

CATALOGADO

CATALOGADO



ESTUDIO PRELIMINAR DE LAS INDUSTRIAS

QUE UTILICEN CARBON Y GAS NATURAL

DE LA PROVINCIA DE SANTA CRUZ

INFORME FINAL

LIC. NESTOR AGUILAR

H.22211
A 17



CARBON

C A R B O N



CAPITULO I

RECOPILACION DE ANTECEDENTES. MERCADO INTERNO Y EXTERNO.

a) El Carbón en el País.

Las provincias argentinas que cuentan con depósitos carbonosos reconocidos son: La Rioja, San Juan, Mendoza, Río Negro, Neuquén, Chubut y Santa Cruz. Todos ellos corresponden al período terciario en el que se dieron condiciones favorables para la formación de yacimientos con desarrollo relativamente normal, con mantos acumulados de destacada potencialidad.

Los yacimientos reconocidos poseen carbones correspondientes a las clases antracíticos, bituminosos y subbituminosos; no se han hallado carbones ligníticos. Estas son las cuatro clases de carbones en que los ha agrupado la ASTM (American Society for Testing Materials). (Ver mapa N°1).

Chubut: El yacimiento Indio es el principal en lo que respecta a la magnitud de sus reservas. Está ubicado al NE de la provincia en la colonia Cushamen. En 1897 se efectúa la primera mención técnica de este yacimiento. Los primeros trabajos fueron efectuados por YPF en 1942 y continuados por otros entes oficiales en años subsiguientes.

De los dos mantos que lo constituyen sólo el superior es importante como para incluirlo en las eventuales reservas del país. Es un carbón

heterogéneo, con baja concentración de carbono y apreciable cantidad de vanadio en las cenizas. En orden de importancia, en lo que se refiere a reservas siguen el yacimiento de Lepá y el de Santa Ana, situado en el extremo occidental del lago Moequilo.

La Rioja: En la actualidad la reserva más importante con que cuenta la provincia, es la que se conocía con el nombre de mina Las Pirquitas, cuando era de propiedad privada. Actualmente se denomina yacimiento Río Tambillos, y está ubicado en la pendiente occidental de la sierra de Famatina, siendo mencionado en informes técnicos en 1885. Oficialmente se comenzó a explotar en 1941.

El carbón es de tipo bituminoso con un mediano tenor de volátiles y bajo porcentaje de cenizas. Otro yacimiento digno de mención es el de la mina La Negra, ubicado en el cerro Espuela.

Mendoza: El primer yacimiento que se conoció en esta provincia fue a principios de siglo en la región de Salagasta a 39 km. al norte de la ciudad de Mendoza, denominado Las Higueras. En un principio se le asignó gran importancia, sin embargo en 1943 YPF inicia un plan de exploración determinándose la ausencia de mantos carboníferos propiamente dichos y la pobreza calidad del mineral.

Las minas Santa Máxima y el Saltillo ubicadas sobre la Quebrada del Toro, integran un yacimiento que fue reconocido mediante algunos labores a principio de siglo. Los trabajos mineros efectuados alrededor de 1945

pusieron de manifiesto el desarrollo irregular del manto en espesor y calidad, considerándose, que estas minas no contienen reservas prácticamente explotables en la actualidad.

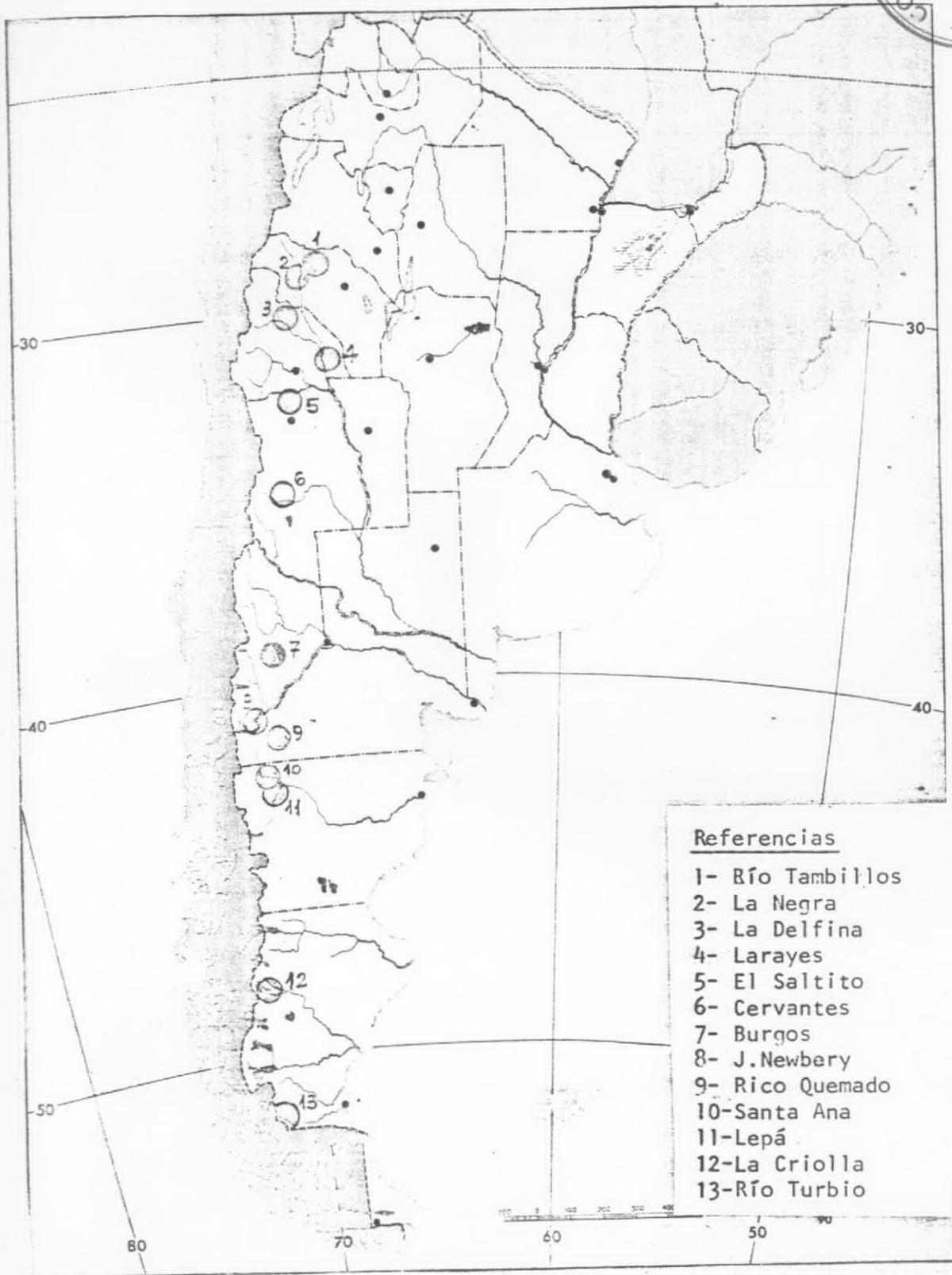
Neuquén: El yacimiento Jorge Newbery, ubicado en el Parque Nacional Nahuel Huapi, se conoce desde 1901. Se registraron diversos períodos de actividad entre 1935 y 1945, efectuándose laboreos de exploración y explotación, pero en la actualidad los trabajos se hallan abandonados. Las reservas establecidas son, aparentemente, insignificantes.

El yacimiento Burgos, de las sierras de Chacabuco, cuyo manto se extiende a ambas márgenes del Arroyo Charahuilla, requeriría mayores laboreos para definir la verdadera importancia de esta acumulación ya que así lo justificarían las características reconocidas del mismo.

Río Negro: El principal yacimiento es la cuenca de Pico Quemado en el departamento Norquino. Las primeras noticias de su existencia corresponden al año 1897, pero recién entre los años 1950 y 1955, organismos oficiales llevaron a cabo los estudios más serios. El carbón coqueable de él obtenido es de excelente calidad y la magnitud de sus reservas lo ubican en segundo lugar entre los yacimientos del país. Está formado por cuatro mantos repartidos en dos complejos separados por un espesor de 35 a 70 m. de rocas estériles. Su producción está destinada a abastecer su zona de influencia y en especial a San Carlos de Bariloche.

San Juan: El yacimiento más antiguo de que se tenga noticia en el

Ubicación de los Principales Depósitos de Carbón



Referencias

- 1- Río Tambillos
- 2- La Negra
- 3- La Delfina
- 4- Larayes
- 5- El Saltito
- 6- Cervantes
- 7- Burgos
- 8- J. Newbery
- 9- Rico Quemado
- 10- Santa Ana
- 11- Lepá
- 12- La Criolla
- 13- Río Turbio

país es el de Marayes, llamado mina Rickard, ya que fue mencionado por primera vez en 1863. Con posterioridad se efectuaron numerosas investigaciones por particulares e instituciones oficiales. La primera guerra mundial motivó un laboreo más intenso, efectuándose más de tres galerías y nueve pilares. Posteriormente se realizaron nuevos laboreos de exploración pero en la actualidad hay discrepancias en lo que se refiere a las reservas de este yacimiento. En lo que se refiere al aspecto económico de su extracción, hay que destacar que el mineral se halla en bandejas delgadas, alternadas con otras semejantes de material estéril; además el carbón posee un alto contenido de azufre y cenizas lo que elevaría los costos de depuración.

Otro yacimiento ubicado en esta provincia es la mina La Delfina, en Ciénaga del Vallecito, en la zona de Jáchal. Operó entre 1943 y 1948, año en que se paralizaron los trabajos. La producción fue vendida en la zona.

Santa Cruz: El yacimiento de Río Turbio es la cuenca carbonífera más importante hallada hasta el presente en el país. En 1877 durante una expedición realizada por el río Santa Cruz, por el Capitán Carlos Moyano y el Dr. Francisco Moreno, conocieron los mantos carboníferos del sud-oeste de la Patagonia, que se extienden hasta el Lago Argentino. Diez años después el Teniente de Fragata Agustín del Castillo descubre el yacimiento carbonífero que se llamaría Río Turbio, situado a 257 km. al oeste de Río Gallegos. La exploración sistemática del yacimiento comienza en 1941 con la creación de la División Carbón Mineral de YPF, que inicia en 1943 una reducida explotación



- 9 -
5

destinada al consumo local. Esta actividad pasa sucesivamente a depender en 1946 de la Dirección de Combustibles Sólidos Minerales (ENDE) y en 1958 de Yacimientos Carboníferos Fiscales, empresa que en la actualidad es la responsable de los trabajos de exploración, preparación, desarrollo y explotación del yacimiento.

b) Reservas.

Cuadro N° 1

Rfo Turbio: Como puede verse en el cuadro N° 1, los yacimientos de Rfo Turbio representan el 99% de las reservas totales del país, por lo que la actividad principal de Yacimientos Carboníferos Fiscales se ha centralizado en esa zona de la Provincia de Santa Cruz. Por lo tanto en lo que sigue de este estudio nos referiremos únicamente a esta Cuenca.

Las reservas del yacimiento de Rfo Turbio se han ubicado hasta el presente en 450.000.000 de toneladas, suponiéndose que nuevas exploraciones pueden hacer aumentar esa cifra.

Los mantos carboníferos se extienden hasta la frontera chilena y se agrupan en dos paquetes separados entre sí por unos 300 m. ; cada paquete está formado por dos mantos con una separación de entre 10 y 25 m. , denominados desde abajo hacia arriba: Inferior, Superior, "B", "A" y Dorotea.

El manto Inferior alcanza una potencia máxima de hasta 7,50 m. , con intercalaciones de arcilla estéril que reducen la potencia explotable a



1,25 m. , ocupando la parte superior del manto.

El manto Superior alcanza potencias máximas de 2,60-2,80 m. , siendo la explotable de 1,25-1,50 m. , La intercalación de material estéril que separa ambos mantos, varía en espesor entre 4 y 30 m.

El complejo superior contiene el manto "B" en su base. Su potencia, en general, es inferior a los 0,45 m. ; se trata de un horizonte discontinuo, que solamente en ciertos sectores presenta características que hacen que se lo considere como eventualmente explotable.

Al manto "B" le sigue en sentido ascendente, a unos 5-8 m. de distancia, el manto "A", con espesores que, según las zonas consideradas, oscilan entre 1,00 y 2,00 m. Es de gran extensión superficial y se lo considera explotable.

Finalmente el manto Dorotea, es el más importante del yacimiento por sus mejores características. Posee un espesor de hasta 3,50 m. , con una acumulación constante de carbón en su parte más alta cuya potencia media ha sido establecida en 1,50 m. , constituyendo la parte económicamente a provechable del mismo. Se extiende de Norte a Sud entre Laurita y Cancha Carreras, es decir en una longitud de más de 40 km. La línea de afloramiento del manto Dorotea se ha seguido sin solución de continuidad en una longitud de 30 km. En todos los casos, el manto de carbón se encontró en condiciones se mejantes, lo que indica continuidad en su desarrollo.

Los trabajos de exploración sistemática que permitieron llegar a

la determinación actual de las reservas de esta cuenca carbonífera, implicaron la realización de relevamientos topográficos, estudios geológicos, perforaciones y laboreos mineros, sobre una superficie reconocida de 1.600 km².

c) Características y Propiedades.

Los carbones de Río Turbio están incluidos dentro de los tipos sub-bituminosos "A" y bituminosos "C" de alta volatilidad según la clasificación ASTM (American Society of Testing Materials). Los análisis del carbón depurado, en condiciones de comercialización, arrojan los siguientes resultados:

	<u>Base Húmeda</u>	<u>Base Seca</u>
Humedad %	11.2	-
Materia Volátil %	34.5	38.8
Carbono fijo %	37.6	42.4
Cenizas %	16.7	18.8
Poder Calorífico Superior (Kcal/Kg)	5666.	6379.
Azufre Combinado %	no detectable	n.d.

Los datos anteriores corresponden a valores promedio de diversos embarques del año 1974, según informe suministrado por Yacimientos Carboníferos Fiscales.



d) Extracción del carbón.

La extracción se efectúa por el sistema de largos frentes ("long wall") de 150 a 200 m. de largo, con rozadoras o cepillos accionados eléctricamente. El "techo" es sostenido por vigas y puntales que avanzan a medida que se extrae el carbón, permitiendo el derrumbe de la parte que va quedando rezagada. Su transporte hasta la boca de la mina se hace por medio de transportadoras metálicas, repartidoras, cintas y vagonetas; estas últimas son de 4 toneladas de capacidad y son arrastradas por locomotoras eléctricas en trenes de 14 a 16 vehículos.

e) Depuración del carbón.

El carbón bruto, que se obtiene de los frentes de explotación, contiene más del 30% de cenizas. Estas están constituidas por material inerte íntimamente ligado a la masa de constitución del carbón y por impurezas provenientes de intercalaciones que existen en las capas de carbón, de espesor que varía entre pocos milímetros a varios centímetros y están formados por arcillas, arcillas carbonosas o carbón esquistoso.

A efectos de obtener un combustible apto para su uso comercial, se trata el carbón bruto en una planta depuradora que separa el carbón de los inertes por flotación en un líquido de densidad intermedia ("medio denso"), o bien por flotación en un líquido sometido a movimientos verticales producidos por inyección de aire y movimientos de traslación producidos por bombeo

("jigs").

Esta planta puede producir carbones finos con 11-15% de estériles o carbones gruesos con 11; 15 o 17% de estériles, según las exigencias del mercado. La Planta Depuradora II posee una capacidad de tratamiento de carbón bruto de 520 Tm/hora, lo que hace una capacidad de producción anual de carbón comerciable de 1,5 millones de Tm.

f) Transporte.

- Ferrovial: El transporte entre Rfo Turbio y el puesto de embarque de Rfo Gallegos se efectúa mediante el ramal ferrovial más austral del mundo de 0,75 m. de trocha y una extensión de 257 km. de longitud. Normalmente se utilizan 60 vagones de 16 toneladas cada uno arrastrados por locomotoras a vapor, es decir que se movilizan alrededor de 1.000 toneladas por tren.

- Marítimo: En Rfo Gallegos el carbón es descargado automáticamente en vuelca-vagones y depositado en una playa, o bien transportado directamente a barcos por un sistema moderno de ruedas-palas y cintas, el carbón de la playa es cargado en los barcos a razón de hasta 1.000 toneladas por hora. Los barcos atracan en un muelle carbonero especial, en una operación complicada por la gran amplitud de las mareas, lo que requiere un diseño tal que les permita asentarse en el lecho en la bajamar, obligando a trabajar con barcos de poco calado, y en consecuencia de bajo tonelaje (3.000 ó 9.000 Tm.).



El transporte a los centros de consumo se efectúa en barcos propios de YCF, en barcos arrendados o en barcos de terceros.

g) Precios Actuales.

	Precio \$/Tm	
	Grueso 76-20 mm	Fino 20 mm
Cargamento Marítimo Completo: Mar del Plata, Buenos Aires, San Nicolás, Rosario (CIF)	406	351
Sobre Camión Rfo Gallegos	193	167
Sobre Camión Rfo Turbio	124	108

Cuadro N° 2

RESERVAS Y PRODUCCION MUNDIALES DE CARBON

País	Reservas (MM Tm)			% Reserv. Mundial	Producido (M Tm)					% Produc. Mundial
	Medidas	Inferidas	Totales		Prom. 1964/68	1969	1970	1971	1972	
TOTAL MUNDIAL			6.641.200	-	1.988.300	2.050.900	2.128.100	2.123.500	2.144.800	-
U.R.S.S.	145.123	3.976.430	4.121.603	62,06	403.212	425.795	432.715	441.416	451.119	21,03
EE.UU.	72.000	1.028.000	1.100.000	16,56	486.317	513.436	550.388	503.027	535.242	24,96
China	1.011.000	15,25	288.000	325.000	360.000	390.000	400.000	18,62
India	12.710	93.550	106.260	1,60	67.322	75.411	73.698	71.499	74.771	3,49
Sudáfrica	36.873	35.692	72.465	1,00	48.455	52.752	54.612	58.666	58.440	2,72
Canadá	42.600	18.400	61.000	0,92	8.267	7.849	11.598	13.728	15.810	0,74
Japón	5.723	13.525	19.248	0,29	49.172	44.690	39.694	33.432	28.098	1,31
Australia	3.000	13.000	16.000	0,24	30.252	39.815	44.298	45.111	49.056	2,29
Reino Unido	12.227	3.273	15.500	0,23	181.245	152.970	144.564	147.137	119.500	5,57
Colombia	12.500	0,19	2.954	3.317	2.500	2.700	2.800	0,13
Checoslovaquia	5.540	6.033	11.573	0,17	26.886	27.068	28.195	28.818	27.925	1,30
Brasil	3.175	7.500	10.675	0,16	2.154	2.437	2.361	2.498	2.497	0,12
Rodesia del Sud	1.760	4.853	6.613	0,10	2.681	3.083	3.171	3.093	2.762	0,13
Suiza	2.022	3.000	5.022	0,08	63	115	138	150	143	0,01
Argentina	374	79	450	0,01	390	522	616	632	675	0,03

Fuente: Statistical Yearbook, 1973 - Naciones Unidas.



CAPITULO II

Demanda.

a) Situación Mundial y Nacional.

En el cuadro N° 2, se observa la posición que ocupa nuestro país frente a los que cuentan con reservas totales estimadas a 1972 superiores a los 1.000 millones de toneladas de carbón. En el mismo se aprecia también la evolución de la producción de esos mismos países entre los años 1969 y 1972. Como puede apreciarse en ese lapso la producción mundial se ha mantenido constante y superando apenas los 2 billones de toneladas. Ello se debe sin duda a que la producción petrolera internacional, aumentaba año a año en forma considerable, satisfaciendo sin inconvenientes una demanda que se duplicaba cada diez años. La abundancia aparente de petróleo condujo a que se gastara con prodigalidad y a que se dependiera de unos precios tan bajos que ahora le es difícil al consumidor comprender que esta forma de obtención de energía dejó de ser barata. También la expansión tiene un límite, pues de continuar duplicándose la demanda cada 10 años, durante la próxima década se habrá consumido tanto petróleo como el producido durante toda la historia. A esto debe sumarse el papel político que está jugando el petróleo a nivel mundial como consecuencia del alto grado de control sobre la producción que han obtenido los gobiernos de los países productores de petróleo. Las reservas de petróleo, de continuar el crecimiento de la demanda al ritmo actual, sólo se

consideran suficientes hasta los primeros años de la década del 1980; antes de ello será necesario introducir políticas restrictivas a su consumo.

Como las reservas mundiales de carbón son ampliamente mayores, quizás alrededor de 10 veces más, no es demasiado prematuro comenzar a tener en cuenta las reservas carboníferas para su conversión en valiosos combustibles, gaseosos y líquidos y como fuente potencial de materias primas para la industria química futura.

Los países occidentales, los más afectados por la actual crisis petrolera, ya han comenzado a desarrollar métodos para la utilización del carbón en la obtención de combustibles sintéticos, lo que significará un aumento en la demanda mundial de carbón.

La urgencia de esta tarea ya ha sido reconocida en los Estados Unidos, donde sólo para la Oficina de Desarrollo del Carbón, se ha acordado un presupuesto de u\$s 340 millones para 1975, para investigación y desarrollo en la utilización del carbón.

Como se ve en el cuadro N° 2 nuestro país cuenta con el 0,01% de las reservas mundiales totales, y en el año 1972 contribuyó con el 0,03% a la producción total comerciable del mundo.

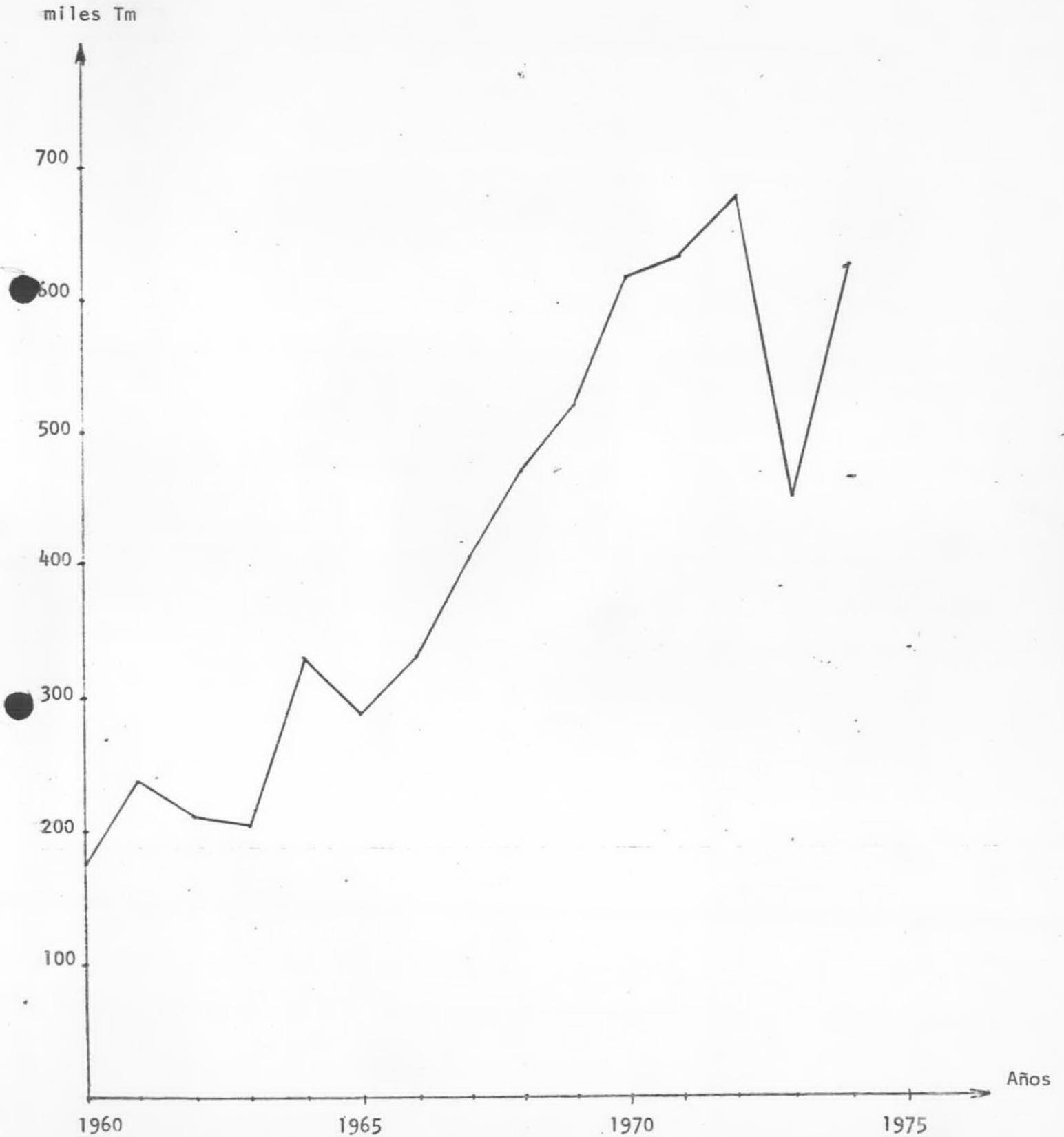
b) Proyección de la Demanda en el País.

La demanda de carbón en el país para 1977 alcanzará a 4.000.000 Tm. y para 1980 se estima que será de 7.500.000 Tm.



GRAFICO N° 1

Producción de Carbón Comercializable
(miles de Tm)



Cuadro N° 3

EVOLUCION DE LA PRODUCCION, COMERCIALIZACION, TRANSPORTE E IMPORTACION DE CARBON

(miles de Tm)

Año	Producción		Ventas	Consumo Interno	Transporte		Importación CIF (*)			Consumo Aparente Produc. + Imp.
	Bruta	Comerciable			Ferreo	Marítimo	miles Tm	miles u\$s	u\$s/Tm	
1960	265	175	128	44	127	92	1.441	22.917	15,90	1.616
1961	340	236	184	42	196	157	1.241	20.671	16,66	1.477
1962	286	211	128	40	137	97	863	13.398	15,52	1.074
1963	250	205	131	46	130	94	499	8.112	16,26	704
1964	424	332	275	47	291	247	863	14.196	17,68	1.135
1965	541	374	242	48	256	193	757	14.003	18,50	1.131
1966	604	357	236	60	275	192	879	15.774	17,95	1.236
1967	687	411	354	64	354	300	840	14.906	17,75	1.251
1968	804	472	358	67	376	303	455	8.413	18,49	927
1969	942	522	470	74	475	417	563	11.760	20,89	1.685
1970	1.038	616	484	77	540	431	773	16.244	21,01	1.389
1971	1.062	632	540	84	547	477	725	19.412	26,78	1.357
1972	1.118	675	594	100	587	535	463	13.291	28,71	1.198
1973	880	451	370	94	364	290	782	27.287	34,89	1.233
1974	1.171	626	471	99	524	437	910	55.838	61,36	1.536

(*) Comprende: Carbón Mineral + Antracita + Coque

Fuente: Subsecretaría de Energía.

- 19 -

Las reservas comprobadas de mineral de carbón el Yacimiento de Rfo Turbio, son suficientes para sostener la explotación continuada del mismo a un nivel de 3.000.000 de Tm. por año.

Dada la demanda de carbón para combustible, se está estudiando la posibilidad de elevar esa producción a 5 millones de Tm. en la zona de Rfo Turbio.

En el año 1972 YCF elaboró un estudio del mercado potencial comerciable del carbón de Rfo Turbio para el período 1973/1982; los datos del mismo se reflejan en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4

Mercado Potencial Carbón Yacimiento Rfo Turbio

Producción Comerciable Anual (miles de Tm)										
	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
ESTIMACION MINIMA	1781	1793	1809	2839	2867	2912	2928	2945	2963	2984
ESTIMACION MAXIMA	1814	1929	2917	4610	5405	6349	7361	8917	10370	11269

Como se ve en el cuadro N° 3, la producción del año 1973 no solo no alcanzó las metas estipuladas, sino que fue inferior en un 33% a la producción comerciable del año 1972. Ello fue debido a la concurrencia de un complejo de factores que se originaron anteriormente y que no es del caso tratar aquí, que dificultaron el desenvolvimiento de la empresa carbonifera estatal, trabando la creación de una mayor riqueza nacional, ocasionando además una

fuerte erogación de divisas que alcanzó niveles sin precedentes en ese rubro y que repercutió aún en el año 1974.

Es por ello que el Plan Trienal para la Reconstrucción y Liberación Nacional, ha fijado metas de producción para YCF, por lo que esta Empresa ha elaborado un Plan de Expansión 1975/1980, en el que deberá triplicar para 1977 la producción de carbón mineral comerciable de 1974, llegando así a 1.500.000 Tm., nivel que se deberá duplicar para 1980.

Esta producción tiene un papel importante para cubrir la demanda de combustibles, como se prevé en el balance energético del Plan Trienal.

Como la Planta Depuradora actual, posee una capacidad de producción de 1,5 millones de Tm. de carbón comerciable por año, se instalará otra Planta Depuradora de 1.000 Tm/hora de capacidad, para poder alcanzar la meta de 3 millones y aún superarla hasta llegar al autoabastecimiento del mercado. El estudio de la nueva planta depuradora se está efectuando en Polonia como resultado del Convenio Binacional oportunamente firmado.

Paralelamente se han encarado todas las obras de infraestructura complementarias para alcanzar las metas fijadas, como ser: aumento de la generación de energía eléctrica, reemplazo de los vagones de 16 Tm. empleados en el ramal ferro-industrial a Rfo Gallegos, por otros de 36 Tm. de capacidad y modernización de las locomotoras de tracción. En lo referente al puerto de embarque actual de Rfo Gallegos, debido a inconvenientes operativos derivados de las mareas, su capacidad máxima está prevista en 1,2 millones de Tm; de

los estudios realizados surge que el lugar más apto para emplazar un nuevo puerto es Punta Loyola, ubicado a 30 km. de Rfo Gallegos, que sería carbón y de cargas generales. Ello permitiría la operación de barcos de mayor calado y mayor tonelaje, habiéndose determinado la conveniencia de transformar la flota de YCF mediante la incorporación de grandes buques con una capacidad de 23.700 Tm.

c) Mercedo.

Los actuales consumidores de carbón mineral son fundamentalmente:

- Agua y Energía Eléctrica: para la usina de San Nicolás.
- S.E.G.B.A.: para la usina de Puerto Nuevo.
- SOMISA: emplea carbón de Rfo Turbio en un 15% para obtención de coque, aunque en los años 1973/74 fue reemplazado por carbón residual de petróleo.
- Otros: Central Termoeléctrica de Rfo Turbio.

Ventas al menudeo en Rfo Turbio, Rfo Gallegos y Buenos Aires.

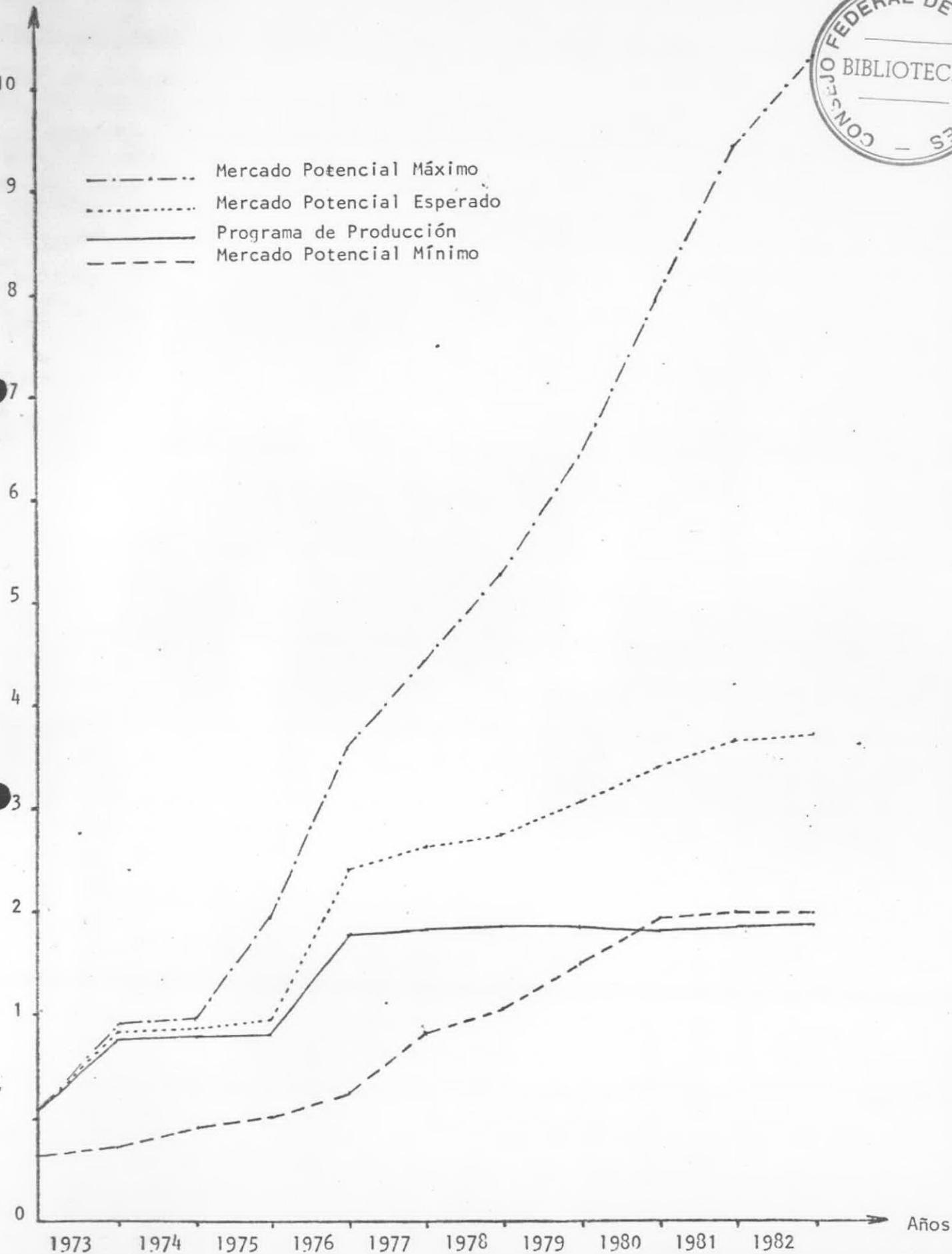
Los futuros consumidores de carbón mineral serán:

- Central Termoeléctrica de Rfo Turbio.
- HEPASAM (Isla Colorada).
- DEBA: Centrales Bahía Blanca y Necochea.

Millones de Tm



- Mercado Potencial Máximo
- Mercado Potencial Esperado
- Programa de Producción
- - - - Mercado Potencial Mínimo



- Propulsora Siderúrgica (Ensenada).
- SEGBA: Central Puerto Nuevo.
- Agua y Energía Eléctrica: Central San Nicolás.
- SOMISA.
- Menudeo: en Rfo Turbio, Rfo Gallegos y Buenos Aires.

Las demandas previstas para estos consumidores, en oportunidad del Estudio 3M, (3 millones de Tm.) fueren combinadas de distintas maneras, dando origen a las proyecciones que aparecen en el gráfico N° 2.

d) Uso.

Hasta el presente su uso exclusivo ha sido como combustible y mezclado con carbones de importación para uso siderúrgico. Las pautas establecidas en el Plan Trienal y en el Plan de Expansión de YCF, están destinados a aumentar la producción a efectos de lograr un sustancial recurso para la sustitución de los consumos de petróleo y derivados en las plantas térmicas de generación de electricidad.

CAPITULO III

Industria.

a) Panorama de Desarrollo de la Carboquímica a Nivel Mundial.

La producción actual de productos petroquímicos es de alrededor de 60 millones de toneladas por año, de los cuales alrededor de 20 millones de toneladas anuales son producidas en Europa Occidental. Se espera que para 1985 la producción total de productos petroquímicos alcance los 250 millones de Tm. equivalentes de carbón anuales.

Como la industria petroquímica depende grandemente de sus materias primas, normalmente hidrocarburos, se halla en competencia con otros destinos importantes dados a los mismos, como ser combustibles en sus diversas formas. La demanda total de combustibles de los principales países industrializados, se espera que alcance los 8.000 millones de Tm. equivalentes de carbón para 1985 (cuadro N° 5), o sea alrededor de 30 veces mayor que la calculada para productos petroquímicos. De esta manera el costo de las materias primas petroquímicas serán determinadas por el nivel de costos de los combustibles.



Cuadro N° 5

Elaboración de Productos Petroquímicos

	Millones toneladas equivalentes de carbón					
	1955	1960	1969	1975*	1980*	1985*
Mundial	6.8	13.0	51.0	105	165	250
EE.UU.	6.0	10.0	24.5	45	65	90
Europa Occidental	0.6	2.3	15.5	35	60	100
Resto del Mundo	0.2	0.7	11.0	25	40	60

* Producción Estimada.

Fuente: Chemical Industry Handbook - 1972 (London).

A raíz de los actuales inconvenientes en las fuentes de energía, los costos de los combustibles se espera que suban rápidamente, algunos más que otros, y no hay razón para creer que los actuales precios relativos del carbón y el petróleo se mantendrán. Por estas razones, la industria petroquímica, que al presente depende totalmente de la industria del petróleo, está considerando otras fuentes alternativas de aprovisionamiento.

De mantenerse el ritmo actual de crecimiento en el consumo y producción de combustible, las reservas de petróleo alcanzarían a cubrir solamente

te la demanda hasta los primeros años de la década del 80, por ello se hará necesario comenzar a aplicar una política conservacionista, las reservas mundiales de carbón, por otra parte son ampliamente superiores, probablemente diez veces mayores, y no es demasiado prematuro considerar las reservas de carbón en función de su conversión en los combustibles de mayor demanda, gaseosos y líquidos, y como fuentes potenciales de materias primas para la obtención de productos químicos del futuro, constituyéndose una verdadera industria carboquímica.

b) Conversión del Carbón en Combustibles Sintéticos o Productos Carboquímicos Básicos.

La principal diferencia entre la composición química del carbón comparada con la del petróleo se halla en el bajo contenido de hidrógeno del carbón. Por lo tanto cuando se reemplace el petróleo en la obtención de productos petroquímicos, se deberá adicionar hidrógeno al carbón, o bien eliminar una parte del carbono de la sustancia original. Además el carbón es mucho más complejo en su estructura química que el petróleo; el carbono puede hallarse presente en diversas proporciones formando parte de estructuras alifáticas y aromáticas, el oxígeno suele encontrarse constituyendo éteres, grupos hidroxilo o formando anillos, también pueden encontrarse otros elementos tales como nitrógeno y azufre en distintas proporciones.

Los principales procesos practicables para la conversión de car-

bón en combustibles o carboquímicos básicos son:

- 1) Gasificación con vapor de agua para producir gas de síntesis.
- 2) Carbonización, ya sea en hornos de coque tradicionales o en procesos más modernos, involucrando en ambos casos la obtención de productos líquidos, gaseosos y sólidos.
- 3) Licuefacción usando solventes ya sea solos o en presencia de hidrógeno y catalizadores para disolver el carbón.

1) Gasificación.

Se están estudiando diversos métodos nuevos para la gasificación del carbón; sus objetivos comunes son:

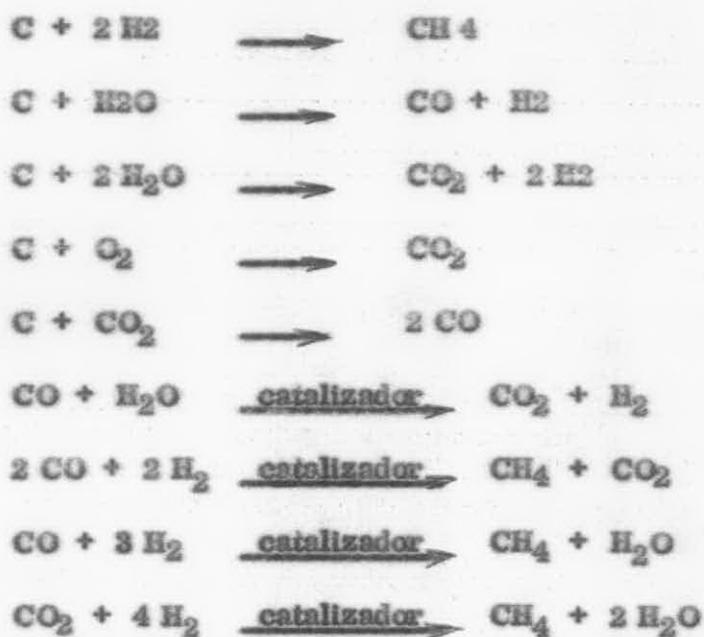
i) Estimular la hidrogenación directa para reducir la cantidad de metano, el que ha de ser producido por síntesis a partir de monóxido de carbono e hidrógeno.

ii) Reducir o eliminar el uso de oxígeno, el que en procesos convencionales se usa para generar calor por quemado de una parte del carbón.

iii) Extender el rango de tipos de carbones que pueden usarse.

Químicamente considerados todos los procesos que se hallan en desarrollo, están basados en una serie de reacciones en las cuales el carbono, el vapor y el oxígeno, reaccionan para producir fundamentalmente metano, monóxido de carbono, dióxido de carbono e hidrógeno.

Las reacciones químicas posibles son las siguientes:



La relación de reacciones que se producen dependen del proceso considerado y de sí, el objetivo perseguido es la obtención de metano en forma directa (GNS) o de la mezcla $\text{CO} + \text{H}_2$ (gas de síntesis).

Aunque desde el punto de vista químico, todos los procesos son similares, las características específicas de ellos varían, principalmente en lo que respecta a:

- Forma de suministrar calor al reactor de gasificación.
- Medios para poner en contacto los productos gaseosos de la reacción con el carbón o con el residuo carbonoso.
- Distintas presiones de operación.

De los procesos en desarrollo, los más importantes son los siguientes:

LURGI.

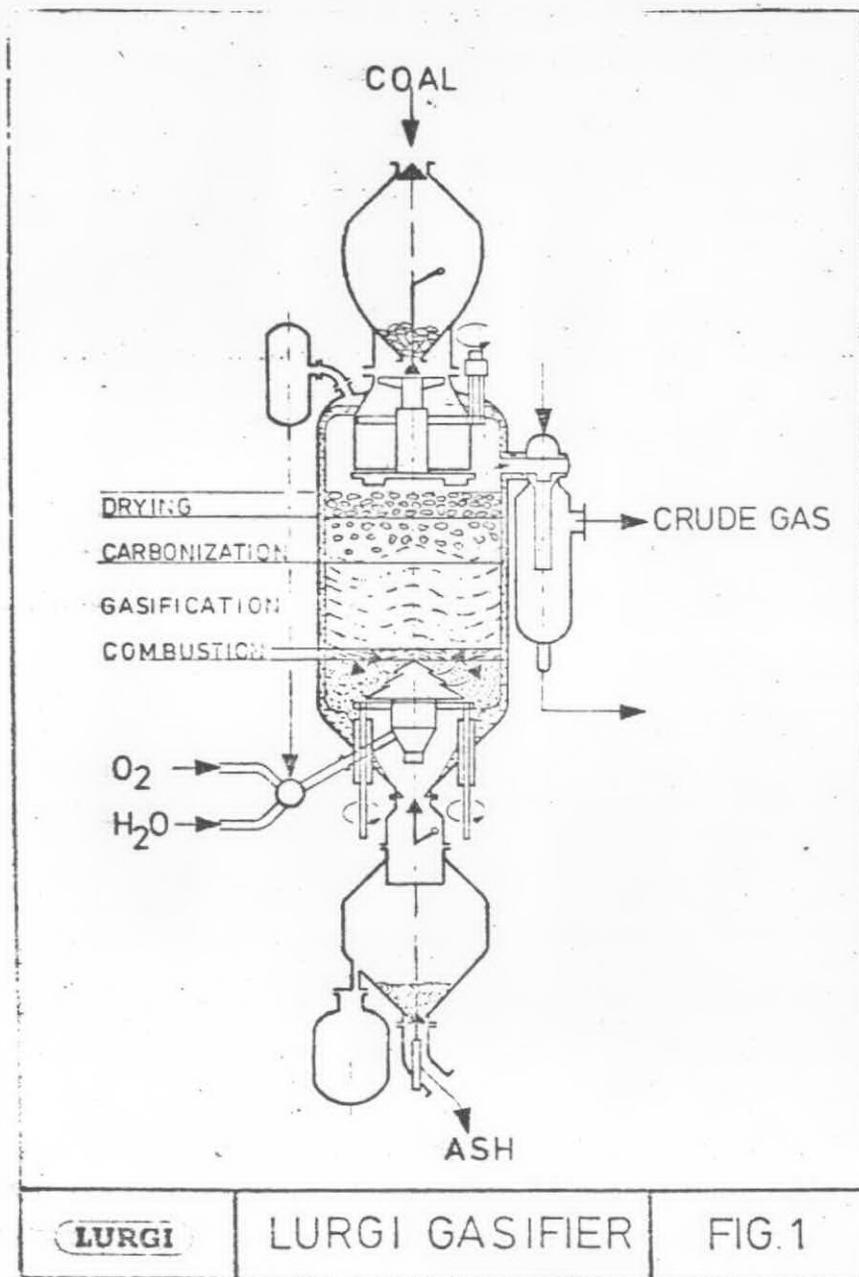
Este proceso de gasificación a presión fue desarrollado por Lurgi Mineraloltechnik de Alemania hace 40 años, siendo constantemente perfeccionado en planta piloto.

Al presente hay 14 plantas comerciales construídas por Lurgi en distintas partes del mundo, que usan el proceso de gasificación a presión y otros procesos desarrollados por Lurgi, específicamente para el tratamiento y purificación de los gases provenientes del carbón.

El carbón entra al gasificador a través de una tolva esclusa ubicada en la parte superior, y las cenizas se descargan por la parte inferior por medio de otra tolva similar. Una grilla giratoria próxima al fondo de la cámara generadora soporta la carga de carbón y sirve como distribuidor de los agentes de gasificación (vapor y oxígeno) que entran a través de tres líneas ubicadas en el fondo.

La primera etapa dentro del gasificador es el precalentamiento y secado del carbón. A medida que el carbón desciende, aumenta la temperatura comenzando la devolatilización; de 620 a 760°C en adelante, la devolatilización es acompañada por la gasificación que se genera por la combustión parcial del carbón con oxígeno y vapor que tiene lugar sobre la grilla. La velocidad de gasificación del carbón es regulada mediante la cantidad de vapor y oxígeno alimentado al gasificador; la relación predeterminada entre vapor y oxígeno debe mantenerse estrictamente. La alimentación del carbón

FIGURA 1 - GASIFICADOR LURGI



LURGI

LURGI GASIFIER

FIG. 1



y la extracción de cenizas se ajusta de acuerdo al consumo de carbón.

La planta SASOL construida por Lurgi en Sasolburg, Sudáfrica en 1954, representa el mejor ejemplo de un complejo integrado de conversión del carbón.

La planta de gasificación consta de 10 gasificadores Lurgi a presión, capaces de producir cada uno 27.000 Nm³/hora de gas crudo a partir de 21,5 Tm/hora de carbón a carga normal. Generalmente se hallan en operación ocho gasificadores, pero la producción total de gas, puede ser mantenida por periodos limitados por 6 gasificadores. Un esquema del gasificador se ve en la fig. 1.

El proceso Lurgi, si bien es el único sistema presurizado industrial que se halla operando en gran escala para producir gas de síntesis, tiene como desventajas sus restricciones en el tipo de carbón que puede tratar, como así también las limitaciones en el rango de tamaño de carbón a procesar.

PROCESO EI - GAS.

Consiste en una gasificación rápida del carbón en un lecho en suspensión, mediante gases muy calientes ricos en hidrógeno, producidos por la combustión del carbón residual, con oxígeno en la zona inferior del gasificador.

A ella llegan también el carbón parcialmente gasificado proveniente

te de la parte superior del gasificador que corresponde a la fase diluida.

Una planta piloto de 120 Tm/día se comenzó a construir en 1974 en Homer City, Pennsylvania, y se espera ponerla en servicio en este año. Se estima que por este proceso, desarrollado por la Bituminous Coal Research, podrá tratarse un amplio rango de variedades de carbón.

PROCESO HYGAS.

Este proceso, registrado por el Institute of Gas Technology, es el que se halla en más avanzado estado de desarrollo. Se basa en maximizar la reacción de hidrogenación directa del carbón, por lo que está diseñado para operar a presiones de 70 a 100 atmósferas. Actualmente se están considerando tres medios diferentes para la generación de hidrógeno y para el suministro de calor al sistema. La vía electrotérmica, que será la primera ensayada a nivel de planta piloto, usará energía eléctrica para calentar un lecho fluidizado de carbón residual en el cual la reacción carbono-vapor producirá hidrógeno y monóxido de carbono.

La segunda variante a ser investigada en planta piloto es usar oxígeno en una manera diferente a la propuesta por el Bureau of Mines en el Proceso Synthane; sin embargo, se cree que el consumo de oxígeno será menor.

El tercer método para el suministro de calor y la generación de hidrógeno es utilizar el sistema vapor-hierro-hidrógeno, en el cual el hierro

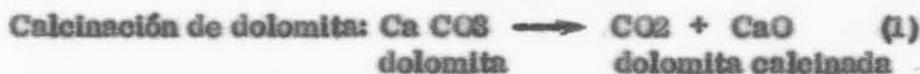


caliente reduce una parte del vapor a hidrógeno, usando la mezcla resultante hidrógeno-vapor directamente en la reacción de hidrogasificación. Las figuras 5 y 6 ilustran las variantes correspondientes al oxígeno y al sistema vapor-hierro, respectivamente.

La planta piloto de Hygas está actualmente en operación en Chicago. Está diseñada para la conversión de 82 Tm de carbón por día a 42.000 m³ de gas de alto poder calorífico y sería posible utilizar desde carbones del tipo bituminoso aglomerante a liguito.

PROCESO ACEPTOR DE CO₂ 6 CSG.

Desarrollado por la Consolidation Coal, toma su nombre de la manera por la cual se suministra calor al gasificador. Dolomita calcinada caliente se mezcla con el carbón en dos etapas de gasificación suministrando el calor sensible y también el calor generado por la reacción del aceptor con el CO₂ producido durante la reacción de gasificación.



El aceptor agotado, una vez recuperado del gasificador se regenera en un lecho fluidizado mediante la combustión de una parte del residuo carbonoso con aire, calentando y calcinando nuevamente la dolomita.

Por la tendencia del material aceptor a aglomerarse a las temperaturas y presiones requeridas para la gasificación, se deben usar tempera-

turas y presiones algo menores, lo que hace que el proceso sea más bien aplicable a los tipos de carbones más reactivos, como ser el lignito. Una planta piloto operó durante 1973, en Rapid City, Dakota del Sur, diseñada para procesar 50 Tm/día de lignito.

PROCESO SYNTHANE.

Este proceso también utiliza la combustión de carbón con oxígeno dentro del gasificador para suministrar el calor necesario. En el caso del proceso Synthane, las reacciones generadoras de calor se producen en un lecho fluidizado. Se requieren menores temperaturas, y por ello, es posible que el consumo de oxígeno sea menor que para el proceso El-Gas.

Los procesos de gasificación presentan en general una alta eficiencia de conversión de carbón y la gasificación, en sí, es un proceso clave para la obtención de un elevado número de combustibles, materias primas y productos finales, como ser:

- Gas de síntesis.
- Gas combustible.
- Gas natural sintético (GNS).
- Hidrógeno.
- Amoníaco.
- Metanol.
- Hidrocarburos líquidos.

En EE.UU. el objetivo principal es la obtención de GNS.

2) Carbonización.

El proceso de carbonización consiste esencialmente en el calentamiento del carbón en ausencia de aire, produciéndose la descomposición directa del carbón en sustancias líquidas, sólidas y gaseosas. La naturaleza de estos productos es importante, por supuesto, en la economía total del proceso. En la práctica convencional, en la que el carbón es calentado en hornos de coque, la naturaleza del coque es la que domina la economía total del proceso. En los últimos años se han efectuado muchos ensayos para mejorar las propiedades del coque metalúrgico, como así también para sustituir aquellos carbones que escaseaban en el mercado. Cabe hacer notar que el tonelaje de coque producido para su uso como reductor químico en la obtención de hierro, excede en mucho al de petróleo usado en la elaboración de productos petroquímicos.

En los hornos de coque convencionales, la producción de alquitrán es de 5-7% del material carbonizado. Producciones algo superiores se pueden obtener a partir de procesos a bajas temperaturas, como ser los destinados a la producción de combustibles reactivos sin humo.

El alquitrán formado bajo condiciones de rápido calentamiento es químicamente inestable, reasociándose rápidamente formando moléculas mayores, a la vez que liberan moléculas menores, a la fase gaseosa, industrial



37 -
28

mente, la producción de alquitrán y gas depende no sólo de la velocidad de ca lentamiento, sino también del tiempo de residencia y del tratamiento térmico previo de los productos iniciales de la reacción de descomposición.

Se están desarrollando nuevos procesos con la finalidad de obtener una mayor producción de sustancias líquidas y gaseosas; en etapa de plan ta piloto se está experimentando el proceso Garret en el cual el carbón se ca lienta y los productos se extraen del reactor en tiempos del orden de los mil segundos.

Los procesos de carbonización producen cantidades considerables de residuo sólido carbonoso, que puede ser destinado a gasificación para producir gas con alto contenido en hidrógeno (reciclo a la sección refine ría de la planta), o bien para obtener gas de síntesis y a partir de él productos líquidos o gas natural sintético (GNS).

Alternativamente el residuo carbonoso puede usarse para la generación de electricidad, en cuyo caso el proceso de combustión fluidizada es particularmente adecuado ya que permite el empleo de combustibles sólidos de un amplio rango de propiedades.

3) Licuefacción.

El concepto básico de los procesos de licuefacción del carbón, es que puede ser digerido con solvente adecuado a temperaturas de alrededor de 400°C, próxima a la temperatura a la cual el carbón comienza a descompo-

nerse.

El extracto puede así ser separado del residuo insoluble para dar un líquido libre de cenizas y ser sometido a tratamientos posteriores. Las dos variantes principales del proceso son:

I) El uso de solventes donantes de hidrógeno, los que después de recuperados del proceso de digestión, deben ser re-hidrogenados antes de ser reciclados.

II) El uso de catalizadores con hidrógeno gaseoso en la etapa de digestión.

La cantidad de carbón que puede ser extraído por cada una de estas vías, depende en última instancia de la cantidad de hidrógeno que pueda ser incorporada. La economía total está íntimamente ligada a los costos de la producción de hidrógeno, y la eficiencia de las reacciones de hidrogenación.

En el año 1974 se hallaban en construcción en EE.UU. dos plantas piloto para la producción de carbón licuado libre de cenizas, de bajo contenido de azufre, adecuado como combustible en usinas eléctricas. En el mismo año se autorizaron inversiones para la operación continua de una gran planta piloto en Cresap, para producir petróleo crudo sintético y mejorar la calidad de la nafta y otros combustibles líquidos.

Con los nuevos procesos se puede obtener una cantidad mucho mayor de productos líquidos a partir del carbón, que la lograda con los procesos



originales de que provienen. Por ejemplo, el desarrollo de nuevos catalizadores, permite bajar la proporción de residuo insoluble de 40 a 10%, aunque las presiones fueron algo inferiores a la del proceso original. Ver comparación entre los métodos Bergius y H-Coal, Cuadro No. 6.

Cuadro N° 6

Comparación de Procesos Clásicos y Actuales para Obtención de Combustibles Líquidos a Partir del Carbón

Proceso	Condiciones de Proceso				Catalizador
	Temperatura	Presión	Sistema de Flujo	Tiempo de Contacto	
Bergius	480°C	200 atm	Flujo Tapón	2 hs.	Oxido Hierro
H-Coal	450°C	180 atm	Ebullición	1,3 hs.	Cobalto-Molibdeno

Productos	% Base Carbón Libre de Cenizas	
	Bergius	H-Coal
Gas	20	24
C ₄ - 204°C	-	18
204 - 343°C	-	27,8
343 - 524°C) 40-45	12,6
524°C		12,3
Carbón No Reaccionado	40-35	10,7

Fuente: Encyclopaedia of Chemical Technology - 1971.



En el Coal Research Establishment, de Gran Bretaña, los trabajos sobre licuefacción se concentraron en la producción de líquidos libres de cenizas para la fabricación de productos especiales a base de carbono, tales como coque para electrodos y fibra de carbono. También se han efectuado ensayos sobre el uso de gases por encima de sus temperaturas y presiones críticas como solventes en procesos de licuefacción del carbón; una ventaja de esta técnica es que se simplifica grandemente la operación de separar el material insoluble del extracto carbonoso.

De acuerdo a las estimaciones económicas preparadas para el proceso H-Coal y las de los procesos desarrollados en Cresap, se obtiene para la nafta proveniente del carbón, a los precios corrientes de Gran Bretaña, un costo de aproximadamente el doble comparado con el de la nafta producida en las refinerías británicas, antes de los aumentos de los precios del petróleo crudo.

4) Plantas Combinadas.

Muchas de las unidades de proceso en desarrollo, tienen como objetivo, la conversión total del carbón alimentado en un único producto fundamental, por ejemplo gas natural sintético (GNS) o petróleo crudo sintético.

Estudios recientes demostraron que es ventajoso combinar unidades de proceso, de manera de maximizar la eficiencia total para convertir el carbón en combustibles, o fuentes de energía, minimizar los costos to

tales y, en casos favorables, conferir una flexibilidad en el rango de productos a obtener que pueda adaptarse a cambios en la demanda.

La unidad básica de conversión para estas plantas combinadas puede ser alguna de las descritas anteriormente. Por ejemplo una planta de licuefacción mediante un solvente puede ser la etapa básica, acoplada con una unidad de gasificación para tratar el residuo, completándose el complejo con una etapa de combustión fluidizada para generar electricidad.

Otro caso posible sería aquél en que la unidad de conversión central, fuese un proceso de hidrogasificación o un proceso de pirólisis, con la producción de gas de síntesis para proveer hidrógeno para el proceso, y/o productos líquidos y gaseosos.

Hay, en realidad, muchas posibilidades, cada una de las cuales requiere análisis lo suficientemente detallados para optimizar la operación simultánea de las diferentes unidades. Especial atención debe prestarse a este aspecto cuando se considera que la planta o partes de ella, deben operar en condiciones de carga intermedia; por ejemplo, cuando parte de la producción de la planta es gas o electricidad e integra la red nacional de energía. La demanda cambia de una hora a otra en el día, o de un día a otro en el año, por lo que debe estudiarse cuidadosamente la reducción de costos asociados con equipos que no requieran ser operados, excepto en períodos "picos" de demanda.

Varios nuevos métodos para la conversión o procesamiento del

carbón se hallan en desarrollo, sin embargo mucho debe hacerse todavía, antes que las nuevas tecnologías sean utilizables en escala suficiente para contribuir a las necesidades de energía del futuro en la mayor extensión posible.

Para el quinquenio 1974-1978 la industria del gas invertirá más de u\$s 1.700 millones en investigación sobre GNS, con un costo total que eventualmente puede llegar a u\$s 7.200 millones al completarse la ejecución de los proyectos. De esta cantidad un 75% corresponderá a la gasificación del carbón; otro 14% se invertirá en mejorar las técnicas empleadas para la extracción del carbón de los yacimientos.

El costo total estimado para completar los trabajos sobre gasificación del carbón y sus proyectos relacionados es de u\$s 3.300 millones.

El gobierno Federal de EE.UU. también ha comprendido la importancia de este tema. Para el año fiscal 1975, el Departamento de Interior destina u\$s 340 millones para la investigación en áreas que comprenden el carbón y la obtención, a partir de él, de combustibles gaseosos y líquidos. De ese total unos 37 millones de u\$s se destinarán a la investigación sobre gasificación para obtención de gas de alto poder calorífico, u\$s 49 millones para gas de bajo poder calorífico, u\$s 80 millones para licuefacción del carbón. Todos estos trabajos se encararán a través de la Office of Coal Research.

En Europa, hasta el presente se han aceptado gastos mucho menores como apropiados para investigaciones sobre carbón. En Gran Bretaña



se considera que actualmente existe un poderoso argumento para establecer un programa nacional destinado al desarrollo de procesos adecuados para cubrir necesidades venideras, al mismo tiempo que se haga el uso más amplio de los carbones de que se dispondrá en el futuro.



G A S

GAS NATURAL

CAPITULO I

RECOPILACION DE ANTECEDENTES. MERCADO INTERNO Y EXTERNO.

a) Reseña de la Explotación Gasífera en Nuestro País.

A pesar de que la producción de gas natural se inicia conjuntamente con la del petróleo, su aprovechamiento fue escaso y durante muchos años quedó circunscripto a las necesidades propias de explotación de cada empresa. En el año 1922, la Compañía Diadema Argentina, efectúa la primera recuperación de gasolina a partir del gas natural en Comodoro Rivadavia; algunos años después YPF instala su primera planta compresora de gas. La construcción del gasoducto a Buenos Aires en el año 1949 posibilita por primera vez el consumo del gas natural fuera de la zona de producción pero destinándose, en su mayor parte, al empleo como combustible domiciliario.

En la cuenca neuquina los hallazgos gasíferos más importantes son efectuados por YPF a partir del año 1941. En 1952, Gas del Estado construye el gasoducto Plaza Huincul-Gral. Conesa, donde empalma con el ya existente Comodoro Rivadavia-Buenos Aires, con lo que se hace posible el aprovechamiento en la zona del Gran Buenos Aires del flujo procedente de la cuenca neuquina.

En el año 1970, a raíz de haberse registrado un considerable

al, emp en fias dosfmoboñodades de gas, se habilitan los gasoductos El Medaño-Allen y Neuquén-Bahfa Blanca, lográndose duplicar en ese año la producción proveniente de esta cuenta con relación al año anterior.

En la provincia de Salta, YPF descubre después de ardua búsqueda el yacimiento de Campo Durán en 1951 y de Madrejones de 1954. Son las acumulaciones de mayor productividad en el país, por la potencia de sus estratos petrolíferos-gasíferos. Sin embargo, la producción quedó restringida durante varios años, y recién en 1960 tuvo un aumento importante a raíz de haberse habilitado el gasoducto a Buenos Aires y el oleoducto a San Lorenzo, que permiten dar salida a ambos productos.

En la provincia de Santa Cruz, a partir de 1940, YPF extiende hacia el sud los trabajos de exploración dirigidos desde el distrito de Comodoro Rivadavia, descubriendo sucesivamente importantes yacimientos petrolíferos-gasíferos, tales como Cañadón Seco en 1944, Cañadón León en 1946, Meseta Espinosa en 1949 y Pico Truncado en 1956, todos ellos pertenecientes al flanco sud del Golfo San Jorge. Además halló una estructura productiva en 1952 en Palermo Aike en el sud de la provincia y perteneciente a la Cuenca Magallánica o Austral.

En 1965 Gas del Estado habilita el gasoducto Pico Truncado-Buenos Aires. Posteriormente se descubre el yacimiento de Cerro Redondo lo que hace que se construya el gasoducto Austral (Cerro Redondo-El Cóndor-Pico Truncado) que se habilita en 1973. Actualmente existe un proyecto para

la construcción de un gasoducto San Sebastián-Cerro Redondo, con el objeto de aprovechar las nuevas reservas gasíferas existentes en la Isla Grande de Tierra del Fuego.

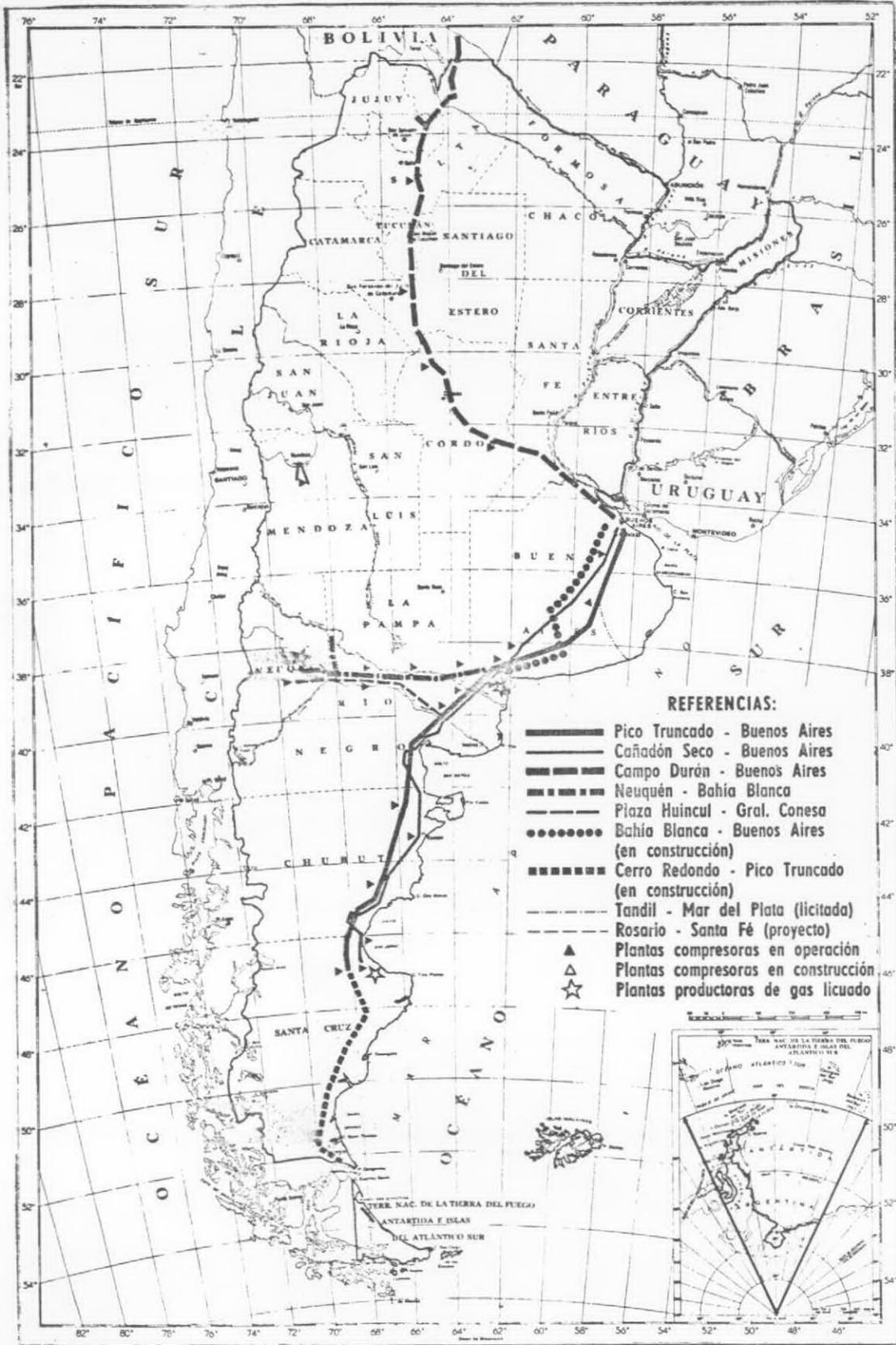
Como consecuencia de esta obra, Gas del Estado está estudiando la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cerro Redondo-Buenos Aires, adecuando las plantas compresoras a las nuevas exigencias.

b) Evolución de la Producción y Distribución del Gas Natural.

El verdadero desarrollo de la producción de gas natural comienza en 1950 con la habilitación del primer gasoducto entre Comodoro Rivadavia y Buenos Aires, año en que se sobrepasan los 750 millones de m³, mientras que en la década anterior los valores obtenidos habían oscilado entre 536 millones de m³ (1940) y 677 millones de m³ (1943).

A partir de 1950, la producción va en constante aumento, excediéndose los 1.000 millones de m³ en 1955 y los 2.000 millones de m³ en 1959. Siguiendo este ritmo creciente se llega en 1962 a más de 6.100 millones de m³. A partir de aquí se registra un período de relativo estancamiento en los que hubo dos años en que no se llegó a los 6.000 millones de m³. Recién en 1970, y coincidente con la habilitación del gasoducto Neuquén-Bahía Blanca, que permite un mejor aprovechamiento del gas procedente de la cuenca neuquina, inicia un aumento realmente significativo de la producción, que continúa hasta el año 1974.

Red de Gasoductos Troncales



REFERENCIAS:

- Pico Truncado - Buenos Aires
- Cañadón Seco - Buenos Aires
- Campo Durán - Buenos Aires
- Neuquén - Bahía Blanca
- Plaza Huincul - Gral. Conesa
- Bahía Blanca - Buenos Aires (en construcción)
- Cerro Redondo - Pico Truncado (en construcción)
- - - Tandil - Mar del Plata (licitada)
- - - Rosario - Santa Fé (proyecto)
- ▲ Plantas compresoras en operación
- △ Plantas compresoras en construcción
- ☆ Plantas productoras de gas licuado



De acuerdo a las metas fijadas en el Plan Trienal 1974/77, Gas del Estado tiene un programa de expansión de su infraestructura que posibilitará transportar y distribuir las importantes disponibilidades del fluido.

De esta manera se espera alcanzar el autoabastecimiento de gas licuado, mediante la instalación de plantas extractoras de propano y butano en distintos puntos de los gasoductos troncales, lo que permitiría concretar la estrategia de sustitución del petróleo y sus derivados por el gas natural y el gas licuado.

Además posibilitará el suministro de la materia prima contenida en el gas natural a la industria petroquímica, contribuyendo de esta manera al desarrollo de una actividad que, nadie lo duda constituye la herramienta fundamental de un país que busca ansiosamente su independencia económica y su liberación nacional.

La capacidad actual de transporte del fluido es superior a los 55 millones de m³/dfa. Gas del Estado espera en el Plan de Expansión 1975/80, concretar la construcción de los gasoductos Centro-Oeste (8 millones de m³/dfa) y San Sebastián-Cerro Redondo, con una capacidad potencial de transporte de 10 millones de m³/dfa.

Estas obras elevarían la capacidad de transporte a 73 millones de m³/dfa al final de la presente década.

A pesar del incremento continuo de producción, como se ve en el gráfico No. 1 y en el Cuadro No. 2, la aplicación del gas natural a los diver-



Cuadro No 1

CCION DE GAS NATURAL DURANTE LOS AÑOS 1965 A 1974

(en millones de m³)

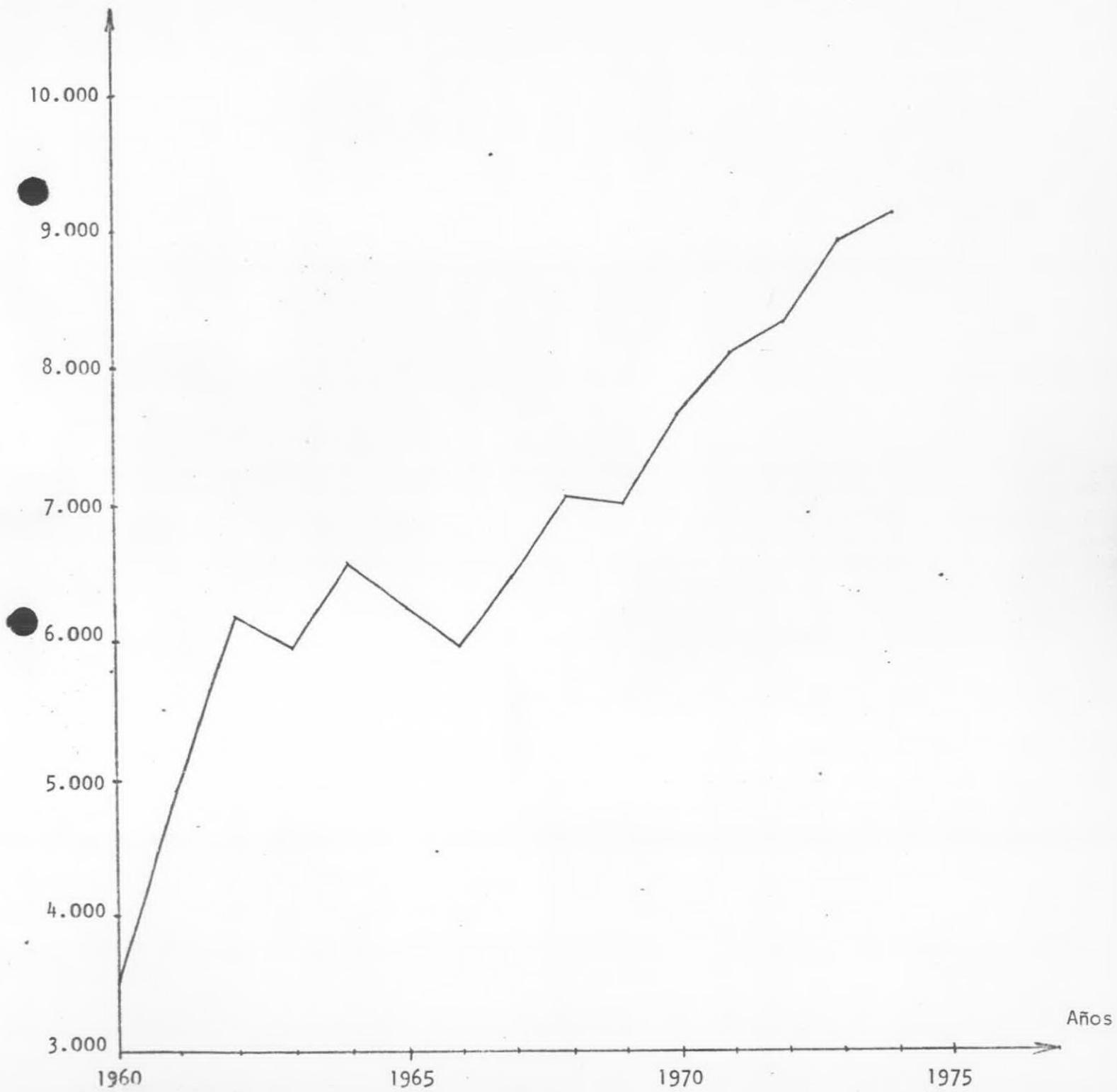
Mendoza	Salta		Jujuy		La Pampa		Río Negro		T. del Fuego		Total		Variación Anual %
	Total %	Total %	Total %	Total %	Total %	Total %	Total %	Total %					
80	1,28	2.556	41,01	-	-	-	-	-	-	73	1,17	6.286	-
91	1,52	2.427	40,72	-	-	-	177	2,97	81	1,36	5.963	-	11,7
101	1,56	2.246	34,72	-	-	-	277	4,29	67	1,04	6.467	+ 8,5	
103	1,46	2.375	33,61	-	-	-	317	4,49	56	0,82	7.065	+ 9,2	
112	1,50	2.332	33,26	34	0,49	4	0,06	409	5,83	50	0,86	7.006	- 0,9
125	1,63	2.224	29,02	83	1,08	38	0,49	542	7,08	63	0,83	7.663	+ 9,3
132	1,63	1.937	23,87	176	2,16	61	0,76	593	7,29	100	1,23	8.117	+ 5,9
131	1,58	1.391	16,73	337	4,05	80	0,96	1.566	18,83	121	1,46	8.316	+ 2,0
147	1,65	1.090	12,23	394	4,42	118	1,32	1.677	18,81	148	1,66	8.914	+ 7,2
165	1,82	935	10,30	426	4,70	146	1,61	1.611	17,75	211	2,32	9.068	+ 1,9

GRAFICO. N° 1

Producción de Gas Natural
(millones m³)



millones m³



Cuadro N° 2

GASODUCTOS TRONCALES

Gasoducto	Longitud Km	Diámetro Pulgadas	Capacidad millones m ³ /día	Año de puesta en servicio
Cerro Redondo-El Córner-Pico Truncado	720	30	10,0	1973
Bahía Blanca-Clavarría-Buenos Aires	590	30	10/12,0	Parcialmente Habilitado
Frontera Bolivia-Campo Durán	24	24	4,5	1971
El Madenito-Allen	102	24	1,0	1970
Neuquén-Bahía Blanca	368	24	9,0	1970
Pico Truncado-Buenos Aires	1.690	30	10/12,0	1964
Campo Durán-Buenos Aires	1.744	24/22	7,0	1960
Plaza Huincul-General Conesa	462	8	0,8	1932
Cañadón Seco-Buenos Aires	1.695	10/10	1,0	1949

Fuente: Gas del Estado.

Cuadro N° 3

MON DE LA PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

(millones de m3)

	A Ñ O S							
	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974 *
66	6.469	7.065	7.007	7.665	8.117	8.317	8.914	9.098
63								
71	771	817	931	975	1.056	1.047	1.049	1.065
79	76	65	61	63	72	81	87	87
65	3.914	4.435	4.296	4.935	5.274	5.061	5.478	5.841
26	32	29	39	42	45	99	115	65
47	27	22	8	8	9	427	356	374
58	1.633	1.679	1.653	1.625	1.647	1.588	1.817	1.645
17	15	18	19	17	14	14	10	11



Los consumos experimentó un aumento sensible recién en 1960, como consecuencia de la puesta en servicio del gasoducto procedente de Salta. La cantidad de gas no aprovechado (librado a la atmósfera) ha sido mayor a la entrega a Gas del Estado hasta el año 1962. Esta situación anómala de desperdicio de energía, ha ido disminuyendo constantemente en magnitud como consecuencia de una más racional utilización y distribución del fluido

c) Precios.

Los precios del gas natural, como los de los restantes combustibles son fijados por Resolución del Ministerio de Economía de la Nación. Las tarifas no son uniformes para todo el país sino que poseen bonificaciones para el consumo en zonas del interior, como así también para grandes consumos industriales.

Como ejemplo de lo expuesto se citan los siguientes valores que corresponden a la Resolución 189/75 del Ministerio de Economía:

<u>Zona</u>	<u>Unidad de 9.300 cal. (consumo no doméstico)</u>
Capital Federal-Fein. Bs.As.	\$ 0,6763 (x)
Provincia Santa Fe	\$ 0,6425 (x)
Mendoza-Salta-Jujuy	\$ 0,5342 (x)
Com. Rivadavia-Rfo Grande y Fein. Santa Cruz	\$ 0,2261

(x) Tarifa hasta consumo promedio de 200 unidades/día.

CAPITULO II

DEMANDA,

En el cuadro No. 4 se detallan las reservas mundiales comprobadas hasta el año 1972 enumerándose solamente los países con producciones superiores a 500.000 millones de m³ y los datos correspondientes a nuestro país con fines comparativos. En él se aprecia que la producción de gas natural ha ido en constante aumento a raíz de una mayor demanda de los países industrializados, especialmente EE.UU., Europa Occidental y Japón; estos han debido aumentar sustancialmente sus importaciones de gas y han tenido que recurrir a la obtención de gas natural sintético (GNS) a partir de cargas líquidas derivadas del petróleo, especialmente naftas, para cubrir sus necesidades.

Un caso interesante es el de EE.UU., que si bien cuenta con el 14% de las reservas mundiales de gas, cubre el 53% de la producción mundial, por lo que de acuerdo a los datos del año 1972 su horizonte de reservas de gas natural no superaría los 12 años.

Es por ello que además de la obtención a partir de derivados del petróleo ha encarado decididamente los estudios previos necesarios para la producción de GNS, usando carbón como materia prima.

El GNS debe poseer propiedades físicas y composición química similares a las del gas natural, para poder sustituirlo y ser totalmente in-

Cuadro N° 4

RESERVAS Y PRODUCCION MUNDIALES DE GAS

País	Reservas 1972 MMM m ³	% Reser- vas Mundiales	Producción MM m ³					% Produc. Mundial
			Promedio 1964/68	1969	1970	1971	1972	
TOTAL MUNDIAL	54.100	-	765.700	970.300	1.069.500	1.140.400	1.204.000	-
U.R.S.S.	18.633	34,4	141.148	181.121	197.945	212.398	221.386	18,39
EE.UU.	7.535	13,9	488.214	586.109	620.723	636.931	638.030	52,99
Irán	5.656	10,5	1.369	2.781	11.223	14.423	17.185	1,43
Argelia	3.964	7,3	1.866	2.954	2.838	2.965	0,25
Holanda	2.209	4,1	5.387	21.848	31.617	43.742	58.385	4,85
Arabia Saudita	1.540	2,8	1.300	2.590	2.852	3.000	0,25
Canadá	1.499	2,8	38.971	56.009	64.481	70.765	82.503	6,85
Reino Unido	1.303	2,4	503	5.060	11.100	18.462	26.571	2,21
Venezuela	1.165	2,2	6.966	7.980	8.990	9.365	9.468	0,79
Nigeria	1.161	2,1	131	64	81	111	159	0,01
Kuwait	1.090	2,0	2.239	3.728	4.041	4.500	0,38
Australia	1.069	2,0	4	58	781	1.902	2.628	0,22
Argentina	206	0,4	4.538	5.327	6.015	6.447	6.183	0,51

Fuente: Statistical Yearbook, 1973 - Naciones Unidas.

tercambiable con él, tanto en su uso doméstico como industrial. Debe estar constituido fundamentalmente por metano, pudiendo contener además algunos otros hidrocarburos saturados y algo de gases inertes. Su poder calorífico superior, debe ser de 9.000 a 10.000 cal/m³, de forma tal de no variar el correspondiente al gas de la red de distribución.

En el caso de nuestro país las reservas comprobadas de gas natural hasta 1974, son del orden de los 200.000 MM de m³. De acuerdo a la producción del mismo año de unos 9.000 MM m³, de no efectuarse el descubrimiento de nuevos yacimientos y de mantenerse el ritmo actual de producción, las reservas gasíferas alcanzarían para no más de 20 años.

En el cuadro No. 5, se representa la disponibilidad de gas en las cabeceras de los distintos gasoductos con que cuenta el país para el período 1975-1979.

Como se aprecia en el mismo las disponibilidades de gas natural aumentarían considerablemente en 1976 de producirse, como está previsto, la habilitación por Gas del Estado del gasoducto San Sebastián-Cerro Redondo. Si bien las captaciones iniciales se estiman hasta 1979 en 5.000.000 m³/día, su capacidad potencial de transporte será de 10.000.000 m³/día, pudiendo llegar a 17.700.000 m³/día mediante el agregado de plantas compresoras.

Como consecuencia de esta obra, Gas del Estado encaró en el Plan de Expansión 1975/80 el estudio para la ampliación de la capacidad de transporte del gasoducto Cerro Redondo-Buenos Aires, mediante la adecua-

Cuadro N° 5

DISPONIBILIDADES DE GAS NATURAL EN CABECERAS DE GASODUCTOS

(Actualizado al 1-I-75)

Gasoductos	Caudales (M m ³ /día) (1)			
	Producción Asegurada		Estimada a Ajustar	
	1975	1976	1977	1978
Campo Durán-Buenos Aires (2)	8.000	8.000	8.000	7.600
Neuquén-Bahía Blanca	9.300	9.650	17.150 (3)	17.100
Plaza Huincul-Conesa-Zapala	500	500	500	500
El Cóndor-P. Truncado-Buenos Aires	6.500	7.000	6.900	6.800
Cañadón Seco-C. Rivadavia	600	600	600	600
Chimén Aike-Río Gallegos	250	250	250	250
Tupungato-Barrancas (Mendoza)	150	150	150	150
Tierra del Fuego:				
Río Chico-Río Grande	55	60	60	60
Zonas Varias	-	3.500 (4)	5.000 (5)	5.000
Total T. del Fuego	55	3.560	5.060	5.060
TOTALES				
Y.P.F.	20.855	25.210	34.110	33.560
BOLIVIA	4.500	4.500	4.500	4.500
TOTAL GENERAL	25.355	29.710	38.610	37.760

Observaciones

- (1) En calorías de yacimiento.
- (2) Incluye el gas natural importado de Bolivia.
- (3) Supeditado a la instalación de una planta compresora por Gas del Estado, a la evolución del yacimiento y a la puesta en explotación del yacimiento gasífero del Rfo Neuquén (Fm. Tordillo).
- (4) Supeditado al gasoducto de vinculación entre la Isla de Tierra del Fuego y el continente, además de obras auxiliares (6/junio 1976).
- (5) Complementación de obras del (4). Fines de 1977.

Fuente: Y.P.F.

ción de las plantas compresoras existentes y la instalación de las nuevas que se requieran.

Por otra parte, para mantener el ritmo actual de ventas de gas se necesitará efectuar importantes inversiones en ramales de gasoductos, como así también renovar y ampliar la capacidad de redes domiciliarias en ciudades importantes.

USOS.

Hasta el presente, podemos afirmar que en nuestro país, el gas natural ha sido destinado casi en su totalidad a su empleo como combustible, tratando de reemplazar en gran parte el uso de productos derivados de la destilación del petróleo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que tanto el gas como el petróleo, se tratan de recursos no renovables, que pueden ser destinados a la obtención de productos más valiosos, por vía de la petroquímica.

Por lo tanto, de la misma manera que actualmente se está tratando de disminuir el consumo de petróleo reemplazándolo por gas natural y carbón, paralelamente se está desarrollando en forma activa la obtención de energía de otras fuentes como ser el caso de la hidroelectricidad, la nuclear y se halla en etapa de investigación el aprovechamiento de los recursos geotérmicos.

El primer complejo petroquímico de verdadera magnitud a partir del gas natural, es el que Petroquímica Bahía Blanca está construyendo

en las proximidades de la ciudad del mismo nombre. La materia prima será suministrada por las instalaciones que Gas del Estado está efectuando y que tiene por objeto obtener etano grado petroquímico, gases licuados (propano y butano) e hidrocarburos superiores, a partir del gas natural transportado por sendos gasoductos hasta la zona y provenientes de las cuencas del Sur y del Oeste del país.

La planta de Gas del Estado procesará 18.000.000 m³/día de gas natural, produciendo aproximadamente 300.000 Tm/año de etano petroquímica y alrededor de 310.000 Tm/año de propano y butano comerciales.

A partir de esta materia prima, Petroquímica Bahía Blanca producirá etileno y propileno para el abastecimiento de futuras plantas satélites, elaboradoras de productos intermedios y terminales.

Actualmente se halla en estudio por parte de YPF, un proyecto para la instalación en San Lorenzo, Provincia de Santa Fe, de un complejo para la producción de fertilizantes, metacrilato de metilo y caprooctama utilizando como materia prima gas natural proveniente de los yacimientos del Norte.

También se hallan en vías de concreción la instalación de sendas plantas de fertilizantes nitrogenados en las provincias de Jujuy y Neuquén.

En el caso específico de la Provincia de Santa Cruz, corresponde destacar que las reservas yaciferas recuperables, sólo en los yacimientos de la Cuenca Austral es del orden de los 50.000 millones de metros cúbicos,

según estimaciones efectuadas por YPF. Esta empresa habilitó en 1973, en El Cóndor, una planta de tratamiento de gas natural previo a su entrega a Gas del Estado en la cabecera del Gasoducto El Cóndor-Pico Truncado.

El objeto fundamental de la Planta de El Cóndor es eliminar totalmente el agua contenida en el gas natural y separar los productos condensables que luego se incorporan al petróleo y son evacuados a través de oleoductos para su embarque en Puerto Gregorio (Chile).

La capacidad de tratamiento de la Planta "El Cóndor" es de unos 7.200.000 m³/día de gas natural, siendo la cantidad de gasolina obtenida de alrededor de 500 m³/día. Está prevista una ampliación de la misma para llevarla a 10.000.000 m³/día de gas natural.

CAPITULO III

INDUSTRIA.

Posibilidades de Utilización del Gas.

La experiencia internacional en este aspecto es muy amplia, existiendo diversos procesos que lo utilizan como materia prima. De ellos podemos citar los siguientes:

a) Producción de gas de síntesis.

Este producto es típicamente una mezcla de: monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) e hidrógeno (H₂).

Considerando que el componente fundamental del gas natural es el metano (CH₄), las reacciones químicas serían:



Además de gas natural puede usarse como materia prima el gas licuado de petróleo (propano + butano) o naftas con una temperatura máxima de destilación de 225°C.

La gama de productos que se pueden obtener a partir del gas de síntesis es muy amplia pudiendo citarse principalmente los siguientes:

- metanol
- formaldehído



- amoníaco
- urea
- ácido nítrico
- metil-aminas
- oxo-alcoholes

De acuerdo al decreto 592/73 de Promoción de la Industria Petroquímica, el gas de síntesis y el amoníaco se hallan comprendidos en la Lista III que incluye a los productos petroquímicos básicos o esenciales, de interés nacional, cuya fabricación se reserva prioritariamente a empresas de exclusiva propiedad estatal.

En cambio el metanol y la urea se encuentra en la Lista II del citado decreto, cuya fabricación queda reservada a empresas con participación estatal del 51% del capital con poder de decisión. Con respecto al metanol cabe destacar que está incluido en la nómina de productos que integra el Plan Inmediato Para el Programa Petroquímico Nacional de acuerdo a la Resolución 753/73 del Ministerio de Economía de la Nación.

b) Producción de Olefinas.

Uno de los petroquímicos básicos más importantes es el etileno. Se lo puede obtener por "cracking" de diversas cargas, como ser: etano, propano, butano, naftas, y gas-oils. De acuerdo a las características de la carga, varía el diseño de la planta para lograr una mayor eficiencia en la producción.

La mayor cantidad de subproductos se obtiene cuando se efectúa la pirólisis de naftas, produciéndose propileno, butadieno, butilenos y aromáticos.

El etileno y las demás olefinas citadas están incluidas en la Lista III del Decreto 592/73, por lo que también en este caso la producción corresponde a empresas de exclusiva propiedad estatal.

Los productos derivados del etileno son, principalmente, polietileno de alta y baja densidad, óxidos de etileno, etilenglicol, cloruro de vinilo, acetato de vinilo, caucho etileno-propileno, etc.; la mayoría de estos productos pertenecen a la lista II del decreto anterior por lo que su fabricación corresponde a empresas mixtas con mayoría estatal.

Cuadro N° 1

CONSUMO ENERGETICO

(millones Toneladas Equivalentes de Petróleo)

Concepto	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974 *
Combustibles Sólidos Minerales	1,0	1,0	0,8	0,9	1,0	0,8	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,7	1,0
Derivados del Petróleo	13,4	14,1	14,5	14,1	15,6	16,5	16,8	17,3	18,0	20,2	21,3	22,8	23,5	23,3	23,0
Gas Natural	1,2	2,1	2,7	3,0	3,3	3,8	4,0	4,2	4,7	4,7	5,2	5,6	6,2	7,2	7,5
Combustibles Vegetales	2,5	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,2	2,1	2,0	2,0	2,1	2,0	2,0	2,0	2,0
Hidroelectricidad	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,8	1,4
Nuclear	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,3
TOTAL	18,4	19,7	20,5	20,4	22,4	23,6	24,1	24,7	25,9	28,1	29,9	31,7	33,0	34,1	35,3

* Provisional.

Fuente: Subsecretaría de Energía.



CAPITULO IV

PANORAMA ENERGETICO NACIONAL.

En materia energética nuestro país presenta un panorama distorsionado. El principal centro consumidor (Gran Buenos Aires, Litoral y Córdoba) cuenta con una cuarta parte de los recursos totales del país pero absorbe el 80% de la producción total. Ello se debe al desaprovechamiento casi absoluto de los recursos hidroeléctricos, que cubren solo el 2% de la producción energética mientras que la disponibilidad potencial es del 40% de los recursos totales.

Los hidrocarburos cubren más del 90% de la oferta energética pero sólo representan el 30% de los recursos del país. El carbón mineral sólo cubre el 1% de la oferta mientras que el uranio recién ha entrado en producción en 1974.

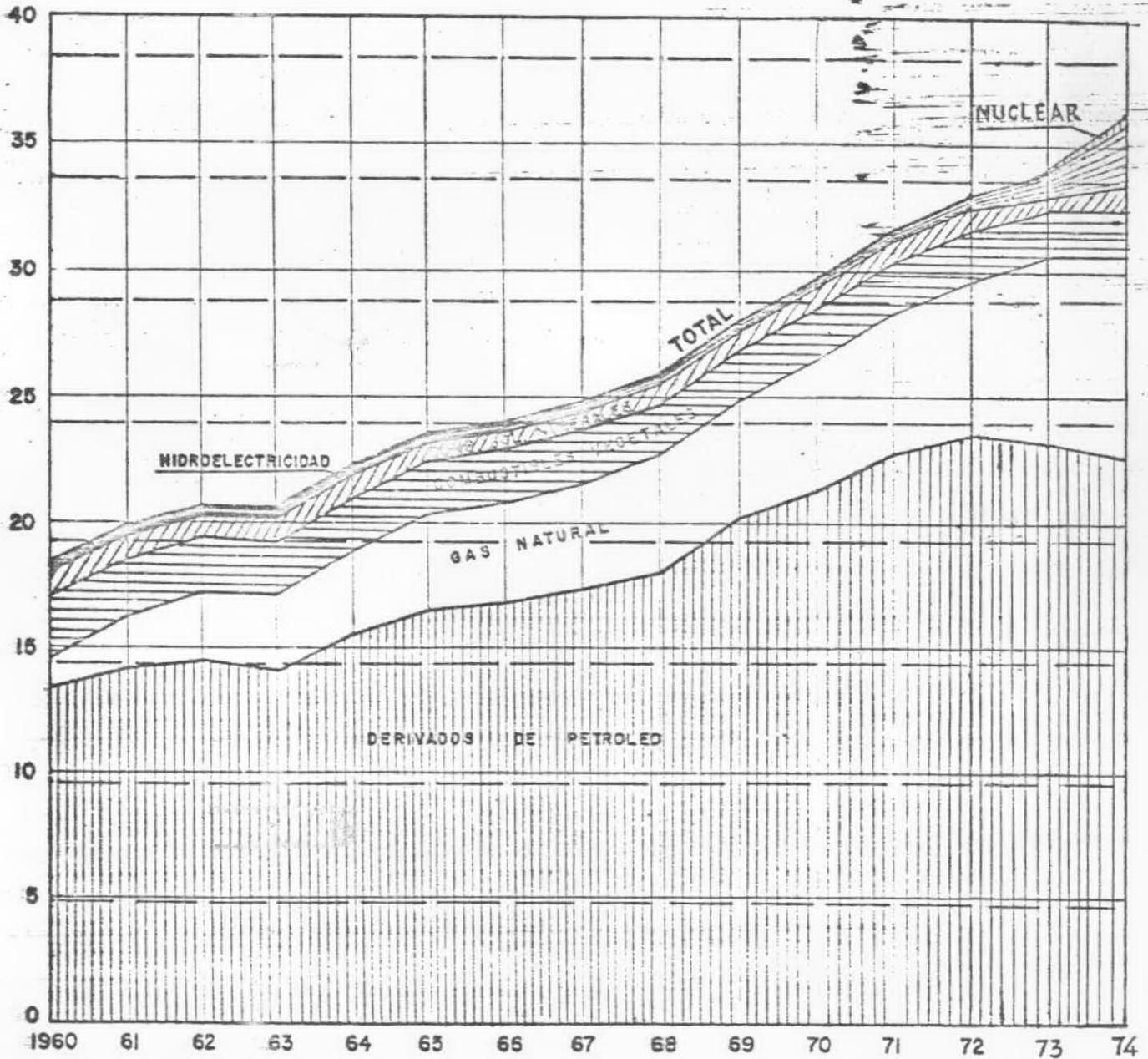
Las consecuencias de este estado ha sido la necesidad de importar energía, esencialmente petróleo que en 1959-60 alcanzó a casi la mitad de la energía consumida.

El recurso al que hasta ahora se ha apelado para solucionar el problema ha sido el aumento de la producción petrolera en lugar de buscar otras fuentes de generación (por ejemplo la hidroeléctrica). La dependencia de las importaciones es de alrededor del 8%, pero se debe prever la evolución de la situación, principalmente debido al crítico momento por que atra-



CONSUMO ENERGETICO

millones t.e.p.



viesa el mundo en lo que respecta a la provisión de hidrocarburos.

Es por ello que el Plan Trienal ha fijado, entre otras, las siguientes metas en materia de racionalización energética:

- Adoptar una política energética que asegure la satisfacción de la demanda de energía, en el corto, mediano y largo plazo, haciendo un uso racional y equilibrado de los recursos energéticos con que cuenta el país.
- Establecer el monopolio estatal, con nacionalización de los recursos energéticos, su explotación y comercialización, en las áreas petróleo, gas, carbón y recursos hidroeléctricos.
- Mejorar el aprovechamiento de los recursos naturales para lograr una modificación progresiva de la composición de la oferta de la energía mediante el incremento de la participación de la hidroelectricidad, la energía nuclear y el carbón nacional.
- Establecer una política de precios y tarifas que permita a las empresas un nivel conveniente de autofinanciamiento de sus inversiones y que oriente el consumo de los distintos tipos de energía, para que sean utilizados en forma eficiente y económica en el proceso productivo del país.

Para programar el sector se ha debido fijar un horizonte más amplio. Por ello las demandas se han calculado para el año 1980-87, teniendo en cuenta que para satisfacerlas será necesario iniciar en el período del Plan,

proyectos que habrán de madurar después de 1977.

El consumo de energía eléctrica por habitante, se prevé que en 1977 llegará a 1.667 kwh y en 1980 a 2.159 kwh. El total del petróleo crudo a procesar será de 32,8 millones de m3 en 1977 y 37,3 millones de m3 en 1980, frente a los 27 millones de m3 de 1973.

En gas natural, los valores de 1973 y los estimados para 1977 y 1980 son 7.070; 13.600 y 15.990 millones de m3.

Para gas licuado: 920; 1.125 y 1.360 miles de toneladas. Para carbón mineral: 1.130; 3.880 y 7.320 miles de toneladas.

En conjunto, el consumo de energía del país crecerá a una tasa del 8,8% anual acumulativo, muy superior a la de los años 60 que fue del 5,0%. Es de destacar que, al mismo tiempo, en el período del Plan Trienal se habrá conseguido una apreciable modificación en la estructura del consumo proveniente de fuentes primarias, al disminuirse la participación del petróleo del 68,5% en 1973 al 57,8% en 1977.

Nuestro país inició en el período del Plan la producción de energía por uso de combustible nuclear. Actualmente se puede considerar como razonablemente asegurada la provisión de dicho combustible para cubrir las necesidades de las centrales de Atucha y Rfo Tercero. Sin embargo, será preciso incrementar la prospección para respaldar las centrales nucleares que el país deberá encarar con posterioridad a 1980.

La realización de los programas correspondientes a la consecua-



- 70 -
51

ción de las metas señaladas, implican una inversión anual que casi duplica la de 1973, asignándose al sector eléctrico y petróleo, por partes iguales el 70% de la inversión total.

Las importaciones para dicha inversión no superan el 15% del total a invertir, lo que evidencia una notable diferencia con relación al decenio anterior, donde las importaciones alcanzaron el 25%.

CONCLUSIONES

En lo que se refiere al gas natural, según surge del presente estudio preliminar, se cuenta en la zona de Cerro Redondo con volúmenes considerables de gas natural y gasolina e instalaciones básicas para su separación, lo que posibilitaría la erección de una planta petroquímica, que en principio podría producir etileno, gas de síntesis y metanol.

En el caso del etileno y el gas de síntesis, de acuerdo al Decreto 522/73 de Promoción de la Industria Petroquímica, deben ser producidos por empresas de exclusiva propiedad estatal. El metanol se halla comprendido entre los que pueden ser fabricados por empresas con mayoría estatal; además está incluido en el Plan Inmediato para el Programa Petroquímico Nacional, según Resolución 753/73 del Ministerio de Economía de la Nación.

Respecto del carbón de Río Turbio, en el presente trabajo se han mencionado diversos métodos para su conversión en combustibles sintéticos y/o productos químicos, pero muy pocos están en etapa de producción industrial. Además, el tonelaje anual obtenido de carbón, es aún demasiado bajo como para permitir su utilización como materia prima carboquímica.

Las metas fijadas por el Plan Trienal para YCF y sus yacimientos de Río Turbio, han sido elaboradas considerando su uso exclusivo como combustible, sustituyendo al petróleo. No obstante, se considera oportuno comenzar los estudios previos requeridos para seleccionar los procesos que



mejor se adapten para la industrialización de nuestro carbón. Ello permitiría que una vez que se alcance el nivel de producción adecuado y se haya logrado transformar el actual panorama energético nacional, el país pueda contar ya, con la tecnología más apta que le permita lanzarse a una actividad sobre la que tienen sus miras puestas los países más desarrollados del mundo: la industria carboquímica.

Los efectos que produciría sobre la provincia la instalación de industrias derivadas del gas y el carbón son de real importancia. Es sabido que Santa Cruz cuenta como actividades principales las siguientes:

- La explotación del ganado ovino (lana y carnes).
- La producción petrolífera y gasífera.
- La explotación del carbón de Río Turbio.

Estas, en su casi totalidad originan su desenvolvimiento económico.

La explotación del ganado ovino ha llegado a sus valores máximos en su faz cuantitativa, aun cuando podría lograrse una mayor productividad mejorando algunos aspectos técnicos.

La explotación del petróleo y del gas son del tipo minero-destructivo y dado que está destinada en su casi totalidad a la exportación provincial, es muy poco el aporte que hace esta actividad como solución a un problema fundamental para el desarrollo del sur patagónico: el de su población.

La industria petroquímica básica, genera necesariamente, la insta

lación de plantas satélites, que, ahora sí, ejercen un efecto multiplicador sobre la actividad regional, su desarrollo económico y el incremento de su población.

Como conclusión general, se estima conveniente encarar los siguientes trabajos:

- 1) Realizar un estudio de prefactibilidad para la instalación de una planta petroquímica en la zona de Cerro Redondo, productora de etileno, gas de síntesis y metanol, empleando como materia prima la gasolina y el gas natural disponibles en la zona.
- 2) Convenir con YCF, la realización de los estudios necesarios para determinar la posibilidad de instalación en la zona comprendida entre Rfo Turbio-Rfo Gallegos de una planta para la obtención de gas de síntesis, productos químicos y/o combustibles sintéticos a partir del carbón. Además podría efectuarse una selección de los procesos y tecnologías que mejor se adapten a las características de la materia prima.



BIBLIOGRAFIA

- 1.- **FRANK C. SCHORA, Jr.;** SNG from Coal. Pipeline and gas Journal, May 1973.
- 2.- **J. S. HARRISON;** Coal as raw material for the future. Energy World, March 1974.
- 3.- **P. E. ROUSSEAU;** The conversion of South African Low-grade coal to oil and chemicals. SASOL.
- 4.- **PAUL F. H. RUDOLPH;** Coal gasification. A key process for coal conversion. Lurgi Information, 1974.
- 5.- **DEAN HALE;** Coal gasification takes on a new look. Pipeline and Gas Journal, March 1974.
- 6.- **TED WETT;** SNG from coal involves big projects. Oil and Gas Journal, June 25, 1973.
- 7.- **I. N. BANCIK;** Clean Energy from coal. Energy pipelines and Systems, February 1974.
- 8.- **E. P. S. STAFF;** High - BTU gas from coal. Energy pipelines and systems, August 1974.



- 9.- C.F.I. - Serie Evaluación de los Recursos Naturales de la Argentina.
Tomo IV, Recursos Minerales, Buenos Aires 1962.
- 10.- C.F.I. - Programa de Desarrollo de la Cuenca de Rfo Turbio. Tomo I.
Buenos Aires 1963.
- 11.- Plan Trienal 1973/77.
- 12.- R. A. BAZZI. Gas natural sustituto o sintético. Petrotecnia. Agosto
1973.
- 13.- Gas Engineers Handbook (The Industrial Press), U.S.A., 1965.
- 14.- Cedigaz (Francia); Boletines año 1972, 1973.