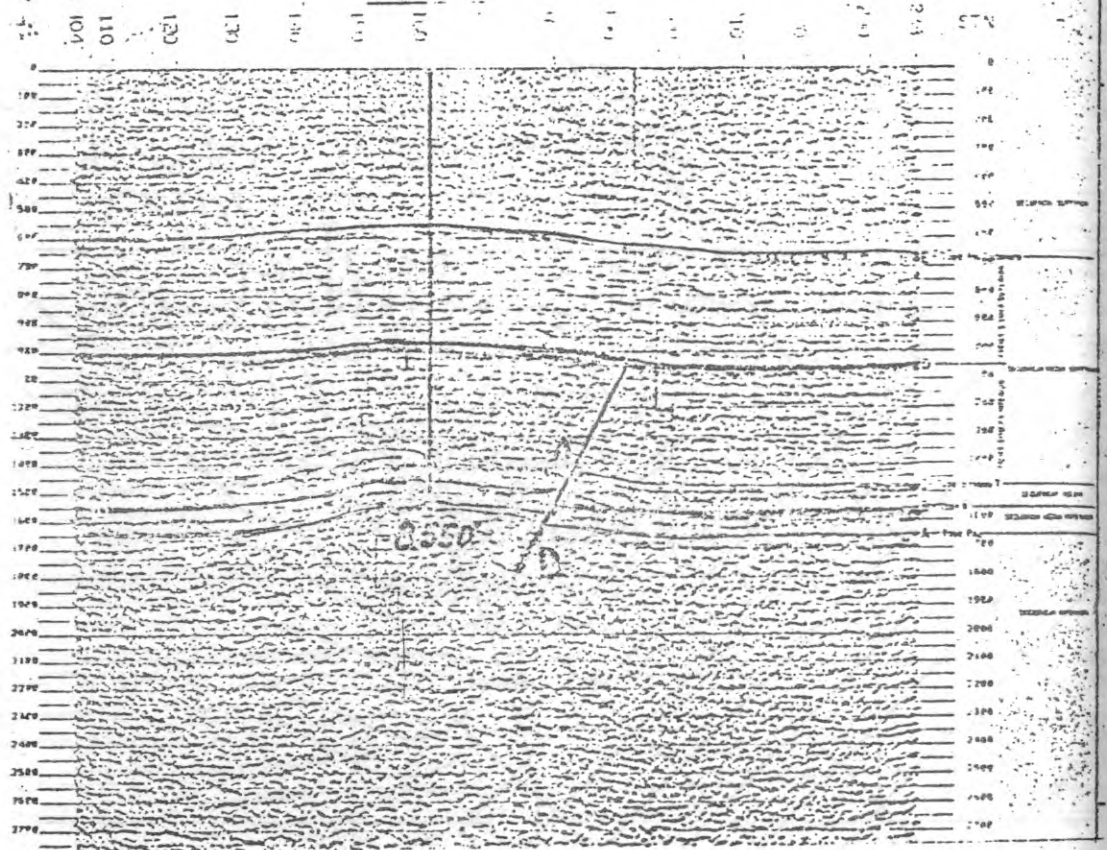
- Candilejas
- Caño Lejía
- El Paraiso



DIVISION DE EXPLORACION



CANDILEJAS



Objetivo: — K.



DIVISION DE EXPLORACION

POSIBILIDADES PETROLIFERAS

EN EL AREA DE RUBIALES

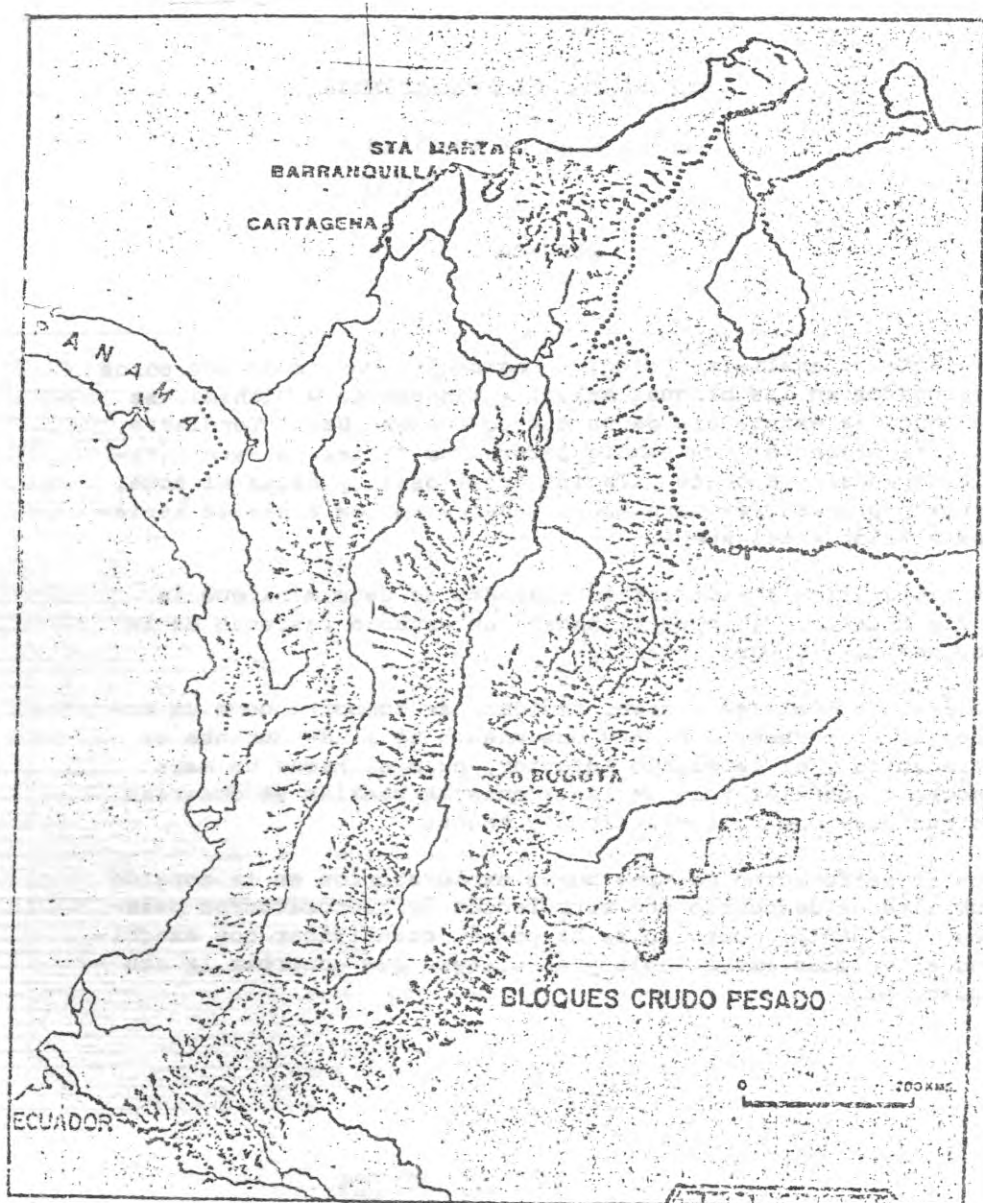
RESUMEN

Mediante un análisis geológico regional a partir de los pozos perforados en los bloques Ariari - Manacacías y Vichada, se reconoce la existencia de un cuerpo arenoso Basal Terciario, el cual presenta: un cambio lateral de facies de este (Facies Arenosa) a oeste (Facies Arcillosa) y hacia el tope, zonas prospectables para hidrocarburos en las áreas de Rubiales y Melón - Balastera.

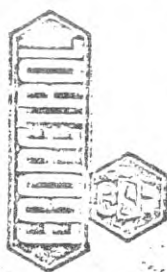
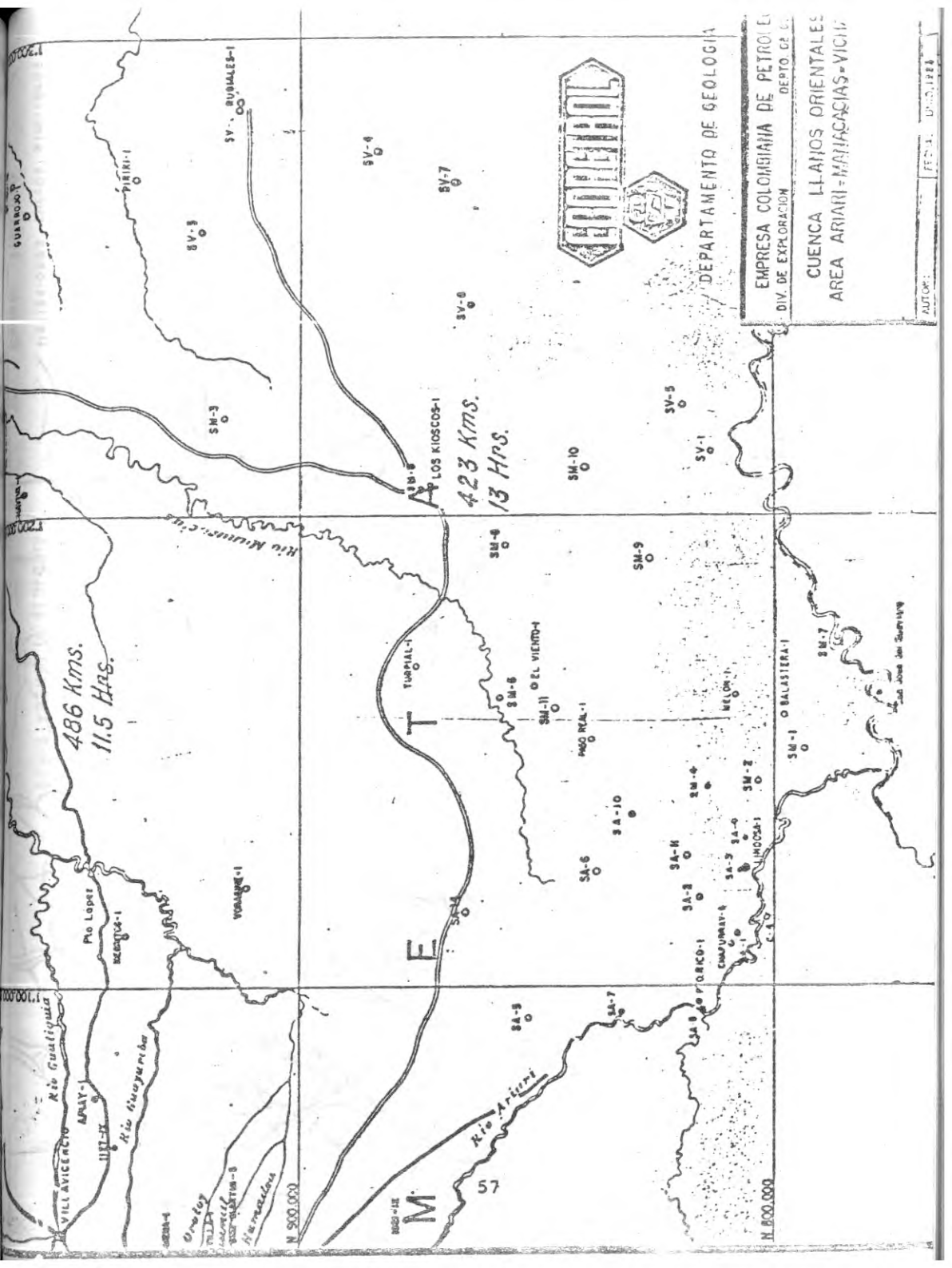
Estratigráfica y sedimentológicamente se determina que la parte oriental (Bloque Vichada) es estable respecto de la occidental (Bloque Ariari).

El área de Rubiales a nivel regional se comporta como un monoclinal con rumbo N 60°E y buzamiento de 1° NW durante el Paleozoico y el Terciario Inferior, pero al hacer un mapa isocrono sobre el tope de las areniscas basales se observan estructuras con relieves altos y bajos.

Con la perforación de tres pozos exploratorios en la zona de Rubiales se descubrió una acumulación de hidrocarburos pesados (13° API), pero no se ha podido cuantificar con exactitud el volumen extractable y el sistema que controla la acumulación.



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



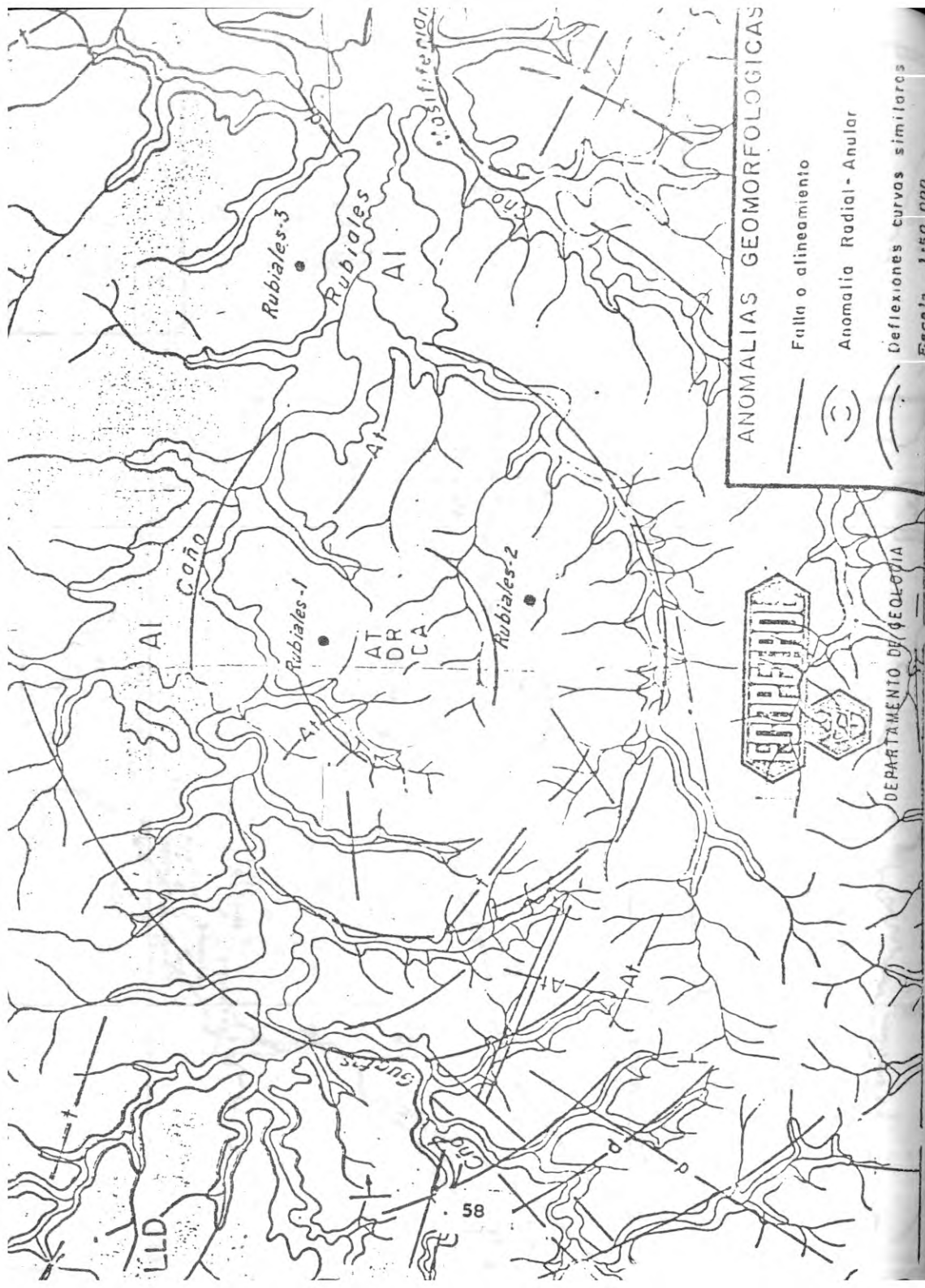
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEO
DIV. DE EXPLORACION

CUENCA LLANOS ORIENTALES
AREA ARIARI-MATUCASIAS-VICHY

AUTORES: FERRAZ, DUBOISIER

Esc. Geol. Univ. de Bogota



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

ANOMALIAS GEOMORFOLOGICAS

Fault o alineamiento



Anomalia Radial - Anular



Deflexiones curvas similares

Escala 1:50,000



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

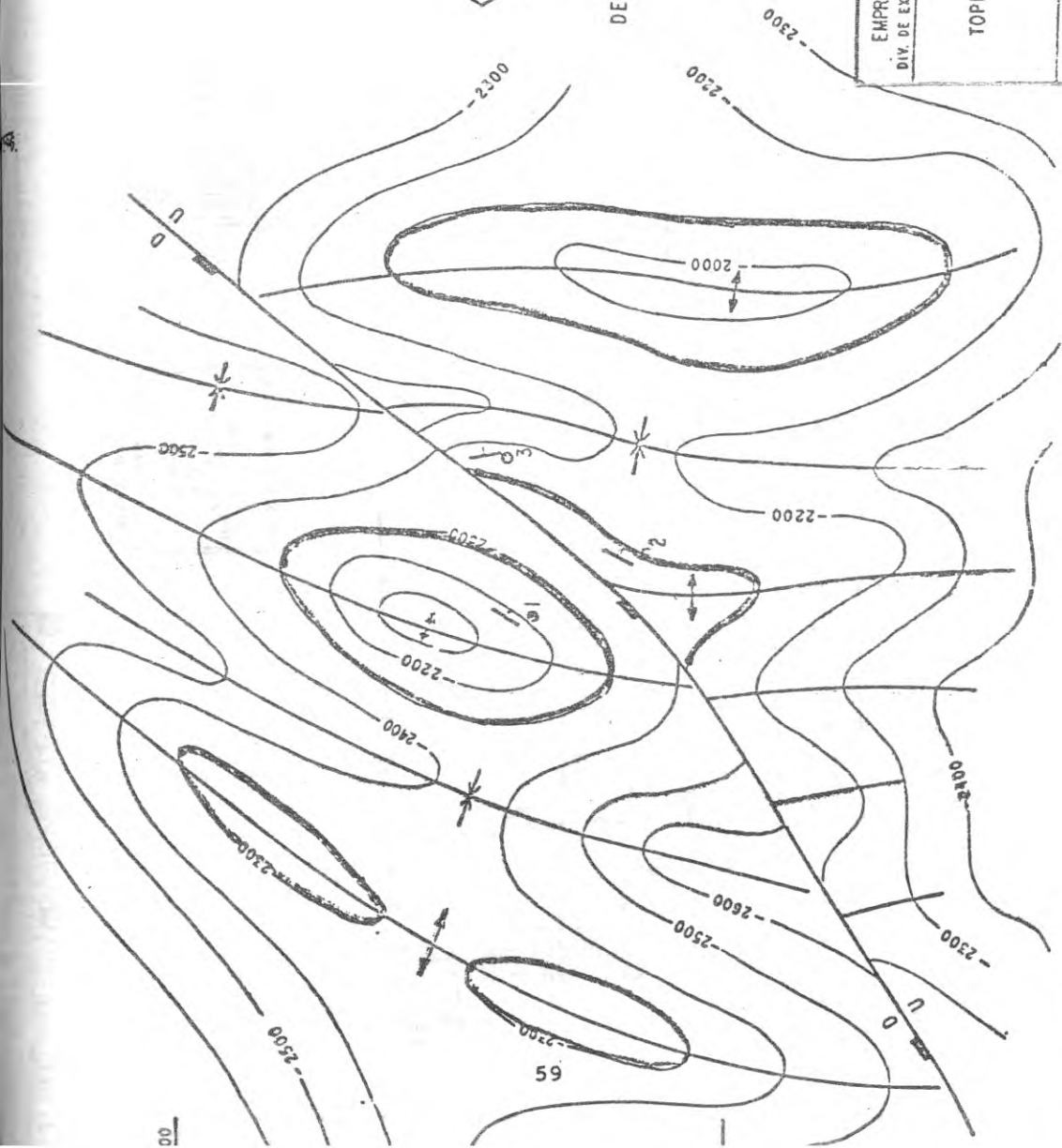
EMPRESA COLOMBIANA DE PETROLEOS
DIV. DE EXPLORACION

DEPTO. DE BOGOTA

MAPA ESTRUCTURAL

TOPE Ss BASALES - TERCIARIOS
AREA DE RUBIALES

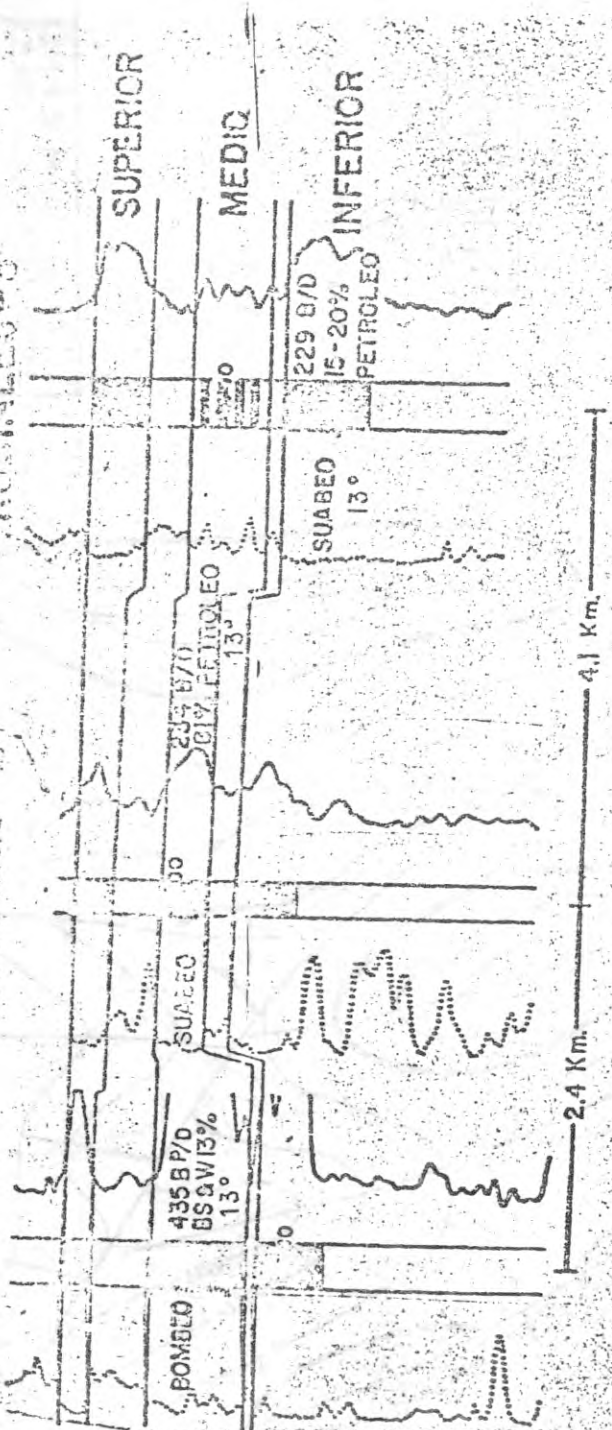
AUTICA 1968



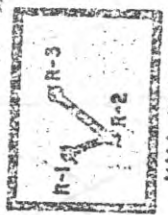
TRINIALES-1

TRINIALES-2

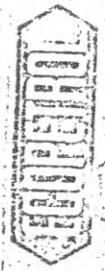
TRINIALES-3



VII-02-6-



MAPA INDICE



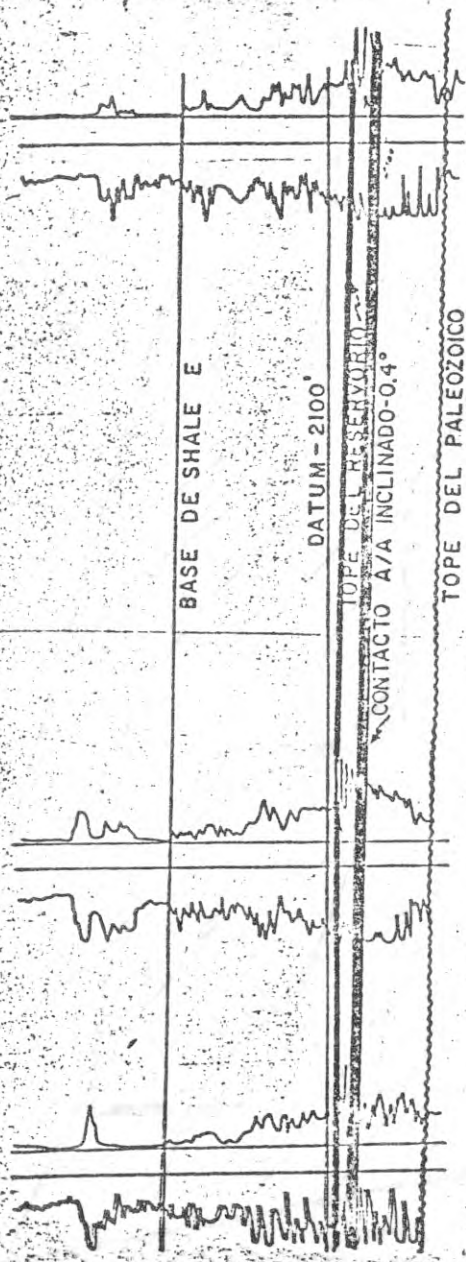
DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

RUBIALES - 2

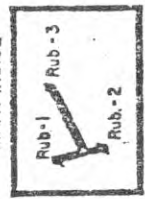
RUBIALES - 3

RUBIALES - 1

2.3 Km

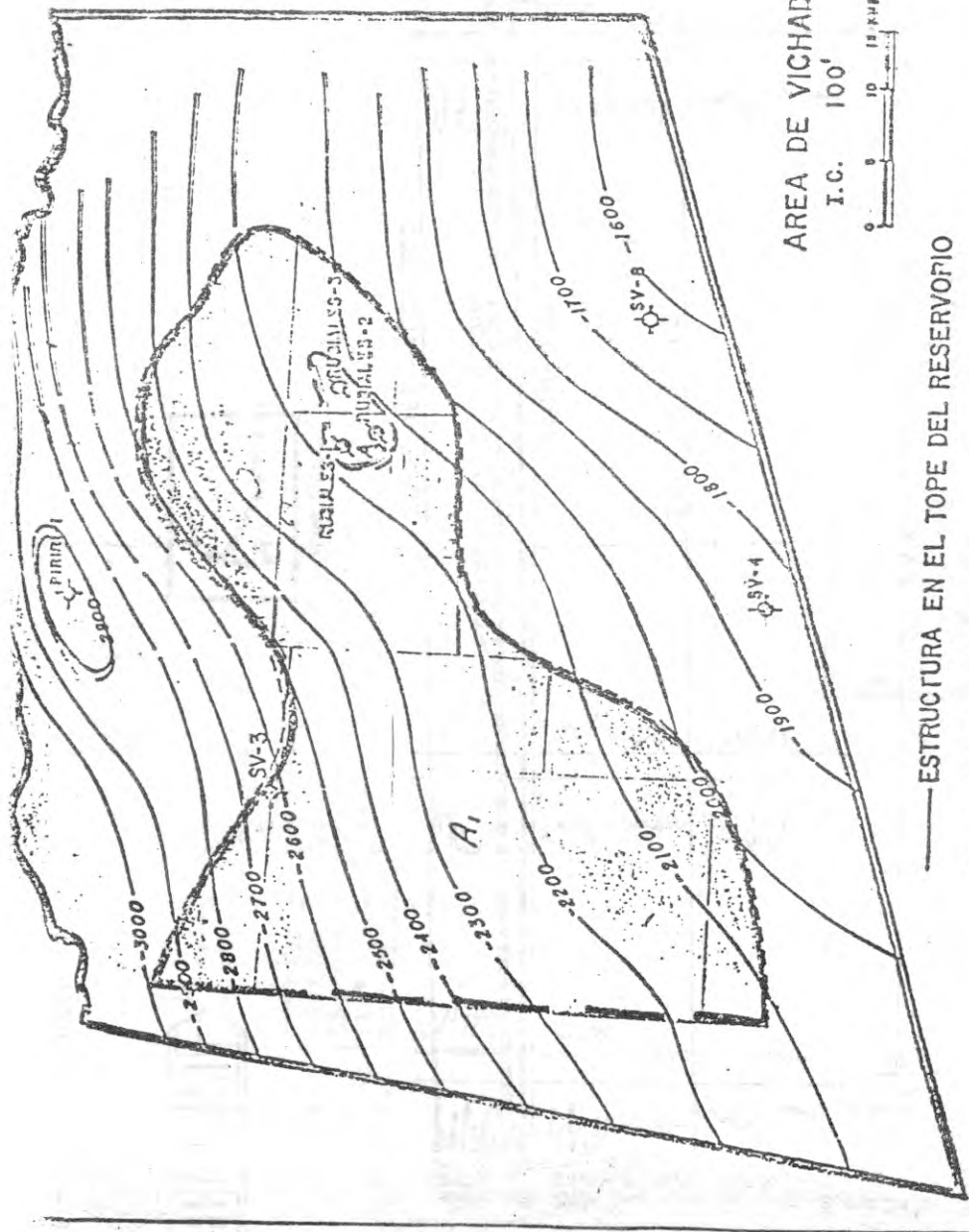


MAPA INDICE



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

VII-82-5 - 1



AREA DE VICHADA

I.C. 100'



- ESTRUCTURA EN EL TOPE DEL RESERVOPIO
- ▬ INTERSECCION DEL TOPE DEL RESERVOPIO Y EL CONTACTO A/A
- ▭ AREA PETROLIFERA POTENCIAL
- ▭ AREA DRENADA POZOS RUBIALES

AREA RUBIALES

PARAMETROS

	INTERCOL	ECOPETROL		
		Min.	Probable	Max.
Espesor Petrolífero (Pies)	30	14	22	33
Porosidad (%)	26	27	28	30
Sw (Vc)	35	25	42	48
Factor de Recobro (%)	10	-	9	-

RESERVAS

	A1	A2
Area (M Acres)	282	9
Barriles Recuperables (MM)	1200	22.5

A1 : Area potencialmente petrolífera

A2 : Area drenada por los pozos Rubiales 1 - 2 - 3

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

BLOQUE APIAY - GUAYURIBA

El bloque Apiay - Guayuriba geológicamente se localiza en la zona más profunda (de mayor espesor de sedimentos), de una subcuenta limitada por los altos de basamento de Negritos al Oriente, Castilla al Occidente (Acetato #) y el río Guaviare al Sur. Esta zona central Apiay-Guayuriba sirvió como depocentro de las unidades sedimentarias, las cuales hacia sus bordes disminuyen de espesor, hasta acuífarse totalmente algunas de ellas.

La litología que involucra los yacimientos de hidrocarburos en esta región es la siguiente:

FORMACION GUADALUPE: (Cretáceo Superior). Está constituida por dos (2) unidades informales denominadas operacionalmente por Ecopetrol, de la siguiente manera:

MIEMBRO ARENOSO K2: O la unidad inferior, compuesto por una secuencia de areniscas cuarzosas, masivas, cuyo mayor espesor sobrepasa los 200 metros. Esta secuencia contiene el yacimiento de Apiay (espesores netos de arenisca petrolífera hasta de 60 metros) y de Castilla (100 metros).

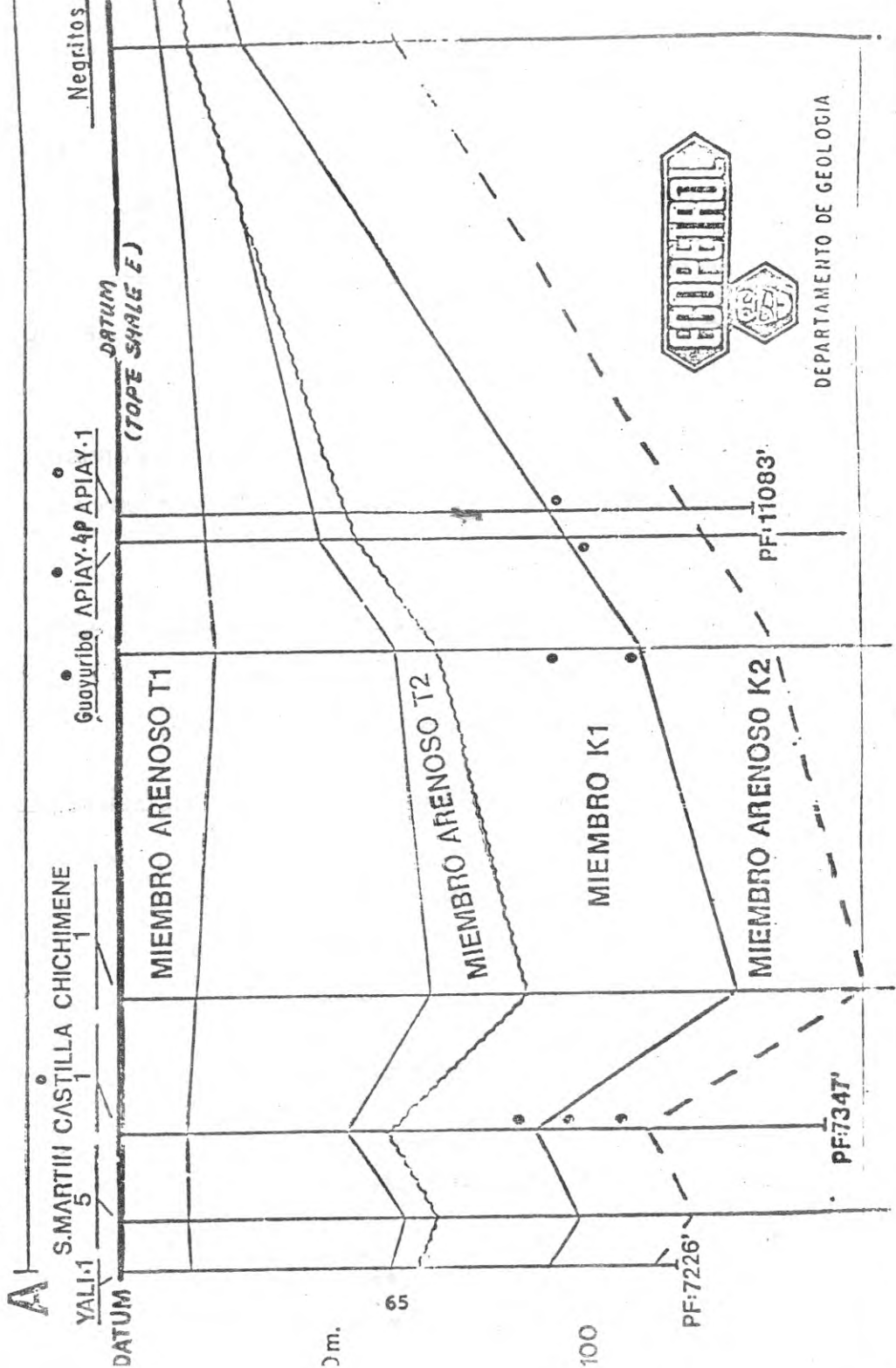
MIEMBRO - K1: O la unidad superior, consistente en una alternancia de lutitas negras y areniscas en estratos de 3 a 10 metros. Algunos de estos bancos de arenisca son acumulados comerciales de hidrocarburos, como en el pozo Guayuriba - 1.

TERCIARIO BASAL: Denominado operacionalmente por Ecopetrol como Miembro Arenoso T2, está constituido por una secuencia de areniscas basales que reposan discordantemente sobre la Formación Guadalupe. Se han observado acumulaciones de hidrocarburo pesado en esta unidad sedimentaria (Pozos Apiay y Guayuriba - 1).

SECCION ESTRATIGRAFICA

W ←

← E



A

S. MARTIN CASTILLA CHICHIMENE

YALI-1

Guayuribo APIAY-4P APIAY-1

Negritos

DATUM

DATUM

(TOPE SANGRE E)

MIEMBRO ARENOSO T1

MIEMBRO ARENOSO T2

MIEMBRO K1

MIEMBRO ARENOSO K2

0 m.

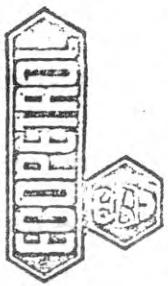
65

100

PF:7226'

PF:7347'

PF:11083'



DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA



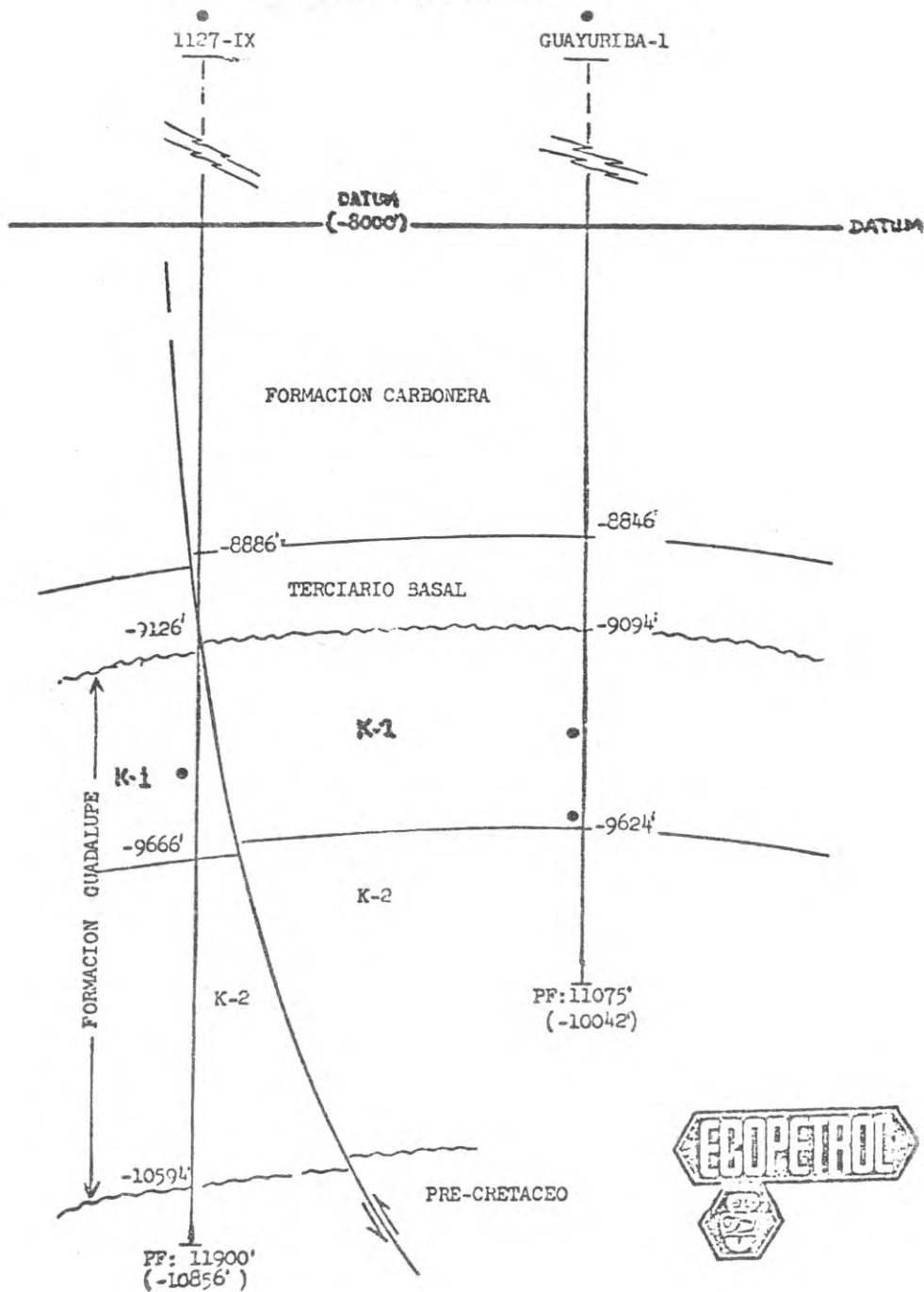
POZO GUAYURIBA -1

DEPARTAMENTO DE GEOLOGIA

1. ANTICLINAL DE 3 KM² APROX., D'E CIERRE ESTRUCTURAL.
2. EN 1972 SE PERFORO EL POZO 1127-IX EN LA PARTE BAJA DE LA ESTRUCTURA, CON PRODUCCION NO COMERCIAL EN SU EPOCA, PROVENIENTE DEL MIEMBRO K1.
3. EVALUACIONES POSTERIORES POR PARTE DE LA DIVISION DE EXPLORACION DE ECOPETROL, LLEVARON A LA UBICACION DEL PROSPECTO GUAYURIBA-1.
4. CON LA PERFORACION DEL POZO GUAYURIBA-1, SE EVALUO LA PARTE ALTA DE LA ESTRUCTURA Y LA CAPACIDAD ALMACENADORA DE LA FORMACION GUADALUPE.
5. SE OBTUVO DE PRUEBAS DE FORMACION EL SIGUIENTE RESULTADO:

<u>FORMACION</u>	<u>MIEMBRO</u>	<u>PROF.(PIES)</u>	<u>BOPD</u>	<u>° API</u>	<u>MMPCD</u>
GUADALUPE	K1	10.580	840	34	1.5'
GUADALUPE	K1	10.470	514	52	7.8

6. CON GUAYURIBA-1 SE COMPROBO EL POTENCIAL PETROLIFERO DEL BLOQUE APIAY - GUAYURIBA. -



6123 AGUA 2700
955 ACETE 100

99 P6
10100
10200
10300
10400
0500
P4
10600
P3
10700
10800
P1

514 EOPD
20 MM PSD

52 API
52 API

840 EOPD
15 MM PSD

34 API

AGUA 120 ppm cl

AGUA 130 ppm cl

DEPARTAMENTO
GEOLOGIA



EL PANORAMA DE NUEVOS PROYECTOS CARBONIFEROS EN COLOMBIA
Y SU IMPACTO EN EL BALANCE ENERGETICO NACIONAL

COMENTARIOS DEL DR. ENRIQUE DANIES R.,
PRESIDENTE DE CARBOCOL S.A.

AGEMPET, Medellín marzo 2/84

INTRODUCCION

Nos es muy placentero encontrarnos hoy aquí y poder exponerle a los Geólogos e Ingenieros del país, las perspectivas del desarrollo del Sector Carbonífero Nacional, perspectivas en las cuales su participación será decisiva para el éxito y consecución de los proyectos que pensamos desarrollar.

Es de todos conocido que el país ha cifrado buena parte de sus esperanzas en el carbón. Esto está reflejado en las metas que nos hemos planteado alcanzar durante este siglo, tanto a nivel de exportación como de consumo interno.

Dadas las tendencias del mercado internacional del carbón Térmico, estimamos que para el año 2000, Colombia deberá estar exportando cerca de 50 millones de toneladas. La sobresaliente calidad de nuestro carbón, su ubicación y los modernos sistemas de explotación diseñados, lo colocan en buena posición competitiva con el producido por otros proveedores a nivel internacional. En cuanto al mercado nacional esperamos alcanzar la meta de un consumo de 20 Mta., contra los 4.5 millones a los que llega la demanda interna actual.

Es claro que el logro de esta ambiciosa meta será el resultado de un esfuerzo concertado entre el Sector Público y el Privado. En lo que corresponde a CARBOCOL, estamos empeñados en un gran esfuerzo de mercadeo, técnico, profesional y agresivo, por medio del establecimiento de agencias en las distintas áreas del mundo, bajo nuestra coordinación.

A nivel interno, la meta que se ha trazado el país es la de convertir el sector carbón en un importante factor de desarrollo de la economía, generador de empleo, demanda de bienes de producción nacional, dinamizador de procesos productivos por efectos de demandas agregadas, fuentes de sustitución de combustibles en la industria y el sector eléctrico

que se orienten a liberar productos exportables y generar ahorros importantes en los costos de estos productos.

Cierto es, que el desarrollo del sector carbón a nivel interno y externo, tiene que estar en función directa con el comportamiento de la demanda. Por esto CARBOCOL se encuentra desarrollando estudios detallados de mercado, precios, costo de producción, endeudamiento externo y sus implicaciones, todo con el propósito de ajustar de manera racional el crecimiento del sector y velar permanentemente por el aprovechamiento óptimo de un recurso natural tan abundante y de excelente calidad. Estos análisis que requieren una actualización permanente, deberán permitirnos decidir en qué momento deben entrar en operación y explotación los nuevos proyectos que pensamos desarrollar.

Con estos niveles de producción, el desarrollo que tendrá el sector carbón en los próximos años se traducirá para la economía nacional en un conjunto de efectos entre los que se destacan: la generación de empleo, el desarrollo regional, la generación de divisas, la demanda por bienes de producción nacional y en un mediano plazo en obtención y desarrollo de nuevas aplicaciones y usos del carbón.

I. BALANZA DE PAGOS DEL SECTOR ENERGETICO

Desde luego una de las esperanzas del país es que el carbón contribuya a resolver uno de los problemas estructurales de nuestra economía como es el de la escasez de divisas, el cual se refleja en nuestra Balanza de Pagos. CARBOCOL, con el propósito de estimar el posible impacto que el carbón pueda tener en este campo ha realizado un ejercicio sobre la generación de divisas que se obtendrá de los proyectos carboníferos y su efecto, sobre la Balanza de Pagos Energética del País. Hemos analizado esta Balanza en lo que corresponde a fuel-oil, crudos y gasolina motor; el eléctrico en su forma hidrúca y térmica; y el carbón. Como fuentes se utilizaron los datos de Ecopetrol en el caso de los hidrocarburos. Planeación Nacional y el Estudio de Energía Eléctrica para el sector eléctrico y por supuesto CARBOCOL para el sector carbón.

El carbón se calculó tomando los proyectos que se han considerado prioritarios para la exportación. Las inversiones y los costos, se estimaron sobre la base de la mejor información disponible.

Como es de esperarse, el monto de las divisas dependerá de los precios internacionales del carbón, los cuales hemos calculado teniendo en cuenta las tendencias de corto y largo plazo del mercado. Se supuso además que todos los nuevos proyectos, fundamentalmente para exportación, se ejecutarán con participación extranjera en un 50% de la inversión y la parte nacional se financiará con deuda externa. Como es obvio son cifras sujetas a revisión permanente y así mismo ajustaremos progresivamente los estudios, los cuales variarán cuando se consideren algunas otras formas de contratación que no requieran lo mencionado anteriormente, o si se posibilita la reinversión de parte importante de los flujos de fondos disponibles de los proyectos.

Los resultados de la proyección de la Balanza de Pagos del

Carbón muestran su importante efecto como generador de divisas para el país. Se estima que para el año 2000 la generación neta sería del orden de US\$ 9.000 millones de dólares corrientes correspondientes a US\$ 3.300 millones de dólares de hoy. Aún cuando las exportaciones de El Cerrejón Zona Norte, principal proyecto en desarrollo, se inician a partir de 1985, la generación neta de divisas ha sido y seguirá siendo positiva, debido al ingreso de la inversión extranjera, en algo más de los US\$ 1.500 millones, además de los ingresos de los créditos de CARBOCOL por otro tanto. El pago de estos créditos será compensado por las exportaciones generadas por el proyecto, de tal forma que estimamos que el año de menor generación neta de divisas será 1986, cuando se tendrán US\$ 250 millones. A partir de ese entonces los ingresos netos ascenderán paulatinamente hasta llegar a US\$ 2.700 millones en el año 2000 que sumados al que generarían los otros proyectos carboníferos alcanzaríamos los US\$ 9.000 millones mencionados.

El sector eléctrico requiere para su crecimiento de una cantidad significativa de divisas. Para el año 1990 por ejemplo, esta cifra podría ser, de acuerdo con las estadísticas de Planeación Nacional y el Estudio Nacional de Energía, de 1.300 millones de dólares corrientes y para el año 2000 de 2.200, ya que se asume que en este período no se exportará energía.

En cuanto a los hidrocarburos la meta es alcanzar el autoabastecimiento en el mediano plazo. Hemos tomado los estimativos de Ecopetrol que pronostican que a principios de la próxima década el país no requerirá importaciones de hidrocarburos. Con este supuesto su Balanza de Pagos sólo tendrá saldos negativos importantes durante la década de los 80. En la década siguiente se tendría un equilibrio relativamente estable para los hidrocarburos.

La Balanza Neta de Energía resultante de la integración de lo anterior continuará siendo negativa hasta finales de la década. A partir de ese momento, 1990, el importante efecto del carbón logrará contrarrestar los efectos negativos del sector eléctrico y se tendría un balance positivo creciente con una generación de divisas netas para el año 2000 del orden de 2.600 millones de dólares.

En lo que al carbón se refiere, lo anterior refuerza nuestra opinión de que el país debe hacer un esfuerzo continuado y agresivo no solamente para exportar carbón, sino para aumentar

sustancialmente el consumo interno. De hacerlo así, este uso interno del carbón podría generar a su vez excedentes en algunos elementos exportables, como fuel-oil, para no mencionar la sustitución del gas en usos más nobles, con lo cual tendría mos pues un doble efecto positivo del incremento en el consumo interno del carbón.

La estrategia de comercialización externa se fortalecería desde luego con un sólido consumo en el país. Los principales países productores de carbón que serán a su vez la competencia de Colombia en el mercado externo, como Estados Unidos por ejemplo consume internamente del orden del 85% de su producción, Polonia el 80%, Sur Africa el 75% y Australia el 50%.

Somos un país con abundante carbón, sin embargo no tenemos un nivel de consumo acorde con nuestras reservas. Por ello, CARBOCOL investigará y promoverá programas tendientes a conseguir una mayor utilización de nuestro carbón principalmente en la industria y en el sector eléctrico.

Sobre este aspecto vale también la pena mencionar los programas en los cuales CARBOCOL está trabajando para posibles desarrollos de la industria carboquímica.

1. Programa de Caracterización de los Carbones, consistente en el establecimiento de normas y procedimientos que permitan conocer las características de los diferentes yacimientos carboníferos del país y consecuentemente definir sus posibles usos y las tecnologías asociadas con dichos usos.
2. Programa de Sustitución Directa, el cual comprende el diseño de un Plan que defina para los principales centros de consumo de combustibles, la mejor alternativa de sustitución.
3. Programa de Sustitución Indirecta, el cual hemos denominado de Carboquímica y Producción de Combustibles Sinéticos. Este programa tiene una gran proyección para el país, ya que se pueden reemplazar el gas, los combustibles derivados del petróleo y los productos generados por la industria petroquímica.

A través de estos nuevos usos se disminuirá no solamente la demanda sobre los hidrocarburos, sino que también se fortalecerá la minería del país, creando mejores condiciones en su

explotación y empleo, y se activará la ingeniería y el sector industrial, principalmente el metalmecánico, que podrá producir gran parte de los equipos requeridos.

En 1982 Colombia estaba consumiendo cerca de 4.5 millones de toneladas/año. El consumo de carbón Térmico, 61% corresponde al sector industrial, 33% al eléctrico. En cuanto a la generación eléctrica se refiere, la participación de las térmicas (gas/fuel-oil y carbón) fué el 33% del total.

Esta estructura de generación contrasta con la de los principales países productores de carbón, los ya citados, Estados Unidos, Polonia, Sur Africa y Australia, en los cuales más del 75% de la electricidad generada se obtiene con base en termoeléctricas.

Creemos que debe impulsarse una mayor participación de las térmicas a carbón en la generación eléctrica, no solo para darle una mayor confiabilidad al sistema, sino por otros efectos como tiempo de ejecución y costos que pensamos son inferiores, pero que en todo caso serán revisados con el sector eléctrico en su oportunidad.

II. PANORAMA DE LOS NUEVOS PROYECTOS

Ante lo anteriormente planteado es evidente que el país debe continuar la exploración sistemática y organizada que permita cuantificar volúmenes y definir la calidad de los yacimientos y la factibilidad de su explotación comercial.

Con excepción de la Zona de El Cerrejón y algunas regiones de Cundinamarca y Boyacá, el conocimiento de las reservas existentes y sus calidades es absolutamente deficiente. Esto se debe a que los Estudios Geológicos realizados han sido el resultado de necesidades conjunturales y no de un planeamiento en función del mercado.

Para el logro de las metas relacionadas con la producción para el abastecimiento tanto del mercado interno como externo, CARBOCOL, teniendo en cuenta dos criterios: el de la localización con relación a los posibles mercados y el de nivel de información geológica existente, ha establecido zonas prioritarias.

En primer lugar hemos venido realizando el estudio de factibilidad de Patilla, área ubicada al Norte de nuestra actual Zona Central del yacimiento de El Cerrejón. Este estudio pretende definir el posible proyecto minero a desarrollar allí y su integración con el anterior estudio de la Zona Central, tanto a nivel minero, como de infraestructura, instalaciones asociadas y alojamiento. El sector Patilla deberá ser capaz de producir entre 3.5 y 5.0 Mta. las cuales, unidas a la expansión prevista en Zona Central nos debe llevar a las 10 Mta. El aumento de la explotación nos debe llevar actualmente a 10 Mta. como producción de régimen.

En cuanto a zonas prioritarias hemos establecido desarrollar en un primer horizonte de planeación:

1. El Alto San Jorge en el departamento de Córdoba, y
2. La Loma-El Descanso en el departamento del Cesar

La Zona de la Loma ha sido objeto de interés por Charbonnages de France y Agip Carbone de Italia, con quienes hemos adelantado algunas conversaciones que permitan definir los marcos dentro de los cuales se podría adelantar el posible proyecto minero, cuya producción de régimen se estima del orden de 10 Mta. Conjuntamente hemos elaborado evaluaciones preliminares de la zona, la cual parece ser bastante promisoría y competitiva a nivel internacional.

Por la Zona del Alto San Jorge hemos iniciado la contratación de estudios de prefactibilidad que demuestren la existencia de reservas acorde con la posibilidad de extraer alrededor de 10 Mta. El objetivo de los estudios es realizar la exploración geológica de los yacimientos, evaluar geológicamente el yacimiento y sobre la base de lo anterior establecer la prefactibilidad técnico-económica.

Los estudios de prefactibilidad que se elaborarán en las zonas ya mencionadas consistirán básicamente de tres fases a saber:

- Geología de superficie, consistente en un análisis de la información existente, fotogeología y cartografía, geología, ejecución de trincheras, apiques y destapes y la consiguiente selección de las áreas más favorables para la ejecución de la fase siguiente del estudio.
- Perforaciones y evaluación del yacimiento, consistente en

la ejecución de perforaciones que permitan llevar el conocimiento de las reservas al nivel de "indicadas". Estas perforaciones serán corazonadas y rotatorias, hasta una profundidad aproximada del orden de 300 metros.

La evaluación comprenderá la elaboración de mapas del subsuelo, cortes geológicos, interpretación de los registros, correlaciones y cálculos de reservas.

- Prefactibilidad en sí, consistente en los prediseños de minería e infraestructura del posible proyecto, el análisis de parámetros hidrogeológicos y geotécnicos, la estimación de los posibles costos de inversión, los costos de operación y la evaluación financiera y económica del proyecto.

La duración total de los estudios se ha estimado del orden de 24 meses y serán desarrollados entre 1984 y 1985 mediante, como es de su conocimiento, Consorcios de firmas Colombianas del área de la Geología y la Minería con otras Empresas Colombianas o extranjeras de las diferentes ramas de la Ingeniería.

El costo de los estudios será financiado con recursos provenientes de un préstamo del Banco Mundial del orden de 8.1 millones de US\$ y con recursos de CARBOCOL por medio del Fondo Nacional del Carbón.

Los anteriores proyectos estarían orientados básicamente al abastecimiento del mercado externo. Para el mercado interno hemos venido trabajando en las siguientes fuentes:

- Cundinamarca - Boyacá, a través de un Convenio con la República Federal de Alemania se iniciaron en septiembre de 1981, trabajos de exploración y estudios de prefactibilidad de un proyecto en esta región, que pudiera abastecer futuras plantas térmicas en el área, y sustituya la quema de carbones Coquizantes por Términos. Este estudio de prefactibilidad estará concluido a finales de año.
- Valle - Cauca, CARBOCOL contrató con Procarbón de Occidente, la exploración y montaje de un proyecto carbonífero que permita resolver el problema de déficit en la región. Los estudios se iniciaron en noviembre de 1982 y actualmente se encuentra en la fase de perforaciones.

Además con el fin de garantizar el abastecimiento de nuevas térmicas CARBOCOL ha venido impulsando el desarrollo

de proyectos mineros, en diferentes áreas del país. Entre ellas en Norte de Santander con Carbonorte para la Térmica de Tasajero. En Boyacá y en Antioquia se han realizado estudios sobre posibilidades de abastecimiento para la ampliación de Termopaipa y la Térmica de Amagá.

Con el desarrollo de estos proyectos, la Ingeniería y la industria nacional, tendrán nuevas oportunidades, puesto que para CARBOCOL continuará siendo uno de los principales propósitos, el lograr una mayor participación nacional.

Si queremos entrar en el mercado internacional con las metas previstas debemos acometer las acciones que nos permitan iniciar licitaciones, construcción, montaje u operación de los proyectos tan pronto se requieran de acuerdo con las tendencias del mercado. Al lograr poner en marcha los proyectos antes mencionados, obtendremos unos ingresos de divisas apreciables y con los programas de sustitución y de carboquímica ahorraremos divisas para contribuir a un mejor desarrollo de la economía del país.

Muchas gracias.

**FUTURO DE LAS PLANTAS A BASE DEL CARBON
Y TERMoeLECTRICA DE AMAGA**

DOCTOR PEDRO JAVIER SOTO SIERRA

Gerente General de ISA

**Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA**

FUTURO DE LAS PLANTAS A BASE DEL CARBON

Y TERMoeLECTRICA DE AMAGA

En esta región, conformada por más de 20 municipios distribuidos de ambos lados del cañón del Cauca Medio, la vida transcurre al ritmo inalterado que han conocido generaciones de sus habitantes.

Ganadería, en las fértiles pendientes de tierras volcánicas de municipios como Venecia, Tarso, Jericó...

Café, en municipios como Fredonia, Concordia, Betulia...

Pesca en las aguas del Cauca como en Puente Iglesias del municipio de ... (Betulia)

Explotación de carbón en la zona de Amagá, Venecia, La Albania...

Actividad comercial y de servicio en poblados que, como Bolombolo, son cruces de camino...

Actividad industrial en trilladoras de café, fábricas de ladrillos, ingenios para el procesamiento de la panela...

Hombres y mujeres industriosos y trabajadores que ponen todos sus esfuerzos en obtener su sustento de la tierra y de los recursos naturales de esta hermosa región.

Sin embargo, bajo esta apacible y bucólica apariencia, son muchos los problemas y las necesidades insatisfechas...

En todas partes, el desempleo es el problema más grave.

La dependencia del monocultivo del café en ciertas zonas, y la dedicación de gran parte del territorio a la ganadería entre otras, son factores que limitan la creación de nuevos empleos

o sólo permiten ofrecer empleos estacionarios en épocas de cosecha.

Los jóvenes que vienen del campo a estudiar no retornan a él y no encuentran empleo ni oportunidad de recibir una formación técnica o universitaria en los poblados y cabeceras municipales.

Muchas veredas carecen de acueducto, alcantarillado y electricidad.

La falta de vías de penetración carreteables dificulta la comercialización de los productos agrícolas y mantiene parte de la población alejada de todas las comodidades modernas.

El problema del transporte recarga los costos de los productos y la diversificación de los cultivos se ha visto frenada por la falta de medios económicos para llevarla a cabo.

Hay déficit de viviendas; la atención a la salud es insuficiente; el índice de analfabetismo es elevado y las escuelas del sector rural son deficientes.

Para atender todas estas necesidades, los fondos de los municipios son totalmente insuficientes.

El desempleo se incrementa constantemente agudizado por la emigración rural a los cascos urbanos y afecta mayormente a la población juvenil; en ciertas zonas ha bajado la producción de café; el desarrollo económico parece estancado.

La minería del carbón está pasando por una situación quizás aún más difícil para los hombres que viven en ella.

En los últimos años ha bajado la demanda del mineral frente a la competencia de otros combustibles y se han desalentado las inversiones necesarias para mejorar la explotación de los recursos y las condiciones de trabajo.

Por ello siguen proliferando las pequeñas explotaciones artesanales desprovistas de medios y técnicas adecuadas, en las cuales los mineros trabajan en condiciones muy duras y de gran inseguridad, por sueldos muy bajos.

Contemplando el paisaje y todos los esfuerzos realizados aquí por el hombre para obtener su sustento de la tierra, pareciera

que ésta ya entregó todo lo que tenía para dar y que es poco lo que puede intentarse para encausar la región hacia un futuro más prometedor.

Sin embargo, a pesar de las apariencias, dos recursos naturales del suroeste de Antioquia son portadores de una inmensa esperanza para el futuro como fuentes de riqueza eléctrica: el agua y el carbón.

En muy poco tiempo, habrá trabajo y dinero donde antes había desempleo y escasez. Allí estará, para muchos, la oportunidad de su vida para romper el círculo vicioso de la pobreza. Esta oportunidad sólo se dará una vez a esta generación.

Dentro de los planes de desarrollo regional del actual gobierno, se definió la construcción de una central termoeléctrica de 150.000 kilovatios, que permitirá el aprovechamiento carbonífero de la cuenca Amagá - Venecia - La Albania y, por ende, la reactivación económica de esta zona.

La planta estará localizada a 4 kilómetros de Bolombolo en el municipio de Venecia, y a 40 kilómetros en línea recta al suroeste de Medellín.

Este aporte de potencia independiente de factores climatológicos, reforzará la confiabilidad del Sistema Interconectado ISA, el cual estará integrado para beneficio de otras regiones del país.

La Central requerirá 350.000 toneladas de carbón al año: un promedio de 1.000 toneladas diarias.

La Cuenca de Amagá - Venecia - La Albania produce actualmente de 650 a 750 mil toneladas de carbón al año; para atender las necesidades de la planta térmica de Amagá, deberá aumentar su producción en un 50%.

Se calcula que esta explotación adicional generará empleo directo para 700 a 1.000 personas, además de los empleos indirectos que demandarán las actividades conexas de la minería, tales como el transporte de carbón, la planta lavadora, la central de acopio, el suministro de insumos y la apertura de nuevas fuentes de trabajo.

Durante la construcción de la planta que durará tres años, se requerirán alrededor de 500 trabajadores; una vez en operación, la central proporcionará empleo estable a 130 personas.

Además de la generación de empleo, el proyecto hará indispensable el desarrollo de una nueva minería más tecnificada, con lo cual se abrirá la perspectiva de un gran desarrollo carbonífero en Antioquia.

La Central Térmica de Amagá es una gran oportunidad para la minería del carbón en esta región. Pero, al mismo tiempo es un reto a las pequeñas y medianas explotaciones, ya que deberán emprender el esfuerzo necesario para tecnificar y mecanizar sus explotaciones y aumentar sus niveles de eficiencia.

Del total de las minas el 77% son pequeñas, con producción hasta de 500 toneladas mensuales, contribuyendo con un 28% de la producción total; el 20% son medianas, con una producción hasta 5.000 toneladas mensuales, aportando el 27% de la producción y el 3% son minas grandes con producción mayor de 5.000 toneladas mensuales y un 45% de la producción total.

En Antioquia el desarrollo de la minería del carbón ha sido precaria; unas pocas minas cuentan con una organización relativamente tecnificada y a su lado un gran grupo de pequeños mineros, sin medios y técnicas adecuadas, crean una estructura de producción deficiente para responder a grandes incrementos de la demanda.

Para cubrir la demanda de 1'300.000 toneladas de carbón en 1988, año en el cual entrará en operación la Central Termoeléctrica de Amagá, con un consumo de 350.000 toneladas, y demandas esperadas de 1'400.000 toneladas en 1.990, 1'700.000 toneladas en 1.995 y 3'400.000 toneladas en el año 2.012, es conveniente crear una empresa comercializadora regional mixta, en la cual tendrían participación los mineros particulares, las distintas asociaciones y el gobierno a través de algunos de sus estamentos.

Las funciones de esta empresa serían entre otras las de prestar asistencia técnica a los mineros, garantizar recursos financieros para los programas de ensanche y tecnificación, propender por la comercialización a nivel nacional e internacional de los carbones explotados en la zona, garantizar el suministro de carbón a la termoeléctrica y en un futuro a la industria carboquímica y establecer precios acordes al nuevo

mercado del carbón, eliminando al intermediario y negociando directamente con el minero su cuota de producción.

Otras funciones de esta empresa serían las de establecer alcances y programas de estudios detallados de reservas, características del carbón, condiciones geológicas de la zona y por ende sistemas de explotación racional y rentables de estas. También el investigar sobre técnicas para el empleo del carbón en usos no convencionales y el estudiar los problemas ecológicos de las diferentes zonas mineras, a fin de determinar la modalidad adecuada desde el punto de vista ambiental para la explotación de los recursos.

Las perspectivas que ahora se presentan, permiten prever un cambio para la minería del carbón, como la expansión de la demanda por la utilización del carbón en generación de termoelectricidad, la sustitución de derivados del petróleo por combustibles derivados del carbón y eventualmente la explotación al mercado exterior.

En usos carboquímicos se utilizaría carbón para producir úrea, gas, carbón reactivo de pirólisis y un alquitrán de temperatura mediana; el consumo anual de una planta carboquímica típica que produzca por ejemplo 580.000 toneladas anuales de úrea es de 1.200.000 toneladas de carbón, lo que exigiría la implementación de una minería altamente mecanizada que debe ser la finalidad principal en la explotación futura, de la cuenca Amagá - Sopetrán.

A pesar de las pocas cifras que sobre reservas se poseen, pero con el futuro promisorio del carbón, se presenta como prioritario el estudiar el proyecto de la industria carboquímica garantizando, con la termoeléctrica, la continuidad del desarrollo de la minería del carbón en Antioquia e integrando a la economía nacional uno de nuestros más preciosos recursos "el carbón".

Si bien es cierto que Colombia tiene un gran potencial hidroeléctrico del orden de 96.000 MW, que está entre los primeros 10 del mundo, y con costos, muchos de ellos, que están entre los más económicos a nivel internacional, del cual sólo está en operación un 4% y un 10% en proceso de construcción, también lo es el que el país requiere considerar dentro de sus análisis, otras alternativas de generación, tanto desde el punto de vista técnico como a la luz de los intereses económicos y sociales del país.

Hasta el presente, dentro de los estudios de los planes de expansión, las alternativas de plantas térmicas que se han considerado, han estado acordes con el desarrollo tecnológico del país, la disponibilidad de recursos para generación de energía eléctrica y de la posibilidad de utilización de los diferentes combustibles para generación térmica, lo cual es fiel reflejo de la distribución de las plantas térmicas en el país.

La capacidad instalada efectiva actual en Colombia es de 5.330 MW, de los cuales el 30% es de origen térmico y el restante, hidráulico. El mayor desarrollo termoeléctrico en el país se ha presentado en el Sistema de la Costa Atlántica, con un 17% de la capacidad total del país, en donde toda la generación es termoeléctrica, sobre lo cual ha influido principalmente la baja disponibilidad para efectuar desarrollos hidroeléctricos dadas las condiciones topográficas de esta región. En el sistema Central, la mayor participación en proyectos térmicos corresponde al Nordeste, departamento de Boyacá, Norte de Santander y Santander, en donde están ubicados un 50% de los proyectos térmicos del Sistema Central, que tiene un 13% de la capacidad total del país representado en este tipo de proyectos. Sin embargo, con el advenimiento de la interconexión de todas las empresas eléctricas del país, se da la posibilidad para que los sistemas con una alta componente térmica puedan recibir los beneficios de la generación hidroeléctrica; de una parte, para aprovechar los sobrantes de energía hidráulica que pueden presentarse en algunas zonas del país para optimizar su operación y de otra, para poder obtener participaciones en proyectos hidroeléctricos que ejecuten otras empresas, principalmente a través de ISA, buscando de esta forma reducir sus costos de generación, así como por ejemplo, en el proyecto de San Carlos, que acaba de entrar en operación, en el que tienen participación todas las empresas del Sector y que es indudablemente uno de los más baratos del mundo.

Así mismo, a través del Sistema Interconectado, las plantas térmicas refuerzan al Sistema Total en épocas de sequía, incrementando por lo tanto, la firmeza del Sistema y para contribuir a suministrar en forma confiable la energía eléctrica a todas las regiones del país.

La participación de las plantas térmicas, dentro del programa de generación, es simplemente el resultado de los análisis técnico-económicos para determinar el plan de expansión que permita abastecer la demanda eléctrica en forma adecuada con la calidad y confiabilidad requeridas, para todo el Sistema Interconectado y regionalmente, y que represente el programa

de mínimo costo, buscando precisamente favorecer a los usuarios.

Este resultado es bastante lógico si se tiene en cuenta como ya se mencionaba antes que Colombia tiene recursos hidroeléctricos que son de los más baratos del mundo que se comparan muy favorablemente con el costo de los recursos termoeléctricos. Esto principalmente es debido a que en Colombia aún existen proyectos hidroeléctricos, cuyo costo de capital es del mismo orden o menor del costo de capital de las plantas térmicas, las cuales tienen el costo adicional del combustible necesario para su operación, que representa un valor significativo dentro del costo total de cada kilovatio-hora que se genere con la planta.

Como resultado de los análisis del plan de expansión que permanentemente efectúa el Sector Eléctrico, a través de ISA, se determina la componente termoeléctrica que el país requiere en el futuro, la cual va a depender del tipo, cantidad y calidad de proyectos disponibles y no será simplemente un número arbitrario o relación predeterminada, como se ha expresado en algunos foros. El hecho mismo de la interconexión eléctrica a nivel nacional que ha permitido la participación de todos los sistemas eléctricos en la generación hidroeléctrica, es el que ha traído como resultado que hacia el futuro cercano se prevea una disminución del porcentaje térmico en la capacidad instalada, precisamente tratando de buscar soluciones más económicas que permitan reducir costos.

Es indudable, tal como ha sucedido en muchos otros países en el mundo con recursos hidroeléctricos, que primero se desarrollen los proyectos que son más económicos para la atención de la demanda, con lo cual, las alternativas térmicas se van haciendo cada vez más competitivas con respecto a las plantas hidroeléctricas y el Sector Eléctrico es consciente de esta circunstancia, lo cual, aunado al reciente desarrollo carbonífero a gran escala que ha comenzado en el país, con los proyectos del Cerrejón y el impulso que se está dando en otras zonas del país, ha llevado a que el Sector Eléctrico realice estudios de factibilidad para grandes centrales térmicas de más de 500 MW, tal como el que adelanta actualmente Interconexión Eléctrica S.A., para la Costa Atlántica, con la firma Consultores Unidos, para posibles plantas termoeléctricas en las zonas de Alto San Jorge, Cerrejón y La Loma - La Jagua, buscando de esta forma una utilización más racional de estos recursos para generación de energía eléctrica. También otras empresas del Sector, como EEBB y CORELCA han adelantado estudios de este tipo.

La implementación y puesta en marcha de proyectos de esta magnitud, tanto desde el punto de vista del desarrollo de la planta, como de la explotación minera requerida, supone esquemas de desarrollo y de operación diferentes a los que ha estado acostumbrado el Sector Eléctrico, con lo cual actualmente también se adelanta el desarrollo de metodologías de evaluación apropiadas para garantizar una adecuada comparación de proyectos termoeléctricos con otros proyectos, al hacer el análisis de alternativas para el plan de expansión de generación del Sector Eléctrico Colombiano, tomando en cuenta no sólo los aspectos de la operación eléctrica propiamente, sino todos los impactos adicionales del proyecto, económicos, sociales y ambientales.

Es esta la forma como el Sector Eléctrico se viene preparando para afrontar el desarrollo de los grandes proyectos termoeléctricos, para cuando el Sistema Colombiano los requiera, sobre la base de sus ventajas técnicas y económicas.

Es común el que se hable de la importancia de los proyectos termoeléctricos cuando el país está en situaciones difíciles para atender la demanda, pero los verdaderos problemas del Sector Eléctrico Colombiano no giran en torno a la disyuntiva de proyectos hidroeléctricos o termoeléctricos; ambos modos de generación tienen características que les son inherentes desde luego, pero no es este precisamente el problema del Sector; se dice que es más firme la generación de los proyectos termoeléctricos, pero también los proyectos hidroeléctricos, aún siendo variable su hidrología, tienen una generación firme y es ésta la que se utiliza para planear la expansión del Sistema. No es que al efectuar los planes se confíe la atención de la demanda al capricho de las lluvias. La generación hidroeléctrica disponible por encima de la firme, se utiliza para optimizar la operación, reemplazando generaciones más costosas, disminuyendo los costos.

Los problemas del Sector Eléctrico son principalmente de orden financiero, así como también por las dificultades que se le han presentado en los trámites para financiación y contratación y en algunos casos, por inconvenientes de orden técnico. Muy a pesar de que el Sector Eléctrico efectúa sus planes periódicamente y con la debida antelación, los proyectos presentan atrasos debido a las causas antes mencionadas; el país no ha podido disponer oportunamente de los recursos financieros necesarios para cumplir sus planes y esto es válido tanto para proyectos hidroeléctricos como térmicos, pero en este último

caso, la operación en sí misma, es más costosa, por los combustibles y por lo tanto, supone mayores recursos, tal como se ha comprobado para los diferentes subsistemas eléctricos en Colombia.

Si los planes estuvieran a tiempo, como sucede en otros países del mundo, a pesar de que el Sistema es principalmente hidroeléctrico, no habría que preocuparse por las lluvias, porque se tendrían suficientes reservas en los embalses, pero con los atrasos que presentan los proyectos en su entrada en operación, es imposible que los programas se cumplan y puedan atenderse las demandas en forma confiable.

Desafortunadamente, la ocurrencia de los atrasos en la entrada de proyectos, se ha vuelto muy común en Colombia y ha llevado a crear un ambiente de desconfianza, tanto en la opinión general como en las instituciones del Sector, por lo cual, el Gobierno, consciente de esta situación, ha buscado dar un refuerzo adicional para la atención de la demanda autorizando la construcción de las centrales térmicas a las que nos referíamos al comienzo, entre ellas, la de Termoamagá, que prioritariamente servirá para el desarrollo carbonífero del suroeste antioqueño, para impulsar a la industria y como base para los futuros desarrollos carboquímicos.

ASISTENTES

NOMBRE

JAIME AGUIRRE C.
 MANUEL ALVAREZ
 BERNARDO ALZATE
 CARLOS ALBERTO ANGEL
 CARLOS JAVIER ARANGO T.
 PATRICIA ARANGO G.
 ANIBAL ARBELAEZ J.
 CARLOS ARBOLEDA OTALORA
 CARLOS ARRUBLA OCAMPO
 FABIO BERNAL B.
 JORGE BERNAL
 PIERRE BERTE
 FRANCISCO JOSE BETANCUR TOBON
 PEDRO FABIO BETANCUR TOLEDO
 JEAN BOTTAGISIO
 GONZALO BUENO CORDOBA
 ARMAND CALABUIG
 LUIS EDUARDO CARMONA
 JUAN F. CASTAÑO C.
 WILLIAM CASTRO M.
 ALVARO CORREA ARROYAVE
 FLAVIO CORREA
 JAIME A. CRUZ B.
 LUCIO F. DIAZ R.
 ALEJANDRO DELGADO TRILLOS
 ANA ISABEL DIEZ DE LEYVA
 TIBERIO ESCOBAR R.
 ALVARO J. ESTRADA M.
 HUMBERTO ESTRADA A.
 NICANOR FONTALVO R.

EMPRESA

FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 SIMINERA S.A.
 GEOMINAS
 INTERCOL
 INTERCONEXION ELECTRICA S.A.
 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 INGEOMINAS
 ACUANTIOQUIA
 EDA
 CEMENTOS DIAMANTE
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 TEXAS PETROLEUM COMPANY
 EMPRESAS DEPARTAMENTALES DE A.
 SOCIETE GENERALE
 ASESOR
 CHARBONNAGES DE FRANCE
 AMAGA
 ISA
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 ISA
 CEMENTOS DIAMANTE
 IDEA
 ISA - MINMINAS
 GEOMINAS
 PEDRO ESTRADA Y CIA.
 SAN RAFAEL (ANTIOQUIA)
 CARBONES DEL CARIBE

NOMBRE

GUILLERMO GAVIRIA E.
 HERNAN GARCES G.
 JAIME GOMEZ G.
 EDUARDO GOMEZ REYES
 HUMBERTO GONZALEZ
 PATRICIA JUM M.
 ALVARO AUGUSTO LOBO
 JOAQUIN LONDOÑO GIL
 JOSE HILARIO LOPEZ A.
 ALBERTO LEON MEJIA Z.
 IGNACION MOLINA GIRALDO
 JOHEL MORENO S.
 DARIO MOSQUERA TORRES
 ABEL NARANJO A.
 MARIA ELSY OCHOA MOLANO
 GUSTAVO OROZCO C.
 ALONSO PALACIOS BOTERO
 MAURICIO PANESSO S.
 GUSTAVO PATIÑO
 DANIEL PEÑATE OLACIREGUI
 RAMIRO PEREZ PALACIO
 JUAN FERNANDO PEREZ P.
 CARLOS POSADA POSADA
 JORGE HERNAN POSADA URIBE
 RODRIGO QUINTERO D.
 MIGUEL RAMIREZ
 PEDRO F. RAMIREZ C.
 LAUREANO RENDON R.
 ERNESTO REYES PARDO
 CARLOS A. ROMERO H.
 CARLOS ESTEBAN SANTAMARIA BOTERO
 MIGUEL ANGEL SIERRA B.
 MAURICIO TORO CAMPUZANO

EMPRESA

MINAS EL ROBLE LTDA.
 MAPRICOL LTDA.
 TECNIVENTAS - INGMAT
 INTEGRAL LTDA.
 INGEOMINAS
 CARBOCOL
 PLANEACION DEPARTAMENTAL
 ASOCIACION COLOMBIANA DE MINEROS
 INTEGRAL LTDA.
 SIMESA
 EDIFICOL
 SAI
 INGEOMINAS
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 EMPRESAS DEPARTAMENTALES DE ANTIOQUIA
 EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN
 ISA
 IFI
 MINISTERIO DE MINAS
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 ASOCIACION COLOMBIANA DE MINEROS
 CARBONES DE URABA LTDA.
 SERVIMINAS
 PROCARBON S.A.
 INTERCOL
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS
 EDA
 ISA
 CARBONES DEL CARIBE
 COMPAÑIA DE CEMENTO ARGOS S.A.
 FACULTAD NACIONAL DE MINAS

NOMBRE

JAIME TORO GOMEZ.
GABRIEL TRUJILLO
DARIO VALENCIA CARO
ELKIN VARGAS PIMIENTO
RODRIGO VELASQUEZ V.
LUIS DIEGO VELEZ G.
ERNESTO VILLARREAL
JOHN VILLEGAS MEJIA
CARMEN HELENA ZAPATA S.

EMPRESA

DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
HOCOL
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
ISA
EAFIT
INSTITUTO DE ASUNTOS NUCLEARES
PARTICULAR
FACULTAD NACIONAL DE MINAS

2250

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

VOT

ve

INSTITUTO NACIONAL DE MINAS
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
MUSEO
INSTITUTO NACIONAL DE MINAS
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
MUSEO
INSTITUTO NACIONAL DE MINAS
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
MUSEO
INSTITUTO NACIONAL DE MINAS
FACULTAD NACIONAL DE MINAS
MUSEO

JUAN TORO LÓPEZ
GABRIEL TRUJILLO
DARÍO VALCÁRCEL GARCÍA
ELIENI VARGAS RIVERA
RODRIGO VELAZQUEZ
LUIS OTORO VIELLA
ERNESTO VILLARREAL
JOHN VILLEGAS MORALES
CARMEN HELENA ESPARTEACUO

DARÍO PEREZ
ADEL MARQUEZ A.
MARIA ELSY BORG RAFAEL
GUSTAVO ORTIZ C.
ALONSO PALACIOS BOTOERO
ERNESTO PARRISO S.

RODRIGO QUINTERO G.
RODOLFO RAMIREZ
PEDRO F. RAMIREZ C.
LAUREANO RENDON R.
ERNESTO RUIZ PAJON
CARLOS A. RIVERA H.
CARLOS ESTEBAN SANTAMARIA B.
MIGUEL TORO ALVARO S.
MARIANO TORO CAMPESANO

2250

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01000254

BIBLIOTECA

PROPIEDAD
Sección Documentación
y Divulgación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

Foro nacional sobre recursos
minerales energéticos

338.209861
F727f Ej. 1



SERVIMINAS LTDA

Contribuye al desarrollo del país sirviéndole a su empresa

COPISERVICIO