

olade

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA Secretaría Permanente

BOLETIN ENERGETICO Nº 1.- ENERO-MARZO 1977



OLADE
CENTRO DE DOCUMENTACION

ORGANO DE DIVULGACION TECNICA
DEPARTAMENTO
DE INFORMACION Y ESTADISTICA

ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA

OLADE

BOLETIN ENERGETICO

ENERO - MARZO 1977

CONTENIDO

- LA REFINACION EN EL CARIBE
Agustín González 1 - 11
- PROBLEMAS EN LA OPERACION DE
LOS POZOS GEOTERMICOS DE CERRO
PRIETO.
Jorge Guíza Lambari 13 - 22
- RECURSOS CARBONIFEROS DE
VENEZUELA.
Alirio Bellizia G. 23 - 30
- CARBONES COLOMBIANOS
Tiberio Escobar Restrepo 31 - 46
- LA INTEGRACION ENERGETICA EN
AMERICA LATINA
María Elena Corrales
William Larralde Páez 47 - 54
- LA INFORMATICA: IMPLEMENTA-
CION Y DESARROLLO EN VENEZUE-
LA.
Dionisio A. Zozaya Figuera 55 - 70
- LISTA DE COORDINADORES DE OLA-
DE 71 - 74
- LOS PROGRAMAS DE APROVECHA-
MIENTO HIDROELECTRICO 75 - 79

Informe emanado de la Secretaria Ejecutiva del Consejo Nacional de la Energía.

CARLOS MIRANDA PACHECO
SECRETARIO EJECUTIVO
SECRETARIA PERMANENTE
DEPARTAMENTO DE INFORMACION Y
ESTADISTICA

MANUEL MEJIA CALDERON
TECNICO DE INFORMACION

MARIA BAÑADOS CONTADOR
ASISTENTE DE INFORMACION

DIANA CEVALLOS MONCAYO
SECRETARIA

PRESENTACION

Conforme a la declaración de su Carta Fundamental, la Organización Latinoamericana de Energía tiende a crear las bases de un sistema de comunicaciones y flujo de información permanentes entre sus Estados Miembros, sobre principios de cooperación, coordinación y asesoría regionales.

Una herramienta de estos fines lo constituye el Programa de Publicaciones Periódicas que, por determinación de la VII Reunión de Ministros, la Secretaría Permanente de la OLADE ha puesto en marcha a través de su Departamento de Información y Estadística.

La presente edición del Boletín Energético - concebido como órgano de divulgación técnica - acredita una tribuna que, mediante un contenido multitemático de información y análisis, ofrezca una visión integracionista técnico - política del acontecer energético regional en sus diferentes rubros.

El temario de esta primera edición intenta traducir la tarea propuesta al reproducir las colaboraciones de destacados expertos en materia de real trascendencia e interés para toda el Area. Desde una perspectiva nacional, dichos temas apuntan hacia una proyección integracionista en las ideas, programas y experiencias regionales expuestas. Así mismo, se han incluido algunos artículos relacionados con la actividad programática de la OLADE, a manera de difusión y compromiso de su política energética institucional frente a sus Estados Miembros.

Confiamos que las iniciativas de coordinación y otras que se aprecien en esta primera edición, podrán superarse con la colaboración y respaldo de toda la comunidad latinoamericana, a quien dedicamos este esfuerzo de difusión técnica.

Los artículos firmados son responsabilidad exclusiva de sus autores y no reflejan necesariamente la posición oficial de la OLADE.

LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

OLADE

ENERGY BULLETIN

JANUARY - MARCH 1977

CONTENTS:

- REFINING IN THE CARIBBEAN
Agustín González 1 - 11

- OPERATIONAL PROBLEMS ON
THE GEOTHERMIC WELLS AT
CERRO PRIETO
Jorge Guiza Lambari 13 - 22

- CARBONIFEROUS RESOURCES
OF VENEZUELA
Alirio Bellizia G. 23 - 30

- COAL IN COLOMBIA
Tiberio Escobar Restrepo 31 - 46

- ENERGY INTEGRATION IN
LATIN AMERICA
María Elena Corrales
William Larralde Páez 47 - 54

- THE MASS MEDIA: IMPL-
EMENTATION AND DEVELOP-
MENT IN VENEZUELA
Dionisio A. Zozaya Figuera 55 - 70

- LIST OF OLADE'S COORDI-
NATORS 71 - 74

- THE HYDROELECTRIC UTILI-
ZATION PROGRAMS

Report from the Executive
Secretariat of the National
Energy Council 75 - 79

FOREWORD

In accordance with the declaration of its Constitution Agreement, the Latin American Energy Organization tends to create the basis of a communication system for a permanent supply of information among its Member States based upon principles of cooperation, coordination and regional assistance.

A tool to attain these purposes is the Program of Periodic Publications which, as determined in the VII Meeting of Ministers, the Permanent Secretariat of OLADE has put into effect, through its Statistics and Information Department.

This Energy Bulletin issue - conceived as a board for technical publications - provides a tribune, which through its multithematic contents of information and analysis, may offer a technical - political vision of integration of happenings in the regional energy field.

The agenda on this first issue tries to translate the proposed task of publishing the collaboration of experts in subjects of real importance and interest for the whole Area. From a national scope, those subjects are directed toward an integration scheme on ideas, programs and regional experiences. Some articles are also related with the programme activity of OLADE, as a source of information and commitment of its institutional energy policy in front of its Member States.

We trust that initiative of coordination and others, be appreciated in this first issue to be improved with the collaboration and support of all the Latin American community, to which we dedicate this effort of technical divulgation.

PERMANENT SECRETARIAT

CARLOS MIRANDA PACHECO
EXECUTIVE SECRETARY

INFORMATION AND STATISTICS DE- PARTMENT.

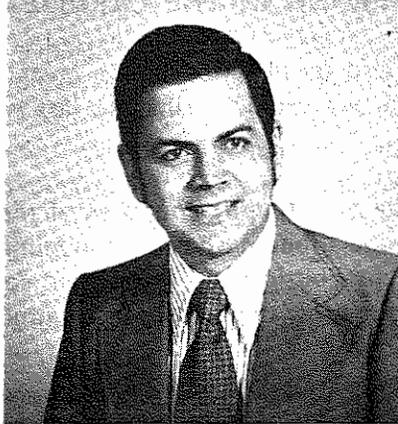
MANUEL MEJIA CALDERON
INFORMATION OFFICER

MARIA BAÑADOS CONTADOR
INFORMATION ASSISTANT

DIANA CEVALLOS MONCAYO
SECRETARY

The articles published are of the sole responsibility of the subscribers and do not reflect necessarily the official position of The Latin American Energy Organization (OLADE).

LA REFINACION EN EL CARIBE



AGUSTIN GONZALEZ

ASESOR EN LA OFICINA DE LA FAJA PETROLIFERA DEL ORINOCO, MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS, VENEZUELA.

Ing. Químico (1962)

Ph. D. - Texas

A & M University (1969)

Ex Director de la División de Refinación del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Director de la Escuela de Química de la Universidad de Carabobo.

Miembro del Colegio de Ingenieros de Venezuela.

Miembro de la Sociedad Venezolana de Ingenieros Químicos.

Miembro del American Institute of Chemical Engineers.

REFINING IN THE CARIBBEAN

The Caribbean refining has also participated in the great growth achieved by the industry during the last four decades until converted, during the last two, in the greatest world refining center for exportation.

The refineries installed in the surrounding countries of the Caribbean Sea are over 40, and their process capacities run from one thousand barrels as a minimum, to more than 700 thousand barrels per day. Chart I shows the distribution of refineries per country and their capacity of primary separation, their conversion processes, the hydrogen treatments, the vacuum distillation and other minor processes.

From the refineries showed in Chart I only ten can be identified as basically oriented for exportation. The others can be considered as directed to satisfy local needs of products.

REFINING SCHEMES

Charts II and III show the refining schemes typical of the bigger exportation refineries in the Caribbean, while Chart IV shows one refinery in the United States. As can be observed, the main objective of the northamerican refineries is to obtain high yields of gasoline and diesels.

Chart 2 shows the utilization of the installed capacity in the bigger refining center for exportation. The total volumes of exported residues to the United States during 1975 and the percentage that these exportations represent of residues over the total of refined crude by the refineries.

THE FUTURE

Notwithstanding their problems and common objectives, the exportation refineries in the Caribbean have not looked until now for the integration, by means of rationalize their operations, prevent seasonal fluctuations and even balance its crude quotes where exists obvious possibilities for improvement.

LA REFINACION EN EL CARIBE

DE QUE SE TRATA:

En el dinámico mundo de la industria más importante de nuestros tiempos un período de cuatro décadas puede cubrir toda la historia petrolera de muchos productores importantes. La refinación en El Caribe participó del crecimiento arrollador de la industria en esas cuatro décadas, y se agigantó en las dos últimas para convertirse en el gran centro mundial de refinación para la exportación.

Aunque en el ámbito petrolero mundial al hacer mención a la refinación en El Caribe implícitamente se hace referencia a la existencia de una decena de refinerías de gran capacidad de procesamiento, las refinerías instaladas en los países que circundan el mar Caribe pasan de cuarenta, y sus capacidades de procesamientos van de unos escasos mil barriles por día, a más de setecientos mil barriles por día. El gráfico No. 1 muestra la región de El Caribe, y el cuadro No. 1 muestra la distribución de refinerías por países. El cuadro No. 1, indica también la capacidad de separación primaria de estas refinerías, la capacidad de los procesos de conversión, la capacidad de tratamiento con hidrógeno, y la capacidad de destilación al vacío y otros procesos menores (2). La importancia de estos datos se discutirá más adelante.

Nótese que no se ha indicado a México en el cuadro No. 1, ya que este país no es comúnmente considerado como partícipe en El Caribe, sin embargo, a mediano plazo este país está llamado a jugar un papel de importancia de el movimiento de productores petroleros en la región bajo consideración.

Aunque no es evidente en el cuadro No. 1, de las refinerías indicadas sólo unas diez deben identificarse como orientadas básicamente a la exportación, mientras que el res-

to queden considerarse como orientadas principalmente a satisfacer necesidades locales de productos.

POR QUE TANTAS REFINERIAS:

De los datos mostrados en el cuadro No. 1 y del conocimiento de la región, pueden derivarse una serie de interrogantes acerca de cómo es posible tal distribución de refinerías y capacidades de refinación, y de los motivos que justifican tal situación. Sin ánimo de entrar en detalles ni hacer señalamientos individuales, tal vez pueda justificarse la existencia de una gran capacidad de refinación en Venezuela por ser este país un gran productor petrolero, así como parece obvia la existencia de una gran industria de refinación en México atribuible a la necesidad de cubrir su propio consumo en particular cuando el crudo a refinar se produce en el país.

Más interesante es buscar razones comunes para la existencia del resto de las refinerías, grandes y pequeñas. Un análisis de los motivos que justifican la existencia de las grandes refinerías, siempre nos conducirá a concluir que las legislaciones petroleras de los Estados Unidos han jugado un papel determinante, de ahí que las operaciones y rentabilidades de las mismas siempre estén sujetas o por lo menos muy influídas, por dichas legislaciones. Mientras que las pequeñas refinerías dirigidas a suplir el consumo interno de los países del área, aunque poco rentables, desde un punto de vista de economía de escala, y aunque algunas pudieron haber sido justificadas en base a ahorros de transporte, parecen tener en común que su existencia haya sido influenciada por el deseo de los gobernantes de los distintos países, de crear elementos de infraestructura que contribuyan en el desarrollo económico de sus pueblos.

OBJETIVOS:

El problema que se plantea es el de tratar de identificar objetivos comunes a los distintos entes envueltos que puedan contribuir a racionalizar las operaciones del conjunto. Lamentablemente en lo referente a tal fin, al analizar los objetivos de las refinerías para suministros locales de las pequeñas naciones en vías de desarrollo, rápidamente concluiremos que la refinación como elemento básico de infraestructura industrial, tendrá que ser concebido como elemento a optimizar dentro de la estrategia de desarrollo de cada país y que por lo tanto no será a mediano plazo un elemento sujeto a estrategias multinacionales.

En lo concerniente a las grandes refinerías de exportación a países con gran capacidad de refinación para la exportación como es el caso de Venezuela, nos encontramos con una situación enteramente distinta a la anterior, ya que un objetivo común está en lograr operaciones rentables a través de suministros a su gran cliente, los Estados Unidos de Norte América. Sin embargo, esta gran industria tiene características muy particulares, derivadas fundamentalmente de la razón misma que determinó su existencia, las legislaciones petroleras internas de Estados Unidos.

LOS ESQUEMAS DE REFINACION:

Los gráficos II y III muestran los esquemas de refinación típicos de las grandes refinerías de exportación de El Caribe, mientras que en gráfico No. IV muestra un esquema típico de refinerías Estadounidenses. La diferencia de complejidad entre el esquema del gráfico No. IV o cualquier otro esquema equivalente, y los gráficos II y III, se debe a que en las refinerías Estadounidenses el objetivo principal es la obtención de altos rendimientos de gasolina y diesels, para la cual se hace necesario "convertir" productos pesados (resi-

duales) a gasolina y diesels mediante combinación de procesos de descomposición catalítica, desasfaltado, coquificación, hidrodescomposición, etc.

Los gráficos II y III muestran los esquemas básicos de las refinerías de exportación de El Caribe, aunque algunas de ellas posean en pequeñas escalas otros procesos que generalmente sirven para suplir necesidades locales tal como se puede inferir del cuadro No. 1. En esas refinerías el principal renglón lo constituyen los combustibles residuales que necesita su común cliente, los Estados Unidos, para la generación de potencia. Tal esquema es producto de que las refinerías Estadounidenses utilizan sus propios residuales como materia prima para los procesos de conversión que generan gasolinas y diesels, y de que legislaciones internas de los Estados Unidos crean una gran desventaja a la importación de gasolinas o diesels, desde otras regiones del mundo.

El cuadro No. 2, muestra la utilización de la capacidad instalada en los grandes centros de refinación para la exportación, los volúmenes totales de residuales exportados a los Estados Unidos durante 1975 por las mismas refinerías y también se indica el porcentaje que representan estas exportaciones de residual sobre el total de crudo refinado por las mismas.

Lo indicado en los párrafos anteriores con respecto a los residuales, no es necesariamente una situación de desventaja. Sin embargo, bajo las actuales condiciones de mercado, los precios de los crudos mantienen patrones firmes de comportamiento, mientras que los precios de las naftas y los combustibles residuales, particularmente en El Caribe, son fluctuantes por razones varias entre las cuales destacan aquellas de índole estacional. Tomando en cuenta que los residuales en general se venden a precios inferiores a los de los crudos que

los generan, una refinería que opere con estos esquemas será de baja rentabilidad. Estos factores hacen que aunque la refinación en El Caribe sea el gran centro mundial de exportación, su operación sea inherentemente inestable lo cual ha dificultado establecer su planificación a largo plazo.

EL FUTURO:

En este dinámico mundo petrolero, pleno de asociaciones y carteles, teniendo la refinación de El Caribe problemas y objetivos comunes, es extraño que los refinadores de exportación no hayan tenido mayor acercamiento para discutir sus problemas y tal vez implementar algunas medidas tendientes a racionalizar sus operaciones, tales como evitar las fluctuaciones estacionales y hasta balancear sus dietas de crudo donde existen obvias posibilidades de mejoría, tal es el caso de Venezuela, refinador de crudos propios de bajo contenido de nafta y enfrentándose a la posibilidad de deficiencias de este producto, y el de los refinadores de crudos livianos Arabes y Negerianos, con capacidad para colocar altos volúmenes de residuales, pero con dificultades para

colocar a buen precio las naftas procedentes de los crudos antes mencionados.

Independientemente a lo anterior, el futuro a largo plazo de las grandes refinerías de El Caribe parece algo incierto, ya que las nuevas legislaciones de Estadounidenses en materia petrolera favorecen la instalación de Refinerías en ese país, y de acuerdo al Plan Independencia los residuales que producen son el principal objeto de sustitución por los proyectos nucleares y de otras fuentes de energía. Sin embargo, a corto y mediano plazo, la refinación en El Caribe parece tener asegurada su existencia como suplidor de combustibles residuales a Estados Unidos, prueba de ello ha sido la franca recuperación experimentada por los mercados petroleros durante 1976.

REFERENCIAS:

- 1.- Información facilitada por la División de Refinación del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
- 2.- The Oil & Gas Journal, Diciembre de 1975.

CUADRO No. 1
REFINERIAS DEL CARIBE
(Capacidades en Barriles/día Calendario)

L U G A R	No. DE REFINERIAS	DESTILACION DE CRUDO	CONVERSION	HIDROTRATAMIENTO	DEST. VACIO Y OTROS
Antigua	1	16.000	-	5.000	4.100
Aruba-Curacao	2	849.000 ✓	39.000	395.000	248.000
Bahamas	1	500.000 ✓	-	60.000	94.000
Barbados	1	3.000 -	-	-	400
Colombia	6	171.500 ✓	54.000	6.000	106.800
Costa Rica	1	8.000	-	3.500	2.400
C u b a	3	121.970 ✓	14.570	18.600	42.515
Guatemala	2	25.000	-	8.000	6.000
Honduras	1	14.000	-	4.800	1.800
Islas Vírgenes	1	728.000 ✓	-	150.000	220.000
Jamaica	1	32.600	-	18.900	5.360
Martinica	1	10.400	-	6.800	2.500
Nicaragua	1	13.200	-	10.600	5.300
Panamá	1	100.000 ✓	-	30.000	26.500
República Dominicana	2	48.000	-	20.000	-
Puerto Rico	3	283.800	47.800	124.400	204.900
Trinidad-Tobago	2	461.000	26.500	147.000	229.150
Venezuela	12	1.444.870 ✓	42.860	304.800	582.153
TOTAL:	42	4.830.340	224.730	1.313.400	1.781.878

CUADRO No. 2

REFINERIAS DE EXPORTACION DEL CARIBE

Estadísticas Varias, Año 1975

	Utilización de la Capacidad Insta- lada. %	Exportación de Residuales a U.S.A.		
		Menos de 1% de S. MBLS	Más de 1% de S MBLS	% Sobre Crudo Procesado
Aruba - Curacao	66	48.563	44.487	46
Bahamas	40	33.530	10.479	60
Islas Vírgenes	76	59.776	20.730	40
Trinidad-Tobago	77	17.006	10.447	21
Venezuela	60	19.716	65.567	27
TOTALES	63	178.591	151.710	36



GRAFICO No. II REFINERIA CON DESTILACION ATMOSFERICA

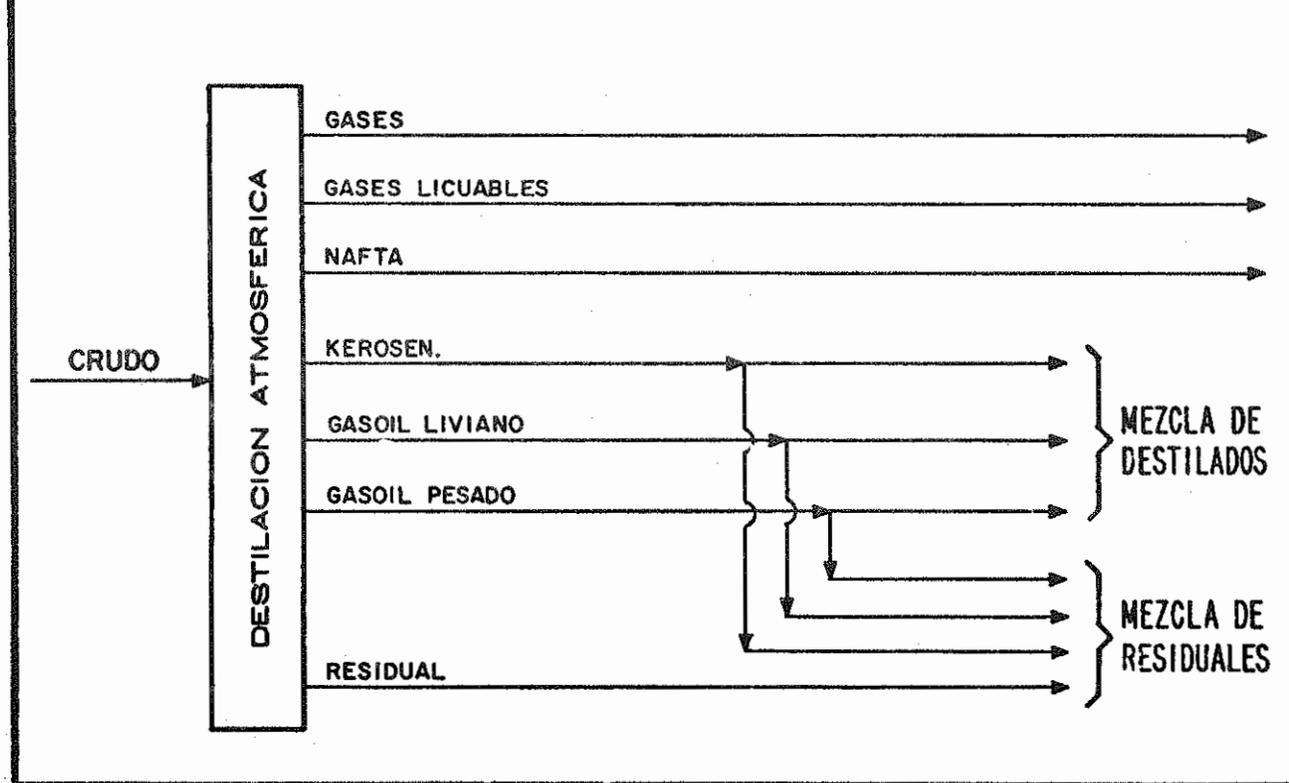


GRAFICO No. III

REFINERIA CON DESTILACION ATMOSFERICA Y DESULFURIZACION

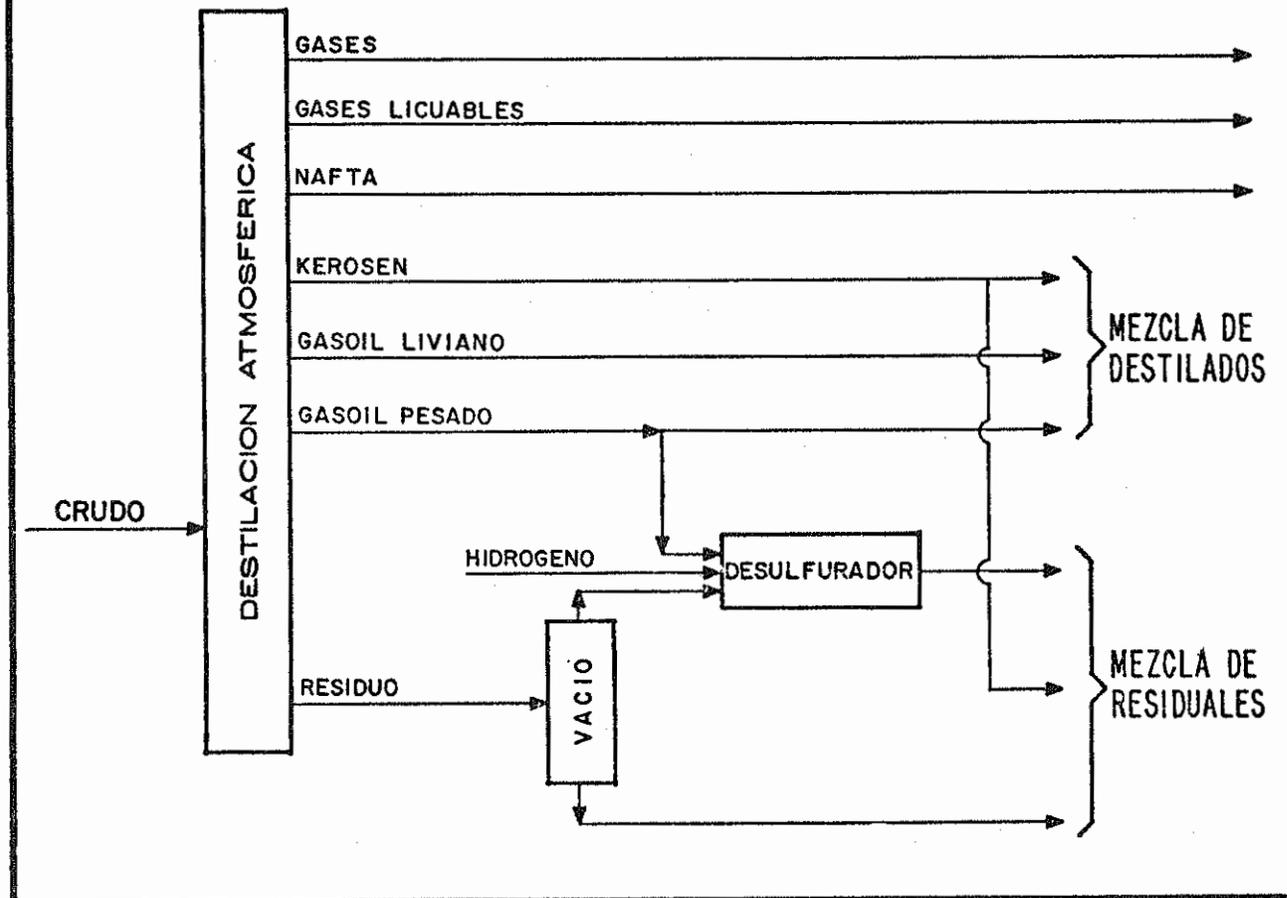
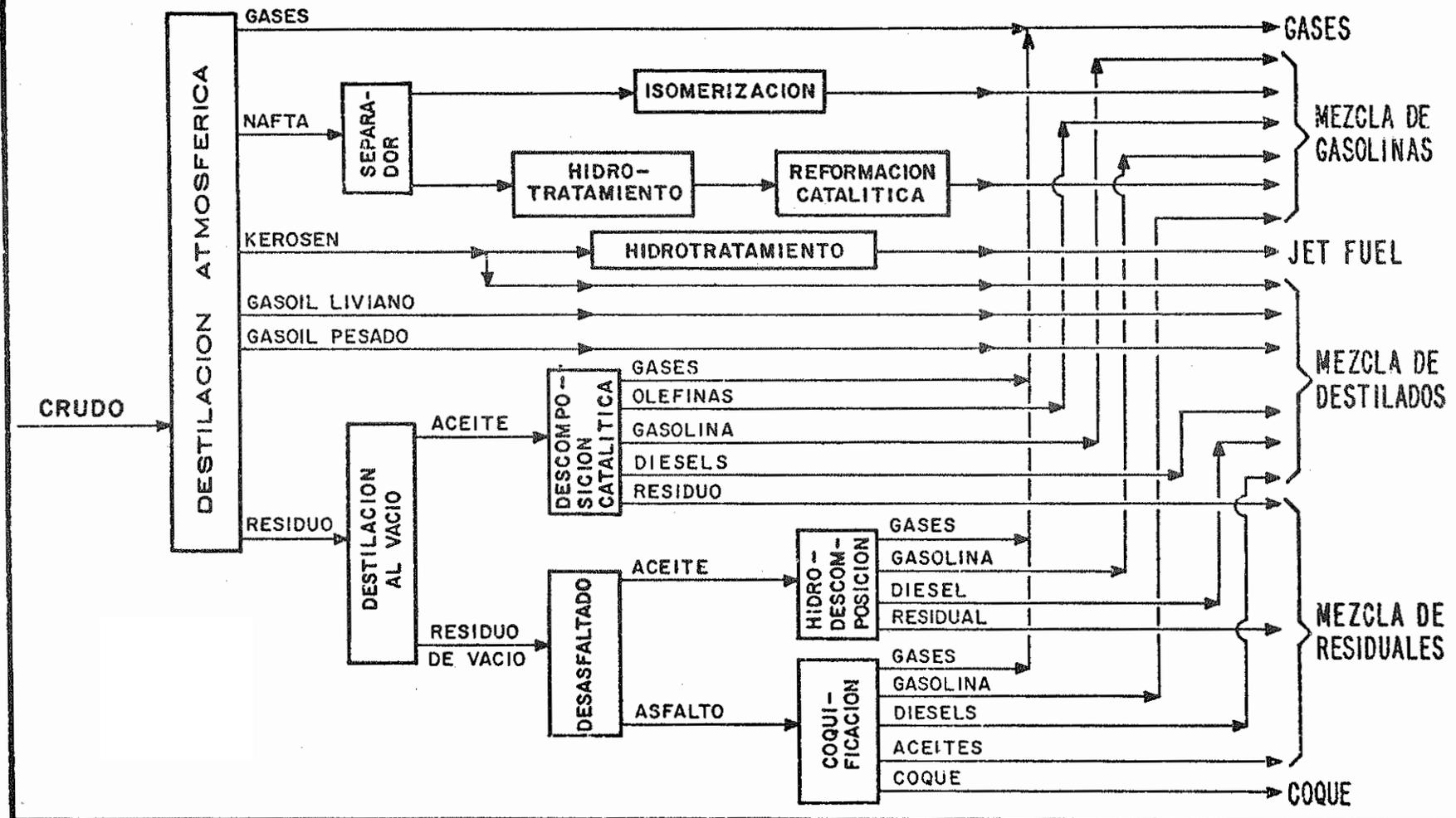


GRAFICO No. IV REFINERIA COMPLEJA



PROBLEMAS EN LA OPERACION DE LOS POZOS GEOTERMICOS DE CERRO PRIETO

OPERATIONAL PROBLEMS ON THE GEOTHERMIC WELLS AT CERRO PRIETO

SUMMARY

From the thirty - two geothermic deep wells drilled at Cerro Prieto, Baja California, Mexico, only two have not detected hot spots. At the present time, sixteen of these wells are connected to provide steam to the geothermic-electric plant with 75.000 KW capacity, inaugurated in 1973 and being in operation ever since.

The main problems encountered are:

incrustations of the production tubing, failure in the pipe casing and in some isolated cases, valve and elbow weathering of the superficial installations due to the sand dragging. To solve the first problem mentioned above, different methods of desincrustation were tested, increasing the thickness of the tubing and using joints of witer capacity for the second problem mentioned and regarding the third one, is not really a serious problem, due to the fact that this is present only very seldom.

ING. JORGE GUIZA LAMBARI

- Jefe del Departamento de Recursos Geotér-
micos Comisión Federal de Electricidad
MEXICO.
- Profesor de la Universidad Nacional Autó-
noma de México;
- Profesor de la Universidad Ibero Americana;
- Estudios de Post Grado en Investigación de
Operaciones, Evaluación de Proyectos y
Administración y Fundamentos sobre Ope-
ración de Reactores BWR. ;
- Miembro de Geothermal Resources Council.

PROBLEMAS EN LA OPERACION DE LOS POZOS GEOTERMICOS DE CERRO PRIETO

ANTECEDENTES.

En el campo geotérmico de Cerro Prieto se han perforado hasta la fecha 32 pozos geotérmicos profundos, algunos de ellos considerados como de exploración y otros de explotación o desarrollo.

De este total solamente dos de ellos no han detectado estratos suficientemente calientes, que son los pozos M - 4 y M - 6, aunque los registros de temperatura que se han corrido en este último han detectado un máximo de 152° C. de temperatura, insuficiente para mantener una producción continua de fluido geotérmico.

Del resto de los pozos, actualmente se tienen 16 conectados al sistema de recolección y conducción de vapor, para ser utilizado en los turbogeneradores 1 y 2 de la Planta Geotermoeléctrica de Cerro Prieto, con capacidad de 37.5 MW cada uno, es decir con una capacidad actual instalada de 75.000 KW.

La primera unidad de esta Planta fue puesta en servicio el 4 de Abril de 1973 y la segunda el 1o. de Septiembre del mismo año; desde entonces la operación de ambas unidades ha sido continua y solamente interrumpida por el mantenimiento programado fundamentalmente con propósitos de limpieza, que se ha dado a las turbinas una vez por año. Actualmente estos períodos de limpieza tienden a realizarse cada 18 meses en lugar de cada 12, dado el éxito que se ha tenido al incrementar la eficiencia de los separadores y por tanto la pureza del vapor.

La mayor parte de los pozos que se pusieron en servicio desde la iniciación de la operación de la planta o aún antes, continúan en producción, aunque si bien es cierto se ha visto una gradual disminución de su producción original, causada principalmente por la incrustación del ademe de producción.

El propósito de este trabajo es el de dar a conocer los problemas que se han presentado en la operación de algo más de tres años de estos pozos geotérmicos e indicar las medidas

que se han tomado para resolverlos o evitarlos.

TERMINACION DE LOS POZOS GEOTERMICOS

Los pozos geotérmicos de Cerro Prieto, estan perforados a una profundidad promedio de 1.300 m, aunque hay algunos como el M - 53 que está perforado hasta 2.000 m.

La profundidad a la cual un pozo deberá terminarse ha quedado determinada, en primer lugar, por el grado de calentamiento que se observa en los lados de perforación, así como por la permeabilidad de los estratos calientes, evidenciada esta última por la pérdida de los fluidos de perforación, precisamente frente a los estratos calientes.

Habiéndose observado la formación de incrustaciones en el interior de las tuberías de producción en los lugares en los que ésta cambiaba de diámetro de menor a mayor según la dirección del flujo y habiendo explicado este fenómeno como producido por la expansión brusca y consecuente avaporación del fluido geotérmico saturado de sílice, se ha seguido la práctica de evitar la instalación de "liners" colgados, poniendo en su lugar tuberías de producción de diámetro uniforme desde el fondo hasta la superficie. Esta circunstancia ha obligado a "correr" las tuberías o ademes de producción con la porción del fondo previamente ranurada, con lo cual queda definitivamente fijada la zona que se va a explotar al poner el pozo en producción.

Otra práctica que se ha seguido, aunque con menos frecuencia, es la de "correr" un ademe ciego y perforar en forma selectiva con disparos a chorro, las zonas que de acuerdo con los registros de temperatura resulten más convenientes de explotar. Ambas terminaciones tienen sus ventajas y desventajas así como un diferente grado de dificultad.

La primera de ellas requiere una cementación en dos etapas, para evitar que la lechada de cementación se "cuelgue" al vencerse la

resistencia de las "canastas" de cementación e invada la zona productora. Con la cementación en dos etapas se logra que la primera cementación, que se efectúa en una longitud entre 80 y 100 m., sirva de apoyo a la segunda, que se realiza en toda la longitud de la tubería hasta la superficie.

La terminación del pozo utilizando disparos para perforar la tubería frente a la zona productora, ofrece dificultades debido a la temperatura que adquiere rápidamente el lodo en reposo en el seno del cual se hacen los disparos, requiriéndose por ello cables para el control de los disparos con aislamiento capaz de soportar altas temperaturas, además de la refrigeración con hielo del lodo de perforación.

PROGRAMA DE ADEME

El programa de ademe de la mayor parte de los pozos geotérmicos de Cerro Prieto, es como sigue: (FIG. 1)

En la parte superior del pozo se instala un ademe superficial de 406 mm. (16") de diámetro hasta una profundidad de 150 m., el cual se cementa desde el fondo hasta la superficie. A continuación se instala un ademe de anclaje de 298 mm. (11 3/4") de diámetro, hasta una profundidad de 700 a 1.000 m, el cual también es cementado desde el fondo hasta la superficie y finalmente se corre un ademe de producción desde el fondo hasta la superficie de 194 mm. (7 - 5/8") de diámetro, el cual tiene la porción inferior ranurada en una longitud de aproximadamente 150 m. Este ademe se cementa, dejando libre la porción ranurada, con cemento tipo "G" mezclado con aditivos apropiados, cuya proporción es variable con el objeto de ejercer la doble función de anclaje en la parte inferior y empacante en la superior.

Los aditivos que se emplean son principalmente harina de sílice, tierra diatomácea, perlita, retardadores de fraguado y bementita.

Este programa de ademe ha sido diseñado específicamente para las condiciones de Cerro Prieto tomando en cuenta la columna litológica de los pozos que se perforaron inicialmente, los cuales dieron a conocer la disposición de los diferentes estratos presentes

en el subsuelo.

El ademe de anclaje que se corre desde la superficie hasta una profundidad comprendida entre los 700 y los 1.000 m., tiene por objeto atravesar la capa sello compuesta por arcillas cuyo espesor es de este orden, ya que por lo general en el área en explotación no se presentan zonas calientes de producción dentro de estos estratos arcillosos que pudieran originar derrumbamiento de las paredes del pozo y atrapamiento de la tubería de perforación.

A partir de la profundidad indicada, se comienzan a detectar, durante la perforación, zonas alteradas por la acción hidrotermal, es decir estratos en que el terreno se ha metamorfizado, presentando mayor resistencia a la perforación y constituido por lutitas y areniscas. Es entonces cuando empieza a notarse un ascenso de la temperatura de los lodos de perforación, indicando que se ha llegado a la zona caliente. En el caso de que llegara a producirse una pérdida de la columna de los lodos, al encontrar una zona de muy alta permeabilidad, el peligro de derrumbe de las paredes del mismo sería mínimo y confinado a la sección situada debajo de la zapata de la tubería ancladora, ya que el resto del pozo hasta la superficie, se encuentra protegido precisamente por una tubería.

Como se dijo anteriormente, la perforación del pozo se continúa hasta encontrar las zonas de más elevada temperatura y porosidad.

Este programa está sujeto a modificación según sea la profundidad a que se encuentren los estratos productores. La tendencia actual es la de localizar estratos calientes poco profundos con el objeto de poder utilizar tuberías de gran diámetro como ademe de producción de los pozos. La entalpia menor con que se encontrará el fluido geotérmico a poca profundidad quedará altamente compensada por la mayor producción que podrá obtenerse al utilizar estas tuberías de mayor diámetro, obteniéndose así un potencial más elevado por pozo.

INCRUSTACION

En la mayor parte de los pozos geotérmicos de Cerro Prieto se ha notado una disminu-

ción gradual de su producción con el tiempo; fenómeno que se ha atribuido principalmente a la incrustación de la tubería de producción.

La velocidad de incrustación ha sido diferente de un pozo a otro. En algunos de ellos como en el M - 5, M - 8, M - 31, etc., ha sido tan lenta, que no se ha justificado su limpieza en el lapso que llevan conectados a la planta, en otros, su producción ha decaído tanto, que ha sido necesario sacarlos de servicio para desincrustarlos y tratar de recuperar su producción inicial.

Como regla general, se ha podido observar que los pozos que explotan los estratos productores más someros son los que más pronto se incrustan, debido a que el fluido geotérmico tiene en estos pozos una mayor concentración de sales de calcio. Esto se corrobora al analizar la composición de las incrustaciones que se han formado en la tubería de producción de pozos que explotan zonas de producción a diferentes profundidades.

De acuerdo con estos análisis, la relación $\text{CaCO}_3/\text{SiO}_2$ en la incrustación, es mayor en los pozos someros y disminuye a medida que los estratos productores se localizan más abajo.

Así por ejemplo, en el Pozo M - 1A, cuya producción se obtuvo de una profundidad de 350 a 450 m., la incrustación estaba constituida por 94.6% de CaCO_3 con sólo trazas de SiO_2 , lo que da una relación $\text{CaCO}_3/\text{SiO}_2$ infinita.

En el pozo M - 29, con un horizonte productor comprendido entre los 726 y los 800 m., esta relación en la incrustación fue de 62 como promedio.

En el pozo M - 39 con el horizonte productor entre 1086 y 1493 m., la relación $\text{CaCO}_3/\text{SiO}_2$ promedio 9.

En el M - 11 produciendo entre 876 y 1395 m., esta relación fue de solamente 1.26.

Como la máxima temperatura a que puede encontrarse el fluido geotérmico en un

campo de agua caliente, es la temperatura de saturación correspondiente a la presión hidrostática a que se encuentra sometido en función de la profundidad corregida por su salinidad, se deduce que los fluidos de más alta temperatura o alta entalpia, provenientes de los estratos productores más profundos, son los que tienen menor tendencia a formar incrustaciones.

El mecanismo de incrustación de un pozo geotérmico es el siguiente:

Los fluidos geotérmicos se hallan en el yacimiento con una concentración de SiO_2 correspondiente al punto de saturación a la temperatura del yacimiento. Al evaporarse una parte del agua que contienen, pasan a una condición de sobresaturación. Esta evaporación generalmente ocurre a lo largo de la tubería de producción, mientras el fluido viaja hacia la boca del pozo, originándose un depósito de sílice en la zona en que el flujo pasa de la condición de bache a la de eminentemente anular, por ser en esta zona donde se produce la ebullición de la película líquida que se encuentra sobre la pared del tubo conductor originándose la situación de sobresaturación que se menciona anteriormente. En esta zona se produce también el desprendimiento más importante del bióxido de carbono contenido en el fluido geotérmico, originándose la precipitación del carbonato de calcio, en una proporción que dependerá de su concentración en dicho fluido.

Es posible determinar para un gasto dado y aún para el gasto total, la profundidad a la cual se inicia la evaporación del fluido geotérmico en un pozo en producción y por consiguiente la zona más probable en que puede formarse la incrustación. Para este propósito se toman simultáneamente los registros de presión y temperatura a lo largo del pozo el cual se mantiene descargando al flujo que se desee y que sea posible mantener sin causar la expulsión de los instrumentos de medición. Estos valores de la presión y temperatura se comparan con la curva de saturación termodinámica de la salmuera en un diagrama PT (Fig. 2).

Los puntos que se encuentran por debajo de la curva de saturación indican condiciones de líquido sobrepresionado, donde la evaporación aún no se produce. Cuando los valores de presión y temperatura obtenidos de los registros respectivos para una profundidad dada, coinciden con los de la curva de saturación, es cuando se inicia la evaporación.

En algunos pozos esta coincidencia ocurre desde el fondo del pozo indicando que en esta zona, incluyendo la zona ranurada del "liner" o de la tubería de producción, puede incrustarse. En otros pozos la coincidencia ocurre dentro de la tubería de producción y más cerca de la superficie.

Esta zona de evaporación desciende cuando se hace trabajar el pozo a un gasto mayor (1).

DESINCRUSTACION

La desincrustación de los pozos se ha ensayado utilizando diferentes métodos y equipos con resultados variables y no siempre satisfactorios.

En algunos pozos se ha empleado el mismo equipo rotatorio de perforación, como en el pozo M - 5, el cual por haberse notado una disminución de su producción del 50% , se limpió por este método, habiéndose recuperado su producción original.

Para esta operación se utilizaron escariadores y barrenas tricónicas. Sin embargo, en otros pozos en que se ha utilizado este mismo método no se ha obtenido el mismo éxito.

El inconveniente que tiene este sistema es el de que es necesario utilizar lodos de perforación para levantar los cortes, lo que ocasiona un enfriamiento del pozo, con los consecuentes esfuerzos térmicos sobre el ademe, que ésto trae consigo. Además, existe el peligro de invadir la zona de producción con estos mismos lodos, lo que puede originar su oclusión parcial o total, aunque siempre se coloca un tapón puente.

Otros pozos como el M - 11, se han desincrustado con un equipo de percusión, el que tiene la ventaja de no requerir el uso de

lodos de perforación, pudiéndose llevar a cabo la operación en "caliente", utilizando el propio flujo del pozo para levantar los cortes. Es necesario, desde luego, utilizar los prensa-estopas adecuados para poder trabajar sin que interfieran los escapes de vapor. Este método tiene el inconveniente de que para un equipo de esta naturaleza los límites de profundidad para la mejor operación son menos de 600 m. (2) ya que a profundidades mayores de 400 m el estiramiento del cable disminuye la carrera efectiva de la herramienta (3).

Así mismo el uso de prensa-estopas impide sentir en el cable el golpe de la barrena que es con lo que se controla la operación del equipo, aparte de que no se tiene el recurso de poder girar la barrena en el caso de un atascamiento de la misma.

También se ha intentado la limpieza (Pozo M - 20) con equipo de chorro de agua a alta presión, ("Water blast"), con poco éxito, debido a la acción amortiguadora del agua en que está sumergida la cabeza de toberas, llegándose con poca velocidad a la incrustación.

A la fecha se está considerando para la desincrustación, el empleo de un equipo rotatorio para perforación con aire, equipado con los preventores rotatorios apropiados, el cual no requiere enfriar el pozo ni el uso de lodos de perforación sino que es el mismo aire el que ayuda a levantar los cortes, empleando barrenas del tipo de cola de pescado que permitan un mayor flujo entre la barrena y la tubería de producción.

PROBLEMAS CON LAS TUBERIAS DE ADEME

Las tuberías que se han utilizado en Cerro Prieto, hasta la fecha, han sido de la clase K - 55 (o J - 55), cuya composición ha demostrado soportar bien la acción corrosiva de los fluidos geotérmicos, ya que inclusive hay pozos como el M - 5 que tienen más de 12 años de haber sido perforados y aún están en servicio.

En los primeros pozos (M - 3 y M - 5) se utilizó tubería con rosca redonda; pero se tuvo la experiencia de que estas roscas llegaron a fallar con los cambios bruscos de temperatura;

por tal motivo se optó por roscas Buttress y se han extremado los cuidados para evitar que los pozos se sujeten a estos cambios bruscos de temperatura, para lo cual se da un lapso suficientemente largo de estabilización antes de poner en producción por primera vez un pozo (desarrollo) o bien al ahogarlo durante alguna intervención que sea necesario hacer en el mismo (4).

Como no es posible evitar del todo estos cambios bruscos de temperatura, se ha seleccionado para los nuevos pozos las juntas que para el manejo de vapor han diseñado especialmente los fabricantes de accesorios para tuberías, tales como la HYDRIL SUPER EU, las cuales tienen una resistencia a los esfuerzos de tensión y de compresión superior a la de la tubería misma (eficiencia de 100 a 110%), mientras que la Buttress es algo menor (90 a 100%). Adicionalmente, como las juntas quedan a tope, se evita la posible cavitación que pudiera ocasionarse en los espacios de mayor diámetro que quedan con otros coples. No se tiene hasta el momento suficiente experiencia para afirmar que ésta sea la solución definitiva a este problema, ya que sólo se han utilizado en un solo pozo.

También se han tenido problemas con el colapso de las tuberías al producirse esos cambios súbitos de temperatura, lo que ha obligado a utilizar tuberías de ademe con mayor resistencia al aplastamiento. De análisis de las dos alternativas existentes: utilizar una tubería fabricada con aleaciones de mayor resistencia, o incrementar el espesor de las tuberías fabricadas de material K - 55, se vió que esta última era la más económica, por lo cual en el programa de perforación de pozos que está por iniciarse, se consideraron tuberías con peso por metro lineal mayor al estándar API.

Actualmente se tienen en la Residencia de Cerro Prieto, las tuberías que habrán de utilizarse para estos nuevos pozos, las cuales son de los pesos siguientes:

Tubería de:

298 mm (11 - 3/4") de diámetro, Peso: 96.9
Kg/m (65 lb/ft)

194 mm (7 - 5/8") de diámetro, Peso: 67.5
Kg/m (45.3 lb/ft)

127 mm (5") de diámetro, Peso: 34.6
Kg/m (23.2 lb/ft)

Es de esperarse que con estas tuberías se eliminen los problemas de colapso de las tuberías o cuando menos que éstos se reduzcan a un mínimo (3).

En otros campos geotérmicos no se han tenido problemas de colapsos posiblemente por la menor temperatura de los fluidos geotérmicos que se explotan. Lo que sí se tiene plenamente comprobado, es que los pozos de alta temperatura lógicamente están expuestos a tener problemas de este tipo, ya que el esfuerzo por dilatación térmica, sobrepasa el punto de cedencia de la tubería.

EROSION POR FLUJO DE ARENA

En Cerro Prieto, todos los pozos producen a través de un "liners" o ademe ranurado, o a través del ademe perforado con disparos, como se explicó al principio.

Las ranuras tienen un ancho de 6.35 mm (1/4") y una longitud de 50.8 mm (2").

La densidad del ranurado se calculó en base de procurar un área de paso igual al área transversal de la tubería productora por cada 30 cm. de longitud (un pie lineal).

Normalmente, en un pozo después de terminada su perforación, se substituye el lodo de perforación por agua y una vez que se logra establecer y mantener su producción (activación), se abre gradualmente su purga hasta lograr el máximo calentamiento. Se procede enseguida a desarrollarlo es decir, descargarlo verticalmente a la atmósfera a través de una serie de conos de diámetro creciente hasta lograr que el flujo no contenga prácticamente arena al hacerlo fluír con la máxima descarga (4).

En muy pocos pozos se ha presentado el flujo de arena espontáneo estando un pozo en operación. Cuando ésto ha llegado a suceder, se ha ocasionado la erosión de la curva que

conecta el pozo al separador; pero ésto no ha constituido un problema grave.

Se considera que el flujo de arena que se presentó en algunos de los pozos al principio era debido a la presencia de alguna rotura de la tubería.

No se ha considerado necesario hasta la fecha la instalación de filtros de grava formados "in situ" en el fondo del pozo ni de filtros integrales con la tubería o "liner " ranurado.

CONCLUSIONES:

Los problemas que se han presentado en

la operación de los pozos geotérmicos de Cerro Prieto, Mexicali, B.C., han sido relativamente pocos y puede considerarse, que con las precauciones debidas, en la apertura y cierre de los pozos, así como en las intervenciones que se tengan que hacer en los mismos para cualquier reparación, es posible garantizar una vida superior a los 5 años; sin embargo, queda aún por resolver el problema de la incrustación de la tubería de producción por las sales contenidas en los fluidos geotérmicos.

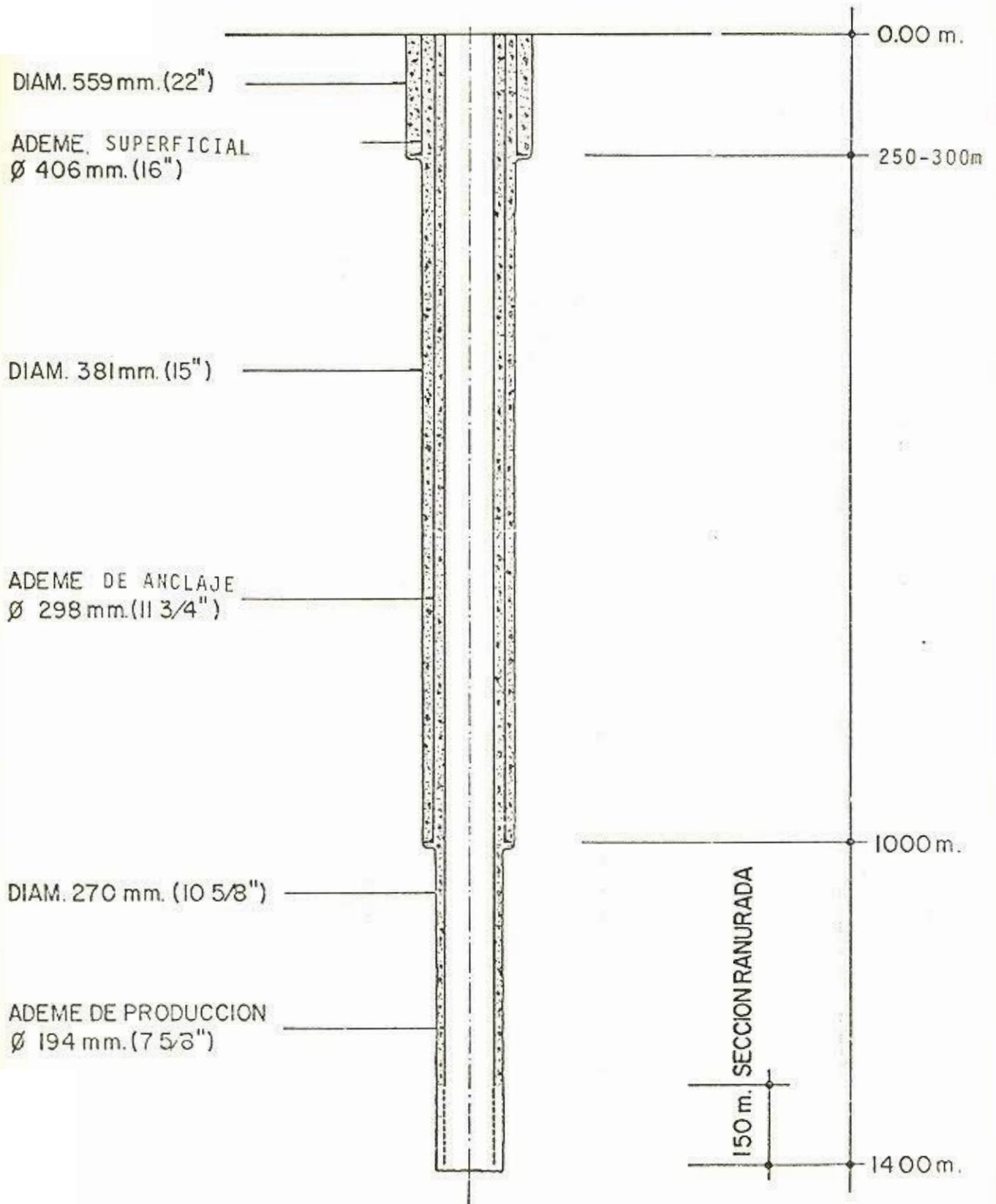
Debe de continuarse en la investigación de un método de desincrustación económico y eficiente que no perjudique el yacimiento ni las tuberías de ademe de los pozos.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Tolivia Enrique, (1972) "Flow in Geothermal Wells (An Analytical Study)" *Geothermics. Vol. I No. 4* pp. 141 - 145.
- (2) Mc Cray & Cole (1970) *Tecnología de la Perforación de Pozos Petroleros C.E.C.S.A. México, D.F. P. 378*
- (3) Uren Charles Lester (1964) *Ingeniería de Producción de Petróleo, Desarrollo de los Campos Petroleros. C.E.C.S.A., México, D.F. p. 217.*
- (4) Domínguez A. Bernardo y Bermejo Fco. Javier (1975) "*Método Actual para la Apertura e Inicio de Explotación de Pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, Baja California, México*" en *Actas de Segundo Simposio de las Naciones Unidas para el Desarrollo y Uso de los Recursos Geotérmicos. San Francisco, Calif. U.S.A. pp. 1619 - 1628*
- (5) Tolivia Enrique (1975) "Estudio sobre las tuberías de Pozos de Cerro Prieto". Informe Interno no publicado por la Comisión Federal de Electricidad.

PROGRAMA TÍPICO DE ADEME
DE UN POZO GEOTERMICO.

FIG 1



POZO M-30
COMPORTAMIENTO TERMODINAMICO

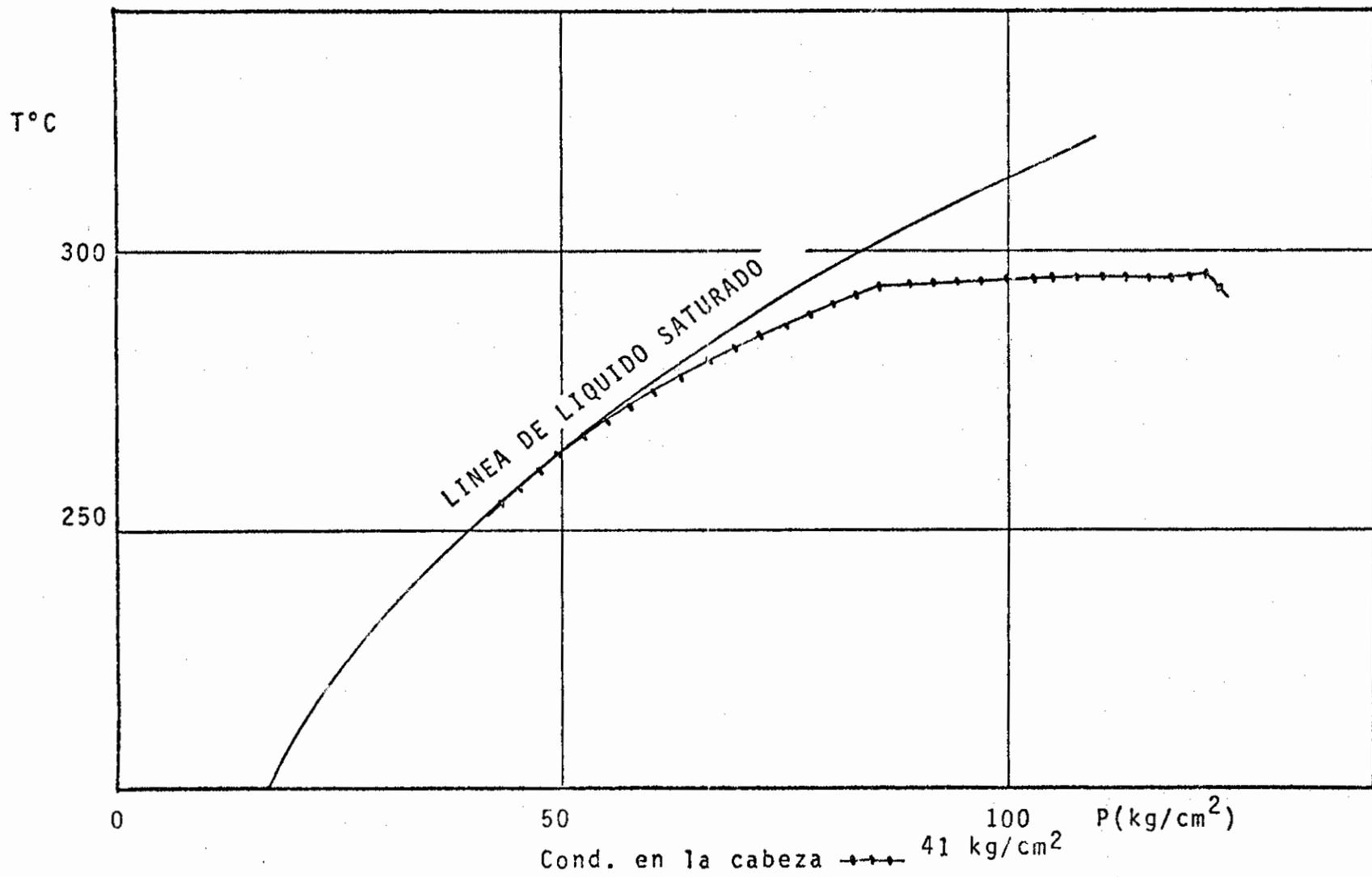


FIG. 2

RECURSOS CARBONIFEROS DE VENEZUELA

CARBONIFEROUS RESOURCES OF VENEZUELA

This article deals with programs and evaluations being performed in Venezuela so as to decide on future mining investments in the charcoal mineral area.

In this regard, the performance of studies in the carboniferous areas of the Guasare River, State Zulia, in the western side of the country have been ordered, besides other studies already performed in the central area. At present, the prospecting projects for the Guasare and Naricual regions, as well as for the Lobatera district, are being followed.

The article continues to add with the purpose of diversifying the use of energy matter in the country, and at the same time looking for a consumption balance on a long term basis, among the different raw materials, the wider use of mineral charcoal is being promoted towards the thermal and electric production. For this reason, it is considered that in spite of the fact that the industrial development of charcoal in Venezuela has as its prime end the selfsupplying of coke, it is necessary to plan for the immediate future the installation of electric power plants. It is foreseen that for the 1980 - 1990 decade, the Zulia area will have a 600 KW thermal - electric power plant, as well as others of minor capacity fed with mineral charcoal.



ALIRIO BELLIZIA G.

SECRETARIO EJECUTIVO DEL CONSEJO NACIONAL DEL CARBON DE VENEZUELA, ENCARGADO.

Geólogo - Universidad Central de Venezuela - 1947.

Master en Ingeniería Geológica - Universidad de Oklahoma. (USA) 1950.

Jefe de la División de Exploraciones Geológicas del Servicio Geológico Nacional, Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Miembro del Colegio de Ingenieros de Venezuela.

Miembro de la Sociedad Venezolana de Geólogos.

Delegado ante la Conferencia Internacional sobre Oceanografía Tropical.

Presidente de la Sociedad Venezolana de Geólogos 1967 - 68

30 Trabajos Técnicos publicados.

RECURSOS CARBONIFEROS DE VENEZUELA

En la actualidad se implementa en Venezuela, programas de exploraciones y evaluaciones cuyos resultados determinarán las bases para las decisiones de inversiones mineras en el área del carbón mineral. Hasta ahora se le ha dado impulso a reorganización de las minas mecanizadas de explotación subterránea de Naricual, en el Estado Anzoátegui, al Oriente del país y así como también a la explotación a cielo abierto de las minas del Distrito Lobatera, en el Estado Táchira de los Andes Venezolanos. En cuanto a la realización de programas de exploraciones y evaluaciones, el Estado Venezolano ha dispuesto la ejecución de estudios en las zonas carboníferas del Río Guasare del Estado Zulia, al Occidente del país. De igual modo se ejecutaron estudios en el área Central del país, cercana a la población de Taguay, en el Estado Aragua. También fue objeto de estudio el área andina del Estado Táchira, con la finalidad de evaluar nuevos yacimientos carboníferos de la región de Santo Domingo de dicho Estado.

Los proyectos de exploraciones de carbones minerales se encuentran en ejecución tanto en la región de Guasare y Naricual como la del Distrito Lobatera.

Las capacidades máximas establecidas para cada proyecto en particular son las siguientes:

Lobatera1.500 TM./día.....	Año 1980
Naricual 2.000 TM./día.....	Año 1980
(Producción	Progresiva)
Zulia (Guasare.....	en planificación	2.5 millones de TM./año - 1981

En el presente la capacidad mecánica de producción en Lobatera alcanza a 550 TM./día suficiente para abastecer la demanda del mercado regional, siendo la producción en el momento de 220 TM./día.

Las reservas geológicas derivadas de los resultados de investigaciones concretados hasta ahora arrojan las siguientes cifras. Naricual $\pm 76 \times 10^6$ TM. hasta 400 metros de profundidad.

Guasare $\pm 726 \times 10^6$ TM. hasta 400 metros de profundidad.

Lobatera $\pm 20 \times 10^6$ TM. hasta 30 metros de profundidad.

A pesar de la cifras arriba expuestas se consideran por suficientes evidencias geológicas que es posible disponer en la región de los Andes de 10^8 TM. y en la región del Zulia (Guasare) de recursos carboníferos adicionales hasta 1.500×10^6 TM. a la profundidad de 900 metros.

Los estudios evaluativos se han supeditado por razones económicas y de desarrollo a las áreas más prospectivas de yacimientos conocidos. Sin embargo se admite que el país posee suficientes recursos de carbón mineral para abastecer por decenas de años las necesidades porcentuales mayores de mezclas en su próxima industria de coque en vía de planificación. Esto es debido a que los carbones disponibles y analizados reflexan alto contenido de material volátil superior al 40% y necesitan $\pm 30\%$ de mineral de adición a fin de obtener coque de alta resistencia para el desarrollo siderúrgico.

Otras particularidades de los carbones venezolanos se denota en el bajo contenido de azufre, generalmente menor del 1%, de bajo contenido de cenizas variable entre 3% y 7%, exceso de hidrógeno. En cuanto a las unidades macerales se observa mayor proporción de exinita en relación a la vitrinita e inertinita.

Con la finalidad de diversificar el uso de materia energética en el país, y al mismo tiempo de buscar a largo plazo un equilibrio de consumo entre las distintas materias, se promueve una mayor utilización del carbón mineral hacia la producción térmica y eléctrica. Por esta causa se considera que a pesar de que el desarrollo de la industria del carbón en Venezuela, tiene un fin primordial como es el autoabastecimiento de coque es necesario planificar para el futuro inmediato la instalación de centrales eléctricas. Previéndose que para la década de 1980 - 1990, la zona de Zulia disponga de una central térmica - eléctrica de 600 MW., así como otras de menor capacidad alimentadas con carbón mineral.

Las necesidades de coque dentro de la planificación para los años 80 deberá alcanzar $\pm 3 \times 10^6$ TM/año, lo cual se considera suficiente para suplir al desarrollo de la industria metalúrgica y siderúrgica que está en proceso de construcción y de planificación para el país.

Para dar una idea más amplia sobre las características físico-químicas de los carbones venezolanos, se describen a continuación una serie de análisis recientes realizados de minerales de distintas zonas.

Análisis promedio de los carbones.

Depósito	Los Caballos	Edo.	Lara
Humedad		5,91	
Cenizas		26,62%	(cuarzo mayormente)
Materia volátil		10,26%	
Carbón Fijo		63,12%	
Azufre		0,44%	
Calorías / gr.		5490	
B.t.u. / lb.		9882	

Nota: No es posible clasificarlo dentro de la nomenclatura ASTM.

Depósitos del Edo. Falcón. (Región al Sur de Coro)

Análisis Promedio:

Humedad	2,79%
Materia Volátil	46,79%
Cenizas	2,71%(Tipo húmico)
Carbono Fijo	47,71%
Azufre	2,32%

Depósitos del Edo. Falcón: (Región al Este de Coro, denominada Curamichate)

Análisis Promedio:

Humedad	11,50%
Materia volátil	34,20%
Ceniza	20%

Depósitos del Edo. Aragua. (Región de Taguay)

Análisis Promedio:

Humedad	9,7%	
Materia volátil	42,64%	(Tipo húmico capas superficiales)
Carbono Fijo	50,1%	
Cenizas	7,3%	
Azufre	2,6%	

Depósitos del Edo. Guárico. (Región de Santa María de Ipire)

Análisis Promedio:

Humedad	37,12%
Materia volátil	29,85%
Carbono Fijo	22,06%
Cenizas	10,97%
Azufre	1,90%
Calorías	2200%

Yacimiento de Lobatera, Edo. Táchira.

Análisis Promedio:

Humedad	1,9%
Materia volátil	44,7%
Carbono Fijo	55,3%
Cenizas	6,1%
Azufre	0,5%
Calorías	8300%

Yacimiento del Guasare. Edo. Zulia.

Análisis de una muestra representativa.

Humedad	8,34%
Materia volátil	41,67%
Carbono Fijo	54,34%
Cenizas	3,99%
Azufre	1,17%
Calorías	13.300 B.t.u.

Yacimiento de Naricual, Edo. Anzoátegui.

Análisis de una muestra representativa. Capa

Santa María No. 9

Humedad	1,90%
Materia volátil	45,46%

Carbono Fijo	51,12%
Cenizas	2,71%
Azufre	0,81%
Calorías	7.850 K. Cal/Kg.

*Análisis Elemental de Carbones de Naricual.
(Muestra representativa)*

Humedad	2,50%
Carbono	77%
Hidrógeno	6,80%
Oxígeno	8,10%
Nitrógeno	2,10%
Azufre	1,20%
Cenizas	2,30%

*Análisis Elemental de Carbones de Lobatera.
(Muestra representativa)*

Base seca

Carbono	80,4%
Hidrógeno	6,70%
Oxígeno	5,68%
Nitrógeno	1,07%
Azufre	0,88%
Cenizas	5,27%

*Análisis de algunos Elementos de Carbones
del Zulia. Guasare. Muestras Superficiales.*

Carbono	83,38%
Hidrógeno	3,44%
Azufre	0,46 - 1,54%

Componentes Macerales del Carbón.

Lobatera

Vitrinita - 57,5% Vol. (Texturas vegetales, coherentes de gran extensión).

Exinita - 41,5% vol. (Partes amorfas otras: cutículas algas, esporas, paralelas).

Inertinita 1% vol. (Hongos y esclerosio de Hongos, micrinita).

Dilatometría Promedia.

Carbones de Lobatera

Tem. Inicial	263° C
Temp. Ablandamiento	335° C

Temp. máxima
dilatación 458° C

Máxima
Concentración 24% a 406° C

Máxima Dilatación 208%

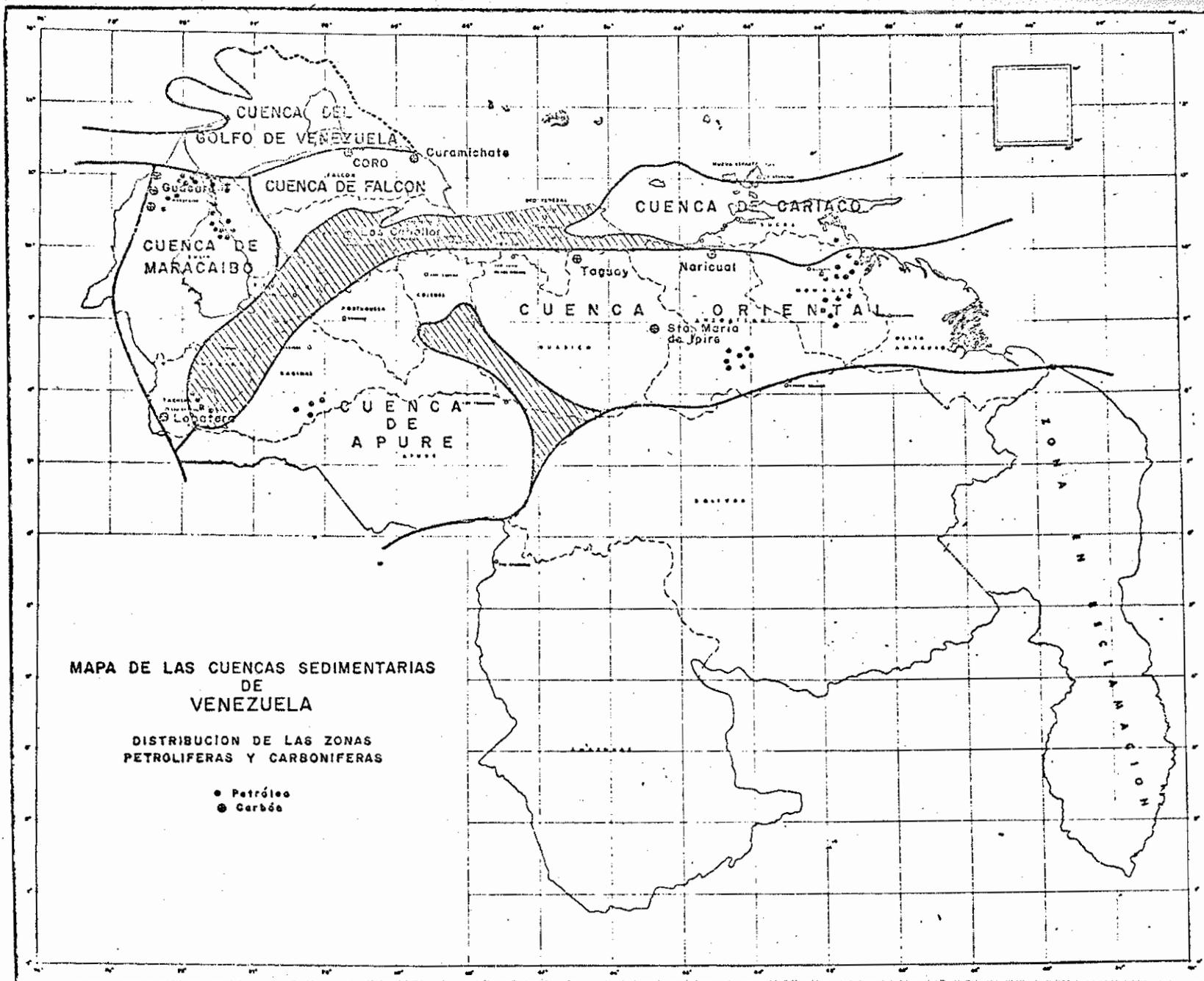
Rata de Calentamiento - 3° C

Clasificación "5" F.S.I.

Capacidad: Exceso de coquificación.

*Análisis de la Ceniza en el Carbón de Lobatera
(Promedio)*

Si, Fe	0,1 - 1,0%
Al, Ca	0,01 - 0,1%
Mg, Pb, Cu	
Ag, Zn, Ti	0,001 - 0,01%
Sn, Bi, Mn	Menos de 0.001%



MAPA DE LAS CUENCAS SEDIMENTARIAS DE VENEZUELA

DISTRIBUCION DE LAS ZONAS PETROLIFERAS Y CARBONIFERAS

- Petróleo
- Carbón

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Anomalías en las Cuencas Carboníferas de Venezuela. Caracas 1971. George Kapo y Víctor M. López. Boletín de la Academia de Ciencias Físicas, Matemáticas y Naturales. Año XXXI. Tomo XXXI - No. 90 Primer Trimestre.

Exploración de Carbón en el Estado Lara. Caracas 1953. Boletín de Geología Vol. III No. 7. Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Carlos Carmona y Raúl Laforest.

Exploraciones Carbonífera en el Estado Zulia. Boletín de Geología Vol. III No. 7. Caracas 1953. Carlos Carmona y Raúl Laforest. Ministerio de Minas e Hidrocarburos.

Programa Carbonífero del Zulia, Maracaibo. Corporación de Desarrollo de la Región Zuliana (CORPOZULIA) 1975. Alexandrino Nogueira.

Programa Carbonífero de Naricual, C.A. Minas de Naricual (CAMINA) Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui.

Geología y Reservas de la Cuenca Carbonífera de Naricual, Estado Anzoátegui. Ministerio de Minas e Hidrocarburos. Caracas. Alirio Bellizia y Cecilia Martín Bellizia.

Léxico Estratigráfico de Venezuela. Publicación Especial. Ministerio de Minas e Hidrocarburos, 1970. Caracas.

Análisis Químico del Carbón de Lobatera. Carboquímica, C.A. Caracas, 1973-74

Análisis Químico de Materia Carbonosa de Lobatera. Anaquim. Caracas, 1973-74

Tecnología para la coquización del carbón de Lobatera. Nikex Hungría, 1974.

Coke Analysis. Samples of Lobatera Venezuela. File number C.A. 167. Core Lab. INC. File No. Scal - 70198 Dallas - Texas. Dec. 29 1970. Box 10185.

Análisis del Carbón de Lobatera. Gas Development Corporation Chicago. U.S.A., 1973.

Análisis del Coque de Lobatera. DER-CARBON C.A.- Siderúrgica del Orinoco. Sep. 3, 1971. Matanzas, Estado Bolívar.

Análisis del Carbón de Lobatera. Acería Paz del Río. Belencito Colombia. Sept.-Octubre, 1974.

Informe Geológico - Económico. Concesión de Carbón Cazadero No. 1 Distrito Lobatera, Estado Táchira. Ministerio de Minas e Hidrocarburos Alberto Vivas Ramírez, Octubre, 23 1950. Biblioteca del Ministerio No. 553. 2.V. 12.

Informe de Evaluación de la Concesiones de la C.A. Minas de Carbón de Lobatera, Distrito Lobatera, Estado Táchira. Caracas, Dic. 1974. Antonio J. Ferrer Mayz y Víctor M. López.

CARBONES COLOMBIANOS



TIBERIO ESCOBAR RESTREPO

GERENTE DE GEOMINAS LTDA.
Medellín, Colombia

1949 - Ingeniero de Minas y Metalurgia - Universidad Nacional de Medellín.

1963 - Curso de Post Grado en Explotación de Minas - Francia.

1970 - 71 - Decano de la Facultad Nacional de Minas.

Tiene publicados trabajos sobre Carbones colombianos, en los campos de: exploración, explotación, y comercialización.

Pertenece a la Asociación colombiana de Ingenieros de Geología, Minas y Petróleos (AGEMPET).

Miembro del American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers - A. I. M. E.

COAL IN COLOMBIA

(1st. Part)

This article states the general situation of the coal in Colombia. It describes the existence of the main carboniferous basins, its location, reserves and the chemical analysis of the Colombian coal, including its classification

INTERNATIONAL AGREEMENTS FOR THE EXPORTATION

OF COLOMBIAN COAL

(2nd. Part)

The 1973 world energetic crisis placed coal, once again, in a first place within the combustibles of immediate utilization. The possibility offered to the countries which possess it for exploiting and offering to the world market requires, although, a precise knowledge of its reserves, its quality and quantity; a developed mining industry and port and transportation facilities as supporting structure.

In the case of Colombia, the last two governments have considered the collaboration of countries highly qualified in the coal mining field so they may finance prospective and evaluation studies and later invest on the mines.

With the creation of the Coal Company of Colombia S.A. CARBOCOL (Compañía Carbones de Colombia S.A.), the programs between Colombia and the interested countries must follow. In accordance to the present carboniferous policy there exists the following plans:

- CARBOCOL - INTERCOR, contract between the national coal company and the Northamerican company INERCOR. The last one mentioned will exploit during a three year period the Northern area of the Cerrajón deposit, at the Guajira Peninsula. In case the feasibility study proves positive, a joint - venture will be formed among the two companies. The investment for this project, has been calculated in 300 million dollars and is planned to start during the first part of this year.

- COLOMBIA - BRAZIL, by means of this agreement, it will be determined, among other things, the areas of interest to be prospected. The cost of the work will be financed by the Brazilian company SIDEBRAS and the Colombian company CARBOCOL. There are also other agreements with the Rumania and Spain Governments and are under consideration other propositions from Germany and Polony.

CARBONES COLOMBIANOS

GENERALIDADES

Colombia aparentemente posee los mayores recursos carboníferos de Latinoamérica; los yacimientos de este mineral se encuentran ampliamente distribuidos en la región Andina (definida por la zona montañosa: Cordilleras Occidental, Central y Oriental), Llanura del Caribe (Costa Atlántica) y Región del Pacífico con un total de reservas geológicas aún no calculada pero de acuerdo a apreciaciones indican que supera el orden de 5.000 millones de toneladas. La parte del país correspondiente a la Orinoquia y Amazonia no ha sido explorada. Coincidiendo con las zonas carboníferas se encuentran las mayores concentraciones humanas e industriales del país.

Como la mayoría de las formaciones sedimentarias de Colombia, los estratos carboníferos presentan una dirección regional sur - norte con grandes variaciones en el buzamiento por causa del intenso tectonismo que los afectó.

Para simplificar y teniendo en cuenta las características socio - económicas se dividieron los yacimientos de carbón en siete cuencas carboníferas principales, combinando factores tales como: situación geográfica, calidad de carbones, y edad de formaciones, ellas son:

- 1.- Cuenca carbonífera Cauca - Valle del Cauca.
- 2.- Cuenca carbonífera Caldas - Suroeste Antioqueño.
- 3.- Cuenca carbonífera Norte de Antioquia - Córdoba.
- 4.- Cuenca carbonífera Cundinamarca - Boyacá.
- 5.- Cuenca carbonífera Santander del Sur
- 6.- Cuenca carbonífera Santander del Norte

7.- Cuenca carbonífera El César - La Guajira

En todos los casos se presentan intervalos de variación de los parámetros incluidos en los análisis químicos próximos a carbones tal como salen de las minas o se toman de afloramientos (o sea que incluyen el total de las cenizas) y, para su clasificación, se consideraron valores medios y se recalcularon eliminando las cenizas y el azufre.

El resumen de las diferentes cuencas carboníferas es el siguiente:

1.- Cuenca carbonífera del Cauca y Valle del Cauca.

Comprende la faja carbonífera emplazada en el flanco oriental de la cordillera Occidental en los departamentos de Cauca y Valle del Cauca.

Estos carbones son de edad geológica terciario inferior y se conocen hasta 10 mantos explotables. Estructuralmente hacen parte de sinclinales de dirección sur - norte con flancos fuertemente inclinados y afectados por intenso tectonismo que les eleva la calidad esperada para su edad geológica.

El carbón explotado se extrae en forma incipiente por las dificultades de explotación (espesores relativamente delgados e inclinaciones sensiblemente verticales) y las condiciones geomecánicas no permiten un producto final limpio, haciéndolo de difícil utilización si no se somete a un lavado previo. Para obviar dichas deficiencias se instaló en 1959 una planta lavadora en las inmediaciones de Cali, pero desafortunadamente se encuentra paralizada. Su capacidad es de 125 ton/hora.

Para esta cuenca se han calculado reservas geológicas del orden de 42 millones de toneladas, concentradas principalmente en la Sub-

cuenca del departamento del Valle del Cauca.

Las explotaciones mineras todas ellas subterráneas se concentran en las vecindades del centro industrial de Cali y el producto extraído se utiliza localmente como combustible en la producción de cemento, vapor e ingenios azucareros.

La producción total es aproximadamente de 450.000 toneladas al año y la demanda del orden de 600.000 toneladas al año.

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

C.F.	30%
M.V.	22. - 38%
H.	5%
Cenizas	28%
Azufre	1.0 - 5%
Cal/grm.	7.000 promedio
BTU	12.600 promedio

Estos carbones se clasifican como *hullas bituminosas*, bajas, medias y altas en volátiles. Excepcionalmente se encuentran carbones con 8.6% de M.V.

Es posible que algunos de estos carbones sean aptos para la producción de coque metalúrgico, por sí solos ó en mezclas; sin embargo no se han hecho ensayos serios sobre este aspecto.

En el área existe mano de obra suficientemente capacitada y con experiencia en el tipo de minería que se lleva a cabo. En la mayor parte de la cuenca hay disponibilidad de

energía eléctrica, vías de comunicación (carreteras y ferrocarriles) y servicios generales.

Para un programa de exportación es necesario de un lavado previo, y la construcción de un muelle en el Puerto de Buenaventura, que se halla comunicado con Cali por carretera (142 kms.) y por ferrocarril (174 kms.). De las minas a la ciudad de Cali hay carreteables de aceptables condiciones.

El precio por toneladas en boca mina es del orden de US \$ 8.00.

2.- Cuenca carbonífera Caldas - Suroeste Antioqueño

Comprende la faja carbonífera emplazada en la zona montañosa del Norte de Caldas y Suroeste de Antioquia.

Los carbones de esta cuenca son datados de edad geológica terciaria y debido a fenómenos subsidentes y a variaciones de deposición, el número de mantos varía de un sitio a otro haciendo posible la subdivisión de esta cuenca en tres subcuencas a saber:

- 1.- Subcuenca Riosucio - Quinchíaal sur.
- 2.- Subcuenca Venecia - Titiribí.....al centro.
- 3.- Subcuenca Amagá - Angelópolis.....al norte.

Por efectos térmicos, ocasionados por intrusiones posteriores, los carbones presentan localmente calidades diferentes a la regional (en Titiribí se prospectan antracitas). Estructuralmente hacen parte de un gran sinclinal de dirección sur - norte con flancos inclinados 30 - 45° promedio. Al sur se encuentran de 4 a 6 mantos con un espesor total de 7.50 mts.; al

centro 8 mantos con un espesor total mayor de 12 metros y al norte, 4 mantos con un espesor total de 6.00 mts.; en general cada manto presenta espesor mayor ó igual a 1.00 mts.

El carbón explotado se extrae en algunas minas por sistemas mecanizados y en otras en forma menos técnicas; por el espesor de los mantos, la inclinación favorable y las características físicas de los respaldos, el carbón se obtiene limpio lo que favorece su mercado y consumo sin un lavado previo.

Para esta cuenca se han estimado reservas geológicas que superan el orden de 400 millones de toneladas y, aunque no se han hecho estudios detallados de evaluación, es de las más conocidas del país.

Las explotaciones mineras se concentran en el área ó subcuenca Amagá - Angelópolis, al suroeste de Medellín, y el producto extraído se utiliza localmente como combustible en la producción de cemento, en calderas de la industria textil, alfarería y otras; parte de la producción se transporta para consumo en la zona industrial de Cali a pesar de un transporte de 450 Km. (US \$ 5.00) . En la actualidad la minería es totalmente bajo tierra, pero es posible encontrar áreas susceptibles de explotación a cielo abierto.

La producción total es aproximadamente de 700.000 toneladas al año.

Como nuevas fuentes futuras de consumo se estudian: Termoeléctrica de Bolombolo, Planta Carboquímica (Andi).

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

C.F.	42.0 - 60%
M.V.	26 - 55%
Hum.	3 - 5%
Cenizas	8 - (18% excepcional)

Azufre	0.6 - 1.0%
Cal/grm.	5.500 - 7.000
BTU	(9.900 - 12.600)
Indice de molienda (Hardgrove)	42

Estos carbones se clasifican como *hullas Bituminosas* en general altas en volátiles. Localmente, como ya se anotó, hay carbones sub-bituminosos y antracitas. En algunos sitios hay carbones coquizables pero esta característica no es general.

En el área se encuentra mano de obra suficientemente capacitada principalmente en la subcuenca del norte. En la mayor parte de la cuenca hay disponibilidad de energía eléctrica, vías de comunicación y servicios generales.

Como vías de comunicación para el transporte del carbón fuera del área de consumo principal (Medellín) se tienen:

Carretera Medellín - Cali	450 kms.
Carretera Amagá - Puerto Berrío	198 kms.
Ferrocarril Amagá - Puerto Berrío	194 kms.
Vía fluvial (río Magdalena) Puerto Berrío - Cartagena	767 kms.

Posibilidades de exportación por Santa Marta, Cartagena y Barranquilla. (En Barú se encuentra construído un muelle apto para embarques de carbón).

Como ideas se han planteado un cable aéreo hasta el río Atrato y un caroducto a Punta Arenas sitio con buen calado.

Precio en bocamina US \$ 6.00.

3.- Cuenca carbonífera Norte de Antioquia - Córdoba

Este yacimiento se encuentra en la estribación norte de la Cordillera Occidental (Serranías de San Jerónimo y Ayapel) en el norte de Antioquia y en la Llanura del Caribe en lo correspondiente a la hoya hidrográfica de los ríos San Pedro y San Jorge en Córdoba.

Los carbones de esta cuenca son datados de edad geológica terciaria y, debido a variaciones de depositación por la forma inicial de la cuenca, el número de mantos es variable conociéndose su mayor cantidad en la parte central de la misma.

El tectonismo de la región fué muy poco intenso, lo que se refleja en la calidad del carbón emplazado que es de menor rango que los de la cuenca anterior aunque la edad es aproximadamente la misma.

Estructuralmente, los mantos de carbón de esta región son horizontales aunque hacia el norte (Ciénaga de Oro), los carbones están afectados por estructuras geológicas que les ocasionan plegamientos. Se conocen en la región de 10 a 14 mantos con un espesor total mayor de 20 metros.

Actualmente se adelantan estudios geológicos en algunas zonas de la cuenca pero no hay trabajos mineros.

Para esta zona se han estimado reservas superiores a 2.000 millones de toneladas, pero es la cuenca carbonífera menos estudiada del país y por tal razón no se conoce con precisión su potencia.

Es importante anotar que dada la topografía y la disposición estructural de los mantos, es muy posible su explotación a cielo abierto en un gran porcentaje.

Este carbón, por su proximidad a vías fluviales y terrestres, como también el área donde se encuentra el yacimiento de níquel de Cerro Matoso, puede considerársele como

fuerza promisoría para la industria y para el mercado exterior. Como posible uso futuro está la producción de energía en plantas termoeléctricas.

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

C.F.	42 - 60%
M.V.	31 - 38%
H.	17 - 20%
Cenizas	4 - 13%
Azufre	0.5 - 2.0
Cal/grm.	5.700 - 6.500
BTU	10.300 - 11.700

Estos carbones se clasifican como *hullas Sub-bituminosas*.

En el área hay relativamente pocos recursos humanos aptos para la minería y pocas disponibilidades de energía lo mismo que de servicios generales. Para el transporte existen carretables y carreteras locales comunicadas con la troncal occidental que da salida a la costa Atlántica para fines de exportación.

4.- Cuenca carbonífera Cundinamarca - Boyacá

Esta cuenca está localizada en todo el departamento de Cundinamarca y en la parte central del departamento de Boyacá.

Los carbones son de edad Cretáceo Superior. Por razones geológicas como socio-económicas se divide en 10 subcuencas a saber:

- 1.- Morca - La Uvita (Sogamoso - La Chapa - Jericó).
- 2.- Tunja - Duitama
- 3.- Territorio Vásquez

- 4.- Río Frío - El Bosque.
- 5.- Cogua - Samacá (Zipaquirá - Guachetá).
- 6.- Sueva - Laguna de Tota.
- 7.- Zipacón - La Pradera.
- 8.- Fusagasugá - Salto de Tequendama.
- 9.- La Bolsa - Albarracín.
- 10.- Pubenza - El Dindal.

Todas las subcuencas mencionadas se caracterizan por estar emplazadas dentro de estructuras geológicas sinclinales afectadas por importantes fallas transversales; la dirección regional predominante de los mantos es sur - norte y los buzamientos muy variables; la continuidad de los mantos es variable por lo que las explotaciones se limitan a bloques de buena extensión. El número de mantos es variable conociéndose hasta 15 de más de 15 metros de espesor total. En la actualidad se explotan únicamente 4. El carbón se extrae por sistemas mecanizados en las minas de la Siderúrgica de Paz de Río (La más mecanizada del país) pero en la mayoría por métodos menos técnicos y hasta rudimentarios. Todas las minas son subterráneas.

Para esta cuenca se han estimado reservas geológicas que superan el orden de 4.000 millones de toneladas concentradas en las subcuencas de Morca - La Uvita, Cogua - Samacá y Tunja - Duitama.

El producto extraído se utiliza como combustible en la elaboración de cemento, en las termoeléctricas de Paipa y Zipaquirá y para la producción de coque metalúrgico en industrias de diferentes clases. La producción anual es del orden de 2 millones de toneladas y el consumo de 1.200.000 toneladas métricas de carbón y 300.000 toneladas métricas de coque por año. El consumo está ampliamente distribuido en los dos departamentos de la cuenca sin tener en cuenta el que se transporta a otras zonas del país.

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

C.F.	48 - 75%
M.V.	18 - 38%
Humedad	2.0 - 14%
Cenizas	3 - 13%
Azufre	0.34 - 2.4%
Cal/grm.	6.000 - 8.200
(BTU	10.800 - 14.700)

Estos carbones se clasifican como *hullas Bituminosas altas en volátiles* de las cuales varias producen coque de magnífica calidad.

En el área se encuentran mano de obra suficientemente capacitada; en la mayor parte de la cuenca hay disponibilidad de energía eléctrica, vías de comunicación y servicios sociales.

Para el transporte del carbón se cuenta con las siguientes carreteras:

Carretera Zipaquirá - Puerto Agudelo 395 kms

Carretera Zipaquirá - Cartagena 1.400 kms.

Carretera Bogotá - Cúcuta 800 kms.

Carretera Bogotá - Cali -
Buenaventura 730 kms.

Ferrocarril Zipaquirá - Puerto Berrío 384 kms

Ferrocarril Zipaquirá - Santa Marta 1.021 kms

Ferrocarril Bogotá - Puerto Salgar

Para exportación se puede embarcar el carbón por vía fluvial desde Puerto Agudelo hasta Cartagena ó por carretera Bogotá - Buenaventura.

Precios en boca de mina varían entre US \$ 7.00 y US \$ 10.00.

Es la cuenca más conocida y explotada con carbones de excelente calidad.

5.- *Cuenca carbonífera Santander del Sur.*

Se encuentra localizada en el departamento de Santander del Sur en zona montañosa.

Los carbones son datados de edad cretácea superior. Tectónicamente son los más complicados del país debido a las presiones tectónicas producidas por el levantamiento de la cordillera Oriental.

Actualmente existen explotaciones mineras subterráneas en la subcuenca de Landázuri en donde se emplean métodos mecanizados. La explotación se hace difícil por el alto tectonismo de los carbones antracíticos. En la cuenca se conoce 17 mantos de carbón con un espesor total de 14.20 m. de los cuales están en explotación 6 de ellos (el espesor para cada manto es mayor o igual a 0.70 m.). El carbón extraído se somete a un proceso de lavado en una planta lavadora con capacidad de 80 ton/hora.

Para esta cuenca se han calculado reservas geológicas superiores a 25 millones de toneladas métricas distribuidas igualmente en las dos subcuencas. (Landázuri y San Vicente de Chucurí). El producto extraído se exporta casi totalmente a centros de consumo Europeos.

La producción anual es del orden de 80.000 toneladas en Landázuri pues en San Vicente de Chucurí no existen explotaciones.

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

	Landázuri	San Vicente de Chucurí
C.F.	81.6 - 87.1%	25 - 56.6%
M.V.	8.8 - 10.1%	29 - 41.0%
H.	1.5 - 2.0%	0.85 - 2.50%
Cenizas	6%	7.8 - 45%

Azufre	1%	0.78 - 0.90%
Cal/grm.	7.800 - 8.200	6.000 - 7.000
BTU	(14.000 - 14.700)	(10.800 - 12.600)

Los carbones de la subcuenca Landázuri se clasifican como *antracitas*, y los de la subcuenca San Vicente de Chucurí como *Bituminosos altos en volátiles a Super bituminosos inferiores*.

En el área se encuentra mano de obra disponible pero no calificada principalmente en Landázuri. La energía eléctrica y los servicios son de propiedad particular.

Para el transporte de estos carbones se utiliza la vía carretable Landázuri - Puerto Agudelo (104 km. aprox.), en Puerto Agudelo (sobre el río Magdalena) existe un puerto para embarque de carbón el cual se transporta por el río Magdalena en planchones hasta Barú (767 kms.) en donde se encuentra el único puerto adecuado para el embarque de carbón a granel. Cap. 400 ton/hora para barcos de 30.000 ton.

La subcuenca de San Vicente de Chucurí apenas ahora está siendo evaluada por el Ingeominas. Es una de las más promisorias por la calidad de sus carbones y su situación geográfica. Los análisis dan resultados positivos para coque metalúrgico.

Precios (antracita lavada) bocamina US. \$ 13.00.

6.- *Cuenca carbonífera de Santander del Norte.*

Se encuentra localizada a lo largo del departamento del Norte de Santander cubriendo una faja de máximo 15 kms. de ancha en la mitad oriental del departamento.

Esta cuenca está formada regionalmente por dos anticlinales y sinclinales. Se presentan dos horizontes carboníferos a saber:

Horizonte superior Terciario con dos mantos de carbón de espesor total de 2.40 m. máximo, carbones no coquizables por sí solos.

Horizonte inferior Terciario con máximo siete mantos de carbón de espesor total de 6.50 m. máximo, carbones coquizables por sí solos.

La dirección regional de los mantos es sur - norte y el buzamiento promedio de 45° .

El carbón explotado se extrae por métodos semimecanizados en las dos minas más importantes (Minas Maturín) y por métodos rudimentarios.

Las minas de explotación se concentran en la subcuenca del Zulia y en la subcuenca de Tasajero; hay pequeños trabajos mineros en las subcuencas de Pamplona y Toledo. Solo en las minas Maturín existen hornos de colmena para obtener coque metalúrgico; en las demás se utilizan hornos "pampas" en las que se obtiene coque con alto porcentaje de cenizas.

Para esta cuenca se han calculado reservas geológicas del orden de 1.200 millones de toneladas aunque las subcuencas del sur y las áreas aledañas a Tibú no han sido estudiadas a fondo.

El carbón extraído se utiliza localmente como combustible pero la mayor parte se exporta a Venezuela como coque metalúrgico para Sidor.

La producción anual es del orden de 100.000 toneladas.

Precio en bocamina US \$ 11.00

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación.

C.F.	40 - 68%
M.V.	31 - 43%
H.	0.5 - 10%
Cenizas	1 - 10%

Azufre 0.3 - 1.0%

Cal/grm. 5.500 - 8.500

(BTU 9.900 - 15.300)

Estos carbones se clasifican como *hullas Bituminosas de media a altas en volátiles.*

En el área no se encuentra suficiente mano de obra calificada; se cuenta con buena disponibilidad de energía eléctrica (principalmente en la subcuenca del Zulia parte sur), vías de comunicación, pero los servicios son muy limitados.

Como vías de comunicación se tienen:

Carretera Cúcuta - Gamarra 310 km.

Carretera Cúcuta - Cartagena 895 km. (Cúcuta Ocaña - Ciénaga)

Autopista Cúcuta - Maracaibo 450 km.

Para un programa de exportación se debe pensar en mejorar las técnicas de coquización aunque el mercado de carbón coque es limitado pues se prefiere el de carbón Bituminoso crudo.

7.- Cuenca carbonífera El Cesar - La Guajira

Se encuentra localizada en los departamentos de Cesar y La Guajira (norte de Colombia).

Esta cuenca se divide en dos subcuencas:

1.- Subcuenca de la Jagua de Ibirico: por su proximidad al ferrocarril del Atlántico (30 km.) y la posibilidad de sacar el carbón por el río Magdalena a los Puertos de Cartagena y Barranquilla, debe ser tenida muy en consideración para estudios geológicos detallados. Las reservas de este yacimiento se calculan en unos 20 millones de toneladas emplazadas en dos estructuras sinclinales de dirección regional noreste.

Se conocen tres mantos de carbón con un espesor aproximado de 5 m.

Los análisis químicos muestran los siguientes intervalos de variación:

C.F.	44 - 58.9%
M.V.	34.3 - 40.1%
H	3.3 - 5.9%
Cenizas	0.9 - 2.5%
Azufre	0.2 - 1.7%
Cal/grm.	6.400 - 7.700

2.- Subcuenca de la Guajira: Comprende los carbones de Palmarito y Cerrejón. La Peabody comenzó exploraciones en noviembre de 1972, después del acuerdo con el IFI. Se han estudiado 10.000 hectáreas con unas reservas del orden de 347.000.000 de toneladas, de estas cerca de 100.000.000 pueden ser recuperadas económicamente a cielo abierto.

Se han identificado 20 mantos de carbón

Un análisis promedio del carbón es el siguiente:

C.F.	47.5%
M.V.	38.8%

H	8.3%
Cenizas	4.3%
S	0.6%
Cal/grm.	7.400
(BTU	13.300)

Los ensayos de coquización han sido negativos.

Se clasifica como hulla Bituminosa alta en volátiles.

Se ha estimado que el costo de explotación de este carbón puede ser del orden de US \$ 6.00.

Esta cuenca por su situación geográfica las reservas disponibles y la calidad del carbón, puede llegar a ser la mas importante del país; sin embargo será necesario llevar a cabo costosas y complicadas obras de infraestructura pues la región carece de todo tipo de servicios inclusive mano de obra.

Se ha pensado llevar el carbón de Cerrejón hasta un puerto a construir, bien sea por banda transportadora de 75 km. , carbo ducto de la misma longitud o ferrocarril de 120 km.

COMENTARIOS Y CONCLUSIONES SOBRE LAS TABLAS 1 Y 2

Basados en los análisis químicos expuestos en la tabla 1 se hicieron promedios generalizados para las cinco principales cuencas carboníferas de Colombia; tales promedios se recalcularon eliminando el porcentaje de cenizas y de azufre y ajustando a 100% carbono fijo (C.F.) materias volátiles (M.V.) y humedad (H.) . Los resultados fueron los siguientes:

Hulla Sub - bituminosa..... Cuenca Norte de Antioquia-Córdoba. Se estiman más de 2.000 millones de toneladas.

Hulla Bituminosa baja en volátiles Parte de la Cuenca del Valle del Cauca. Se estiman aprox. 20 millones de toneladas.

Hulla Bituminosa media en volátiles Parte de la Cuenca del Cauca y Valle del Cauca; toda la cuenca de Santander del Norte.
Se estiman en 20 millones de toneladas por la primera y más de 1.000 millones para la segunda.

Hulla Bituminosa alta en volátiles Cuenca Caldas-Antioquia (Suroeste), Cesar - La Guajira, Cundinamarca-Boyacá.

Hulla Super - Bituminosa inferior Cuenca carbonífera Santander del Sur. Se estiman en no menos de 10 millo-

nes de toneladas.

Antracita

Yacimientos de Landázuri (Santander del Sur), Titiribí (Antioquia) y algunos del Valle del Cauca.

Se estiman en no menos de 10 millones de toneladas.

Aunque la mayoría de las reservas carboníferas Colombianas que se clasifican como sub - bituminosas a bituminosas bajas en volátiles, se encuentran por debajo del nivel freático de la hoya hidrográfica del río San Jorge. Los carbones bituminosos medios y altos en volátiles presentan facilidades de explotación por encontrarse por encima de niveles freáticos y son estratégicamente los mejores localizados si se tiene en cuenta posibilidades de exportación. Estos carbones son mundialmente los más apetecidos para combustible.

No se han tenido en cuenta las cenizas, pero éstas son en un 95% o más, extrínsecas al carbón mismo y se pueden eliminar con procesos de lavado aunque se pierde carbón como ripio, ni el azufre que en general para todos los carbones del país no excede del 1% lo cual es muy favorable si se tiene presente que no produce contaminación ambiental.

Los carbones de las cuencas de Santander del Norte (en particular los de la formación Los Cuervos: horizonte inferior), algunos de la cuenca Cundinamarca - Boyacá y de las cuencas de Santander del Sur (en particular los de San Vicente de Chucurí) presentan características de coquizabilidad; en general coquizan independientemente pero mezclándolos en proporción debida se mejoran las propiedades del coque obtenido. El coque se utiliza como combustible y reductor en los altos hornos para fundiciones en siderúrgicas.

CONVENIOS INTERNACIONALES PARA LA EXPLOTACION DE LOS CARBONES COLOMBIANOS

Es bien sabido que la emergencia energética, surgida en 1973, colocó al carbón, nuevamente, en primer puesto dentro de los combustibles de utilización inmediata, y a los países que lo tienen se les presentó una buena oportunidad de explotarlo y ofrecerlo al mercado mundial; sin embargo esta posibilidad requiere, paralelamente, un conocimiento muy precioso de las reservas en cuanto a cantidad y calidad, una industria minera desarrollada y una infraestructura en transporte y facilidades portuarios que Colombia apenas posee.

Con el interés de exportar y explorar sus reservas carboníferas, en la forma más adecuada y técnica, consultando el mayor beneficio para el país y teniendo en cuenta que estos procesos demandan fuertes inversiones para las cuales, específicamente para la industria minera, carece Colombia; los dos últimos gobiernos han considerado la necesidad de recurrir a la colaboración de países o bien altamente calificados técnicamente en la minería de carbón o bien usuarios del mineral, que no cuentan con él y tienen interés en asegurar un suministro seguro, financiando los estudios de prospección y de evaluación necesarios como también invertir en las minas que se proyecten.

Para coordinar estas labores y como posible socio oficial en futuras negociaciones, el actual gobierno creó la Compañía Carbones de Colombia S.A. "Carbocol" empresa que ya inició operaciones y con la cual deberán adelantarse los programas de carbón entre Colombia y los países interesados.

Obedeciendo a esta política en la actualidad existen los siguientes planes:

Carbocol - Intercor

El 17 de diciembre se firmó un contrato entre Carbocol y la firma norteamericana "Intercor" por medio del cual a esta última se le entrega la zona norte del yacimiento carbonífero de Cerrejón, en la península de la Guajira, con el fin de adelantar, por su cuenta y

riesgo, una exploración durante un lapso de tres años. Terminado este plazo se hará el estudio de factibilidad para la explotación de carbones.

En caso de que el estudio sea positivo se constituirá una sociedad con participación igual de las dos compañías; Intercor pagará sobre su mitad una regalía del 15% y además cederá una participación, aún sin determinar, sobre sus utilidades.

La inversión se calcula en unos US \$ 300 millones, con la cual se espera crear la infraestructura necesaria; ferrocarril de 125 kilómetros, puerto marítimo, etc. y una mina para producir como mínimo 5 millones de toneladas al año.

Este proyecto, que empezará en Enero de 1977, será el que inicie la gran minería del carbón en Colombia.

Colombia - Brasil

En el mes de mayo del presente año se firmó un acuerdo entre estos dos países por medio del cual se convino llevar conjuntamente un proyecto carbonífero basado en los siguientes términos:

- 1.- Se determinarán de común acuerdo, las áreas de interés para ser prospectadas.
- 2.- Se estructurará un programa pormenorizado de la prospección y se hará un estudio de prefactibilidad de la utilización del carbón de las áreas seleccionadas.
- 3.- Se llevará a cabo la prospección de las zonas escogidas.
- 4.- Se determinarán los yacimientos que sean explotables.
- 5.- Se elaborará el estudio de viabilidad técnica y económica para la explotación, utilización y comercialización de los carbones.

El costo de los trabajos anotados será sufragado por la empresa brasilera SIDEBRAS, y la Colombiana CARBOCOL la cual proporcionará los estudios geológicos, las instalaciones y laboratorios que posea, profesionales en número igual a los brasileros, quienes además aportarán los equipos y materiales de prospección y sondeo.

En el caso de resultado positivo en los estudios iniciales, 90 días después de su terminación, será suscrito un contrato entre Carbocol y Sidebras. Los términos del contrato no han sido aún fijados pero existen las siguientes normas:

- a) Se formará una sociedad de capital Colombo - Brasileiro que se encargará de la explotación y comercialización de carbón.
- b) Brasil se compromete a importar y Colombia a exportar carbón o mezclas coquizantes, a los precios que rijan en el mercado internacional de acuerdo a las especificaciones de la industria siderúrgica brasilera.
- c) En el supuesto de no llegar, por mutua decisión, a un acuerdo sobre los términos del contrato, Carbocol reintegrará a Side-

bras, los dineros que ésta haya gastado y toda la información quedará de propiedad de Carbocol. Si la empresa brasilera, por iniciativa propia desiste de participar en la sociedad, no habrá reembolso.

Colombia - Rumania

En la reciente visita del ministro Colombiano de Minas y Energía a Rumania se llegó a un acuerdo con el gobierno de dicho país para adelantar estudios de prospección de áreas carboníferas colombianas seleccionadas por expertos de ambos países.

Oficialmente no se han dado a conocer los detalles del convenio, pero se procede a la redacción del mismo.

Colombia - España

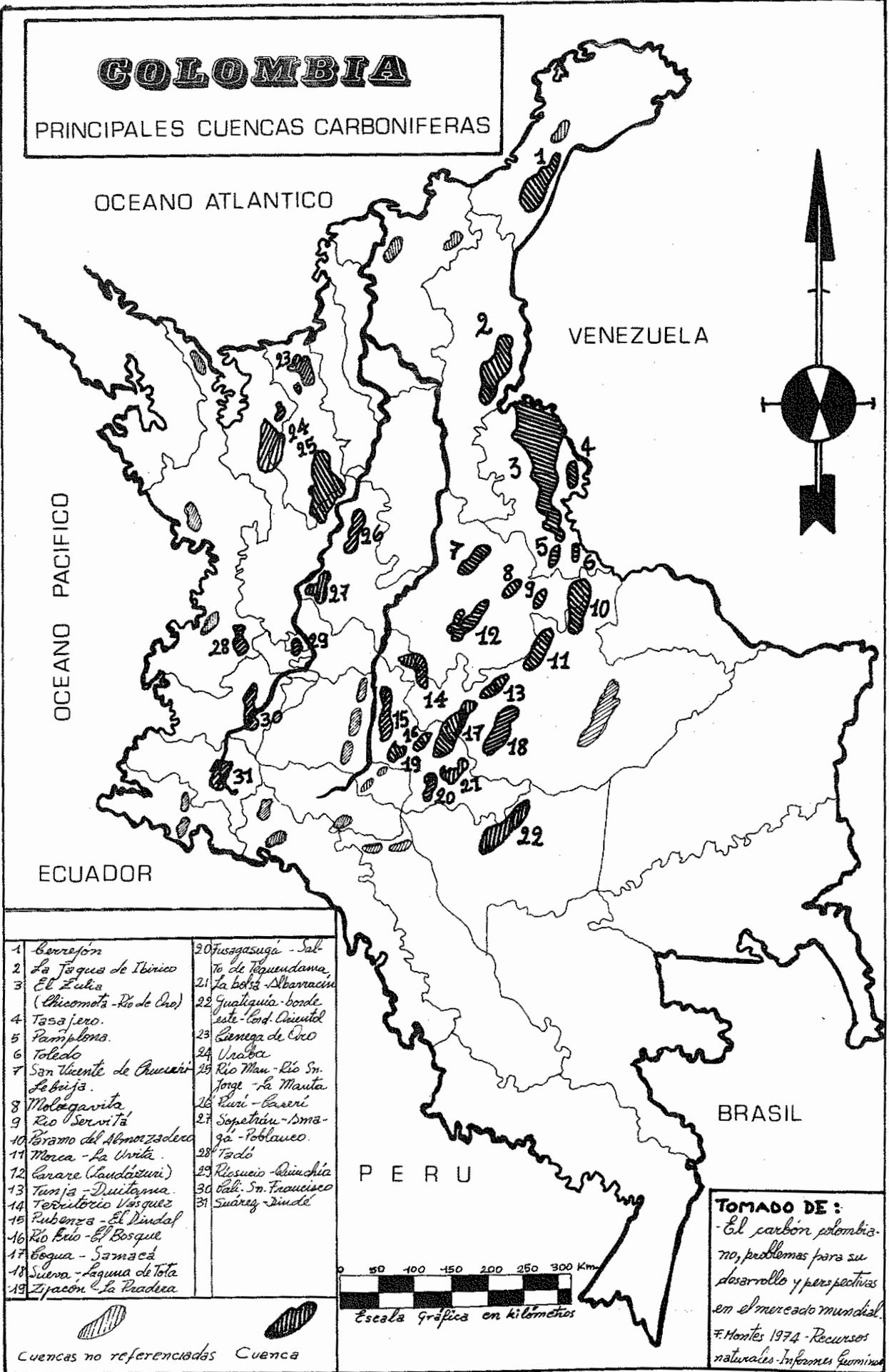
Existe también un principio de acuerdo, oficialmente suscrito por ambos países, cuyos términos se están definiendo.

Otros

También hay propuestas de Alemania y Polonia, entre otros países interesados en colaborar con Colombia en el desarrollo de su industria carbonífera.

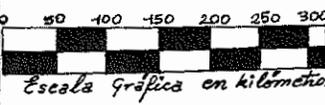
COLOMBIA

PRINCIPALES CUENCAS CARBONIFERAS



- | | |
|--|--------------------------|
| 1 Barrera | 20 Fusagasugá - Sal |
| 2 La Jirga de Ibérico | 21 To de Tequendamá |
| 3 El Zulia
(Chicometá - Río de Oro) | 22 La bolsa - Abarracín |
| 4 Tasa jero | 23 Guatiquía - borde |
| 5 Pamplona | 24 este - Cord. Oriental |
| 6 Toledo | 25 Lengua de Oro |
| 7 San Vicente de Chucurí | 26 Uraoba |
| 8 Leboija | 27 Río Man - Río Sn. |
| 9 Molegavita | 28 Jonge - La Mantá |
| 10 Río Serenita | 29 Ruri - Caserí |
| 11 Ceramo del Almorzadero | 30 Sopetrán - Sma- |
| 12 Monca - La Urita | 31 ga - Poblano |
| 13 Canare (Aundávari) | 32 Tadó |
| 14 Tunja - Duitama | 33 Risueño - Quinchá |
| 15 Territorio Virques | 34 Cal. Sn. Francisco |
| 16 Rubenza - El Dindal | 35 Suarez - Dindé |
| 17 Río Eño - El Bosque | |
| 18 Bogota - Samacá | |
| 19 Sivera - Laguna de Tota | |
| 20 Zipacón - La Piedra | |

 Cuencas no referenciadas
  Cuenca



TOMADO DE:
 - El carbón colombiano, problemas para su desarrollo y perspectivas en el mercado mundial.
 F. Montes 1974 - Recursos naturales - Informe Lumina

INFORMACION SOBRE CARBONES COLOMBIANOS

LOCALIZACION DE LA CUENCA (nombre)	Nº de MANTOS de C.	ESPESOR TOTAL DE CARBON(m)	RESERVAS GEOLOGICAS		ANALISIS QUIMICO PROXIMO PROMEDIO.					CLASIFICACION
			AÑO.	(MILES de Ton.Met.)	% C.F.	% M.V	% H.	% CENIZAS	% S.	
1 CERREJON	10	> 1500		210.000,0	55-60	38-43	2,0-7,0	10-6,0	0,5-1,0	BITUMINOSO (alto)
2 LA JAGUA DE IBIRICO	3	~ 500		20.000,0		30-40		3,0-6,0	0,5-1,0	BITUMINOSO
3 EL ZULIA(CHINAC-R. de ORO)	9/7	9,10	1975	900.000,0 est.	59-61	29,8-43	1,4-9,9	18-10	0,6-1,7	BITUMINOSO (med.)
4 TASAJERO	5/3	6,00	1973	170.000,0	60	29-45	1,4-9,9	max. 1,8	max. 2,0	BITUMINOSO (med.)
5 PAMPLONA					40-57	31-38	0,5-1,0	1,7-10	0,3-1,0	BITUMINOSO
6 TOLEDO						30/47			< 2	BITUMINOSO
7 Sn. VICENTE de CHILEBRIJA	10	~ 1500		10.000,0 min.	25-56,6	2,9-4,1	0,85-2,50	7,8-4,50	0,78-0,90	BITUMINOSO (altos)
8 MOLAGAVITA	16/1	7/300			60	31-32,5	0,80	10,06-12,4	0,75-0,89	BITUMINOSO
9 RIO SERVITA										
10 PARAMO del ALMORZADERO	2				92,5	5,70	1,80	1,80	0,60	SUPER-BITUMINOSO ?
11 MORCA-LA UVITA	5	~ 7,50		105.000,0	43,9-57,2	35,6-45		6,0-10,7	0,8-1,32	BITUMINOSO MED. a BAJO
12 CARARE (LANDAZURI)	17/6	14,20	1974		> 80?	10		6,0	1,0	ANTRACITA
13 TUNJA-QUITAMA				25.000,0	31-52	34-48	2,2-2,6	4,5-10	1,0-1,2	BITUMINOSO MED.0
14 TERRITORIO VASQUEZ										
15 PUBENZA-EL DINDAL					54,8-74,6	18,4-35,2	0,47-3,19	4,2-7,5	0,34-0,76	BITUMINOSO ALTO
16 RIO FRIO-EL BOSQUE	4	4,90		7.206,0	71-74,6	21,6-22,2	6,0-7,0	4,3-6,0	0,4-2,4	SUPER BITUMINOSO
17 COGUA-SAMACA	12/4			64.500,0	48-75	31-75	3,0-14,0	12-75	1,0,9	BITUMINOSO MED. a SUP.
18 SUEVA-LAGUNA de TOTA	1 a 5				48-41	38,59	5,27	6,63	1,10	BITUMINOSO BAJO
19 TIPACON-LA PRADERA										
20 FUSAGASUGA-SALTO de T.	2	1,40		5.000,0	52,3-53,5	37-38	1,6-2,6	5,50-6,0	0,5-0,7	BITUMINOSO MEDIO
21 LA BOLSA-ALBARRACIN					43-55	33,40	2,5-4,8	3,0-11,0	0,5-1,8	BITUMINOSO
22 GUATIQUEIA-B.E. CORD. ORIE.	4	2,50			?	28	?	30	?	
23 CIENAGA DE ORO	2	2,40								
24 U R A B A										
25 RIO MAN-RIO Sn. JORGE-MANTA	14	20,00		2.000.000,0 ?	42-60	31-40	17-20	4-13		SUB a BITUMINOSO
26 PJRI-CASERI										
27 SOPE TRAN-AMAGA-POBL.	4 a 10/4	4,50 a 9,0		2000,0		38,5-55,3		8-18	1,00	BITUMINOSO
28 T A D O										
29 CALI-Sn. FRANCISCO	6 a 0			42.000,0	30,1	34,5	5,0	28,55	1,85	SUB. a BITUMINOSO
30 RIOSUCIO-QUINCHIA	4 a 6	7,50		654,0	60-42	26-35	3-4	14	0,6-1,9	SUB. a BITUMINOSO
31 SUAREZ-DINDE	3	(3) 4,10		500.000		36		max. 2,8	max. 5	BITUMINOSO

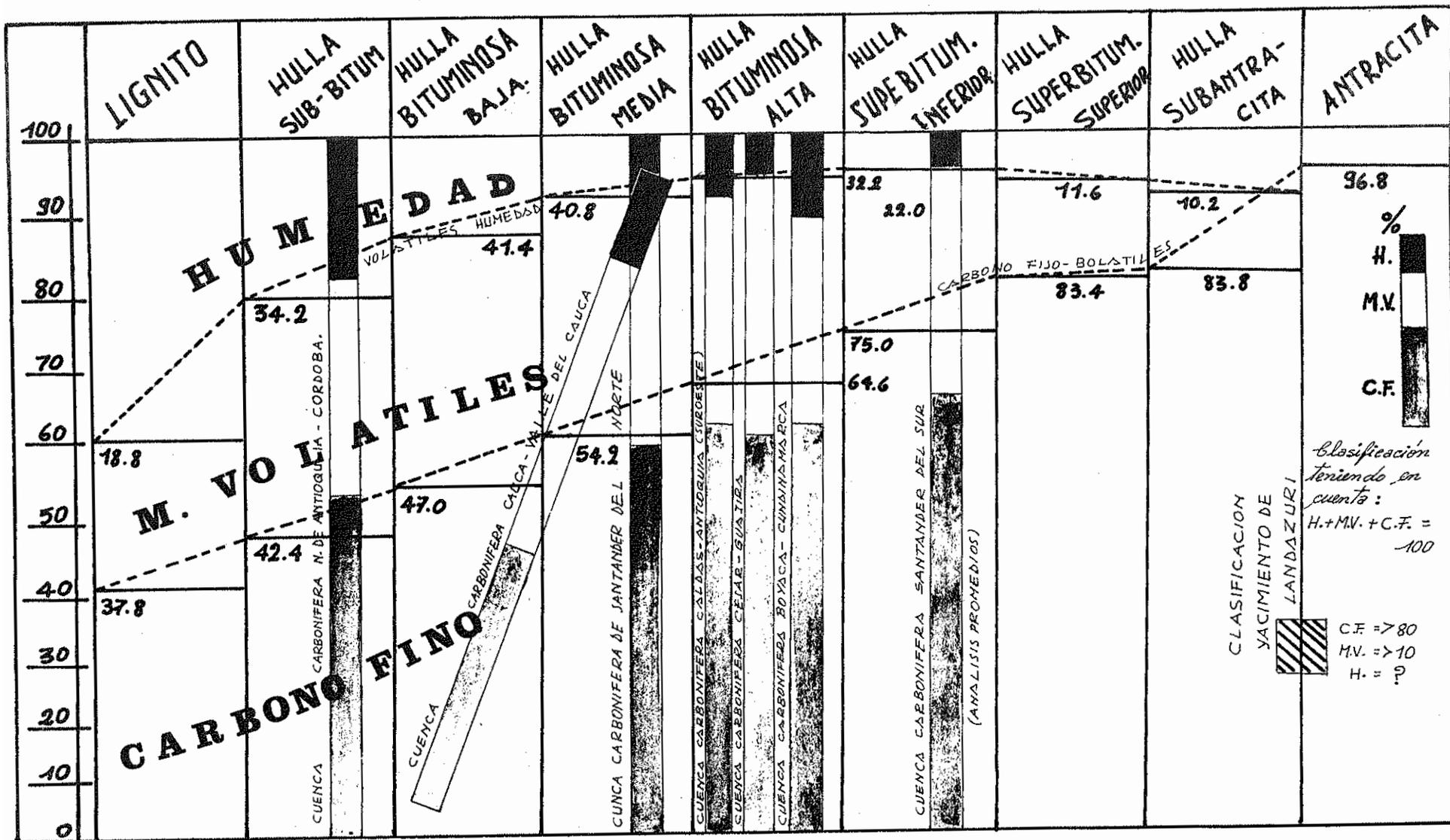
total/en explot.

(algunos están calculados en base seca)

TABLA 2 *

CLASIFICACION DE LOS CARBONES COLOMBIANOS

* GEOMINAS Ltda.



LA INTEGRACION ENERGETICA EN LA AMERICA LATINA

AUTORES

MARIA ELENA CORRALES

Asesora de asuntos energéticos de la Secretaría Ejecutiva del Consejo Nacional de Energía de Venezuela.

Ingeniero Químico graduada en la Universidad Central de Venezuela.

Estudios de post - grado en el "Centro de Estudios de Programas Económicos" (CEPE), Ministerio de Finanzas, Francia y en "Economía de la Energía". Universidad de Paris I, Francia.

WILLIAM LARRALDE PAEZ

Jefe del Departamento de Estudios Energéticos del Ministerio de Energía y Minas, Venezuela.

Economista graduado en la Universidad de Grenoble, Francia.

Especialización en Economía Energética.

ENERGY INTEGRATION IN LATIN AMERICA

This study analyzes the social economic and energy situation in Latin America, by means of a classification of the countries of the area based on an index of "economic independence" and another one of "energy independence". The first one compares, for each country, the total external marketing against the government expenditures and the gross internal investment. The second one, is considered by the percentage of the energy internal consumption covered by the importations.

This theoretical - statistics basis will permit

the authors to state some energy politics policies for the different subregions and the consequences of such politics over the actual economic and social situation of the region. Finally, the way in which the bilateral and multilateral international cooperation is analyzed in order to obtain a bigger economic as well as energy independence in the region.

* This work was elaborated by the Oficina Promotora de Proyectos Multinacionales, OPRON, in collaboration with FONINVES EDELCA, CADAFE and CAVEINEL. Later on, it was presented and discussed at the XIV Convention of UPADI held in October last year in Rio de Janeiro, Brazil.

LA INTEGRACION ENERGETICA EN AMERICA LATINA

En la reunión del Directorio de la Unión Panamericana de Asociaciones de Ingenieros (UPADI), celebrada en San José de Costa Rica, se encomendó al Colegio de Ingenieros de Venezuela la elaboración de un estudio sobre la definición de una política energética para América Latina. Este trabajo, fué elaborado por la OPROM en colaboración con FONINVES, EDELCA, CADAPE y CAVEINEL, y presentado y discutido en la XIV Convención de UPADI celebrada el pasado mes de octubre en Río de Janeiro, Brasil. (1)

En el citado estudio se analiza la situación económica y energética en América Latina y se intenta una clasificación de los países que conforman el área, en base a un índice de "independencia económica" y otro de "independencia energética". El primer índice se establece de acuerdo al criterio de KINDLEBERGER, comparando para cada país el monto del comercio exterior con los gastos del gobierno y la inversión interna bruta. El índice de "independencia energética" se mide por el porcentaje del consumo interno de energía cubierto por importaciones. Esta base teórica - estadística permite a los autores plantear algunos lineamientos de política energética para las distintas sub-regiones y la incidencia de dicha política sobre la actual situación económica y social de la región. Para finalizar se analiza la manera cómo la cooperación internacional bilateral y multilateral podría

* Oficina Promotora de Proyectos Multinacionales. *La Integración Energética de América Latina, trabajo complementario* - Tema VI. XIV Convención de UPADI.- Caracas, 1976, 290 p.p.

ayudar a lograr una mayor independencia taríto económica como energética de la región.

Presentamos a continuación un resumen de los aspectos más importantes señalados, así

como de las conclusiones y recomendaciones emanadas del citado estudio.

1.- Situación Socio - económica

En la primera parte del Capítulo I se recoge un breve estudio sobre la actual situación económica y social en Latinoamérica y se analizan las recientes tendencias económicas, comerciales y financieras:

"..... se revela una primera tipología demográfica; las naciones se pueden agrupar dentro de las siguientes categorías: a) los países maduros y urbanizados b) los países grandes y dinámicos, y c) los países jóvenes, pequeños y rurales. Esta discriminación tendrá la siguiente asimilación al grado de evolución económica: los primeros serían los más industrializados y estarían en una etapa de estancamiento (Argentina, Chile); los segundos atravesarían el proceso de sustitución de importaciones (Brasil, México); los terceros, que son los más abundantes, tienen una gran dependencia del comercio exterior, por intermedio de la exportación de materias primas y de la necesidad de importar la mayor parte de la oferta global, por la incapacidad de la economía interna (países - petroleros y agrícolas). (.....) Pero esta heterogeneidad social y económica de la América Latina, que tiene razones históricas y geográficas, no debe ocultar su rasgo esencial y común: el menor desarrollo relativo de todas las naciones, y la existencia de graves carencias sociales económicas y monetarias" (2)

Más adelante se agrega: "..... La pérdida de velocidad de América Latina en el comercio mundial es particularmente difícil, en vista de la condición de exportadores de materias primas de todos los países. Como quiera que el debilitamiento de sus exportaciones coincide con el aumento en volumen y precio de los alimentos y manufacturas que importa del

del mundo desarrollado, las naciones latinoamericanas siguen todavía sufriendo, y no se sabe hasta cuando, de un secular deterioro de los términos de intercambio y del consecuente déficit en sus balanzas de pago. Déficit que es momentáneamente resuelto, para aquellos que pueden, con un progresivo endeudamiento.

Inflación importada, inestabilidad de exportaciones, déficit de cuenta corriente, endeudamiento, son estos algunos de los males comunes de las naciones latinoamericanas, y en general del Tercer Mundo. *Es en este contexto que se advierte que el problema de abastecimiento energético no es el más urgente de las naciones de la región.* Y que deben adoptarse medidas que reformen estructuralmente el sistema económico internacional en favor de una mejor repartición de la riqueza, del comercio y del bienestar mundial". (3)

2.- Situación Energética

En la segunda parte del capítulo I se presenta el "Espacio Energético" en donde se describe la situación de los diversos países de la región en materia de energía. En esta segunda parte se plantea que" al igual que en el campo económico, se destaca esa característica predominante de la América Latina, cual es la heterogeneidad de su composición. Las naciones muestran grandes diferencias en sus consumos y producciones locales de energía. De una parte países importadores, de otra parte exportadores de energía.

Dentro de los importadores se pueden establecer diferentes grados de dependencias energéticas. Adicionalmente, desde el punto de vista del consumo, también podrían establecerse clasificaciones según la diversidad de las fuentes utilizadas. Y esta condición podría relacionarse con la estructura de las reservas energéticas de los países". (4)

2.1.- La producción de Energía en América

Latina.

La producción de energía en América Latina alcanzó en 1974 a 345 mm. de toneladas de petróleo equivalente (TPE), siendo la producción mayormente de hidrocarburos (Venezuela produjo cerca de 50% del total, con 169 mm. TPE). De la producción total de la región el 74,8% correspondió a petróleo crudo, mientras que el gas y la hidroelectricidad participaban en 11% y el carbón sólo en un 2%

"Desde el punto de vista de los países más importantes en la producción de los distintos tipos de energías, en relación al carbón habría que mencionar Colombia, México y Brasil.

La producción de carbón mineral en el área llegó a 9.2 mm. de TPE., que descansa sobre los países mencionados, pues los otros países acusaron producciones exiguas.

La producción de gas natural alcanzó en 1974 la cifra de 39 millones de TPE., siendo México y Venezuela los productores principales.

La hidroelectricidad participó con un 11.2 % en la producción energética de América Latina, para 1974. Brasil es el país que hace un uso más intensivo de este recurso, pues en su territorio se genera casi el 56% del total. Habría que mencionar también a Chile, Perú y Colombia, donde la producción de este recurso es significativa, en el marco de la energía comercial. Es además la hidroelectricidad el único recurso legal, hasta ahora, de los países de Centroamérica y del Caribe, aunque en la mayor parte de los casos el recurso no es utilizado, sino que tales naciones dependen de la importación de hidrocarburos para el movimiento de su economía.

En relación a la energía núcleo-eléctrica,

desde hace algunos años varios países han iniciado su utilización (Argentina, Brasil y México) siendo el primero de los países donde actualmente se ha obtenido la comercialización, con una generación de 310.000 TPE". (5)

2.2.- *El Consumo de Energía en América Latina.*

En relación con el consumo de energía se señala que está orientado fundamentalmente hacia derivados del petróleo. Por otra parte:

"Debe destacarse que cerca de 38% del consumo energético de la América Latina es de fuente importada, pues solamente Bolivia, Colombia, Trinidad y Venezuela son exportadores de energía o se autoabastecen. Sin embargo el monto de la producción de los países petroleros casi duplica el consumo energético del área (el consumo de energía comercial se situó en 1974 al nivel de 225.3 millones de TPE. del cual el 51% fué exportado fuera de la región).

Respecto de la estructura del consumo global observamos que la mayor parte (59,7%) corresponde a derivados del petróleo, especialmente gasolinas, fuel - oil, gasoil y kerosene. La participación del gas natural y la hidroelectricidad sigue con un nivel de 17% cada una.

La distribución del consumo es heterogénea: solo cuatro países (Brasil, México, Argentina y Venezuela) consumen el 76% del total de la región mientras que los países de menores dimensiones (Mar Caribe, Centro América, Paraguay y Uruguay) reúnen entre sí solo el 8% del consumo total de energía.

Es importante destacar el elevado uso que se hace, en la mayor parte de los países, de los combustibles no comerciales (carbón vegetal, leña y bagazo de caña). Esta utiliza-

ción es particularmente significativa en los países de menor desarrollo relativo. En el conjunto el consumo no comercial llega cerca del 20% del consumo, lo cual equivale a unos 40 millones de TPE. De éstas, una buena parte (17 mm. de TPE) son solamente consumidas por el Brasil, no solamente en actividades industriales (siderúrgica) sino muy en particular en el medio rural, para beneficio doméstico y en pequeños desarrollos agrícolas o agroindustriales". (6)

2.2.- *Las Reservas de Energía en América Latina.*

En relación con las Reservas Energéticas se dice que aunque notables, se encuentran muy poco utilizadas.

"Para 1974 el monto total de reservas (excluyendo torio) era de 40.846 millones de TPE integradas básicamente por carbón (43 , 15%) e hidroelectricidad (41,72%). El resto se distribuía entre petróleo (10%) gas (4,5%) y uranio (0,63%).

Desde el punto de vista geográfico la energía se concentra en torno a la banda ecuatorial de Sur América, pues Brasil, Colombia y Venezuela reúnen cerca del 70% de toda la energía de la región, destacándose especialmente Colombia, con 36% del bloque total energético.

Esta desigual repartición de la energía en el continente se refleja también sobre su disponibilidad por habitante. Seguidamente podemos observar los países de mayor opulencia energética por habitante y por tipo de energía:

Mayores Reservas de Carbón: Colombia con 519,6 TPE/HAB.

Mayores Reservas de Petróleo: Venezuela con 227 TPE/HAB.

Mayores Reservas de Hidroelectricidad: Guyana con 807,37 TPE/HAB. (*)

Mayores Reservas de Gas Natural: Trinidad y Tobago con 119,9 TPE/HAB.

Mayores Reservas de Uranio: Argentina con 87 TPE/HAB.

Teniendo en cuenta la disponibilidad de diversas fuentes, los países pueden clasificarse en los siguientes grupos:

Países de cinco energías: Argentina, Brasil y México.

Países de cuatro energías: Chile, Perú, Colombia y Venezuela.

Países de tres energías: Bolivia, Ecuador, Uruguay y Trinidad - Tobago.

Países de dos energías: Cuba y Honduras (Petróleo e Hidráulico).

Países de una energía: Guayana, Paraguay, Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Nicaragua, República Dominicana, Jamaica y Panamá (Solamente recursos hidroeléctricos).

Desde el punto de vista cuantitativo, y con relación a la población, los países se pueden agrupar en las siguientes categorías:

Países sin energía (menos de 1 PTE por habitante): Cuba, República Dominicana y Jamaica.

Países modestamente equipados (cerca de 50 TPE/hab.)
Uruguay,
México, El Salvador y Panamá.

Países regularmente equipados de recursos energéticos (alrededor de 100 TPE por habitante): Argentina, Brasil, Chile, Paraguay, Perú, Nicaragua y Honduras.

Después siguen los países de medianas reservas energéticas: Bolivia, Ecuador, Trinidad Tobago, Costa Rica, hasta los más abundantes en recursos: Guayana (807 TPE por habitante), mayormente hidroelectricidad, Colombia (644 TPE por habitante), especialmente carbón y Venezuela (458 por habitante), en buena parte hidrocarburos." (7)

II.- Independencia Económica y Energética

Utilizando los índices de KINDLEBERGER y de independencia energética definidos anteriormente, se estructuró una "Matriz Energías/Economías" para 1974. Según este esquema, "..... se advierte un grupo de países que son los más afectados, desde el punto de vista que muestra poca independencia, tanto económica como energética: Nicaragua, El Salvador, Honduras y Haití.

De resto se advierten situaciones muy similares: de una parte un grupo de países muy dependientes energéticamente, pero que se encuentran en un grado más avanzado de desarrollo: Guatemala, Panamá, Jamaica, Uruguay

Los países con una elevada independencia energética que aún no han logrado la construcción de economías autónomas: Venezuela, Ecuador y Bolivia.

Seguidamente las naciones donde contrasta el adelanto económico con la dependencia energética: Brasil, Argentina y Paraguay.

Y finalmente aquellas naciones con una situación energía - economía bastante equilibrada: Costa Rica, Chile, Perú, México y Colombia". (8)

Cabe señalar aquí respecto a lo anteriormente dicho, el grave riesgo que se corre cuando se utilizan índices generales como es el de KINDLEBERGER, definido como el cociente del comercio exterior entre los gastos de Gobierno más las inversión interna bruta, para definir algo tan complejo como es la "independencia económica" y se compara de un país a otro estructuralmente diferente. Son este tipo de implicaciones las que permiten considerar paradójicamente a Paraguay como un país "donde contrasta el *adelanto económico* con la dependencia energética", situándolo al mismo nivel de Brasil y Argentina. (9)

III.- Planteamiento de Políticas Energéticas

En la última parte del estudio se presenta "algunas posible soluciones nacionales para el aprovechamiento energético al menor costo social". Estas recomendaciones son bastantes generales y se basan, tanto en los diversos recursos de los cuales dispone cada país, como en sus posibilidades financiera y/o de integración con otros países.

Por otra parte, a manera de síntesis se presentan las siguientes conclusiones:

- 1.- Como quiera que el uso energético de los hidrocarburos no se compadece con la vida de las reservas mundiales ni con la necesidad de guardarlos como materia prima para la elaboración de productos de aplicación más noble, debería modificarse el actual patrón de consumo de energía en América Latina.
- 2.- Esta modificación pudiera estar sujeta a distintas restricciones: la independencia energética nacional, la escasez de capital, las presiones económicas de corto y mediano plazo, etc., todo lo cual varía según las distintas naciones y de acuerdo con las capacidades y disponibilidades para conceder a lo energético mayor

prioridad que a otras necesidades.

- 3.- Dentro de este contexto se podría establecer diferentes familias de *políticas energéticas nacionales*:
 - 1.- Para los que disponen de reservas de energía y de recursos que les permite acometer una atribución de los patrones de oferta y consumo.
 - 2.- Para los que no tienen alternativa para sustituir los usos energéticos del petróleo, ni su importación.
 - 3.- Para los países exportadores de energía.

Dentro del primer grupo entran las grandes naciones con diversidad de fuentes energéticas, que favorecen una eliminación de la importancia de energía por intermedio de la exploración de hidrocarburos, y que podrían lograr una mínima dependencia mediante el incremento del coeficiente de electrificación y de la mayor utilización del carbón y lo hidráulico. Se buscaría un prototipo de consumo del tipo Chile - Colombia (consumo de derivados cerca del 40% del total).

En esta categoría habría que diferenciar aquellos donde la balanza de pagos actualmente se resiente de la cuota petrolera (Brasil - Chile), de aquellos relativamente independientes en el presente (México, Argentina, Colombia, Perú).

También habría que diferenciar aquellos países de menor desarrollo relativo y menos recursos, cuya única reserva energética es un excedente de hidroelectricidad. Dentro de este subgrupo se distinguen los países con excedentes exportables a mercados vecinos (Uruguay, Paraguay, Guyana, Guatemala) de aquellos sin probables clientes, a menos que pro-

vengan de la "descentralización industrial mundial", pero que ciertamente podrían sustituir parte del consumo de hidrocarburos por un aumento de la electrificación de la economía (Costa Rica, Panamá). En este caso, el actual patrón de consumo de Costa Rica podría servir como modelo.

En el segundo grupo habría que distinguir los países "más gravemente afectados" económicamente con reservas de hidroelectricidad (El Salvador, Honduras, Nicaragua), pero con severas presiones financieras, que no podrían acudir a inversiones para sustituir inversiones petroleras, y aquellos que ni siquiera disponen de reservas energéticas (Haití), pero a todos los cuales hay que dar un tratamiento financiero especial por lo menos mientras dure el período de transición, a menos que la estructura económica internacional se modifique en favor de los más pobres.

Dentro de esta categoría de países predestinados a importar energía surge el subgrupo de los más desarrollados (sin reservas hidráulicas): los países mineros del Caribe, Cuba y Jamaica. Aquí el tratamiento financiero es de tipo más transicional, pero siempre presente por la incidencia del precio del petróleo en el valor competitivo de sus exportaciones.

Hay que considerar finalmente el grupo de los países que aunque exportan energía (Venezuela, Ecuador, Bolivia, Trinidad), se encuentran entre los de menor desarrollo relativo, lo que de paso sugiere o ratifica que *el desarrollo no es energético*. Para este grupo la consigna es racionalizar su consumo (haciéndolo menos petrolero y orientando el consumo petrolero hacia usos más nobles), de manera de extender la vida de las reservas para la exportación y para dar tiempo a la formación de economías internas independientes.

4.- Pasado el plan (o la época) de los nacionalismos estrictos, conviene esfatizar los programas bilaterales o binacionales, porque las cooperaciones son necesarias para beneficios globales mayores que la suma de los esfuerzos individuales.

Siempre que las estructuras legales lo

permitan, los esfuerzos binacionales tendrían las siguientes prioridades:

- a) - Complementación de sus sistemas de generación y transporte de electricidad, por el interés de optimizar los programas de sustitución de los hidrocarburos por el carbón, el uranio y la hidráulidad. Así mismo se obtendría el beneficio de las economías de escala que derivan de la concentración de la producción, en especial en las naciones pequeñas.
 - b) - Programas de colaboración internacional para investigación y desarrollo de tecnologías comerciales para el uso del carbón bajo forma licuada o gaseosa (probablemente entre Colombia y México).
 - c) - Programas de colaboración internacional en investigación y desarrollo en tecnologías para uso y transporte de energías tradicionales y no tradicionales (transporte de electricidad en distancias muy largas y voltajes extra - altos, por ejemplo, aplicación de la energía solar a proyectos específicos, de plantaciones energéticas, etc.).
- 5.- Finalmente, cuando llegue la etapa de los programas multinacionales podría pensarse en actividades más complejas, tales como la energía nuclear. Aquí cabrían planes del siguiente tipo:
- a) - Planta multinacional de enriquecimiento de uranio.
 - b) - Planta multinacional para el procesamiento de desechos nucleares.
 - c) - Programas de reorientación del parque automotriz desde el punto de vista de la eficiencia energética, y medidas generales de conservación (en coordinación con ALALC, Pacto Andino y SELA). " (10)

**REFERENCIAS
BIBLIOGRAFICAS**

- (1) Oficina Promotora de Proyectos Muntionacionales, *La Integración Energética de América Latina*, trabajo complementario - Tema VI. XIV Convención de UPADI.
- (2) Op. Cit., p.p. i. ii.
- (3) Op. Cit., p. iii - iv, subrayado en el original.
- (4) Op. Cit., p. 72
- (5) Op. Cit., p. 73 - 75
- (6) Op. Cit., p. 75 - 76
- (7) Op. Cit., p. 86 y siguientes
- (8) Op. Cit., p. 84 - 85
- (9) Op. Cit., p. 85 El subrayado es nuestro
- (10) Op. Cit., 9. 281 - 286

LA INFORMATICA: IMPLEMENTACION Y DESARROLLO EN VENEZUELA



DIONISIO A. ZOZAYA FIGUERA

THE MASS MEDIA: IMPLEMENTATION AND DEVELOPMENT IN VENEZUELA

By a government decree, a national commission, in which the Ministry of Mines and Hydrocarbons participates, is studying the establishment of a National System of Information in Venezuela.

A preliminary study reveals the diagnosis of the existing situation in the information media, determining that in the country, the libraries, filing and documentation services are not systematized; there exists no coordinating groups and regulations for these three services, nor objectives or predetermined duties.

Nevertheless, in the national information policy as a whole, the five existing models in Venezuela could serve as a base for planning and developing services of information adjusted to the needs of the country. Within those models, the most outstanding is the Internal Network of Information of the Ministry of Mines and Hydrocarbons, formed by 8 Centers of Information Analysis and Data Banks. At the present time this Network, which was organized through 6 years of work, is providing a valuable collaboration to different public and private organizations as well as to the public in general.

JEFE DE LA DIVISION DE INFORMACION TECNICA GEOLOGICA - MINERA.- MINIS- TERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS. VENEZUELA

- Ing. Geólogo U.C. Venezuela (1951)
- Estudios de Post Grado: International Institute for Aerial Survey and Earth Sciences, Delft, Holanda (1958).
- Funcionario de Carrera (1972).
- Condecoración Orden "27 de Junio" al mérito en Educación (1975).
- Coordinador del Comité Central de la Red Interna de Información del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
- Presidente de la Sociedad Venezolana de Ingenieros Geólogos (1962-1963).
- Miembro Asesor de la Comisión Nacional Presidencial para el establecimiento de un Sistema Nacional de Información.
- Miembro del Colegio de Ingenieros de Venezuela; del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas; de la Sociedad Venezolana de Ingenieros Geólogos y de la Sociedad Venezolana de Geología, Minería y Petróleo.
- Tiene publicados varios trabajos en materias de Geología, Minería e Información.

LA INFORMATICA: IMPLEMENTACION Y DESARROLLO EN VENEZUELA

El Ministerio de Minas e Hidrocarburos participa activamente en la Comisión Nacional para el establecimiento de un Sistema Nacional de Información, establecido según el decreto presidencial No. 559 del 19 de noviembre de 1974. Y para dar cumplimiento al artículo 5 de dicho decreto y al numeral 6 del artículo 1 de la resolución No. 28 del Ministerio de Educación, se realizó el día 11 de octubre de los corrientes en la Sala de Investigadores de la Biblioteca Nacional, La Asamblea de los Coordinadores de la Subcomisión de Normas y de los Grupos y Subgrupos de Trabajo que integran dicha Comisión.

En esta Asamblea se sometió a estudio la versión preliminar del Informe Final que presentará la Comisión al Presidente de la República, la cual en su parte introductoria contempla: "El derecho a la información no se ha reconocido explícitamente en Venezuela como derecho humano. Hasta ahora la mayoría de la población no lo disfruta ni está en condiciones de ejercerlo. De ahí su participación restringida en la vida económica, política, cultural y de relación.

Si la democracia como sistema político se fija entre sus tareas fundamentales la de integrar al individuo a la sociedad y hacerlo participar activamente en los diversos procesos que van configurando nuestra vida nacional, tendríamos que convenir en que esta marginación venezolana de la información constituye una falla esencial del sistema.

El diagnóstico de la situación actual en materia de información indica que:

- No están sistematizados los servicios nacionales bibliotecarios, de archivo y de documentación.
- No se ha promulgado su legislación orgánica ni coordinado su reglamentación y administración.
- No existen núcleos coordinadores y normativos de los tres servicios ni objetivos y funciones predeterminados.

Esto ha sido la causa de la dispersión y pérdida de documentación, duplicación de esfuerzos, limitación del número de usuarios, y del escaso rendimiento de la inversión actual del Estado en el campo de la información.

Sin embargo, estas desventajas podrían convertirse en ventajas, en el conjunto de una política nacional de información, debido a la flexibilidad técnica y jurídica existentes, que permite redefinir la situación con libertad y visión del futuro.

Venezuela cuenta con cinco modelos que, al traducir eficazmente normas internacionales a la realidad venezolana pueden servir de base para la planificación y desarrollo de los servicios bibliotecarios, de archivo y de documentación:

- Red interna de Información del Ministerio de Minas e Hidrocarburos.
- Núcleos de Servicios Bibliotecarios escolares de Ciudad Guayana.
- Centros Experimentales de Recursos para el aprendizaje Permanente (CERAP).
- Sistema Nacional de Documentación e Información Biomédicas.
- Centro de Documentación del Consejo Nacional de Investigación Científica y tecnológica. (CONICIT).
- 3.- Centro de Análisis de Información de Economía Petrolera. CAIEP.
- 4.- Hemeroteca.
- 5.- Geotecnia.
- 6.- Centro de Documentación e Información de Aguas Subterráneas.
- 7.- Banco de Datos de Pozos Petroleros.
- 8.- Centro de Análisis de Información conjunta CVP-MMH. (en reestructuración). (ver cuadros anexos).

El modelo que se menciona como "Red Interna de Información del Ministerio de Minas", está constituido en la actualidad por ocho Centros de Análisis de Información y Bancos de Datos, siendo ellos:

- 1.- Centro de Análisis de Información Geológica - Minera - CAIGEOMIN - (Mapas y planos).
- 2.- Centro de Análisis de Información Geológica - Minera. (Informes Técnicos).

Esta Red Interna del Ministerio de Minas e Hidrocarburos ha sido establecida paulatinamente, a través de 6 años de trabajo, y actualmente se estudia la constitución de Nuevos Centros de Análisis de Información y Bancos de Datos en otras especialidades.

El servicio que prestan estos centros no se circunscribe solamente a las necesidades internas del Despacho, sino que han venido prestando una valiosa colaboración a otros organismos públicos y privados, y al público en general.

RED INTERNA DE INFORMACION DEL MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS

	1	2	3	4
INSTITUCION	CAIGEOMIN (Centro de análisis de información geológica minera Mapas y planos	CAIGEOMIN (Centro de análisis de información geológica-minera Informes Técnicos.	CAIEP (Centro de Análisis de Información de Economía Petrolera.	HEMEROTECA
OBSERVACIONES	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO
ESPECIALIDAD	Geología y Minería	Geología y Minería	Petróleo	Todo referido a Prensa dentro del campo de acción del Ministerio.
LUGAR	Direcciones de Geología de Minas. Centro S. B. Torre Norte Piso 17 Tfnos.: 483-1526	Direcciones de Geología de Minas Centro S. B. Torre Norte Piso 17 Tfnos.: 483-1526	Dirección Economía Petrolera. Centro S. B. Piso 18 Tfno: 483-2104	Oficina de Información y Divulgación de Relaciones Públicas Centro S. B. Piso 18 Tfno: 483-2104
JEFE	Dr. Dionisio Zozaya	Dr. Dionisio Zozaya	Dra. Isabel Teresa Amelinckx	Lic. Verónica Sudar.
Nº DE DOCUMENTOS PROCESADOS	24.000 Mapas, planos, secciones y columnas estratigráficas procesadas.	2.000 informes técnicos procesados.	2.810 Informaciones técnicas	180.000 Informaciones de Prensa (de 72-75) 500 Codificados.

RED INTERNA DE INFORMACION DEL MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS

	5	6	7	8	
INSTITUCION	GEOTECNIA	BANCO DE DATOS DE POZOS DE AGUA	BANCO DE DATOS DE POZOS PETROLEROS	CENTRO DE ANALISIS DE INFORMACION CONJUNTA MMH-PETROVEN (Reestructuración).	
OBSERVACIONES	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO	AUTOMATIZADO	
ESPECIALIDAD	Geología aplicada a la Ingeniería.	Información relacionada a pozos de agua existentes y por ser perforados en el país.	Información de los pozos petroleros perforados.	Petróleo	
LUGAR	División de Geotécnia. Telef. 459020	División de Hidrogeología (aguas Subterráneas). Telef. 740488	Dirección de Hidrocarburos	REORGANIZACION	
JEFE	Dr. Carlos Ramírez	Dr. Alberto Vivas Ramírez	Dr. Gustavo Sorondo		
Nº DE DOCUMENTOS PROCESADOS	4.000 (puntos Geotécnicos procesados)	20.000 (información básica de aguas subterráneas) 13.000 (información especializada sobre pozos) 3.000 pozos de aguas codificados.	32.000 información básica de pozos procesados). 16.000 (información especializada).		Información petrolera.

Solicitud de Información.-

Cuando el usuario solicita una información, el especialista de CAIGEO-MIN le orienta con el propósito de encauzar sus preguntas hasta la coincidencia con los términos claves del Sistema y así poder recuperar lo que sobre el tema solicitado exista.

Ejemplo de Solicitud de Información:

El usuario se dirige al Centro en los siguientes términos:

***** "Quisiera conocer cuantos mapas existen sobre la región de Upata"

UPATA (primer término clave)

Mapas existentes: 78

Veáse anexo Listado de Indices, pág. 307.

***** "Ahora quisiera saber cuantos de éstos se refieren a Manganeso"

MANGANESO (segundo término clave)

Mapas existentes: 89

Veáse anexo Listado de Indices, pág. 198

Del cruce de los dos términos claves se puede apreciar que el número de planos que se refieren a UPATA y MANGANESO son: 37

*****"El mapa que estoy buscando es del tipo Estructural"

ESTRUCTURAL: (tercer término clave)

Mapas existentes: 642

Veáse anexo Listado de Indices, págs. 127, 128 y 129.

MAIQUETIA

02243 02251

MALLORQUIN

00510 00517 00532 00540 00541
00542

MAMO

C2240

MANGANESO

00099	00337	00355	00390	00395
01261	01263	01267	01270	01273
01280	01556	01605	01843	01844
01845	01846	01847	01848	01849
01850	01851	01852	01853	01854
01855	01856	01857	01858	01859
01860	01861	01862	01863	01864
01865	01866	01867	01882	01906
01931	01939	01942	01952	01953
01956	01957	01958	01959	02004
02022	02039	02041	02065	02090
02098	02099	02101	02102	02103
02138	02139	03292	03379	03380
03381	03382	03383	03384	03385
03386	03387	03388	03389	03390
03391	03392	03394	03395	03396
03397	03398	03399	03400	03401
03402	03403	03404	03405	

MAZANILLA I

02723

MAPA

00696

MAPA DE MUESTRAS

00267

PAR CARIBE

C2224

 ESIRIBC NARICUAL

00435 00452 00484

 ESIRUCTURAL

C0001	00002	00003	00004	00006
00009	00014	00015	00016	00019
00021	00024	00026	00030	00034
00037	00039	00045	00068	00099
00100	00104	00108	00110	00112
00114	00119	00120	00121	00122
00123	00124	00140	00147	00148
00149	00154	00166	00167	00172
00176	00177	00180	00181	00182
00191	00200	00203	00240	00242
00259	00261	00264	00265	00268
00271	00279	00288	00292	00301
00312	00343	00348	00354	00377
00402	00411	00416	00431	00447
00449	00459	00460	00477	00478
00513	00515	00518	00526	00527
00528	00530	00532	00533	00536
00690	00692	00693	00696	00698
00704	00705	00706	00707	00708
00709	00710	00712	00713	00715
00790	00794	00796	00799	00800
00801	00802	00803	00808	00814
00815	00817	00894	00896	00902
00904	00908	00909	00910	00911
00914	00915	00916	00917	00963
01013	01014	01015	01016	01017
01019	01020	01022	01028	01097
01116	01253	01261	01306	01549
01550	01589	01590	01592	01594
01595	01630	01631	01632	01634
01635	01636	01637	01638	01652
01653	01674	01675	01679	01736
01737	01738	01739	01740	01741
01748	01749	01750	01751	01752
01753	01754	01761	01762	01763
01764	01793	01794	01795	01796
01797	01811	01813	01814	01815
01817	01818	01819	01820	01835
01852	01853	01873	01885	01886
01899	01900	01905	01908	01911
01919	01920	01921	01922	01923
01926	01928	01930	01931	01932
01935	01936	01937	01938	01941
01942	01945	01947	01950	01952
01963	01964	01965	01971	01990
01993	01994	01995	01996	01997
01998	01999	02000	02001	02004

(CONT)	ESTRUCTURAL				
	02006	02009	02013	02014	02016
	02021	02022	02032	02036	02039
	02044	02060	02062	02066	02075
	02077	02079	02080	02081	02082
	02083	02086	02087	02090	02098
	02101	02102	02103	02104	02107
	02108	02109	02112	02113	02117
	02124	02126	02129	02132	02133
	02135	02136	02137	02140	02141
	02142	02143	02145	02146	02147
	02150	02151	02152	02153	02154
	02156	02190	02197	02199	02207
	02208	02210	02213	02216	02219
	02224	02227	02228	02229	02232
	02234	02237	02238	02240	02241
	02244	02245	02246	02248	02251
	02256	02258	02259	02266	02267
	02269	02308	02310	02311	02313
	02314	02458	02459	02460	02479
	02485	02489	02490	02496	02503
	02504	02505	02506	02507	02508
	02509	02510	02515	02516	02519
	02522	02523	02525	02526	02527
	02531	02545	02546	02547	02548
	02550	02556	02557	02560	02562
	02563	02568	02572	02574	02583
	02584	02587	02593	02596	02597
	02600	02606	02607	02633	02635
	02640	02641	02642	02643	02655
	02657	02658	02659	02664	02667
	02668	02669	02673	02675	02691
	02692	02693	02694	02695	02696
	02700	02704	02709	02713	02715
	02716	02735	02737	02739	02742
	02743	02746	02772	02774	02775
	02777	02778	02780	02782	02783
	02784	02786	02787	02788	02789
	02790	02791	02792	02793	02794
	02795	02796	02797	02799	02801
	02802	02803	02804	02805	02806
	02807	02808	02809	02810	02811
	02812	02813	02814	02815	02816
	02817	02819	02821	02823	02824
	02828	02831	02832	02833	02834
	02835	02836	02845	02852	02853
	02854	02856	02857	02858	02860
	02863	02871	02872	02873	02874
	02875	02876	02877	02878	02879
	02886	02887	02888	02889	02894
	02897	02905	03013	03032	03034
	03041	03048	03050	03051	03053

23/11/72

MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBUROS
PLANTEA UNIFICADA GEOLOGIA-MINAS
PLANOTECA ACTIVA
LISTADO DE INDICES

PAGINA 129

ICCI ESTRUCTURAL

03054	03057	03058	03067	03068
03070	03072	03076	03077	03078
03079	03080	03081	03082	03083
03084	03085	03086	03087	03088
03089	03090	03091	03092	03093
03094	03095	03096	03097	03098
03099	03100	03101	03102	03103
03104	03105	03106	03107	03108
03109	03110	03111	03113	03114
03115	03116	03117	03118	03119
03120	03121	03122	03123	03124
03125	03126	03127	03128	03129
03130	03131	03133	03135	03137
03139	03140	03141	03142	03143
03144	03145	03152	03156	03161
03169	03172	03184	03185	03186
03191	03192	03193	03198	03204
03206	03207	03208	03209	03219
03222	03223	03224	03228	03234
03241	03242	03247	03248	03249
03250	03251	03252	03253	03254
03255	03257	03258	03262	03264
03266	03267	03284	03289	03300
03301	03303	03312	03313	03316
03317	03318	03321	03322	03323
03324	03325	03326	03330	03331
03333	03334	03335	03383	03384
03385	03411	03436	03438	03439
03466	03469	03474	03475	03476
03477	03478	03488	03490	03493
03495	03497			

ESTUDIO DE RESISTENCIA DEL SUBSUELO

02254 02255

ESTUDIO DE SUELO

02295

ESTUDIO DE SUELOS

02271	02272	02273	02274	02275
02276	02277	02278	02279	02280
02281	02282	02283	02284	02285
02286	02287	02288	02290	02291
02292	02293	02294	02296	02297
02298	02299	02300	02301	02302
02303	02304	02305	02306	02307

Del cruce de los tres términos claves se puede apreciar que el número de planos que se refieren a UPATA, MANGANESO y ESTRUCTURAL, son: 5.

***** El Centro podría sugerir que el usuario indicara la Escala que él desea, y si suponemos que señalara la Escala 1:100.000, se tendría:

ESCALA 1:100.000 (cuarto término clave)

Mapas existentes: 140

Veáse anexo Listado de Índices, pág. 95.

De los 5 mapas que se refieren a los términos claves anteriormente señalados, apenas uno de ellos cumple con este requisito de Escala 1:100.000 y corresponde al mapa codificado con el número de acceso 02022, cuyo título es:

ZONA MANGANESIFERA DE UPATA
MAPA ESTRUCTURAL Y DE LOCALIDADES
ZONA SUR DE UPATA
ESTADO BOLIVAR

Veáse anexos: Maestra de Extractos N° 02022
Copia de Mapa N° 02022

Existen otros casos donde aparecerá como resultado final 3 ó 4 planos, de entre los cuales el usuario escogerá cual o cuales le son de utilidad, procediéndose a la ordenación de su copia de acuerdo a las Normas establecidas (veáse anexo).

Una ventaja adicional del sistema y que a simple vista no se puede apreciar es el hecho de que el usuario puede que recuerde un determinado mapa que considere suficiente, y al realizar la búsqueda se encuentra con que existe más de un mapa que cumple con los términos claves por él suministrados. Esto permitirá que pueda

*** MAESTRA DE EXTRACTOS ***

02022 ZONA MANGANESIFERA DE UPATA. MAPA ESTRUCTURAL ZONA SUR UPATA NRO. DE LA HOJA: 01
MMH DIRECCION DE GEOLOGIA E.PUB. = 1967
TIPO DE PLANO: MAPA CONDIC. DEL PLANO: TRANSP. O CLASE DE PLANO: GEOLOGICO
BASE CARTOGRAFICA: COORD. GEOGRAFICAS:
COORD. PLANAS: ORIGEN DE COORD.:

TERMINOS CLAVES:

- (1) ZONA SUR DE UPATA
- (2) DISTRITO PIAR
- (3) ESCALA 1:100000
- (4) ESTADO BOLIVAR
- (5) ESTRUCTURAL
- (6) MANGANESO
- (7) PLANERA 6
- (8) REGION DE GUAYANA
- (9) UPATA

 ESCALA 1:100000

CCC06	00056	00114	00148	00170
CC271	CC288	00402	00411	00430
CC507	00508	00519	00522	00525
00526	00527	00528	00530	00533
00534	00690	00693	00708	00791
CC794	00799	00801	00903	00912
CC916	00985	00986	00987	00988
CC989	01273	01276	01295	01465
01554	01555	01556	01557	01558
C1610	01618	01638	01673	01694
C1781	01782	01783	01784	01793
C1892	01938	01945	01979	01980
C1981	01985	01995	02022	02075
02076	02109	02127	02132	02133
02135	02136	02137	02140	02141
02146	02147	02154	02199	02207
02497	02498	02500	02501	02502
02519	02548	02556	02558	02564
02565	02566	02567	02568	02605
C2606	02607	02691	02693	02695
02697	02703	02707	02709	02716
C2718	02723	02733	02777	02797
02803	02804	02805	02806	02807
02808	02809	02818	02891	02897
03068	03139	03149	03160	03247
03252	03253	03254	03255	03262
03266	03267	03268	03269	03273
03295	03312	03315	03471	03498

 ESCALA 1:1000000

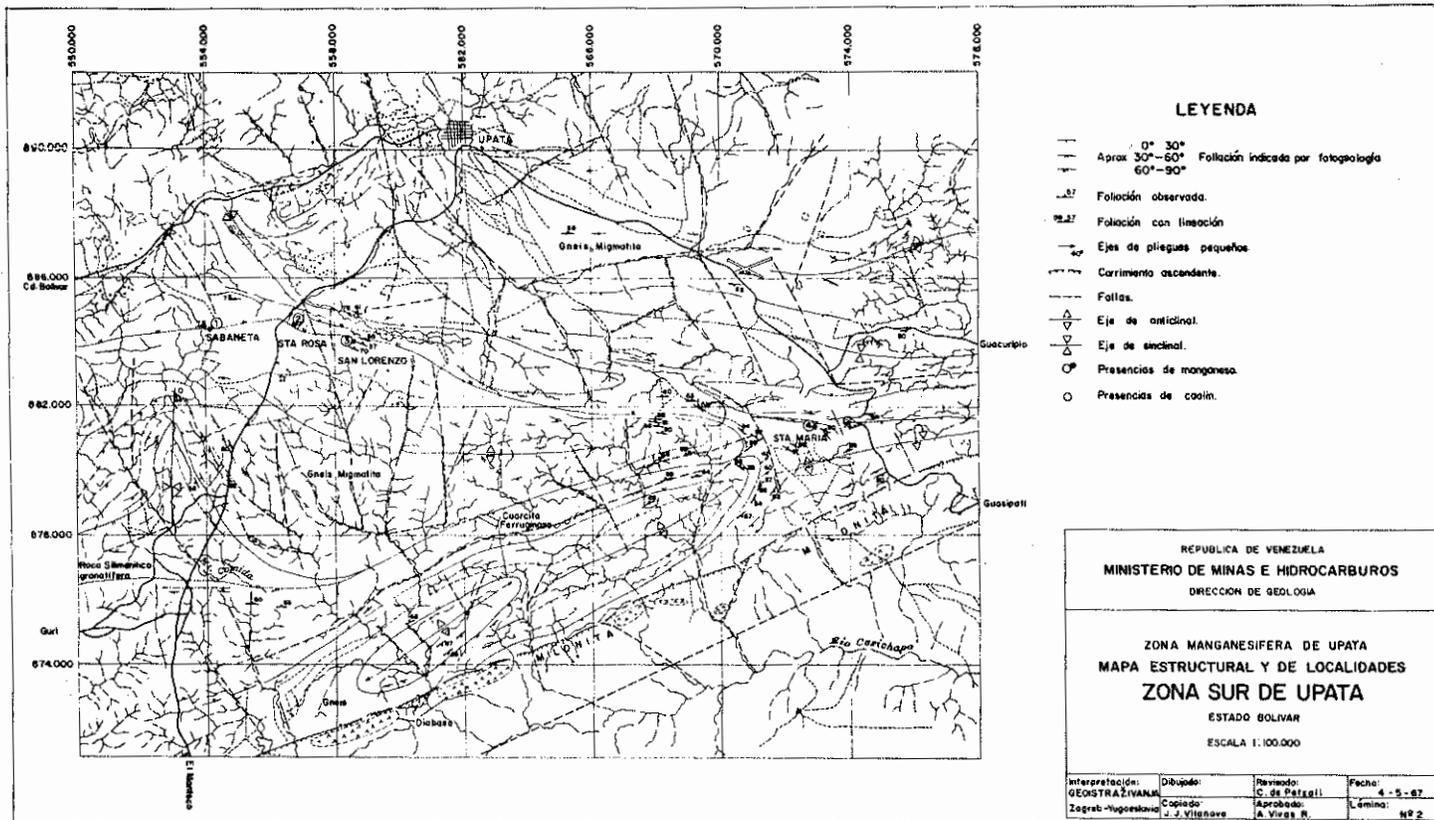
00C08	00038	00125	00293	00315
00316	00341	00352	00476	00699
CC700	CC892	00899	01553	01582
01605	01619	01882	01884	01918
01929	01935	01939	01943	01948
02000	02065	02073	02215	02216
02223	02226	02244	02484	02670
C2890	03023	03134	03151	03157
03263	03313	03336	03487	

 ESCALA 1:11000

 00C12 00022

 ESCALA 1:112500

 01296



seleccionar entre los mapas recuperados, aquél que mejor llene sus requerimientos y cuya existencia posiblemente desconocía, reduciéndose el tiempo de investigación a unos pocos minutos y la labor de búsqueda de los originales estará dirigida específicamente a los mapas solicitados.

En lo relativo a los informes se emplea el mismo procedimiento (véase anexo Listados de Informes)

Realizaciones.-

Existen ya codificados en la Planoteca un total de 24.000 mapas, y en la Sección de Análisis se han codificado hasta el mes de agosto de 1976, un total de 832 informes geológicos y mineros. Se han atendido satisfactoriamente numerosas consultas del personal técnico de las Direcciones de Geología y de Minas, así como también de otros organismos oficiales y privados. Asimismo se ha prestado ayuda y asesoramiento a otros Centros similares en formación.

En la actualidad se están procesando unos 100 informes técnicos por mes, dándose prioridad a los relativos a Venezuela que se encuentran en el Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Direcciones de Geología y de Minas, Publicaciones, Memorias, Boletines y además a las publicaciones latinoamericanas y mundiales. Conjuntamente con este programa se ha comenzado a enviar personal especializado a otros organismos oficiales y privados, a fin de codificar la información geológica-minera existente en ellos, para que pueda ser incorporada a los sistemas ya implementados.

TO OUR READERS:

The trimestrial edition of the Regional Energy Bulletin, published by the Permanent Secretariat of OLADE, has as its prime effort to publish technical data and is open to all groups within the Latin American energy community.

The greatest interest of this Secretariat, for this reason, is to extend this board, which is destined to serve as a means of information, consultation and assistance to its Member Countries and international organizations, as well as for other groups and persons related to the energy field.

To attain these purposes, the Secretariat, in a great extent, counts with the support provided by professionals, technicians and executives which work in different fields related directly or indirectly with the integral field of energy, by receiving articles from them to be published.

We repeat once more that this publication is an open board for all initiatives, within open margins of the common task of regional integration. This invitation is also made to teachers and researchers from Latin American universities, whose work - published or unedited - will find a permanent reception in this bulletin.

Based upon what is mentioned above, we thank in advance for the prompt remittance of those articles for our next trimestrial edition, in a maximum length of 10 pages, enclosing a short summary of the curriculum and a carnet size photography of the autor, as well as any graphic material related to the subject.

The work may be presented in the language from the country of origin of the author, and have to be sent to the following address: Information and Statistics Department, Permanent Secretariat, P.O. Box 119 - A, Quito, Ecuador.

ESTIMADO LECTOR:

La edición trimestral del Boletín Energético regional, por parte de la Secretaría Permanente de la OLADE, constituye un esfuerzo de divulgación técnica dentro de márgenes abiertos a todos los sectores de la comunidad energética latinoamericana.

Es, por lo tanto, del mayor interés de esta Secretaría, ampliar esta tribuna destinada a servir como medio de información, consulta y asesoría, tanto a sus Estados Miembros y organismos internacionales, como a las entidades y personas naturales vinculadas al área energética.

El logro de estos propósitos se fundamenta, en gran medida, en el respaldo que, mediante el envío de artículos de colaboración, nos proporcionen los profesionales, técnicos y ejecutivos que laboran en las diferentes disciplinas relacionadas directa o indirectamente al campo integral de la energía.

Reiteramos una vez más que la presente publicación es una tribuna abierta a todas las iniciativas, dentro de los amplios márgenes de la común tarea de integración regional. La presente invitación se hace extensiva a los docentes e investigadores de las universidades latinoamericanas, cuyos trabajos - publicados o inéditos - hallarán una permanente acogida en este órgano.

Sobre estas bases, agradeceremos desde ya el pronto envío de dichos artículos para nuestra próxima edición trimestral, en una extensión máxima de 10 cuartillas, anexando una breve reseña curricular y fotografía tamaño carnet del autor, además del material gráfico alusivo al tema.

Los trabajos podrán presentarse en el idioma de procedencia del país de origen del colaborador, debiendo remitirlos al Departamento de Información y Estadística de la Secretaría Permanente, Casilla 119 - A, Quito, Ecuador.

NOMINA DE LOS COORDINADORES DE OLADE EN LOS PAISES LATINOAMERICANOS

Sr. Dr.
Agapito S.J. Villavicencio
SUBSECRETARIO DE COORDINACION Y
POLITICAS SECRETARIA DE ESTADO DE
ENERGIA.
Buenos Aires, Argentina

Miss
J. Bethel
MINISTRY OF DEVELOPMENT
Nassau, Bahamas W.I.

Mr. Harcourt E. Williams
PERMANENT SECRETARIAT
MINISTRY OF TRADE, INDUSTRY AND
COMMERCE
Bridgetown, Barbados W.I.

Sr. Ing.
Mario Balcázar Aranibar
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBU-
ROS
La Paz, Bolivia

Sr. Econ.
José Correa do Amaral
ASESOR DEL MINISTERIO DE MINAS Y
ENERGIA
Brasilia, Brasil

Sra. Inés González de Amaya
Oficina de Planeación
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA
Bogotá, Colombia

Sr. Ing.
Rogelio Sotela
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBU-
ROS
San José, Costa Rica

Sr. Eugenio Latour Mansilla
DIRECTOR DE ORGANISMOS ECONOMI-
COS INTERNACIONALES
COMISION NACIONAL DE COLABORACION
ECONOMICA Y CIENTIFICO - TECNICA
La Habana, Cuba

Sr. Ing.
Iván Buljevic O.
JEFE DEL DEPARTAMENTO DE COMBUS-
TIBLES
MINISTERIO DE MINERIA
Santiago, Chile

Sr. Lcdo.
Patricio Merizalde B.
DIRECTOR DE POLITICA INTERNACIONAL
DE ENERGIA, ENCARGADO
MINISTERIO DE RECURSOS NATURALES
Y ENERGETICOS
Quito, Ecuador

Mayor Y Doctor
Vladimiro P. Villalta
COORDINADOR DEL CONSEJO NACIONAL
DE ENERGIA
San Salvador, El Salvador

Mr. Sidney Coard
ACTING PERMANENT SECRETARY
MINISTRY OF COMMUNICATIONS AND
WORKS
St. Georges, Grenada

Sr. Lcdo.
Jorge Luis Monzón Jiménez
DIRECTOR GENERAL DE MINERIA E
HIDROCARBUROS
Guatemala, Guatemala

Mr. William P. Choo - Kang
MINISTRY OF ENERGY AND NATURAL
RESOURCES
Georgetown, Guyana

Señor
Fritz Pierre - Louis
DIRECTOR DE DIVISION DE
RECURSOS ENERGETICOS DEL INAREM
Port - au - Prince, Haití

Sr. Luis Consenza Jiménez
GERENTE GENERAL DE LA EMPRESA NA-
CIONAL DE ENERGIA ELECTRICA
Tegucigalpa D.C., Honduras

Mr. Erwin L. Angus
PERMANENT SECRETARY
MINISTRY OF MINING AND NATURAL
RESOURCES
Kingston 5, Jamaica W.I.

Sr. Lcdo.
Jorge Izquierdo
DIRECTOR DE VIGILANCIA Y CONTROL
DE ORGANISMOS DESCENTRALIZADOS
SECRETARIA DEL PATRIMONIO NACIO-
NAL
México 7 D.F., México

Sr. Tnte. Crnel.
Orlando Rodríguez
DIRECTOR DEL SERVICIO GEOLOGICO
NACIONAL
Managua D.N., Nicaragua

Sr. Dr.
Jorge Luis Quirós Ponce
DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS
MINERALES
Panamá 5, Panamá

Sr. Dr.
Víctor R. Díaz de Vivar
DIRECTOR GENERAL DE RECURSOS
MINERALES
Asunción, Paraguay

O L A D E
ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA
SECRETARIA PERMANENTE
DEPARTAMENTO DE INFORMACION Y ESTADISTICA

UNIDAD DE DOCUMENTACION
PROGRAMA BASICO DE SUSCRIPCIONES

I.- *Sección Hemeroteca*

DIARIOS:

- LA NACION (Argentina)
- PRESENCIA (Bolivia)
- JOURNAL DO BRAZIL (Brasil)
- EL TIEMPO (Colombia)
- EL MERCURIO (Chile)
- EL COMERCIO - EL TIEMPO - EL TELEGRAFO - EL UNIVERSO - EL EXPRESO (Ecuador)
- THE NEW YORK TIMES - THE OIL DAILY (Estados Unidos) ✓
- LE MONDE DIPLOMATIC (Francia)
- EL EXCELSIOR (México)
- EL COMERCIO (Perú)
- EL DIA (Uruguay)
- EL NACIONAL - EL UNIVERSAL (Venezuela) ✓

II.- *Publicaciones Especializadas*

- PETROLEUM ENGINEER
- ECONOMIE DE L'ENERGIE ✓
- PIPELINE & GAS JOURNAL ✓
- NATIONAL PETROLEUM NEWS
- PETROLEO INTERNACIONAL ✓
- REVISTA DE LA SOCIEDAD VENEZOLANA DE INGENIEROS DEL PETROLEO !
- HYDROCARBON PROCESSING
- PETROLEUM/ENERGY BUSINESS NEWS INDEX
- GEOTHERMAL ENERGY MAGAZINE
- OIL & GAS JOURNAL ↗
- OIL & ENERGY TRENDS
- REVISTA DEL INSTITUTO FRANCES DEL PETROLEO
- JAPAN PETROLEUM
- MODERN BUSINESS REPORT
- WORLD OIL |
- WORLD MINING
- ELECTRICAL WORLD
- PETROLEUM DIRECTORY
- LATIN AMERICAN PETROLEUM DIRECTORY
- LATIN AMERICA
- PETROLEUM INTELLIGENCE WEEKLY
- PETROLEUM ECONOMIST
- PLATT'S OILGRAM NEWS SERVICE

- OIL GRAM PRICE SERVICE
- ENERGY INTERNATIONAL
- WORLD FINANCIAL MARKETS
- EUROPE ENERGY
- LATIN AMERICA ECONOMIC REPORT
- ENERGY DIRECTORY UPDATE SERVICE
- SEATRADE
- ENERGY ANNUAL REVIEW
- PRODUCTIVIDAD
- WORLD SUPPLIES OF PRIMARY ENERGY
- ENERGY WEEK
- ENERGY CONVERSION
- GEOTHERMICS
- SOLAR ENERGY
- ENERGY
- PETROLEUM & ECONOMIC DIGEST
- OFFSHORE
- SHIPPING STATISTICS AND ECONOMICS
- THE JOURNAL OF ENERGY AND DEVELOPMENT
- THE JOURNAL OF DEVELOPING AREAS
- COAL AGE
- CHEMICAL ENGINEER
- COAL WEEK
- FORTUNE
- SCIENCE
- INVESTIGACION Y CIENCIA
- GEOTHERMAL WORLD DIRECTORY
- THE GEOTHERMAL STEAM STORY
- THE BASICS OF APPLIES GEOTHERMAL ENGINEER
- GEOTHERMAL INFORMATION SERVICE
- I.B.A. QUARTERLY REVIEW
- INTERNATIONAL BAUXITE ASSOCIATION

*III.- Organismos Internacionales Especializados y Asociaciones Internacionales
Suscripción de Publicaciones*

ORGANIZACION DE LAS NACIONES UNIDAS (ONU)
 BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID)
 BANCO MUNDIAL (WORLD BANK)
 COMUNIDAD ECONOMICA EUROPEA
 ORGANIZACION DE PAISES EXPORTADORES DE PETROLEO (OPEP)
 COMISION DE INTEGRACION ELECTRICA REGIONAL (CIER)
 ORGANISMO INTERNACIONAL DE ENERGIA ATOMICA (OIEA)
 INSTITUTO LATINOAMERICANO DEL FIERRO Y EL ACERO (ILAFA)
 ASISTENCIA RECIPROCA PETROLERA ESTATAL LATINOAMERICANA (ARPEL)
 SISTEMA ECONOMICO LATINOAMERICANO (SELA)
 INTERNATIONAL BAUXITE ASSOCIATION (IBA)

Sr. Ing.
Félix Guerra Chávez
DIRECTOR GENERAL DE HIDROCARBU-
ROS
Lima, Perú

Sr.
Director de la Oficina Sectorial de Programación
SECRETARIA DE ESTADO DE INDUSTRIA
Y COMERCIO
Santo Domingo, República Dominicana

Mr.
Alfred NG - A - Than
ADVISOR ON ENERGY MATTERS
MINISTRY OF DEVELOPMENT
Paramaribo, Surinam

Mr.
George H. Legall
PERMANENT SECRETARY
MINISTRY OF PETROLEUM AND MINES
Port of Spain, Trinidad and Tobago

Sr. Ing.
Román Berro Castells
Asesor Técnico del Ministerio
de Industria y Energía
Montevideo, Uruguay

Sr. Dr.
Guillermo Altuve Williams
ASESOR ESPECIAL DEL MINISTRO DE
MINAS E HIDROCARBUROS
Caracas 101, Venezuela

Sr. Dr.
Francisco Gutiérrez
DIRECTOR DE LA FAJA PETROLIFERA
DEL ORINOCO
MINISTERIO DE MINAS E HIDROCARBU-
ROS
Caracas 101, Venezuela

LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO

* INFORME EMANADO DE LA
SECRETARIA EJECUTIVA DEL
CONSEJO NACIONAL DE LA
ENERGIA. VENEZUELA *

THE HIDROELECTRIC UTILIZATION PROGRAMS

The National Council of Energy from Venezuela has presented to the national government, a group of recommendations for the utilization of the hydraulic resources as a source of priority use within the programs of electric energy supply in the country.

According to the report transcribed, within the 1962 - 74 decade, it is observed a substitution of this primary energy source in opposite to the combustible resources from hydrocarbons as a source of electric supply. During this period it was observed a diminishing in the utilization of gas from 80% to 47.2% and of the liquid combustibles from 15 to a 12.8% . Notwithstanding this diminishing in percentage regarding the use of hydrocarbons, the consumption of those has increased notably. Graphic 1 shows the partici-

pation of the hydroelectricity in the total production of electric energy for the period 1971-2000.

The report also states the projections of the hydroelectric programs. Graphic 3 shows the prospectives 1971 - 2000 in the growth of electricity demand. On the other side, Chart No. 1 shows the contribution which the hydroelectricity represents as a source of substitution in the use of hydrocarbons for the period 1975 - 2000.

Are also detailed the principal hydroelectric projects under performance or under study. Are mentioned within a total of 12, the utilization of the Caroni River, the Urbante - Caparo project in its four phases and those of the Cataniapo rivers among the most important. (See summary of the mentioned projects and state of performance on Chart 2).

I.- INTRODUCCION

Dentro de la amplia gama de los recursos energéticos con que cuenta el país, se destacan los Recursos Hidroeléctricos que por sus magnitudes y por su condición de renovable tiene una especial significación. En efecto, a los recursos hidroeléctricos del país se les ha asignado una primera prioridad en su aprovechamiento ya que esta vía, especialmente en lo que concierne a la generación de electricidad, significa el mejor respaldo a la política conservacionista de los recursos que el estado venezolano se ha planteado.

En esta ocasión, aparece oportuno informar al Consejo Nacional de Energía sobre los Recursos Hidroeléctricos existentes, sus aprovechamientos en curso o previstos y sus potencialidades y por esta vía obtener de este organismo las opiniones necesarias que conduzcan a reforzar, reorientar si es el caso, o respaldar los programas de aprovechamiento hidroeléctrico de nuestras aguas superficiales.

II.- ANTECEDENTES

A fin de ubicar en sus magnitudes y en el tiempo los programas hidroeléctricos en curso o previstos es conveniente referir el proceso de desarrollo que ha vivido el país en cuanto al aprovechamiento de sus posibilidades hidroeléctricas y su aporte en el conjunto de la generación de electricidad. En efecto, la contribución de la hidroelectricidad a la producción total de energía eléctrica del país se podría considerar despreciable de la década de los cincuenta; sólo a principios de la década de los sesenta (1961) comienza a tener significación con la entrada en operación comercial de la Central Macagua 1. Este hecho, no fue sino la consecuencia de un convencimiento que se había tenido de la necesidad de aprovechar los recursos hidroeléctricos y concretamente el inmenso potencial del Río Caroní. A partir de ese año, se hace manifiesta la importancia del aporte de ese río y en base al programa de aprovechamiento del mismo, se ob-

serva en la producción hidroeléctrica del país, un crecimiento inter - anual de 22.8% entre 1962 - 1974. Este notable incremento provocó, que si para 1958 la producción hidroeléctrica significaba un 5% del total, para 1974 había alcanzado un 40% de la electricidad generada. Esto implica una sustitución que esta fuente energética primaria ha realizado de los recursos combustibles de hidrocarburos como fuente de generación de electricidad. En efecto, en el mismo período (1962 - 74) se constató en términos porcentuales una disminución de la utilización del gas como fuente de generación de electricidad del 80% al 47.2% y de los combustibles líquidos de un 15% a un 12.8%. De todas formas es interesante anotar que a pesar de las disminuciones porcentuales habidas en la utilización de hidrocarburos, en lo absoluto su consumo se ha incrementado considerablemente. (Para 1974 alrededor de 46.000 barriles diarios de petróleo equivalente a 2.4 millones de tpe en ese año).

En el Gráfico 1 se destaca la participación de la hidroelectricidad en el total de electricidad para el período 1971 - 2000.

Es bueno referir así mismo, que a pesar de los esfuerzos realizados por CVG - Edelca, y más recientemente por CADAPE, el aprovechamiento de los ríos identificados con un potencial hidroeléctrico tuvo retrasos considerables. Así, en el Plan de Electrificación CVF - Electricité de France CADAPE, elaborado en 1960 se anotaba la conveniencia de adelantar los programas de Santo Domingo y Uribante; estos programas se emprendieron con un retardo aproximado de 4 a 5 años en cada uno de ellos. Se ha considerado oportuna esta mención como un estímulo a la toma de las decisiones necesarias para evitar tal eventualidad en los programas previstos como aconsejables.

Las páginas que siguen aspiran a contribuir a plantear una panorámica de los recursos y de los programas hidroeléctricos del país.

III.- LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS EXISTENTES EN VENEZUELA

Los estudios realizados y las averiguaciones efectuadas permiten afirmar que se poseen recursos hidroeléctricos en magnitudes importantes, pero es bueno referir que no se ha realizado un estudio detallado y sistemático que permita adelantar con precisión la posibilidad económica clara de aprovechamiento de muchos de los ríos.

Es por ello que es necesario citar a un profesional estudioso del tema, el Ing. Rodolfo Tellería, quien manifiesta con toda propiedad lo siguiente:

“Es oportuno exponer, que no existe una evaluación del potencial hidroeléctrico y que es necesario y se impone realizarla en forma cabal y exhaustiva. Una ligera comparación de los dos únicos estudios realizados en gran escala, apoyarán esta afirmación.

“En 1960, con motivo de la preparación de un Plan Nacional de Electrificación contratado a la Electricité de France, ésta hace un intento para la determinación del potencial hidroeléctrico bruto de Los Andes, primero que se realizó en Venezuela en gran escala, estimando dicho potencial en 16 millones de KW y de 140200 millones de KWh., en cuencas, de las cuales en solo 17 había cierta hidrología y en las 32 restantes los caudales se determinaron utilizando correlaciones teóricas y según la experiencia del personal ligado al estudio a falta de mayor información”.

En 1969, en el Plan Nacional de Aprovechamiento de los Recursos Hidráulicos se estimó un potencial hidroeléctrico bruto a nivel nacional de 45,4 millones de KW máximo teórico para “los principales cursos de agua que constituyen la red fluvial del país. Esta es la primera estimación a nivel nacional y segunda en gran escala. Así mismo, dentro de este potencial se estimó, para lo que comprendería la misma área andina incluida en el estudio de la Electricité de France, un potencial bruto de

tan solo 6,2 millones de KW. analizando unos 20 ríos.

Lo anterior significa que o la primera apreciación fue hecha con un optimismo exagerado o por el contrario, el estudio de 1969 se hizo en una forma conservadora habiendo seleccionado sólo aquellos ríos donde había información suficiente. Esta última hipótesis luce como más valedera, por cuanto COPLANARH lo deja entrever en su informe y por que la planta sobre el río Santo Domingo y los estudios detallados del Uribante - Doradas - Caparo han sobrepasado la estimación del potencial técnico - económico estimado para dichas cuencas en el estudio de Electricité de France.

La enorme diferencia entre una y otra estimación debe ser revisada e indica que entre 1960 y 1969 no hubo adelanto en cuanto a la calidad y cantidad de la información que es requerida para la evaluación del potencial hidroeléctrico bruto a nivel nacional, estimación básica para cualquier estudio y en especial para la planificación de la utilización de este recurso dentro del sistema eléctrico nacional”.

De todas formas cualquiera fuese la realidad, a los fines de considerar el equipamiento hidroeléctrico probable, pueda decirse que los recursos hidroeléctricos alcanzan alrededor de los 25.000 MW., (negativos) que comparados a los 4.500 MW., totales (hidroeléctricos y térmicos) instalados en Venezuela en 1975 dan una imagen de su importancia.

Con fines de ilustración se muestra en el Gráfico 2, el mapa de localización de los recursos hidroeléctricos en el país.

IV.- LOS PROGRAMAS DE APROVECHAMIENTO

A.- CONSIDERACIONES GENERALES

Los largos plazos de concepción y maduración de las inversiones hidroeléctricas configuran al sector eléctrico como un sector de ac-

tividad en el cual la planificación a largo plazo es fundamental.

En efecto, para prever la entrada en operación comercial de una planta hidroeléctrica es necesario prever el comportamiento y crecimiento del sector eléctrico y por supuesto las exigencias energéticas y (concretamente de electricidad) de la economía en su conjunto.

Es por ello que para plantearse la necesidad de los programas hidroeléctricos que posteriormente se detallan, es preciso concebir cuando y donde se ha de satisfacer la necesidad. En otras palabras la necesidad de mantener unas proyecciones actualizadas del sector eléctrico es manifiesta. Esas proyecciones no bastan a un horizonte de 5 años, y es necesario plantearlas a 15 o 20 años, períodos en los cuales una inversión de este tipo da sus frutos.

En el Gráfico 3, se plantea una prospectiva 1971 - 2000 de crecimiento de la demanda de electricidad. Esta curva respeta y en general proviene de los estudios que ha realizado la Comisión del Plan de Energía Eléctrica, (COPLANEL), el Instituto de Energía Eléctrica de la USB y de diversos estudios efectuados por profesionales dedicados al tema (Ing. R. Tellería).

A la curva de demanda se le ha superpuesto una curva de equipamiento que incorpora al equipamiento proveniente de los proyectos hidroeléctricos previstos a las fechas en que se considera oportuno.

Puede observarse que la entrada en servicio de la etapa final de Guri y del proyecto Uribante - Caparo para 1983 satisfacen los requerimientos hasta mediados de 1987, año en el cual deberían entrar los proyectos sobre el río Caroní aguas abajo de Guri (Tocoma, Caruachi y Macagual 1), satisfaciéndose las necesidades estimadas hasta 1993. En este año debe entrar en servicio el Caura, posteriormente el resto del potencial andino y finalmente el Orinoco. Por supuesto que esto, son

sólo hipótesis y sólo el afinamiento de los proyectos y la mejor evaluación del potencial total nos indicarán con exactitud el camino a seguir.

Es entendido que asumiendo se cumplan las previsiones de crecimiento de demanda (11% inter - anual en el período 1975 - 1990 y 9% 1990 - 2000) se hace impostergable la concepción y ejecución de los programas anotados. De todas formas en caso de no darse esas expectativas de demanda de electricidad, los programas hidroeléctricos tendrían la misma validez pero con más holgura en su ejecución y puesta en servicio.

Así mismo, y como reflexión de importancia vale la pena presentar la Tabla No. 1, en la cual se presenta el aporte que representa la hidroelectricidad como fuente de sustitución de utilización de hidrocarburos en el período 1975 - 2000. En efecto, de no ejecutarse esos programas la penalización sobre el sector hidrocarburos se hace muy fuerte y el sacrificio del país en términos de recursos no renovables y/o divisas se haría cada vez más intolerable.

TABLA No. 1

Energía necesaria, adicional a la hidroeléctrica para generar electricidad en el período 1975 - 1999 (por quinquenios).

	Producción total de Electricidad	Hidroelec- tricidad	Otras Fuentes
	(millones de tpe)		
1975 - 79	45,8	30,8	15,0
1980 - 84	80,0	61,1	18,9
1985 - 89	121,7	97,3	24,4
1990 - 94	182,1	145,8	36,3
1995 - 99	281,9	217,6	64,3
Total			
1975 - 1999	711,5	552,6	158,9
Año 2000	69,5	45,5	24,0

Fuente: Ing. Rodolfo Tellería - Cálculos Propios.

A continuación y con ánimo de ilustración se presenta una sinopsis de los programas hidroeléctricos en ejecución y de aquellos que los agentes del Estado (EDELCA Y CADAPE) han manifestado haberlos incluido en su programación.

A.- PROYECTOS HIDROELECTRICOS

1.- APROVECHAMIENTO DEL RIO CARONI

En 1977 quedará terminada y en operación la primera etapa de Guri, con una capacidad instalada de 2.065.000 KW que sumados a los 370.000dW de Macagua 1, arroja un total de 2.435.000 KW. Esta etapa consiste en una primera casa de máquinas dotadas de 10 unidades generadoras, tres de 175.000 KW c/u y siete de 220.000 KW c/u. La séptima unidad tendrá una capacidad de 340.000 KW y las restantes -números 8, 9 y 10- , tendrán una capacidad cercana a los 400.000 KW c/u., cuando el nivel de embalses se lleve a su cota final.

Entre 1975 y 1983 se construirá la etapa final de la Presa Raúl Leoni, en Guri, con una segunda casa de máquinas que alojará 10 unidades generadoras de gran tamaño, 660.000

KW c/u., que sumadas a las 10 unidades de la primera casa de máquinas, darán un total superior a los 9.000.000 de KW. Se espera que esta meta será alcanzada, en su totalidad, hacia 1987. Según se ha estimado, la capacidad instalada nacional será entonces de unos 15.000.000 KW, de cuyo total el complejo hidroeléctrico del Bajo Caroní, a cargo de CVG-EDELCA, representará más del 61%.

No obstante este gran programa, se adelantan planes para el total aprovechamiento del potencial energético del Bajo Caroní. Estos planes incluyen las instalaciones necesarias para aumentar la potencia instalada en los saltos inferiores en más de un millón de kilovatios, frente a Ciudad Guayana, como parte del programa de ampliación de la Presa de Macagua 1

Entre las plantas de Guri y Macagua 1, se prevé la construcción de dos centrales adicionales: Caruachi (1.760.000 KW) y Río Claro o Tocoma, (1.100.000 KW). Entonces, CVG-EDELCA habrá completado el dispositivo destinado al cabal aprovechamiento del potencial del Bajo Caroní, estimado en unos 13.175.000 de kilovatios. Así, Venezuela se mantendrá, con un margen aún más amplio, como el país latinoamericano de mayor producción y consumo de electricidad per cápita, colocándose además entre los primeros en términos de cifras absolutas.

Resumen de los Aprovechamientos hidroeléctricos de los centros de Macagua y Guri.

Macagua 1 (a filo de agua)	Actual	Futuro
Altura de la presa	42m.	El desarrollo ulterior del sitio
Potencia instalada	370.000 KW	(Saltos inferiores) con un potencial estimado en 1.315.000 KW.
Unidades generadoras		
Presa Raúl Leoni (Guri)	Etapas inicial	Etapas final
Altura de la presa	110 m.	162 m.
Volumen de agua almacenada en el Lago	17.700.000.000 m ³	140.000.000.000 m ³
Area inundada	800 Km ²	4.250 Km ²
Cota de embalse	215 KW	270 m.
Potencia instalada	2.065.000 KW	9.000.000 KW
Unidades generadoras	10	20

2.- PROYECTO URIBANTE - CAPARO

El sistema de aprovechamiento tiene por objetivo fundamental la producción de energía eléctrica, para el abastecimiento de parte de la zona occidental del país.

La zona de influencia se identifica con el territorio cubierto por los sistemas operados por Cadafe y Enelven en la región occidental del país, el cual comprende los Estados Zulia, Trujillo, Táchira y Mérida, más Altos Llanos Occidentales, integrados por los Estados Barinas y Portuguesa. Se ha previsto la posibilidad de suministrar energía al Estado Falcón y, en Colombia, al Norte del Departamento de Santander y la Península de la Guajira.

El aprovechamiento haciendo una utilización óptima de los desniveles existentes, se fundamenta en el uso progresivo y repetido de los recursos hidráulicos disponibles en los ríos Uribante, Doradas, Camburito y Caparo, mediante la construcción de tres embalses y una obra de derivación, que complementados con tres túneles de trasvase permitirán la generación de energía en tres centrales interconectadas.

El sistema consiste en cuatro desarrollos:

a) *Desarrollo Uribante - Doradas*

Las aguas del río Uribante serán embalsadas mediante una Presa construída en el sitio denominado la Honda. Desde este embalse, los gastos regulados pasarán a través de un túnel de trasvase hacia la cuenca del Río Doradas para generar una energía media anual de 1.174 G.W.H., en la central denominada San Agatón.

Se contemplan la instalación de dos turbinas con una potencia de 125 M. W. cada una, en una sola etapa.

b) *Desarrollo Doradas - Camburito*

Se preve la instalación de dos turbinas de una potencia de 215 M.W. cada una, la potencia instalada será de 430 M.W.

c) *Desarrollo Camburito - Caparo*

Consta de dos presas construídas sobre los ríos Camburito en el sitio Borde Seco y Caparo en el sitio La Vueltona. Se formará un gran embalse interconectando sus respectivas bases.

En este embalse, además de regularse los gastos propios de ambos ríos, se almacenará el agua trasvasada desde los ríos Uribante y Doradas. Una planta ubicada al pie de la presa sobre el río Caparo, producirá una energía media anual de 1743 G.W.H. (gigevation - hora).

Se preve la instalación de dos turbinas con una potencia de 260 M.W. cada una, la potencia instalada será de 520. M.W.

d) *Desarrollo Agua Linda - Doradas*

Adicionalmente el Desarrollo Uribante - Doradas, el excedente del gasto

del río Uribante entre los sitios de la Honda y Agua Linda, será captado mediante el uso de una estructura de derivación y enviadas por un túnel al embalse del Río Doradas en Las Cuevas para ser usadas en generación en la planta hidroeléctrica del segundo desarrollo,

Resumen

Generación media anual	4.844 G.W.H.
Potencia Instalada:	
Primera etapa	1.200 M.W.
Segunda etapa	1.200 M.W.
Total:	2.400 M.W.
Población beneficiada (año 1990)	5.700.000 Habitantes
Áreas de las cuencas	4.900 Km ²
Gastos máximo regulado	227 m ³ /seg.
Altura media de las presas	110 mts.
Volumen total de las presas	15 millones de m ³
Longitud total de túneles	17.000 mts.
Diámetro medio de los túneles	5.5 m.
Área de los tres embalses	15.100 Ha.
Volumen total de los embalses	7.250 millones de m ³
Costo estimado	3.500 millones de Bs.

3.- PROYECTO HIDROELECTRICO RIO CAURA

Ubicado sobre el río Caura en el Estado Bolívar. Su objetivo primordial es la producción de energía eléctrica para ser integrada al Sistema de Interconexión Nacional.

A groso modo se estima que un aprovechamiento múltiple con fines hidroeléctricos podría llegar a tener un potencial del orden de los 4.000 M.W.

En la actualidad los estudios correspondientes están en una fase preliminar.

El sitio de presa más apropiado por su caída natural es el llamado Salto Pará a 250 Km. aguas arriba del río Caura, desde su desembocadura en el río Orinoco.

Central La Colorada.

A partir de 1982 entrarán en operación las primeras unidades generadoras del aprovechamiento, las últimas entrarán en 1986.

La cuenca hidrográfica hasta el Salto Pará tiene una extensión de 66.500 Km², estimándose un gasto promedio de unos 2.000 m³/seg.

Se considera que aguas abajo de este sitio, con una caída de 180 mts. se puede ubicar una Central Hidroeléctrica para un potencial bruto aprovechable del orden de los 4.000 M.W.

Estimaciones muy preliminares muestran que la presa principal en el Salto podría tener unos 800 m., de largo y una altura aproximada de 40 m. Se requeriría además la construcción de 8 o 10 presas de cierre en el embalse que cubrirían una longitud de unos 8 Kms., con alturas que no sobrepasan los 35 o 40 m., dentro de las limitaciones que imponen un largo de presa razonablemente económico.

Una vez regulado el río en el Salto Pará, luce con grandes posibilidades aprovechar el caudal controlado aguas abajo; así como también los raudales que drenan al Caura, principalmente constituídos por el río Nichare y otros afluentes, en el sitio próximo a Jobillal o Trincheras, con la doble perspectiva de aprovechar la energía hidroeléctrica y la normalización de las aguas del río a fin de hacerlo navegable desde este punto hasta su desembocadura en el Orinoco.

Aguas arriba del Salto Pará se ofrecen otras posibilidades de aprovechamiento, tales como en el río Erebató afluente del Caura y en las zonas altas, los llamados Tepuis, que son caídas naturales que sobrepasan los 100 m de altura. Como son zonas de gran precipitación fluvial, disponen de caudales razonables durante todo el año, más abundantes en in-

vierno, y que sería interesante estudiar desde el punto de vista hidroeléctrico.

Potencia Instalable: 4.000 M.W.
Energía Generable: 35.000 G.W.h.
Costo Estimado: Bs. 8.000.000.000

4.- PROYECTO HIDROELECTRICO RIO CATANIAPÓ

El posible sitio de presa y central se ubica sobre el río Cataniapo a unos 50 Km. de Pto. Ayacucho, Territorio Federal Amazonas y su objetivo la generación de energía eléctrica para satisfacer la demanda de esa ciudad y su zona de influencia, además de las poblaciones de Pto. Páez y Samariapo. Incluye también el desarrollo de áreas recreacionales para fomentar el turismo.

Las características principales del embalse son:

Presa:	Enrocado con núcleo impermeable.
Long. de coronación:	338 m.
Altura:	34 m.
Volumen:	326.000 m ³
Aliviadero de superficie:	Tipo vertedero, Capac. 52 m ³ /seg.
Capacidad embalse:	520.000.000 m ³
Capacidad útil:	400.000.000 m ³
Reservas energéticas:	200.000.000 m ³
Superficie inundada:	11.700 Has.

Las características de la Central son:

Central:	Tipo semiexterior.
No. de Grupos:	4
Tipo Turbina:	Hélice.
Gasto nominal:	20 m ³ /seg.
Potencia Instalable:	6 M.W.
Energía Generable:	23 G.W.h.
Costo Estimado:	Bs. 19.200.000

5.- *PROYECTO HIDROELECTRICO RIO
CAPAZ*

Según los estudios preliminares el sitio de presa posiblemente se ubique sobre el río Capazón, en el Estado Mérida a 700 mts. aguas abajo de la confluencia de los ríos Blanco y Capaz, en el sitio escogido como Salto Superior.

Su objetivo fundamental es la generación de energía eléctrica no obstante también ofrece la posibilidad de riego para unas 65.000

Ha., aproximadamente.

La cuenca hidrográfica hasta este sitio de presa cubre 242 Km² y la lluvia promedio anual sobre ella se ha calculado en 1.400 mm.

El caudal medio del río resulta de 7.75 m³/seg., y la creciente milenaria de unos 900 m³/seg.

Se consideran dos alternativas para la presa siendo las más interesante la de los siguientes parámetros:

Presa en arco de altura:	136 m.
Embalse:	70.000.000 m ³
Volumen útil:	65.000.000 m ³

El estimado del resto de las obras es el siguiente:

Túnel de conducción:

Longitud:	7.640 m.
Diámetro:	2.70 m.

Chimenea de equilibrio:

Tipo de expansión

Tubería forzada:

Longitud:	2.120 m.
Diámetro:	1.85 m.

Casa de máquinas:

Tipo exterior

Número de unidades:	2
Potencia instalable:	125 M.W.
Energía Generable:	560 G.W.h.

Costo Estimado:	Bs. 250.000.000
-----------------	-----------------

6.- PROYECTO BOCONO - TUCUPIDO

Este proyecto se adelanta dentro del Programa Conjunto CADAPE M.O.P., para el aprovechamiento de recursos hidroeléctricos. Se encuentra ubicado en los Estados Portuguesa y Barinas, aprox. a 50 Km. de la ciudad de Guanare. El conjunto consiste en una presa de tierra de 80 m. de altura sobre el río Boconó y otras de 115 m., de altura sobre el Río Tucupido. Ambos embalses estarán unidos por un canal formando un solo lago de 3.590 millones de metros cúbicos de capacidad.

El proyecto tiene como principal finalidad el riego de 190.000 Ha. brutas (150.000 Ha. con el Boconó y 40.000 Ha. con el Tucupido),

y como complemento la producción de energía eléctrica en la cantidad de 340 x10 Kwh o más, según el grado de desarrollo del sistema de riego.

Según lo convenido, la construcción de las presas, carreteras de acceso, túneles, vertedero, etc., correrá a cargo del M.O.P. La planta hidroeléctrica con todos sus implementos será construída por CADAPE.

Para tener una idea de las características de las diferentes estructuras e implementos que permitan la producción de energía eléctrica, a continuación hacemos la siguiente descripción:

Torre Toma

Sistema: Unica con dos entradas
Altura: 50 mts.
Area de Rejilla: 288 m²
Compuerta: 2 deslizantes tipo "Wagon"
4 x 6 mts.

Túneles

Número: 2 de sección idéntica
Diámetro: 5 mts. (interno)
Longitud: 366 mts.
Revestimiento: Concreto armado con
camisa de acero.
Capacidad: 210 m³/seg. por cada túnel a
nivel normal del embalse.

Tuberías Forzadas

A la salida, cada túnel se bifurca en 2 tuberías forzadas; una de 3,20 m. de diámetro para el agua de riego y otra de 4,25 m. de diámetro para el agua de la turbina.

Válvulas de Riego

Descargarán al río el gasto correspondiente a la diferencia entre el gasto requerido para el riego y el gasto que pasa por las turbinas. Serán 2 de chorro hueco con un diámetro de 3,20 m. c/u.

Central Hidroeléctrica

Estará situada a la salida de los túneles y comprenderá 2 grupos generadores de 40.000 KW c/u., equipado con turbinas Francis con una velocidad nominal de rotación de 200 rpm. Cada turbina tendrá una capacidad de descarga máxima de 80

m³/seg.; estará conectada a uno de los túneles por la tubería a presión de 50 m. de largo y tendrá una válvula mariposa de 3.50 m. de diámetro.

La sala de máquinas será de tipo pórtico de concreto armado con las siguientes dimensiones: 20 de ancho x 54 de largo x 30 de altura. Estará equipada con 2 grúas tipo puente con capacidad de 85 ton. c/u

Los generadores serán en número de 2, de corriente alterna, eje vertical y enfriamiento por aire. Su potencia nominal será de 40.000 KW para un factor de carga = 95%.

El costo estimado es de Bs. 80.000.000.

7.- *PROYECTO AGUA VIVA*

También este proyecto pertenece al programa adelantado conjuntamente por CADA-FE y el M.O.P. Entre esos organismos se ha concebido que la Central Hidroeléctrica Agua Viva estará ubicada en Jurisdicción del Edo. Trujillo, en el sitio de intersección de la carretera Panamericana con el ramal Maracaibo - Valera. El aprovechamiento hidráulico consiste en la construcción de un embalse de regulación del río Motatán con el objetivo de desarrollar la irrigación de El Cenizo. Como aprovechamiento marginal se ha previsto un desarrollo hidroeléctrico con rebombeo que utilice la caída disponible.

En el estribo izquierdo de la presa de tierra que construirá el M.O.P., se ejecutará la Planta Hidroeléctrica por parte de CADA-FE

Constara de una presa de gravedad de concreto de 30 m. de altura situada en un corte de trinchera en el referido estribo. A través de su cuerpo pasarán cinco (5) conductos a presión de acero de 4.50 m de diámetro y de 140 m. de longitud aproximadamente, con una caída del orden de 70 mts.

En la central se utilizará un equipo reversible de turbina - bomba y de generador - motor.

Como primera etapa se prevé la instalación de una sola turbina, la cual podría operarse sin necesidad de rebombeo de agua.

La generación de energía hidroeléctrica por esta planta es independiente de las demandas de riego y no se consumirá agua del embalse Agua Viva.

Para la operación en el futuro, de cinco (5) turbinas reversibles se necesitarán 10.5 millones de metros cúbicos de capacidad para el pondaje de regulación diaria.

Para la selección del potencial de cada turbina se asumió un gasto de 120 m³/seg. equivalente a cuatro (4) veces el caudal medio del río Motatán, lo cual permitirá la instalación de una unidad sin necesidad de rebombeo, como primera etapa, cuyo servicio durará un tiempo prudencial, dependiendo de la demanda de energía y del desarrollo del área de riego del Sistema El Cenizo.

El potencial de una turbina se estima en 75 MW y, por lo tanto, el Potencial Instalable total de la planta sería de 375 MW.

La producción anual de energía eléctrica se estima en 320 GWh para toda la planta y de 185 GWh en su primera etapa.

El costo estimado de la planta en su totalidad es de Bs. 375.000.000.

8.- PROYECTO LAS PALMAS - LAS MAJAGUAS

El Sistema de Riego Cojedes - Sarare se encuentra ubicado en la Región Centro - Occidental de Venezuela, aproximadamente a unos 240 Kms. al Oeste de Caracas, en el vértice de concurrencia de los Edos. Portuguesa, Lara y Cojedes. Está integrado por los embalses: Las Majaguas (construido), Las Palmas (proyectado) y Las Margaritas (en estudio). La concepción y ejecución de este proyecto se encuentra compartido entre CADAPE y el M.O.P.

El propósito fundamental de este Sistema es la utilización del agua almacenada para el riego de 90.000 Has., control de inundaciones, aprovechamiento piscícola y recreacional, así como la posible generación hidroeléctrica. Para esto último, los embalses Las Palmas y Las Majaguas anticipan una caída de 70 mts. que podría ser utilizada para un aprovechamiento con rebombeo.

El esquema de aprovechamiento consistiría en situar una "Planta Reversible" en una de las depresiones entre ambos embalses para producir energía eléctrica efectuando el rebombeo de las aguas turbinadas. Se crearía un ciclo continuo turbinando un gasto importante liberado del embalse superior (Las Palmas), durante las horas de máxima demanda, almacenando el volumen turbinado en el embalse inferior (Las Majaguas), el cual actuaría como Pondaje, produciéndose entonces una energía pico. Luego el volumen liberado en el embalse superior, menos el requerido para el riego, sería rebombeado por el mismo equipo instalado trabajando en la forma inversa (las turbinas trabajando como bombas) y utilizando para tal fin la energía de bajo costo, en horas ociosas de la noche. De este modo, se almacenaría nuevamente en el vaso superior el volumen bombeado a fin de disponer de la cantidad de energía potencial requerida para realizar un nuevo ciclo.

Constará de una presa de gravedad de concreto de 30 m. de altura situada en un corte de trinchera en el referido estribo. A través de su cuerpo pasarán cinco (5) conductos a presión de acero de 4.50 m de diámetro y de 140 m. de longitud aproximadamente, con una caída del orden de 70 mts.

En la central se utilizará un equipo reversible de turbina - bomba y de generador - motor.

Como primera etapa se prevé la instalación de una sola turbina, la cual podría operarse sin necesidad de rebombeo de agua.

La generación de energía hidroeléctrica por esta planta es independiente de las demandas de riego y no se consumirá agua del embalse Agua Viva.

Para la operación en el futuro, de cinco (5) turbinas reversibles se necesitarán 10.5 millones de metros cúbicos de capacidad para el pondaje de regulación diaria.

Para la selección del potencial de cada turbina se asumió un gasto de 120 m³/seg. equivalente a cuatro (4) veces el caudal medio del río Motatán, lo cual permitirá la instalación de una unidad sin necesidad de rebombeo, como primera etapa, cuyo servicio durará un tiempo prudencial, dependiendo de la demanda de energía y del desarrollo del área de riego del Sistema El Cenizo.

El potencial de una turbina se estima en 75 MW y, por lo tanto, el Potencial Instalable total de la planta sería de 375 MW.

La producción anual de energía eléctrica se estima en 320 GWh para toda la planta y de 185 GWh en su primera etapa.

El costo estimado de la planta en su totalidad es de Bs. 375.000.000.

8.- PROYECTO LAS PALMAS - LAS MAJAGUAS

El Sistema de Riego Cojedes - Sarare se encuentra ubicado en la Región Centro - Occidental de Venezuela, aproximadamente a unos 240 Kms. al Oeste de Caracas, en el vértice de concurrencia de los Edos. Portuguesa, Lara y Cojedes. Está integrado por los embalses: Las Majaguas (construido), Las Palmas (proyectado) y Las Margaritas (en estudio). La concepción y ejecución de este proyecto se encuentra compartido entre CADAFE y el M.O.P.

El propósito fundamental de este Sistema es la utilización del agua almacenada para el riego de 90.000 Has., control de inundaciones, aprovechamiento piscícola y recreacional, así como la posible generación hidroeléctrica. Para esto último, los embalses Las Palmas y Las Majaguas anticipan una caída de 70 mts. que podría ser utilizada para un aprovechamiento con rebombeo.

El esquema de aprovechamiento consistiría en situar una "Planta Reversible" en una de las depresiones entre ambos embalses para producir energía eléctrica efectuando el rebombeo de las aguas turbinadas. Se crearía un ciclo continuo turbinando un gasto importante liberado del embalse superior (Las Palmas), durante las horas de máxima demanda, almacenando el volumen turbinado en el embalse inferior (Las Majaguas), el cual actuaría como Pondaje, produciéndose entonces una energía pico. Luego el volumen liberado en el embalse superior, menos el requerido para el riego, sería rebombeado por el mismo equipo instalado trabajando en la forma inversa (las turbinas trabajando como bombas) y utilizando para tal fin la energía de bajo costo, en horas ociosas de la noche. De este modo, se almacenaría nuevamente en el vaso superior el volumen bombeado a fin de disponer de la cantidad de energía potencial requerida para realizar un nuevo ciclo.

Las obras de trasvase consistirían en un canal de aproximación, estructura de control al final del canal, donde se colocarían las compuertas de emergencia para los conductos forzados que partirían de ella. Al final de estos, se colocaría la Planta con el número de turbinas que resultase conveniente. Aguas abajo de la planta arrancarían un canal de descarga que la conectaría con el embalse de pondaje.

Los estudios preliminares señalan que podríanse instalar unos 2.000 MW. para una generación anual de 4.360 GWh.

El costo estimado es de Bs. 936.000.000.

9.- PROYECTO RIO ORINOCO

El Ministerio de Obras Públicas, la Corporación Venezolana de Guayana y el Instituto Nacional de Canalizaciones, firmaron con fecha 25 de abril de 1973, un Convenio para coordinar los estudios del río Orinoco y sus afluentes, especialmente en lo que se refiere a la planificación, programación, métodos para la recolección de información de campo y estudios, mediante modelos hidráulicos, físicos o matemáticos y otras investigaciones, a fin de verificar en lo posible el comportamiento de las obras que se proyecten, por parte de cada uno de los organismos indicados, para el aprovechamiento integral del sistema fluvial, en especial en lo que se refiere a la navegación, protección contra inundaciones, recuperación de tierras y desarrollo hidroeléctrico.

En cuanto a este último aspecto, que es el que concierne a este informe se ha considerado la existencia de alrededor de 2.000 MW en el sitio de Atures y Maipures, pero su verdadera potencialidad y su posibilidad de ejecución está aún por concretarse. El estado de los estudios es aún preliminar, pero de todas formas es correcta la apreciación de la existencia de recursos hidroeléctricos en ese río, en cuyo aprovechamiento habrían de considerarse aspectos limítrofes o de integración binacional.

10.- OTROS APROVECHAMIENTOS

De la misma forma, aunque en una etapa

muy preliminar se encuentran previstos los estudios relativos al Río Chama y otros ríos de los Andes, el Mucujun, el Socuy, el Ventuari, el Bonocó y otros de eventual posibilidad.

11.- RESUMEN DE LOS PROGRAMAS

En la tabla 2, en la cual se resumen los proyectos aludidos anteriormente y su estado de ejecución.

V.- CONCLUSIONES

De acuerdo a los antecedentes de aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos y el estado de desarrollo o investigación de los proyectos anotados se desprenden algunas conclusiones de interés que es importante anotar. En efecto se destacan:

- a) No existe un inventario nacional detallado de los recursos hidroeléctricos del país que permita un establecimiento de prioridades de ejecución, lo cual ha hecho que la identificación de aprovechamientos posibles ha sido, en general, consecuencia de la preocupación individual de agentes del Estado. No existe una ordenación previa de prioridades, debido a la ausencia de un ente rector o autoridad central en materia de aprovechamiento del agua con fines hidroeléctricos.
- b) Se destaca un ahorro importante en la utilización de hidrocarburos por la vía de los aprovechamientos hidroeléctricos. En efecto se puede mencionar que en el quinquenio 1975 - 1979, la producción hidroeléctrica representa un ahorro de 30.8 millones tpe y en el período 1975 - 1999 representará, si el desarrollo de los programas se realiza de acuerdo a lo previsto, la cantidad de 552.6 millones tpe.
- c) El desarrollo de los programas hidroeléctricos provoca efectos y elementos colaterales que se han ido incorporando paulatinamente. Esto con-

duce a conferirle a estos programas una visión de aprovechamiento integrado, el estado de desarrollo de los programas en curso y previstos permite incorporar todas las variables que proporcionen el mejor beneficio integral de los aprovechamientos.

VI.- RECOMENDACIONES

El Consejo Nacional de la Energía, en su sesión del 24 - 9 - 76, acogió favorablemente este informe y acordó formular las siguientes recomendaciones al Ejecutivo Nacional:

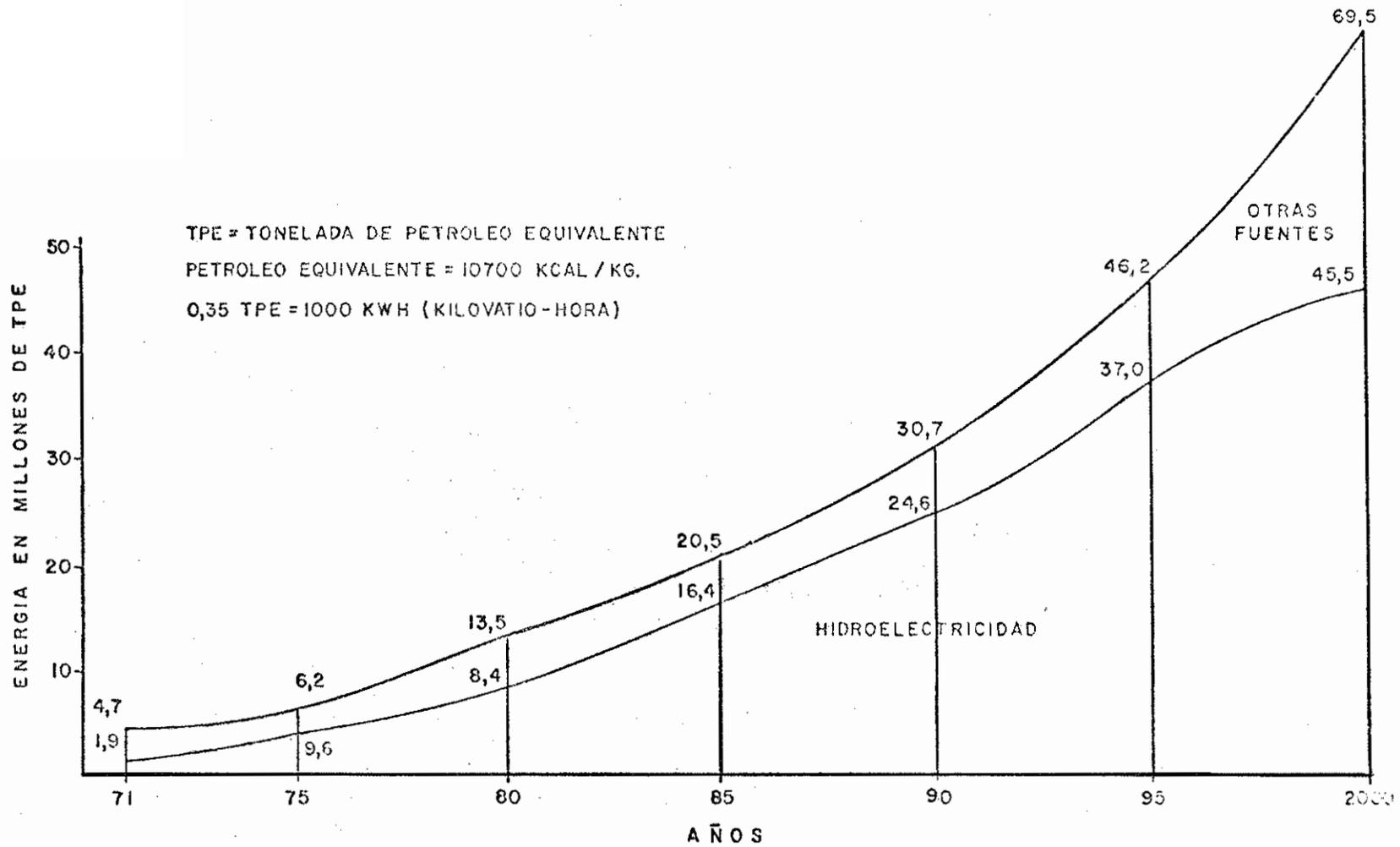
- 1.- Considerando que la utilización de los recursos hidráulicos para generación eléctrica representa el mejor respaldo a la política conservacionista del Estado Venezolano, se recomienda que se de a esta fuente un uso prioritario dentro de los programas de generación de energía eléctrica del país, en adecuada coordinación con el aprovechamiento del agua para sus diversos usos de interés nacional.
- 2.- En razón de que se ha avanzado poco en el inventario de los recursos hidráulicos para generación eléctrica, se considera conveniente que el Eje-

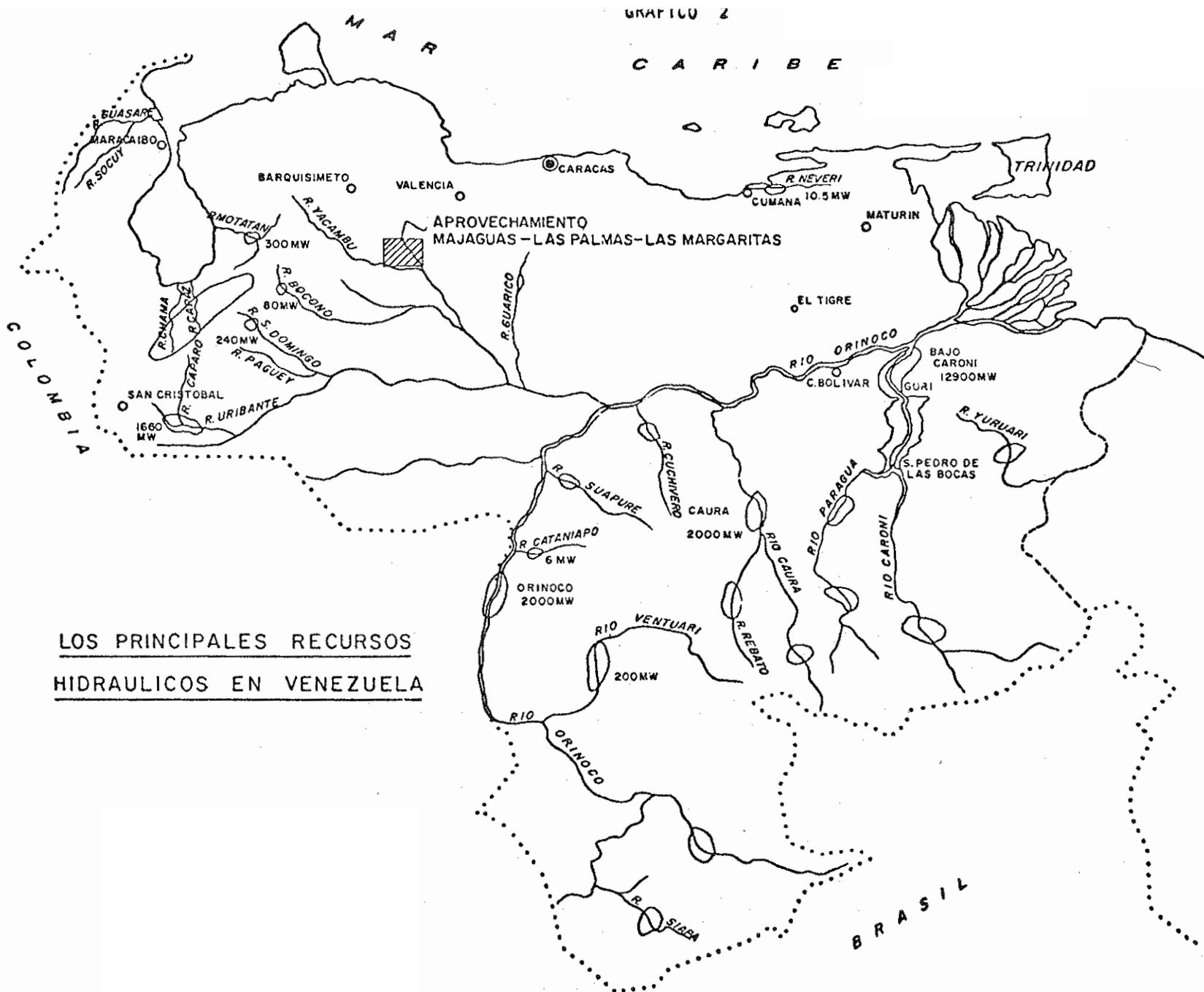
cutivo Nacional provea los fondos necesarios para que en el plazo de dos años se realice el inventario requerido.

Este inventario es no sólo compatible sino que se incorpora a la previsión del Ejecutivo Nacional de la creación del Ministerio del Ambiente y Recursos Naturales Renovables, organismo al cual se asignará la responsabilidad de fijar las políticas relativas a los usos de las aguas existentes en el país.

- 3.- Plantear al Ejecutivo Nacional la conveniencia de que en los proyectos hidroeléctricos en curso o previstos se incorporen las variables necesarias que confieran a esos aprovechamientos las características de Desarrollo Integrales, para el óptimo aprovechamiento de nuestras riquezas hidráulicas en todas sus utilidades de interés nacional.
- 4.- Recomendar al Ejecutivo Nacional dar especial apoyo a los programas de recolección y procesamiento de la información básica requerida para el desarrollo integral de los proyectos hidroeléctricos.

GRAFICO 1
 PARTICIPACION DE LA HIDROELECTRICIDAD
 EN LA PRODUCCION TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA
 1971 - 2000





FUENTE: Comisión del plan de Energía Eléctrica (1974).
Otras Fuentes

GRAFICO 3

PARTICIPACION DE LA HIDROELECTRICIDAD EN LA PRODUCCION TOTAL DE ENERGIA ELECTRICA 1971-2000

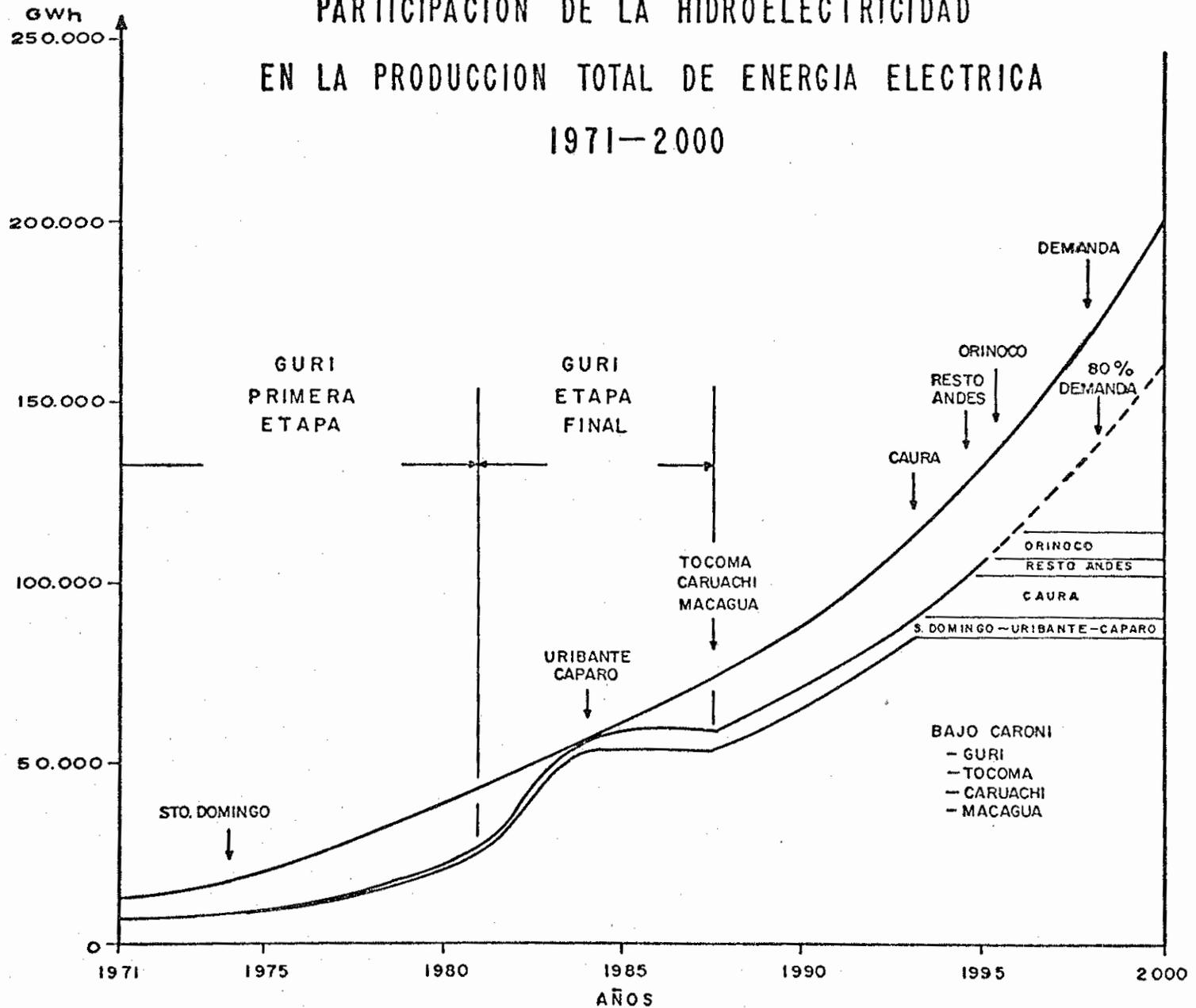


TABLA 2
CUADRO DE PROYECTOS HIDROELECTRICOS

RIO	SITIO	POTENCIA MW	ENERGIA GWh.	OTRO PROPOSITO	SITUACION ACTUAL
Caroní	Guri	9.000	50.000		
Caroní	Tocoma (1)	1.100			
Caroní	Caruachi (1)	1.760	35.000		
Caroní	Macagua (1)	1.315			
Esquema	Uribante-Doradas	250	1.174		
Uribante		430	1.927		Fase de proyecto
Doradas	(1a. Etapa) Camburito-Caparo	520	1.743		
Caparo					
2a. Etapa		1.200			
Mucujún		20	100		Proyecto terminado
Boconó		80	340	Riego	Fase de proyecto
Tucupido					
Notatán	Agua Viva	75	820	Riego	Fase de estudio
	(como idea)	375		Rebombeo	
Cataniapo		6	28		En ejecución
Neverí	Bajo Negro	4 a 8	30 a 708	Riego	Nota oficial

RIO	SITIO	POTENCIA MW	ENERGIA GWh.	OTRO PROPOSITO	SITUACION ACTUAL
Ventuari	Salto Tencua	60	?		Investigaciones Preliminares.
	Salto Oso	140	?		
Orinoco	Atures-Maipure	2.000	10.000	Internacional	Preliminar
Cojedes-Sarare	Las Palmas-Majagua	2.000	4.880 ?	Riego	Fase de estudio preliminar
Capaz		124	560		Fase estudio.
Caura (2)		4.000			Fase estudio

(1) No se ha estimado el posible nuevo potencial con la mayor regulación en Guri a cota 270 de embalse.

(2) COPLANARH ha estimado un potencial bruto de 7.000 MW