MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

APROVECHAMIENTO EN COLOMBIA DEL GAS NATURAL Y DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO

1990

APROVECHAMIENTO EN COLOMBIA DEL GAS NATURAL (GN) Y DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP)

FRANCISCO ESLAY MACEA BARRETO

Ingeniero de Petróleos

CENTRO GENERAL DE INVESTIGACIONES

UNIVERSIDAD DE MEDELLIN

MEDELLIN, 1990

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos:

A RAMIRO PEREZ PALACIOS. Ingeniero de Petróleos, B.S.M.S.

A la Promotora de la Interconexión de los Gasoductos de la Costa Atlántica (PROMIGAS)

A GASES DEL CARIBE S.A.

A GAS NATURAL S.A.

TABLA DE CONTENIDO

		pág.
INTRODUCCION		1
1.	GENERALIDADES	3
1.1.	BREVE HISTORIA DEL GN Y DEL GLP	3
1.2	DEFINICIONES	7
1.3.	PROPIEDADES DEL GN Y DEL GLP	7
1.3.1	Clasificación de los gases producidos en los yacimientos	11
1.3.2	Tratamientos a los gases de los hidrocarburos, de acuerdo con sus propiedades	13
1.4	FUENTES PRINCIPALES DEL GN Y DEL GLP	13
1.4.1	Yacimientos de gas natural	13
1.4.2	Yacimientos de gas asociado	14
1.4.3	Gasificación del carbón	14
1.5	TRANSPORTE DEL GN Y DEL GLP	17
1.6	UTILIZACION ACTUAL DEL GAS EN COLOMBIA	24
1.6.1	Mantenimiento de presión en los yacimientos de petróleo	24
1.6.2	Quema del gas en los campos de petróleo y de gas natural	24
2.	RESERVAS-CONSUMOS Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO	28

pág.

2.1	RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS A NIVEL MUNDIAL	28
2.2	RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS EN AMERICA LATINA	31
2.3	RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMO DE GAS EN COLOMBIA	34
3.	UTILIZACION DEL GN Y DEL GLP EN EL SECTOR RESIDENCIAL	41
3.1	DISTRIBUCION	43
3.2	ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PARA SU USO	49
3.3	CONSUMO	52
4.	UTILIZACION DEL GN Y DEL GLP EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE	56
4.1	DISTRIBUCION DEL GAS NATURAL COMO COMBUSTIBLE EN LOS VEHICULOS	57
4.2	ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PARA SU USO	65
4.3	CONSUMO	70
5.	UTILIZACION DEL GN Y DEL GLP COMO MATERIA PRIMA EN LA INDUSTRIA	75
5.1	CONVERSION DEL GAS NATURAL A GAS DE SINTESIS	75
5.2	UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PARA LA PRODUCCION DE FERTILIZANTES	79
5.2.1	Obtención del amoniaco a partir del gas de síntesis	80
5.2.2	Obtención de la urea	83
5.2.3	Tamaño y ubicación de una planta para la producción de urea	84
5.3.	UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PARA LA ELABORACION DE HIERRO ESPONJA	100
5.3.1	Gas de síntesis como agente reductor en la elaboración del hierro esponja	100
5.3.2	Tamaño y ubicación de una planta para producir hierro esponja	104

pág.

5.4.	UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PARA LA PRODUCCION DE METANOL	105
5.4.1	Obtención del metanol a partir del gas de síntesis	106
5.4.2	Tamaño y ubicación de una planta para producir metanol	109
6.	POSIBLES PROYECTOS EN LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL	112
6.1	GASODUCTO COLOMBIANO	112
6.1.1	Gasoducto de la Costa Atlántica	113
6.1.2	Gasoducto del interior	115
6.1.3	Gasoducto del Sur	117
6.1.4	Tramos del gasoducto Colombiano	117
7.	POLITICAS DE LOS GOBIERNOS RESPECTO AL GN Y AL GLP	122
7.1	POLITICAS DE SUSTITUCION	133
8.	CONCLUSIONES	135
9.	RECOMENDACIONES	141
BIBLIOGRAFIA		148

LISTA DE TABLAS

		pág.
1.	Constantes físicas de los componentes del gas natural	10
2.	Características de algunos gases producidos en los yacimientos	11
3.	Gasoductos internacionales	19
4.	Gasoductos nacionales	19
5.	Consumo del gas por sector	27
6.	Reservas mundiales de gas natural a diciembre de 1987	29
7.	Producción mundial de gas natural a diciembre de 1987	30
8.	Consumo mundial de gas natural a diciembre de 1989	30
9.	Reservas de gas natural en América Latina a diciembre de 1988	32
10.	Reservas de gas natural en América Latina a diciembre de 1988	33
11.	Reservas, producción y relación (reservas/producción del gas natural y asociado en Colombia) a diciembre de 1989	34
12.	Cupos de gas propano de 1988-1989	36
13.	Consumo por sectores, de gas natural en la Costa Atlántica	37

pág.

14. Costo y consumo del gas natural en el sector residencial en la Costa Atlántica 52

15. Costo y consumo del gas natural en el sector residencial de Bogotá 53

16. Facturación mensual comparada, de precios en el sector residencial de Bogotá 53

17. Costo de conversión al sistema de gas en los vehículos, de acuerdo con la financiación en la Costa Atlántica 70

18. Ahorro anual en combustible para los usuarios, mediante la utilización del GNC 70

19. Valor de los diferentes combustibles para el parque automotor, en unidades equivalentes 71

20. Relación de algunos valores de los gases producidos en la combustión 73

21. Composición del gas de síntesis, obtenido del gas natural 79

22. Consumo de fertilizantes derivados del gas natural en el país 88

23. Costos de producción de amoniaco-urea, según escala en los años 1980-1985 92

24. Costos de los energéticos usados en la industria y el comercio en Bogotá 111

25. Costo de la tubería para el gasoducto Colombiano 119

26. Longitud de tubería y sus diferentes diámetros 121

27. Distribución escalonada del petróleo y del gas 127

28. Precio del gas natural por sector 132

LISTA DE FIGURAS

		pág.
1.	Yacimientos de gas natural y de gas asociado del petróleo	15
2.	Producción, transporte, distribución y almacenamiento del gas natural y del gas asociado del petróleo	18
3.	Compañías distribuidoras de GN y del GLP.	22
4.	Gasoducto existente en el país	23
5.	Usos del gas natural por destinos	26
6.	Estación para redes de gas doméstico	44
7.	Tubería en forma de anillos en los barrios y sus manzanas	46
8.	Instalación de una tubería para GN en una vivienda	48
9.	Instalación de gas con medidores, en cada apartamento	50
10.	Instalación de gas con medidores, en el primer piso de los apartamentos	51
11.	Estación de gas para combustible en vehículos	59
12.	Tanque de recuperación, compresión y almacenamiento del gas	61
13.	Surtidor de gas	63
14.	Esquema general de una estación de GNC	64
15.	Instalación en un taxi para consumir GNC	66

pág.

16. Instalación en una camioneta para consumir GNC 67

17. Instalación en un bus para consumir GNC 68

18. Método moderno en la obtención de gas de síntesis 78

19. Proceso Kellog para producir amoniaco 82

20. Proceso SNAM-PROGETTI para obtener solución de urea 85

21. Cristalización y granulación de la urea, a partir de su solución 86

22. Proyección de la demanda y producción adicional de urea en el país 90

23. Comparación de la proyección del consumo de urea en Colombia 91

24. Costos de producción unitaria en las plantas de urea 93

25. Sitios adecuados para la construcción de una planta de urea 97

26. Proceso Midrex para obtener hierro esponja 103

27. Proceso a baja presión para obtener metanol 108

28. Gasoducto de la Costa Atlántica 114

29. Gasoducto para el Interior del país 116

30. Gasoducto para el Sur del país 118

31. Gasoducto Colombiano 120

DIAGRAMAS

	pág.
1. Producción, consumo y disponibilidad del gas natural en la Costa Atlántica	39
2. Utilización del gas natural como energético y materia prima	40

NOMENCLATURA

atm	=	Atmósfera
B	=	Barril
BN	=	Barril normal (60F,1 atmósfera)
BNPD	=	Barril normal por día
BTU	=	Unidades térmicas Británicas
BTUPD	=	BTU por día
CN	=	Condiciones normales
D	=	Día
Giga	=	Miles de millones
GLP	=	Gas licuado del petróleo
GN	=	Gas natural
GNC	=	Gas natural comprimido
GNL	=	Gas natural licuado
gal	=	Galones
K	=	Miles
Kms	=	Kilómetros
KWH	=	kilovatios por hora
m	=	Metro
m3	=	Metro cúbico
m3N	=	Metros cúbicos normales (60F,1 atmósfera)

M	=	Millones
OPEP	=	Organización de países exportadores de petróleo
PC	=	Pies Cúbicos
PCN	=	Pies cúbicos normales (60F,1 atmósfera)
PCPD	=	Pies cúbicos por día
Psi	=	Libras por pulgadas cuadradas
Psia	=	Libras por pulgadas cuadradas absolutas
Pulg	=	Pulgadas
TEP	=	Toneladas equivalentes de petróleo
TMA	=	Toneladas métricas anuales
TMD	=	Toneladas métricas por día
TP	=	Toneladas de petróleo

LISTA DE EQUIVALENCIAS

1 B	0,1589	m3
1TM	1.000,0000	Kg
1 TP	1124,0000	m3N de GN
MPCN de GN	28,3446 E-03	M de m3N de GN
1 T de GNL	1,3793 E-03	M de m3N de GN
1 T de GLP	1,2500 E-03	M de m3N de GN
1 T de Carbón	7,4074 E-04	M de m3N de GN
MBTU	27,7777 E-03	M de m3N de GN
1 lt	1,0000 E-03	m3
gal	3,7854 E-03	m3
BTU	2,9307 E-04	KWH
1 Milla	1,6090	Kms
atm	101.325,0000	Pa
Psi	6.894,7500	Pa
1 Pulg	2,54	cms

RESUMEN

Colombia posee reservas de gas por más de cuatro billones de pies cúbicos, de donde el 76% corresponde a los yacimientos de gas natural en la Guajira (Chuchupa, Ballenas y Riohacha), en Córdoba (Jobo-Tablón y Chinú), y en el Magdalena (El Difícil). El resto corresponde a otros campos, donde se produce el gas asociado con crudos, tal ocurre en los yacimientos petrolíferos del Huila (San Francisco, Tello, Dina); en los Santanderes (Payoa, Lisama, Provincia, Tibú); en el Putumayo (Orito); en el Magdalena (Cicuco); y en los campos de los Llanos Orientales (Apiay, Casanare y otros). Se cuenta además, con buenas posibilidades de descubrir otros campos en el futuro, aumentando así el potencial en reservas de gas natural.

En los campos petrolíferos y de gas natural se están quemando y botando a la atmósfera diariamente, millones de pies cúbicos de gas, los cuales podrían ser usados para satisfacer las necesidades energéticas de miles de familias, como materia prima en la industria petroquímica

y como combustible para reemplazar miles de barriles de gasolina que se tienen que importar diariamente. El gas natural se puede usar como material energético, como combustible para hornos y calderas; como combustible para automotores; y como materia prima industrial, destinada a obtener amoniaco, ácido nítrico, urea, nitrato de amonio, metanol y hierro esponja prerreducido.

Los anteriores usos del gas obedecen a sus propiedades y a su menor costo, que lo ubican en una posición favorable y ventajosa como sustituto de otros energéticos más costosos.

En el desarrollo de la investigación se hace una descripción de las características del gas natural y del gas licuado de petróleo; los procesos a los cuales se les somete; las reservas existentes; la producción en los campos; la utilización en los sectores residenciales, transporte e industria como materia prima; la posibilidad de aprovechar el gas que se está desperdiciando en los campos; las políticas de los gobiernos con respecto a este recurso; la posible sustitución de la gasolina. Finalmente, se dan algunas conclusiones y recomendaciones donde se indican las formas de hacer un buen planeamiento y una buena utilización de este recurso.

Hubo limitaciones para realizar este trabajo, las informaciones no fueron suministradas por algunas instituciones, además, como es una tecnología que se está aplicando en determinadas regiones del país, no fue fácil recopilar toda la información deseada.

INTRODUCCION

El desarrollo actual y futuro de los países depende del aprovechamiento de la materia prima y de la capacidad energética disponible; nuestro país es rico en las primeras, y posee abundantes fuentes energéticas, tales como: carbón, petróleo, gas natural, gas licuado del petróleo; energía eólica, solar, maremotriz, nuclear; y lugares adecuados para la construcción de hidroeléctricas de todos los tamaños. Es de anotar que la utilización de algunas fuentes energéticas, a través del tiempo, es de vital importancia para el desarrollo social, económico, tecnológico, ecológico y político de los países.

Al observar un mapa energético del mundo nos damos cuenta de la extensa red de gasoductos que existe desde los yacimientos de gas, en los extremos norte y sur, y desde los trópicos de todos los continentes, hasta los grandes centros de consumo; y su transporte por vía marítima, se hace en buques metaneros.

Colombia debe darle un aprovechamiento adecuado al gas natural, y al gas licuado del petróleo que posee; ya que éstos, se han convertido en uno de los recursos más utilizados y de mayor proyección, en relación con otros energéticos.

El consumo masivo del gas en Colombia traerá grandes beneficios, como la sustitución de energéticos más costosos, en los sectores residencial, industrial y en el transporte.

1. GENERALIDADES

1.1 BREVE HISTORIA DEL GN Y DEL GLP

Al GN y al GLP, desde un principio, no se les dio la importancia que realmente tienen, fue así, como en el año de 1952, en Pensilvania, cuando el capitán Drake, buscó petróleo con fines comerciales, encontrar gas junto al petróleo era algo indeseable; así fue considerado hasta aproximadamente el año 1973, cuando se produjo la gran crisis energética, originada por los altos precios del petróleo.

A partir de la crisis energética, se empezó a dar un aprovechamiento a este recurso en los sectores residencial, industrial y en el transporte, fue así, como en la década del 80, se construyeron gasoductos como: Los de Rusia-Alemania, Alaska-Estados Unidos, el Transmediterráneo, Tierra de Fuego-Buenos Aires y el gasoducto en construcción del Cono Sur, integrado por las Repúblicas de Argentina, Paraguay, Uruguay, Bolivia y Chile.

En Colombia, la utilización del gas empezó en los años 60, con una central turbogás en Tibú.

Tiempo después, se hizo posible la iniciativa para comercializar el gas de los hidrocarburos.

Los gases obtenidos de los yacimientos del difícil, Cicuco, Jobo-Tablón, hicieron posible el desarrollo de la petroquímica en Barranquilla y Cartagena.

Con los gases de los yacimientos de Payoa y Provincia se desarrolló la petroquímica de Barrancabermeja y la construcción de una planta de fertilizantes.

Desde entonces a los gases, que al principio se les utilizaba para obtener gasolina, y parte se quemaba, se les dio otros usos, en los sectores residencial, industrial y en el transporte.

Al descubrir los yacimientos de Chuchupa, Ballenas y Riohacha, se construyó un gasoducto hasta los centros de consumo, en Barranquilla y Cartagena.

Los campos de gas natural de la Guajira, con unas reservas aproximadas de cuatro billones de pies cúbicos de gas natural, constituyen un 76% de las reservas del país, con una capacidad de producción de 450 millones de pies

cúbicos de gas por día. Lo anterior motivó varias iniciativas de desarrollo que a través del tiempo han venido modificándose y simplificándose.

Por parte del PLAN DE INTEGRACION NACIONAL, fueron las siguientes:

1. Construcción de una planta de metanol para producir 2.000 toneladas diarias, las que se utilizarían como combustible en mezclas con gasolina, o como materia prima para elaborar gasolina sintética, mediante la utilización estimada de 77 MPCPD de gas natural.

2. La construcción de una planta de amoniaco y urea, que producirá 1.250 toneladas de amoniaco y 1.200 de urea por día, con un consumo de gas natural de 55 MPCPD.

3. Construcción de una planta de hierro esponja con una capacidad de producción de 330.000 toneladas por año, que consumiría unos 15 MPCPD.

4. La construcción de un gasoducto que transportaría gas natural hacia el interior del país, como sustituto de los combustibles líquidos en las ciudades de Medellín, Manizales, Cali y Bogotá, cuya demanda se estimó en 150 MPCPD en 1985, y en 1990 en 230 MPCPD.

5. La construcción de una planta de gas licuado con capacidad de aprovechamiento, entre 180 y 480 MPCPD, con fines de exportación.

Este estudio consideró la sustitución del gas natural por carbón, en las termoeléctricas de la Costa Atlántica.

Y por parte del PLAN NACIONAL DE DESARROLLO, se consideró el uso del gas natural, en proyectos prioritarios, tales como:

1. La construcción de una planta de fertilizantes
2. Sustitución de combustibles líquidos
3. Utilización del gas natural en el consumo doméstico

De los anteriores, al único proyecto que se le hizo un estudio específico, fue al complejo de amoniaco y urea que conforman la planta de fertilizantes, dicho estudio fue realizado por un consorcio de consultores Japoneses y Norteamericanos, a iniciativa del gobierno.

El consumo del gas natural está en aumento en el país, pero en una forma muy lenta, con respecto a la utilización que se da en otros países.

1.2 DEFINICIONES

1. Gas natural: Se denomina gas natural al formado por los elementos más volátiles de la serie parafínica de los hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano, butano, y puede contener otras cantidades muy pequeñas de compuestos más pesados.

Además, puede contener cantidades variables de otros gases que sean diferentes a los hidrocarburos, como dióxido de carbono, monóxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc.

2. Gas licuado del petróleo: Son productos de hidrocarburos, primordialmente de alta presión de vapor (principalmente butanos, propano, etano), obtenidos en refinerías, plantas de gasolina, y mantenidos en estado líquido a altas presiones.

1.3 PROPIEDADES DEL GN Y DEL GLP

Algunas de las propiedades de estos gases son:

Se adaptan con facilidad en forma y volumen al recipiente que lo contiene.

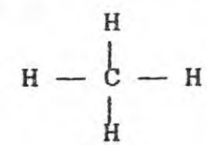
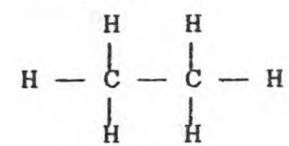
Son muy compresibles.

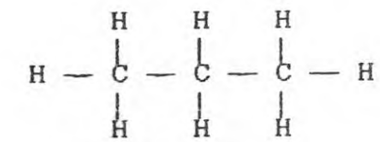
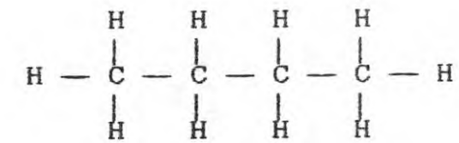
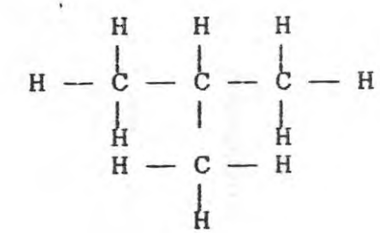
Se difunden con facilidad, es decir se pueden esparcir a través de un medio.

Valor Calorífico: Es una de las propiedades más importantes, y consiste en el calor liberado, al quemar un volumen unitario de gas, bajo determinadas condiciones.

Los gases en general son unos compuestos de partículas sin volumen, y entre las cuales, no existe fuerza de atracción; es un fluido homogéneo de baja densidad y viscosidad, sin volumen definido, y llenan cualquier espacio donde se les coloca, estas propiedades se cumplen, siempre y cuando, las condiciones estén a bajas presiones y temperaturas. Además, son incoloros y tienen un olor a huevo podrido.

A continuación se dan las fórmulas que componen al GN y al GLP y los gases que lo acompañan, además en la tabla 1, se observan las constantes físicas de los anteriores.

FORMULAS	CONDENSADA	ESTRUCTURAL
Metano	CH4	
Etano	C2H6	

FORMULAS	CONDENSADA	ESTRUCTURAL
Propano	C3H8	
N-Butano	C4H10	
I-Sobutano	C4H10	

Otros gases que acompañan a los anteriores son:

Monóxido de Carbono	CO	C=O
Dióxido de Carbono	CO2	O=C=O
Nitrógeno	N2	N-N
Sulfuro de Hidrógeno	H2S	H-S-H

TABLA I. CONSTANTES FISICAS DE LOS COMPONENTES DEL GAS NATURAL

ELEMENTOS	PESO MOLECULAR	PUNTO DE EBULLICION (14,696 PSIA,60°F)	PUNTO DE CONGELACION (14,696 PSIA,60°F)	TEMPERATURA CRITICA	PRESION CRITICA	DENSIDAD DEL GAS A CN (GRAVEDAD AIRE = 1)	CALOR ESPECIFICO (A CN, BTU/ PC)	
							NETO	BRUTO
METANO	16,043	-258,69	-296,46	-163,63	667,80	0,5539	909,10	1009,70
ETANO	30,070	-127,48	-297,89	90,09	707,80	1,0382	1617,80	1768,80
PROPANO	44,097	-43,67	-305,84	206,01	616,30	1,5225	2316,10	2517,50
N-BUTANO	58,124	31,10	-217,05	305,65	550,70	2,0068	3010,40	3262,10
I-BUTANO	58,124	10,90	-255,29	274,98	529,10	2,0068	3001,10	3252,70
MONOXIDO DE CARBONO	28,010	-313,60	-340,60	-220,00	507,00	0,9671	——	321,00
BIOXIDO DE CARBONO	44,010	-109,30	——	87,90	1071,00	1,5195	——	——
HIDROGENO	2,016	-423,00	-434,80	-399,80	188,10	0,0696	274,00	324,00
SULFURO DE HIDROGENO	34,076	-76,60	-117,20	212,70	1306,00	1,1765	588,00	637,00
NITROGENO	28,013	-320,40	-346,00	232,40	493,00	0,9672	——	——

Fuente: NGPSA (1972)

1.3.1 Clasificación de los gases producidos en los yacimientos.

- Gas Agrio: Es aquel que tiene cantidades apreciables de sulfuro de hidrógeno

- Gas Dulce: Es aquel que no contiene sulfuro de hidrógeno.

- Gas Rico (Húmedo): Es aquel que contiene cantidades de hidrocarburos líquidos.

- Gas Pobre (Seco): Está formado prácticamente por metano.

TABLA 2. Características de algunos gases producidos en los yacimientos de Colombia.

Componente	Región		
	Guajira %M	Provincia y Payoa %M	Lisama %M
Metano	97,82	90,6	90,09
Etano	0,39	7,6	7,2
Propano	0,10	0,8	1,03

Continúa

Continuación Tabla 2.

Componente	Región		
	Guajira %M	Provincia y Payoa %M	Lisama %M
N-Butano	0,02	0,1	0,5
I-Butano	0,04	0,2	0,15
I-pentanos	0,05		
N-Pentanos(+)ppm	160,00		
Bióxido de carbono	0,15	0,4	0,42
Nitrógeno	0,143	0,3	0,61
Gravedad específica	0,572	0,610	0,61
Poder calorífico bruto (BTU/PC)	1.023	1.082	1.084
Agua,lbs/MPC	7		
Acido Sulfhídrico Gramos/100 PC	0,25		
Mercaptanos y Bisulfuro orgánicos gramos/100 PC	10		
Mercaptanos,ppm	14		
Sulfuro de Carbonilo, ppm	7		

Fuente: Revista Petróleo Internacional, Vol. 35 No. 3 (Mar. 1977).
Boletín ACIPET, Vol. 227. No. 4 (Abr. 1986).

1.3.2 Tratamientos a los gases de los hidrocarburos, de acuerdo con sus propiedades.

Los gases (desde su producción) son transportados hasta las estaciones o refinerías, donde se les somete a un proceso en el cual se les separa el vapor de agua, el condensado, sulfuro de hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y los demás contaminantes, para que cumplan con las normas de transporte y calidad para los usuarios respectivos.

- Proceso de Endulzamiento: Es al cual se somete el gas agrio para extraerle el sulfuro de hidrógeno.

- Separación del Petróleo: Es cuando se produce petróleo junto con el gas y se le hace la separación respectiva.

- Separación del Vapor de Agua: A esta clase de gas que contiene vapor de agua, se le hace un tratamiento con glycol para extraerle el vapor de agua.

1.4 PRINCIPALES FUENTES DEL GN Y DEL GLP

1.4.1 Yacimientos de gas natural.

En éstos el gas natural se produce como tal, o sea en forma de gas libre, aunque generalmente se producen con

algún contenido de vapor de agua y otros elementos en forma de trazas.

1.4.2 Yacimientos de gas asociado.

En éstos se produce petróleo junto con metano, etano propano y los butanos.

En la figura 1, se muestran los yacimientos de gas natural y gas asociado del petróleo en el país.

1.4.3 Gasificación del carbón.

La gasificación pirolítica del carbón tuvo su origen en Inglaterra en el siglo XVIII, utilizando carbones bituminosos con alto contenido de volátiles.

Generalmente los gases brutos que se producen en todos los procesos de gasificación, a altas temperaturas, tienen los mismos componentes: metano, hidrógeno, monóxido y bióxido de carbono, nitrógeno, argón, H2S, COS, amoniaco y también otros hidrocarburos como el etano, propano, butanos, pero de acuerdo al proceso utilizado, se obtienen en menor o mayor proporción los gases anteriores.

Los principales procesos de gasificación son:

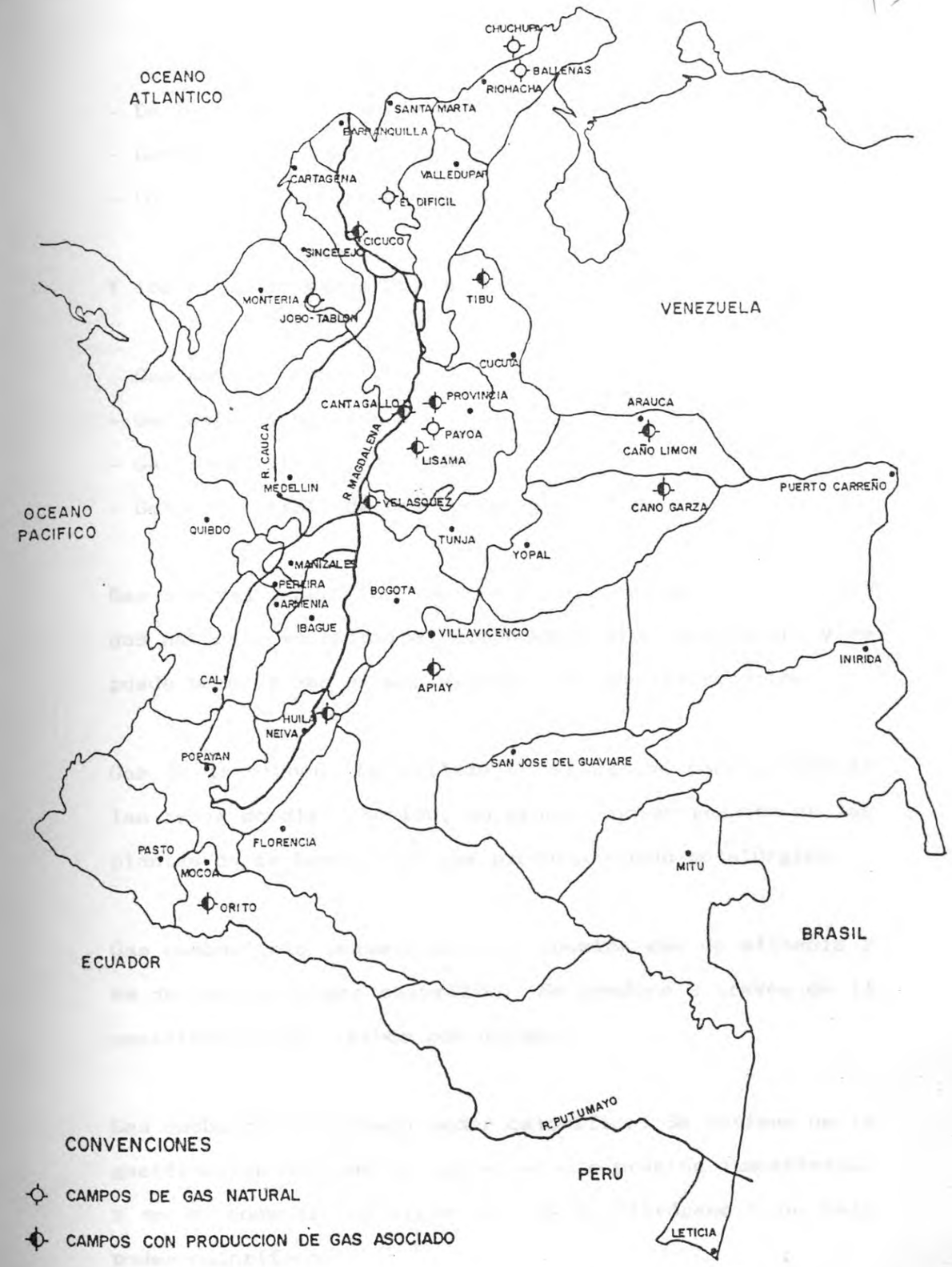


Figura I. YACIMIENTOS DE GAS NATURAL Y DE GAS ASOCIADO DEL PETROLEO

- De lecho fluido, puede ser de cochada o continuo
- Los de sales fundidas
- Los de flujo entremezclados o co-corriente

Y los tipos de gases producidos son:

- Gas natural sustituto
- Gas natural de ciudad
- Gas combustible industrial
- Gas combustible de bajo poder calorífico

Gas natural sustituto. Su composición es muy parecida al gas natural, su principal componente es el gas metano y se puede mezclar con el gas natural para su distribución.

Gas de la ciudad. Se utilizó en el pasado para alimentar las redes de distribución, su producción se realiza en las plantas de carbonización que producen coque metalúrgico.

Gas combustible industrial. Se denomina gas de síntesis y es de mediano poder calorífico. Se produce a través de la gasificación del carbón con oxígeno.

Gas combustible de bajo poder calorífico. Se obtiene de la gasificación del carbón con el aire a presión atmosférica, y en su composición tiene un 50% de nitrógeno y un bajo poder calorífico.

En la figura 2, se muestran algunas de las formas de producción de gas, su transporte, distribución y almacenamiento.

1.5 TRANSPORTE DEL GN Y DEL GLP

Los gases de los hidrocarburos desde su producción hasta las estaciones o refinerías, son transportados a través de tuberías, luego son transportados de igual forma, y por carros-tanques hasta los sitios de distribución, ésta se hace por redes de gas y en pipetas, hasta el consumidor final.

La forma más económica para el transporte de los gases de los hidrocarburos es a través de tuberías y redes, hasta el consumidor final.

Desde la década de los 70 hasta hoy, la construcción de gasoductos y redes de gas ha aumentado en forma considerable; algunos de los más importantes y costosos se mencionan en la tabla 3.

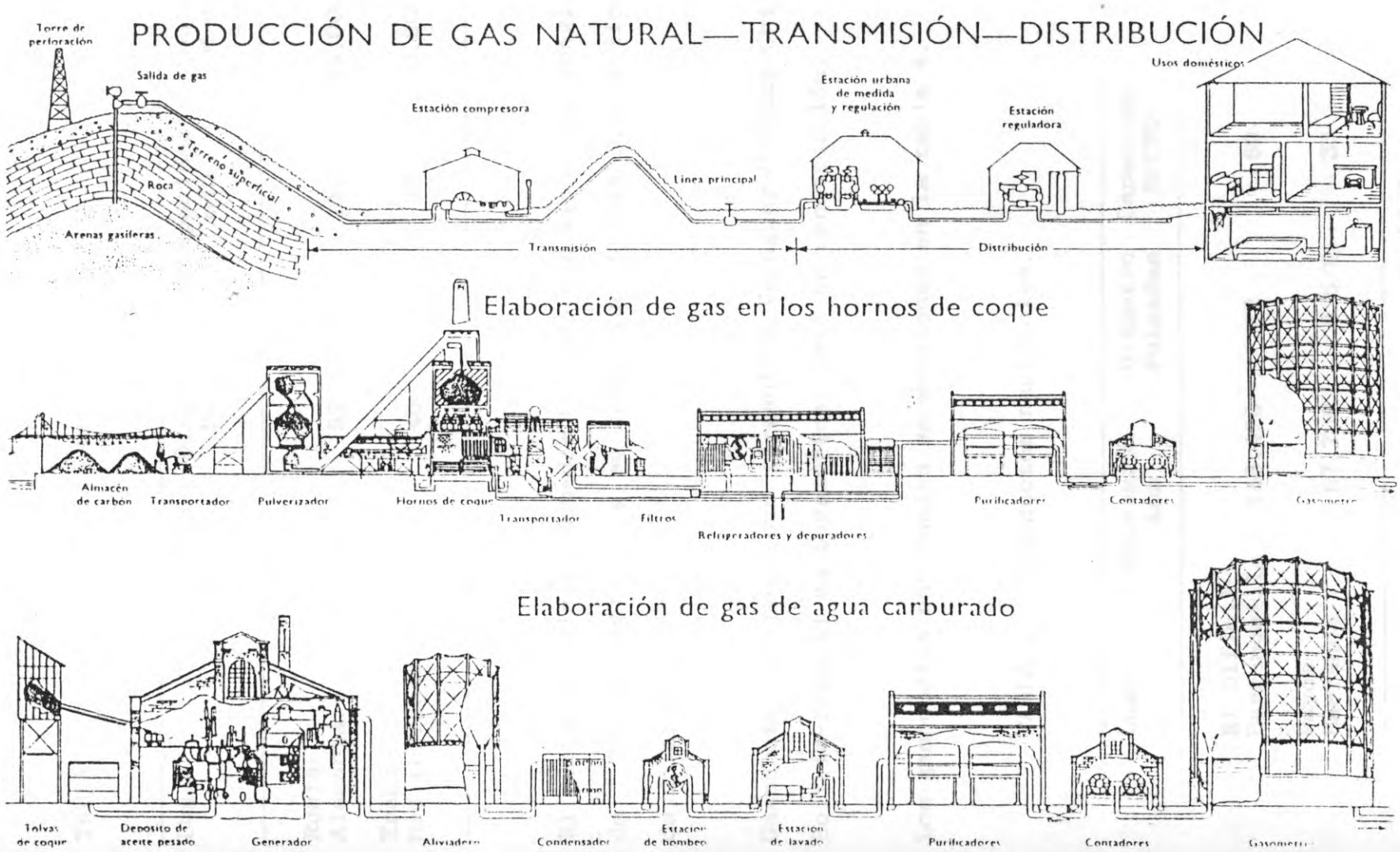


Figura 2. PRODUCCION, TRANSPORTE, DISTRIBUCION Y ALMACENAMIENTO DEL GAS NATURAL Y DE GAS ASOCIADO DEL PETROLEO

TABLA 3. Gasoductos internacionales.

Lugar	Extensión Kms	Diámetro Pulg	Capacidad m3D	Costo M de dólares
Rusia-Alemania	5.794	52	114	15.000
Trans-Mediterráneo	2.320	48	34	3.000

El gasoducto Alaska-Estados Unidos, que tiene una longitud de 7.725 kilómetros, y su costo fue de U$43.000 millones de dólares.

Gasoducto del cono sur (Argentina-Paraguay-Uruguay-Chile-Bolivia-Brasil) en Suramérica, está en construcción.

Los gasoductos nacionales se mencionan en la tabla 4.

TABLA 4. Gasoductos nacionales.

Lugar	Extensión Kms	Diámetro Pulgadas	Capacidad MPCPD
El Difícil-Barranquilla	148,420	12	60
Payoa-Barranca	57,700	8 5/8	33

Continúa

Continuación Tabla 4.

Lugar	Extensión Kms	Diámetro Pulgadas	Capacidad MPCPD
Payoa-Barranca	56,360	10	30
Provincia-Payoa	11,904	12	20
Cicuco-Barranquilla	228,498	10	25
La Mocha-Pinto	19,510	4 1/2	12
Casabe-Barranca	11,235	6	6
Ballenas-Dibulla	110,000	20-12	400
Dibulla-Barranquilla	183,000	20-12	250
Barranquilla Cartagena	122,000	20-12	200
Cartagena-Jobo-Tablón	200,000	10	50

Fuente: Boletín ACIPET, Vol. 179. No. 1 (Ene. 1982)

Algunas compañías distribuidoras de GN y del GLP son:

COMPANIAS	UBICACION
PROMIGAS	BARRANQUILLA
ALCANOS DEL HUILA LTDA.	HUILA
GAS NATURAL S.A.	BOGOTA

COMPANIAS	UBICACION
GAS NATURAL DEL ORIENTE LTDA.	BUCARAMANGA
GAS NATURAL DEL CESAR	VALLEDUPAR
GASES DEL CARIBE S.A.	BARRANQUILLA
GASES DE LA GUAJIRA LTDA.	RIOHACHA
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A.	CARTAGENA
SURTIDORA DE GAS DEL CARIBE S.A	SINCELEJO
COLOMBIANA DE GAS S.A.	BOGOTA
GASES DE ANTIOQUIA LTDA.	MEDELLIN
COLGAS DEL OCCIDENTE LTDA.	CALI

La topografía de Colombia hace que el transporte de productos sólidos, líquidos y gaseosos, sea costoso. La forma más económica, rápida y segura del transporte de los líquidos y gases, es a través de tuberías.

Por lo tanto, el transporte de los anteriores, debe hacerse por tuberías, desde su producción hasta su consumo, y en los sitios de su distribución, por redes de gas y en pipetas; utilizando parte de la infraestructura existente como las compañías distribuidoras de gas y los gasoductos existentes, los cuales se muestran en las figuras 3 y 4 respectivamente.

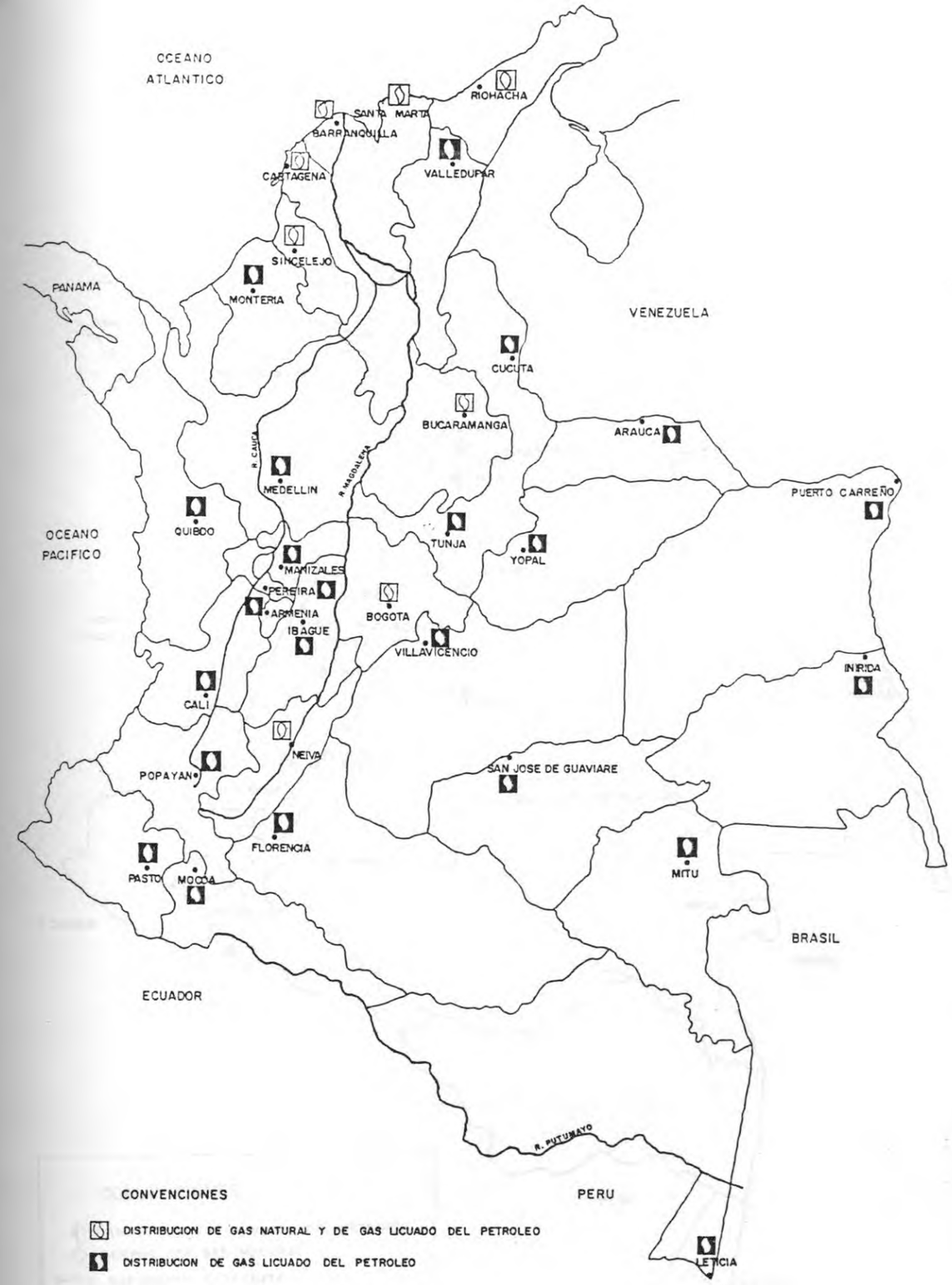


Figura 3. COMPAÑIAS DISTRIBUIDORAS DE GAS NATURAL Y DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO

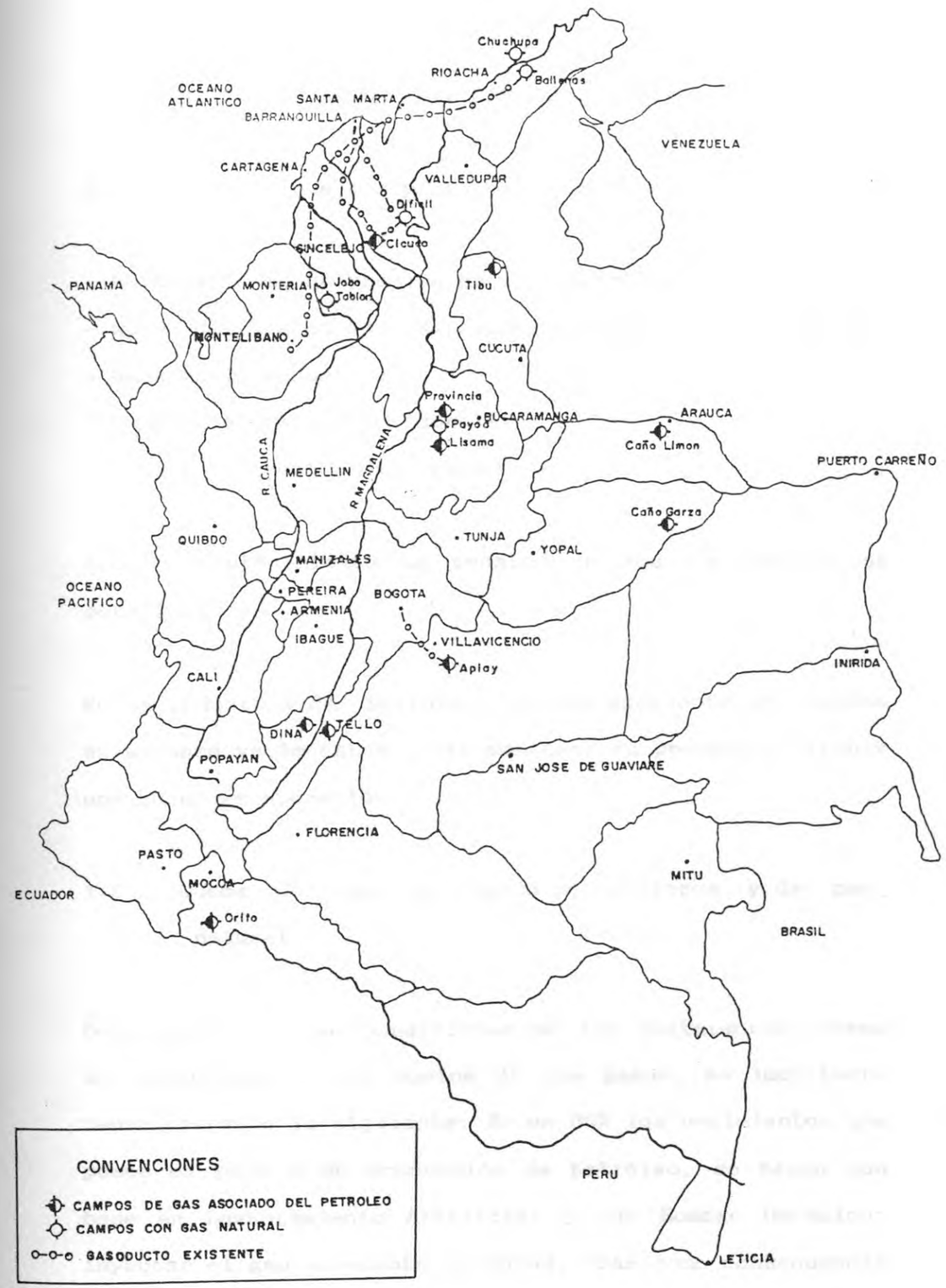


Figura 4. **GASODUCTO EXISTENTE EN EL PAIS**

1.6 UTILIZACION ACTUAL DEL GAS EN COLOMBIA

Se puede decir que los principales usos del gas son:

- Mantenimiento de presión en los yacimientos
- Quema del gas en los campos de petróleo y de gas natural
- Usos en la industria
- Usos en el sector residencial
- Usos en el sector del transporte

1.6.1 Mantenimiento de presión en los yacimientos de petróleo.

En la industria del petróleo, el gas excedente se inyecta en algunos yacimientos, para mantener su presión y obtener una buena recuperación.

1.6.2 Quema del gas en campos petrolíferos y de gas natural.

De acuerdo con las condiciones de los yacimientos, forma de producción, y los costos de los gases, es importante tener presente lo siguiente: En un 80% los yacimientos que posee el país y su producción de petróleo, se hacen con base en Levantamiento Artificial y con Bombeo Mecánico; inyectar el gas excedente en éstos, trae como consecuencia un aumento en la relación gas petróleo, disminuyendo la

producción de líquido en la primera, y en la segunda, además de disminuir la producción del líquido, se van a causar graves daños en el equipo de producción.

En algunos campos de petróleo, en Colombia, existe la ventaja de tener yacimientos de gas y yacimientos de petróleo, en donde el gas excedente de los pozos petrolíferos se puede inyectar a los yacimientos de gas natural, sin causar ningún daño, mientras que en otros campos, no poseen estas ventajas y, por lo tanto, están quemando gas, debido a la dificultad de transportarlo a los centros de consumo, o de almacenarlo. En la figura 5, se muestra un estudio, que en Colombia, hizo la OEA, sobre el uso del gas y la cantidad que se quemó en el año 1985.

Otros usos y consumos de los gases se muestran en la tabla 5: generación de electricidad, industria, petroquímica, domiciliario y como combustible, en el sector del transporte.

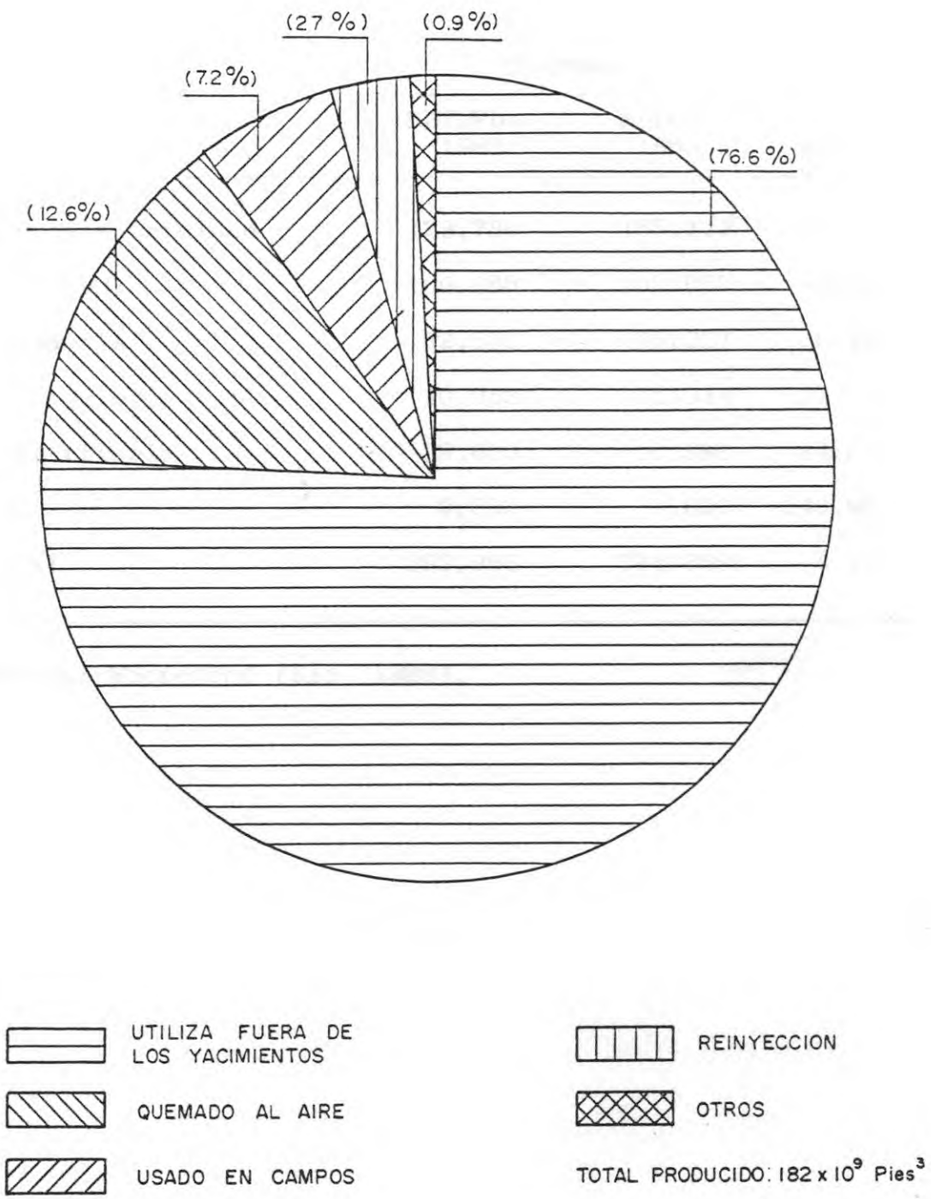


Figura 5. USO DEL GAS NATURAL POR DESTINOS

Fuente: ORGANIZACION DE ESTADOS AMERICANOS OEA PROYECTO C.O.I.(1985)

TABLA 5. Consumo del gas por sector.

Sector	Consumo		Variación
	MBTUPD 1988	MBTUPD 1989	89/88
Termoelectricidad	173,780	155,113	-10,74
Ecopetrol	106,668	102,857	-3,57
Industria	92,503	93,227	0,78
Petroquímica	10,053	11,344	12,84
Domiciliario	9,630	10,998	14,21
GNC	0,332	0,800	140,96
Total	392,966	374,339	-4,74

Fuente: Ecopetrol (Dic. 1989).

2. RESERVAS-CONSUMOS Y DISPONIBILIDAD DEL GAS NATURAL Y DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO

EL consumo mundial de energía en el año de 1987 fue de 7.811 MTEP, o lo mismo que un promedio de 156 millones de BNPD, distribuidos en los siguientes porcentajes: 37,6 de petróleo, 19,9 de gas natural, 30,6 de carbón, 6,7 de energía hidroeléctrica y 5,2 de energía nuclear.

2.1 RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMOS DE GAS NATURAL A NIVEL MUNDIAL

El aumento promedio de energía del año de 1987, con respecto al año de 1986, fue de un 2,8%. El gas natural aumentó en un 4,7%, y en el año de 1987, representó una demanda del 20% de la energía primaria del mundo.

En la tabla 6, se observan las reservas a diciembre de 1987, que en su total representan unos 107.600 Giga m3, donde las mayores reservas las posee la Unión Soviética, con un 38,2% del total.

TABLA 6. Reservas mundiales de gas natural a diciembre de 1987.

Región	Gas natural Giga m3	Porcentaje del total
Norteamérica	8.100	7,5
América Latina	6.500	5,9
Europa Occidental	6.200	5,8
Medio Oriente	30.700	28,5
Africa	7.000	6,6
Asia	5.700	5,3
Australasia	600	0,6
Bloque Comunista	42.800	39,8
Total Mundo	107.600	100,0
OPEP	41.100	38,3

Fuente: Revista Energética No. 5 (Ene. 1990).

La producción mundial en el año de 1987 se muestra en la tabla 7, con un total de 1.866,5 Giga m3N, donde el primer productor es la Unión Soviética con 733,8 Giga m3N, que son el 39,3% de la producción mundial.

TABLA 7. Producción mundial de gas natural a diciembre de 1987.

Región	Gas natural Giga m3N	Porcentaje del total
Norteamérica	542,9	29,1
América Latina	86,4	4,6
Europa Occidental	180,8	9,7
Medio Oriente	66,8	3,5
Africa	57,2	3,2
Asia y Australasia	114,7	6,1
Bloque Comunista	817,7	43,8
Total Mundo	1.866,5	100

Fuente: Revista Energética No. 5 (Ene. 1990).

De acuerdo con las tablas 6 y 7, se tienen reservas disponibles a nivel mundial para más de 57 años.

TABLA 8. Consumo mundial de gas natural a diciembre de 1989.

Región	Gas natural Giga m3N	Porcentaje del total
Norteamérica	531,6	30,40
Europa Occidental	232,4	13,29

Continúa

Continuación Tabla 8.

Región	Gas natural Giga m3N	Porcentaje del total
Australasia	20,3	1,16
Japón	40,9	2,35
América Latina	82,5	4,72
Medio Oriente	57,6	3,29
Bloque Comunista	710,2	40,62
Otros	72,9	4,17
Total	1.748,4	100

Fuente: Revista Energética No. 5 (Ene. 1990).

En la tabla anterior, se muestra el consumo mundial de gas natural. De acuerdo con los datos totales de producción y consumo, se están desaprovechando 118,1 Giga m3N de gas, a nivel mundial por año.

2.2 RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMOS DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA

En América Latina las reservas para fines del año de 1988 se muestran en la tabla 9, y fueron de un total de 236,141 Giga PCN, donde México, Argentina y Venezuela tienen un 86,3% de las reservas totales.

TABLA 9. Reservas de gas natural en América Latina a diciembre de 1988.

País	Gas natural Giga PCN	Porcentaje del Total
Argentina	26,700	11,3
Barbados	-	-
Bolivia	5,354	2,2
Brasil	3,700	1,5
Chile	4,200	1,8
Colombia	3,943	1,7
Ecuador	4,020	1,7
Guatemala	-	-
México	74,831	31,1
Perú	62,3	0,3
Suriname	-	-
Trinidad y Tobago	10,500	4,4
Venezuela	102,243	43,4
Total	236,141	100

Fuente: Revista Energética No. 5 (Ene. 1990).

La producción de los países de América Latina se muestra en la tabla 10, con un total de producción de 86,4 Giga m3N de gas natural.

TABLA 10. Producción de gas natural en América Latina a diciembre de 1988.

País	Gas natural Giga m3N	Porcentaje del total
Argentina	18,9	21,9
Bolivia	2,8	3,2
Chile	4,4	5,0
Colombia	4,0	4,6
México	27,9	32,4
Trinidad	3,9	4,5
Venezuela	19,4	22,5
Otros	5,1	5,9
Total	86,4	100

Fuente: Revista Energética No. 5 (Ene. 1990).

De acuerdo con los datos de las tablas 9 y 10, América Latina tiene reserva para más de 75 años.

Es muy importante tener presente que las reservas probadas sólo incluyen las de gas natural convencional, que son las que se pueden producir con la tecnología conocida hasta la actualidad y en las condiciones económicas actuales.

En muchos países del mundo existen reservas de arenas compactas con gas, gas ultra profundo, gas de esquistos, metano de yacimientos de carbón, etc.

2.3 RESERVAS, PRODUCCION Y CONSUMOS DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

En el tabla 11, se muestran las reservas, producción y relación reservas/producción, del gas natural en el año 1989, por cuencas y campos respectivos.

TABLA 11. Reservas, Producción y Relación (Reservas/producción, del gas natural y asociado en Colombia) a diciembre de 1989.

Cuenca	Reservas remanentes A Dic.89(GPC)	%	Producción (MPC) (año)	Relación R/P (años)
Cicuco	6,600		330,750	19,95
Cantagallo	7,030		1.007,710	6,97
Barranca-Lebrija	0,550		0,000	
Tisquirama A	0,010		16,990	0,58
Tisquirama C	0,010		35,950	0,27
Jobo-Tablón	3,310		1.447,950	2,28
Sampues	0,570		118,240	4,82
Guajira	3.147,990		90.128,420	34,92
El Difícil	45,750		4.856,720	9,41
San Jorge	1,910		1.545,460	1,23
Subtotal Costa Atlántica	3.213,730	76,07	99.488,190	
Cocorná-A	1,230		393,420	3,12
Cocorná-C	0,480		171,460	2,79

Continúa

Las reservas de gas en el país en 1989 fueron de 4.209 Giga PC, lo que representó una disminución de 178,3 Giga PC, con respecto al año 1988.

La producción del GLP en Colombia es de 500 Kgal por día y se entrega por cupos a las compañías distribuidoras.

TABLA 12. Cupos de gas propano de 1988 a 1989.

Planta o Terminal	MGal
Bucaramanga	32,219
Puerto salgar	18,942
Galán	5,158
Manizales	6,002
Pereira	7,792
Yumbo	6,260
Cartagena	26,168
Plato	1,469
Cicuco	1,202
Tibú	3,936
Almagas	18,852
Alsabana	14,637
Puente Aranda	36,117
Total	178,754

Fuente: Minminas, división combustible.

En la tabla 13 se muestra el consumo de gas natural por sector, en la Costa Atlántica.

TABLA 13. Consumo por sector, de gas natural en la Costa Atlántica

Sector	MBTUPD	%
Termoelectricidad	158,978	59,0
Ecopetrol	8,651	3,2
Petroquímico	7,743	2,9
Industria	88,228	32,7
Doméstico	5,714	2,1
Transporte (GNC)	0,209	0,1
Total	269,523	100,0

Fuente :Estudio de la ANDI(Dic.1988)

Por lo tanto el consumo del gas natural en la Costa Atlántica es de aproximadamente 270 MPCPD.

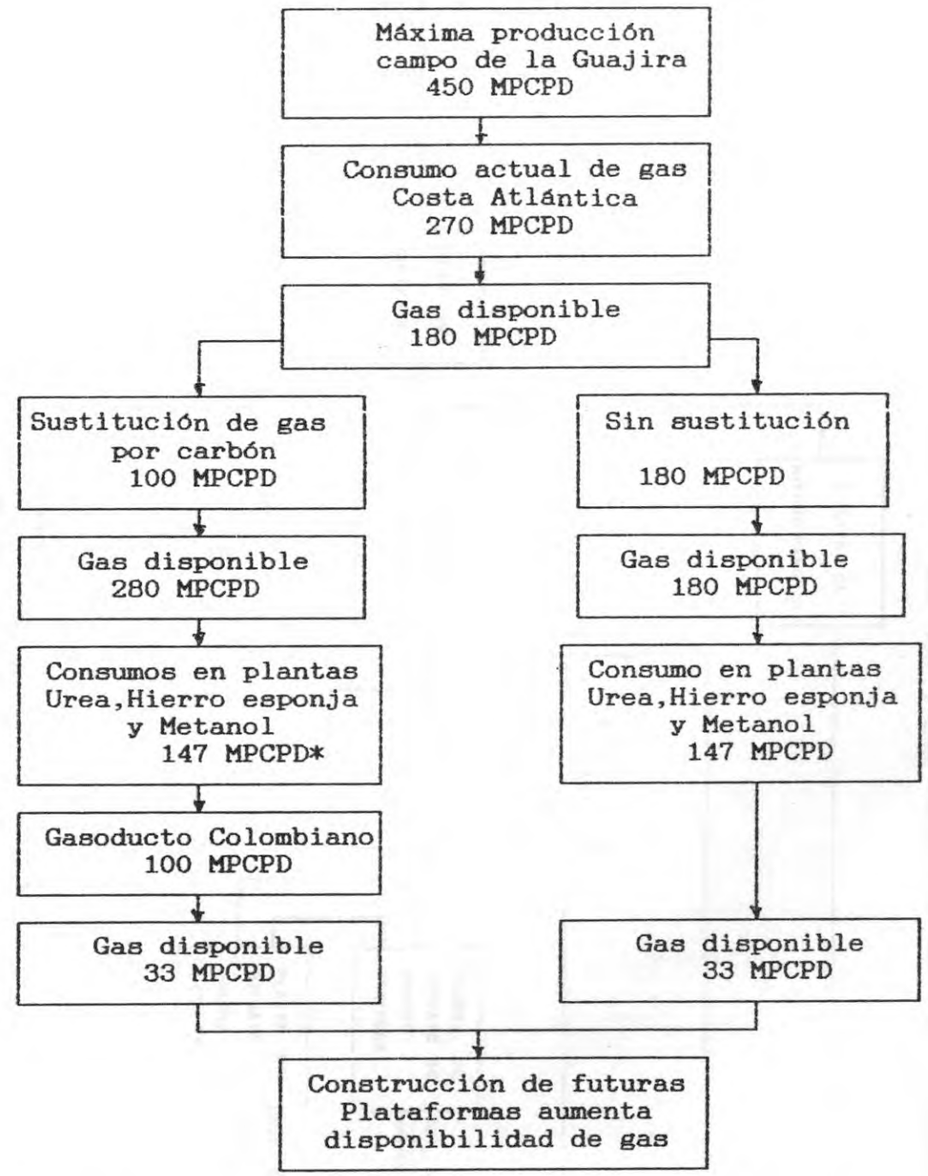
Las reservas de gas natural que existen en la Costa Atlántica, y más específicamente, en los yacimientos de la Guajira, son las reservas del gas disponible que se debe tener en cuenta para los proyectos futuros a largo plazo; tales como plantas para la producción de urea, hierro esponja, metanol y el gasoducto Colombiano. En el diagrama

1, se muestra la posible secuencia del consumo del gas natural y sus disponibilidades futuras.

Desde el punto de vista técnico, ya es posible la sustitución de gas natural por carbón en Termoguajira, ya que existe la infraestructura necesaria para el manejo y almacenamiento de carbón. Además, las tres calderas de Termocartagena y las unidades 3 y 4 de Barranquilla, pueden acondicionarse para consumir, almacenar y manejar apropiadamente el carbón. Con lo anterior se pueden liberar 100 MPCPD de gas natural, consumiéndose en la Costa Atlántica únicamente, 170 MPCPD, por lo tanto, con la sustitución, estarán disponibles 280 MPCPD de los yacimientos de la Guajira. Se tienen proyectos para construir otras plataformas, con lo cual se incrementará la producción.

En el diagrama 2, se puede observar los diferentes usos que se le puede dar al gas natural, como energético y como materia prima en la industria. En los siguientes capítulos se tratarán, los anteriores con mayor profundidad.

DIAGRAMA 1. Producción, consumo y disponibilidad de gas natural en la Costa Atlántica.



*Consumo de las plantas de acuerdo al estudio del Plan de Integración nacional.

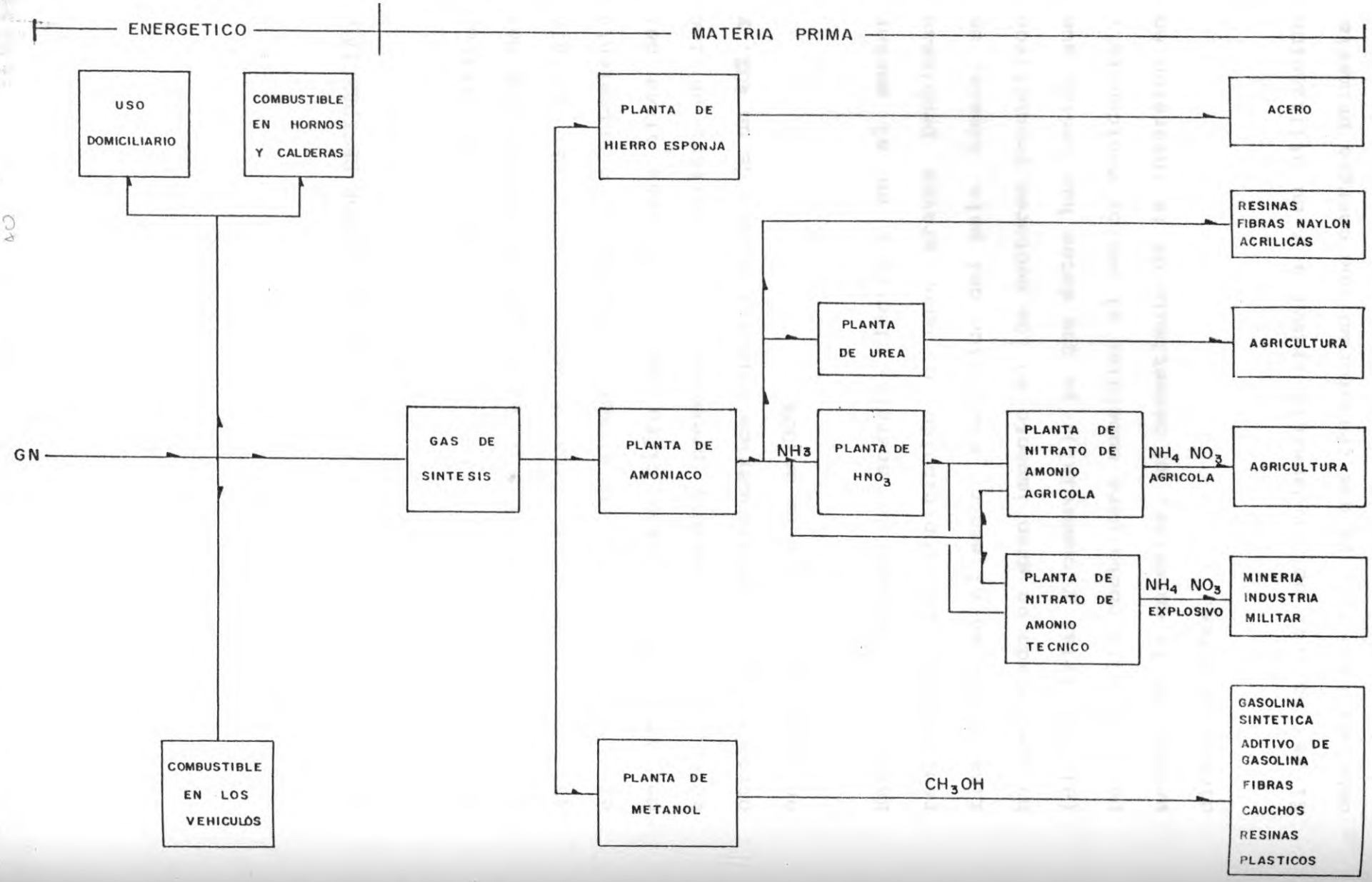


Diagrama 2. UTILIZACION DEL GN COMO ENERGETICO Y MATERIA PRIMA

3. UTILIZACION DEL GN Y DEL GLP EN EL SECTOR RESIDENCIAL

En Colombia la utilización actual de algunos energéticos en el sector residencial no es la más apropiada. Más del 49% de los hogares urbanos están utilizando energía eléctrica para cocer sus alimentos y para el calentamiento del agua, siendo esta cifra una de las más altas del mundo, y solo Paraguay presenta cifra similar; en los otros países de Latinoamérica está por debajo de un 40%, y en los desarrollados en un 30%.

Este alto consumo de energía eléctrica en el sector residencial, ha contribuido a unos graves problemas financieros en el sector energético del país. Además, se ha presentado un gran impacto en los sectores productivos (el industrial y comercial), ya que éstos han tenido que pagar un alto costo para subsidiar al sector residencial, provocando lo anterior, un desestímulo de la inversión en dichos sectores.

El gas natural es una energía primaria y su utilización debe ser como tal, ya que transformar una energía primaria

en otras formas, implica grandes inversiones y se desaprovecha gran parte de energía; en el caso particular de la generación de energía eléctrica, a partir del gas natural, se tiene lo siguiente: A partir de una energía química como es el gas natural, se genera calor, para evaporar el agua líquida en las calderas, dicho vapor mueve unas turbinas (energía mecánica), este movimiento se transmite a un generador y se produce la energía eléctrica, luego, ésta es transmitida hasta los hogares donde se consume en forma de calor.

Para generar todo el proceso anterior se han tenido que hacer grandes inversiones en centrales térmicas a vapor, estaciones y subestaciones de electricidad, transformadores, material para transmisión y subtransmisión. Además, durante todo el proceso se pierde gran cantidad de energía.

Ante el hecho de que el gas es un combustible noble, eficiente, limpio, seguro y barato; se deben considerar programas prioritarios, para desarrollar su consumo masivo en el sector residencial.

La única limitante para llevar el gas a las zonas potenciales de consumo residencial, son las grandes distancias entre los centros de producción y los de consumo.

3.1 DISTRIBUCION DEL GAS EN EL SECTOR RESIDENCIAL

A continuación se hace una descripción de la distribución del gas natural en el sector residencial.

El gas natural es tomado de una tubería principal y se transporta a una estación, la anterior consta de:

- Medidores
- Filtro
- Válvulas reguladoras de presión

Los medidores son para determinar la cantidad de gas que entra y sale de la estación.

Los filtros son para limpiar el gas de algunas impurezas sólidas que contenga.

Válvulas reguladoras de presión, estas válvulas reciben el gas a determinadas presiones y la adecúan a las condiciones necesarias para su distribución.

En la figura 6, se muestra una estación para redes de gas doméstico.

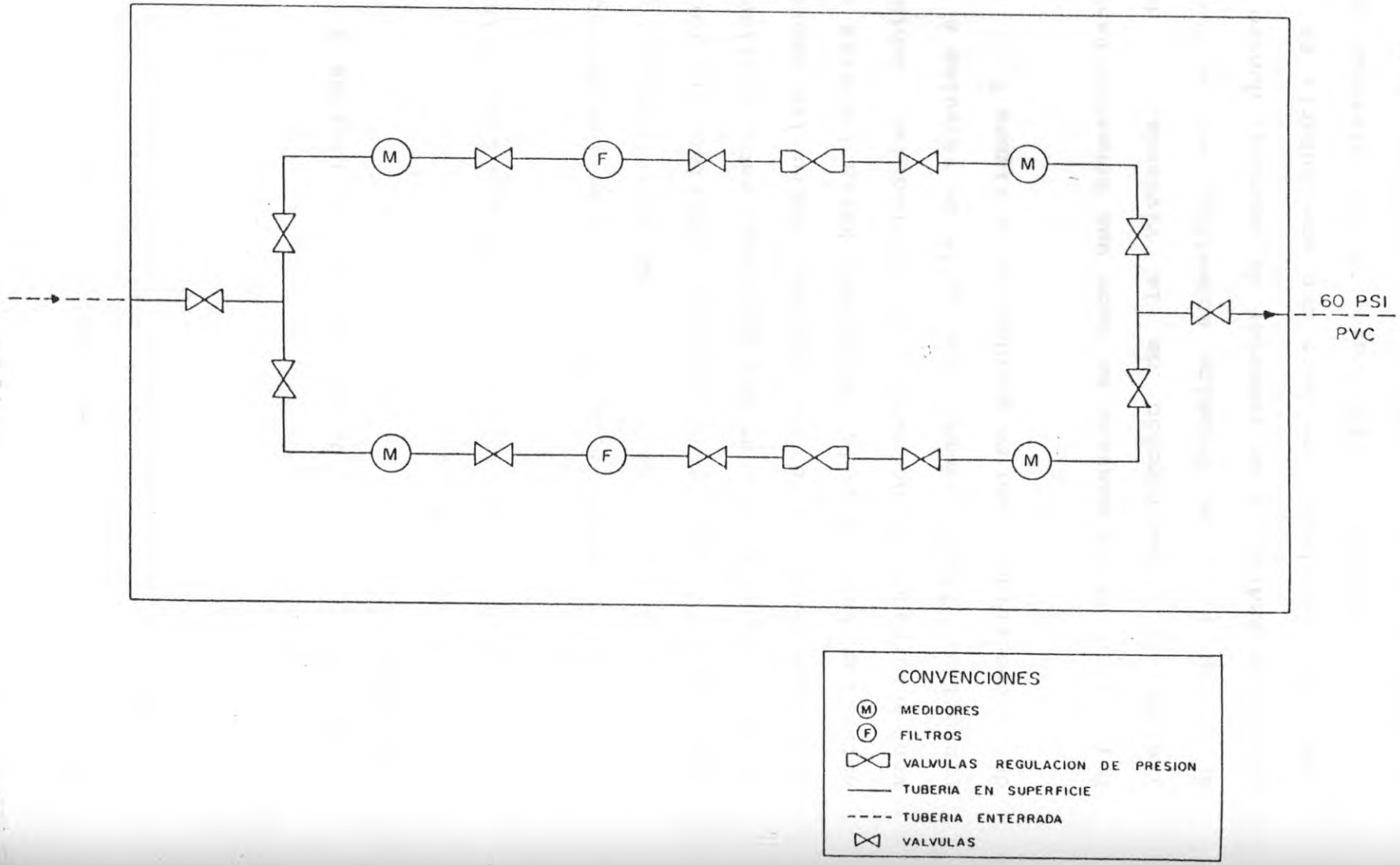


Figura 6. ESTACION PARA REDES DE GAS DOMESTICO

El gas, al salir de la estación, es transportado a través de unas tuberías en forma de mallas o anillos, que tienen una serie de válvulas y medidores:

- Tuberías troncales de PVC
- Tuberías en forma de anillo en los barrios y en sus manzanas
- Válvulas y medidores
- Y tuberías que entran a la vivienda y a los apartamentos

Las tuberías troncales de PVC, salen de las estaciones y hacen conexión con las tuberías que distribuyen el gas en los barrios, en éstos existen tuberías en forma de anillos, lo mismo que en sus manzanas, estos anillos están interconectados entre los barrios, entre las manzanas y entre los barrios y las manzanas. Estas tuberías de PVC van enterradas a un metro de profundidad, debidamente protegidas. Tienen además, una serie de válvulas a través de su recorrido, como se muestra en la figura 7.

Del anillo de la manzana se hace una conexión hasta los limites de construcción de la vivienda, o de los apartamentos, y se denomina acometida; en la cual, se coloca un medidor y un reductor de presión, dentro de la casa. La instalación se hace con una tubería de cobre, hierro galvanizado o de acero, y va enterrada por el callejón de la casa o empotrada a la pared, hasta donde

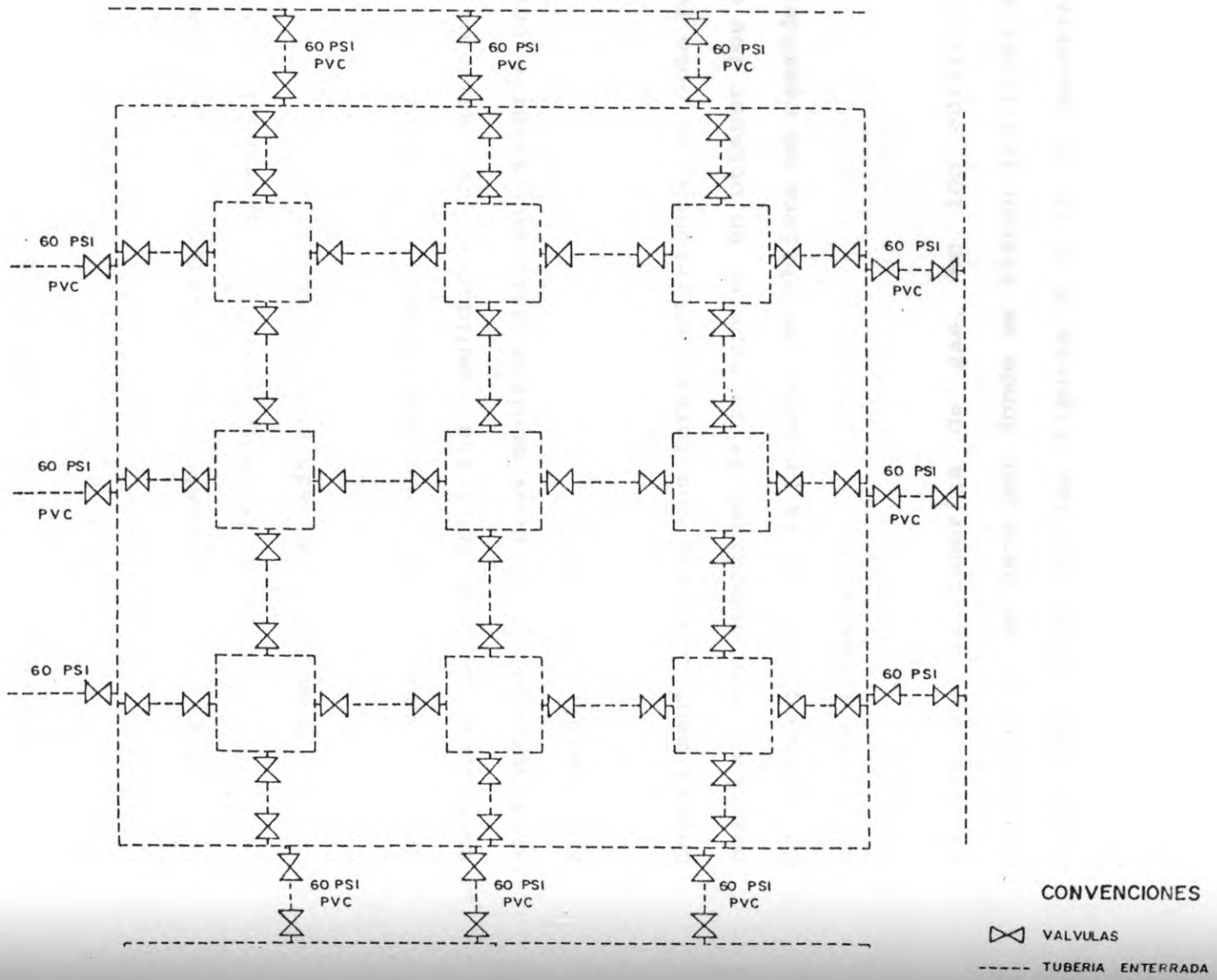


Figura 7. TUBERIA EN FORMA DE ANILLO EN LOS BARRIOS Y LAS MANZANAS

están los aparatos que van a consumir el gas, como son: estufas, calentador de agua y aire acondicionado, tal como se muestra en la figura 8.

La distribución en los apartamentos se puede hacer de dos formas:

La primera forma consiste, en que después de la acometida, se tiene una sola tubería para los apartamentos, y se coloca un medidor en cada apartamento.

En la segunda, se hace una acometida, y en un lugar adecuado, se ubican los medidores de gas de los apartamentos, y de cada medidor sale una tubería para su apartamento respectivo.

Generalmente, de las dos formas anteriores, se opta por la segunda, para comodidad de la empresa en obtener los datos de consumo; pero en la primera, se obtiene un considerable ahorro de tubería.

El trazado de tuberías de gas, en los edificios de apartamentos, se hace por donde se tienen las tuberías de otros servicios, en las figuras 9 y 10 se muestra con claridad.

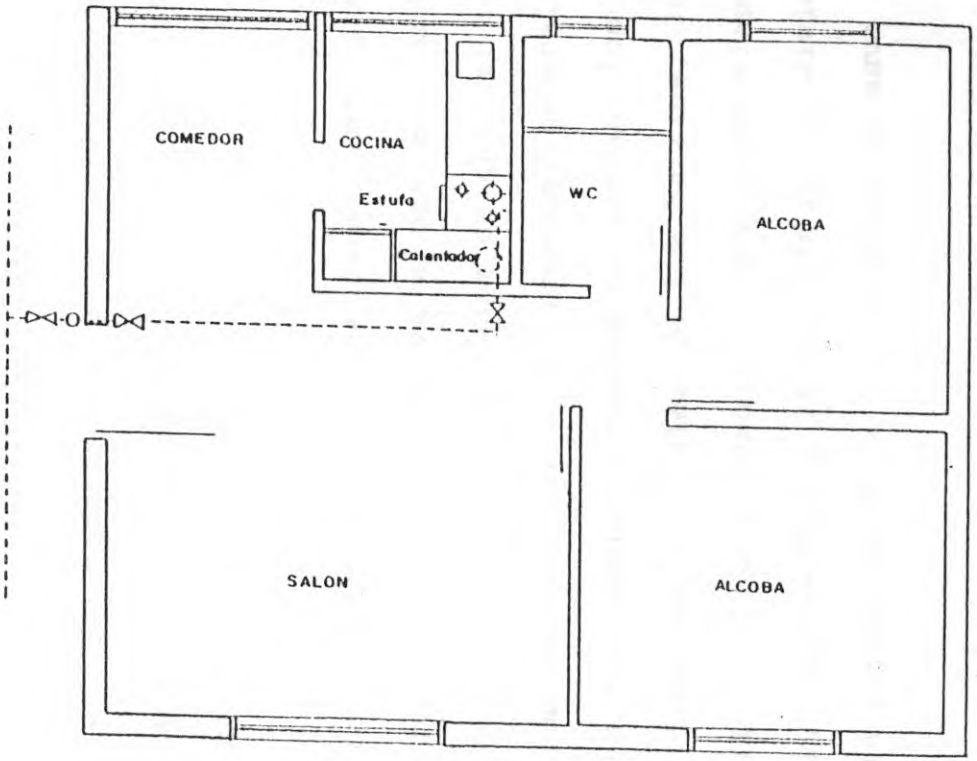


Figura 8. INSTALACION DE UNA TUBERIA PARA GN EN UNA VIVIENDA

El GLP es distribuido a través de carros-pipetas y, finalmente, en cilindros a los consumidores.

3.2 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PARA SU USO

Al gas en la tubería principal, se le adiciona un odorizante que es un mercaptano, el cual es inerte para el gas natural.

El gas natural se toma a una determinada presión de la tubería principal, y se lleva a una estación, donde se acondiciona para su uso en redes de gas, al salir el gas de la estación debe tener una presión, generalmente de 60 Psi, y es distribuido a través de los anillos conformados por las tuberías troncales de los barrios; luego pasa a los anillos de las manzanas, a una presión aproximada de 40 Psi y, finalmente, a la entrada de la vivienda, se le reduce la presión de 6" a 15" pulgadas de agua .

El GLP se almacena en pipetas o cilindros a determinadas presiones y temperaturas, y es distribuido a los respectivos consumidores.

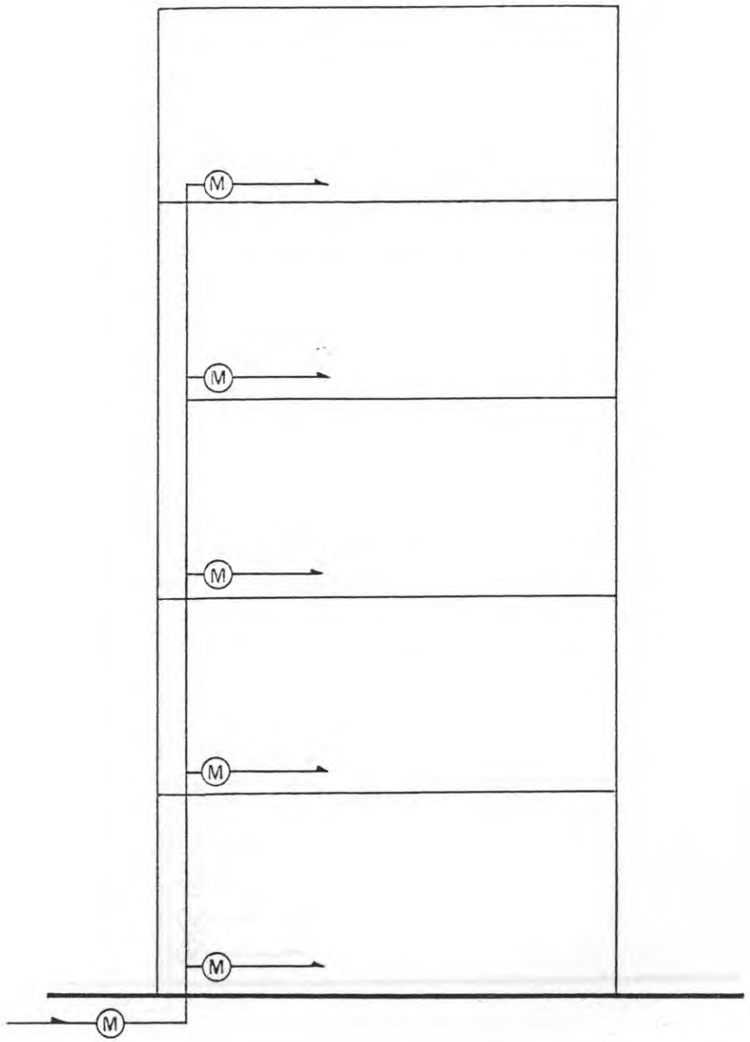


Figura 9. INSTALACION DE GAS CON MEDIDORES EN CADA APARTAMENTO

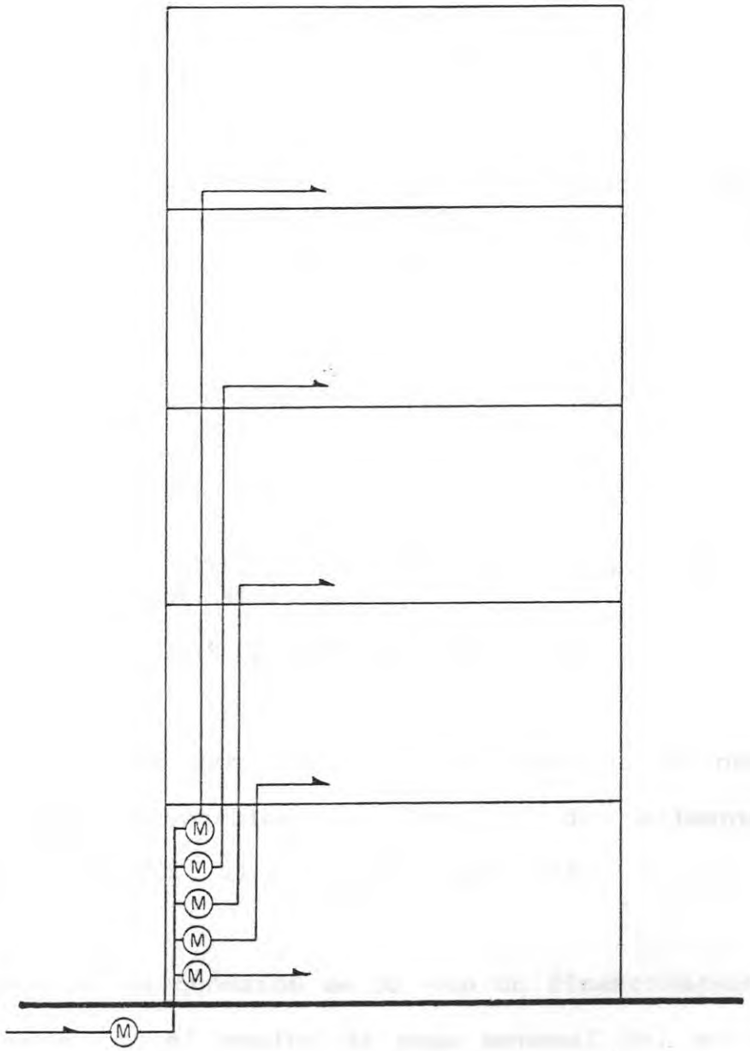


Figura 10. **INSTALACION DE GAS CON MEDIDORES EN EL PRIMER PISO DE LOS APARTAMENTOS.**

3.3 CONSUMO

TABLA 14. Costo y consumo de gas natural en el sector residencial en la Costa Atlántica (1989).

Clase	Derecho de conexión $	Formas de pago meses	Consumo mínimo m3 por mes	Valor consumo mínimo $	Sobrecosto por m3 $
Alta	110.000	6-36	50	2.000	39
Media	85.000	6-36	40	1.600	39
Media-baja	70.000	6-36	35	1.200	39

Baja (En la Costa Atlántica, la clase baja, no tiene servicio de gas natural).

Fuente: Gases del Caribe S.A. (Dic. 1989).

El consumo de gas natural, generalmente, se hace en la siguiente proporción: Cocción de alimentos 60%, calefacción 30%, aire acondicionado 10%.

El derecho de conexión se da con un financiamiento de 6 a 36 meses, en el recibo de pago mensual del servicio, se adiciona el cobro del derecho de conexión, en la anterior tabla, se muestran los valores de conexión, costo y consumo de gas en la Costa Atlántica.

TABLA 15. Costo y consumo del gas natural en el sector residencial de Bogotá (1989).

Estrato	Derecho de conexión $	Plazo de pago mes	Cargo fijo por mes	Tarifa por consumo ($/m3) Consumo Básico (0-30) m3	Consumo Adicional (31-60) m3	Consumo Suntuario (Más de 60) m3
1	30.000	72	50	13	21	60
2	60.000	60	100	28	36	60
3	90.000	48	200	34	42	60
4	120.000	36	400	38	48	60
5	150.000	24	800	44	54	60
6	180.000	12	1.600	50	60	60

Fuente: Gas Natural S.A. (Dic. 1989).

TABLA 16. Facturación mensual comparada, de precios en el sector residencial de Bogotá (1989).

Combustible	Unidad	Poder calorífico (Btu/UND)	Precio público ($/UND)	Precio comparativo ($/MBTU)	Base
Gas Natural	m3	37.964	31,82	838,17	1,00
GLP(100lbs)	gal	93.000	146,81	1.578,59	1,88
Electricidad	KWH	3.415	10,30	3.016,11	3,60
Cocinol	gal	130.000	35,00	269,23	0,32

Fuente: Gas Natural S.A. (Dic. 1989).

El costo del GLP es más alto que el del gas natural y depende mucho del transporte .

A continuación se da un ejemplo en la sustitución de energía eléctrica por gas natural en un millón de hogares, haciendo algunas consideraciones tales como:

Consumo promedio de energía eléctrica por hogar = 400 KWH al mes

Precio promedio residencial del KWH = $ 20 pesos

Precio promedio en la industria y comercio del KWH = $ 60 pesos

Consumo promedio de gas natural en un hogar = 50 metros cúbicos por mes.

Precio del gas natural residencial en gasoductos troncales = $ 415 pesos por MBTU o lo mismo que $ 415 pesos por 1.000 pies cúbicos.

Costo del gas natural residencial = $ 2.000 pesos por 50 metros cúbicos

Valor de energía eléctrica consumida en un hogar al año = 400*12*1*20 = $ 96.000 de pesos por año.

Valor de energía eléctrica consumida en un millón de hogares al año = 400*12*1E6*20 = $ 96.000 millones de pesos por año.

Si la venta de energía eléctrica se hace al sector industrial o comercial, se tiene que:

400*12*1E6*60 = $ 288.000 Millones de pesos al año

Valor del consumo de gas natural en un hogar al año 1764*12*1*415/1000 = $ 8.784,72 pesos, pero generalmente se está cobrando por este consumo $ 2.000 pesos al mes.

2.000 *12*1 = $ 24.000 pesos al año.

El valor en consumo de un millón de hogares es de:

2.000*12*1E6 = $ 24.000 millones de pesos al año.

Beneficios en un hogar al año:

$ 96.000 - $ 24.000 = $ 72.000 pesos al año.

Y el beneficio para el sector eléctrico, al sustituir la energía eléctrica por gas natural en un millón de hogares, va a ser de: $ 288.000 - $ 96.000 = $ 192.000 millones al año.

4. UTILIZACION DEL GN Y DEL GLP EN EL SECTOR DEL TRANSPORTE

El uso de combustibles líquidos en el sector del transporte ha sido tradicional en Colombia, y el país tiene que hacer importaciones para cubrir el déficit.

Aunque existe una producción de petróleo para cubrir la demanda actual, no hay capacidad de refinación para obtener los productos y subproductos necesarios para el parque automotor del país, de ahí, la necesidad de construir nuevas refinerías o importar el faltante.

Con la existencia de reservas del gas natural, se presenta la posibilidad de consumir este recurso, en forma masiva, en el parque automotor.

El gas natural es un combustible limpio, eficiente, seguro y de un precio más bajo que los otros combustibles líquidos.

En Colombia, de acuerdo a la topografía de algunas regiones, se puede usar el gas natural en un 100% como combustible para los automotores, y en otras regiones, se puede utilizar el sistema dual (gasolina y gas natural), ya que los motores que trabajan con gas natural, pierden un 10% de su potencia en las pendientes inclinadas.

Este combustible da un óptimo encendido y marcha a cualquier temperatura, debido a una mejor mezcla con el aire durante la combustión, mínimo depósito de carbón en las paredes de los cilindros, ampliando los cambios de aceite de 3.000 kms a 10.000 kms; un incremento superior al 100% en la vida del motor y las bujias, se contamina menos el ambiente, por las reducciones de monóxido de carbono y dióxido de carbono, y de los óxidos de nitrógeno.

Algunos países consumen el GLP en el sector del transporte, pero en Colombia, su consumo en este sector, no es permitido.

4.1 DISTRIBUCION DEL GNC COMO COMBUSTIBLE EN LOS VEHICULOS

A continuación se hace una descripción de la distribución del gas, como combustible en los vehículos y las partes que la conforman.

El gas natural es tomado de una tubería principal y se le transporta hasta una estación donde se tiene:

- Medidores
- Filtros
- Reguladoras de presión

Con los medidores se determina la cantidad de gas que entra y sale de la estación.

Filtros: sirven para hacerle la limpieza al gas, de las partículas sólidas que contenga.

Reductores de presión: acondicionan la presión a las condiciones necesarias. En la figura 11, se muestra una estación.

Tanque de recuperación de gas para el compresor: en éste se almacena gas para suministrarlo al compresor.

Unidad de compresión: generalmente se tienen dos compresores para comprimir el gas, y funcionan con energía eléctrica.

Subestación de energía eléctrica: suministra la energía para la unidad compresora y en las otras partes de la distribución.

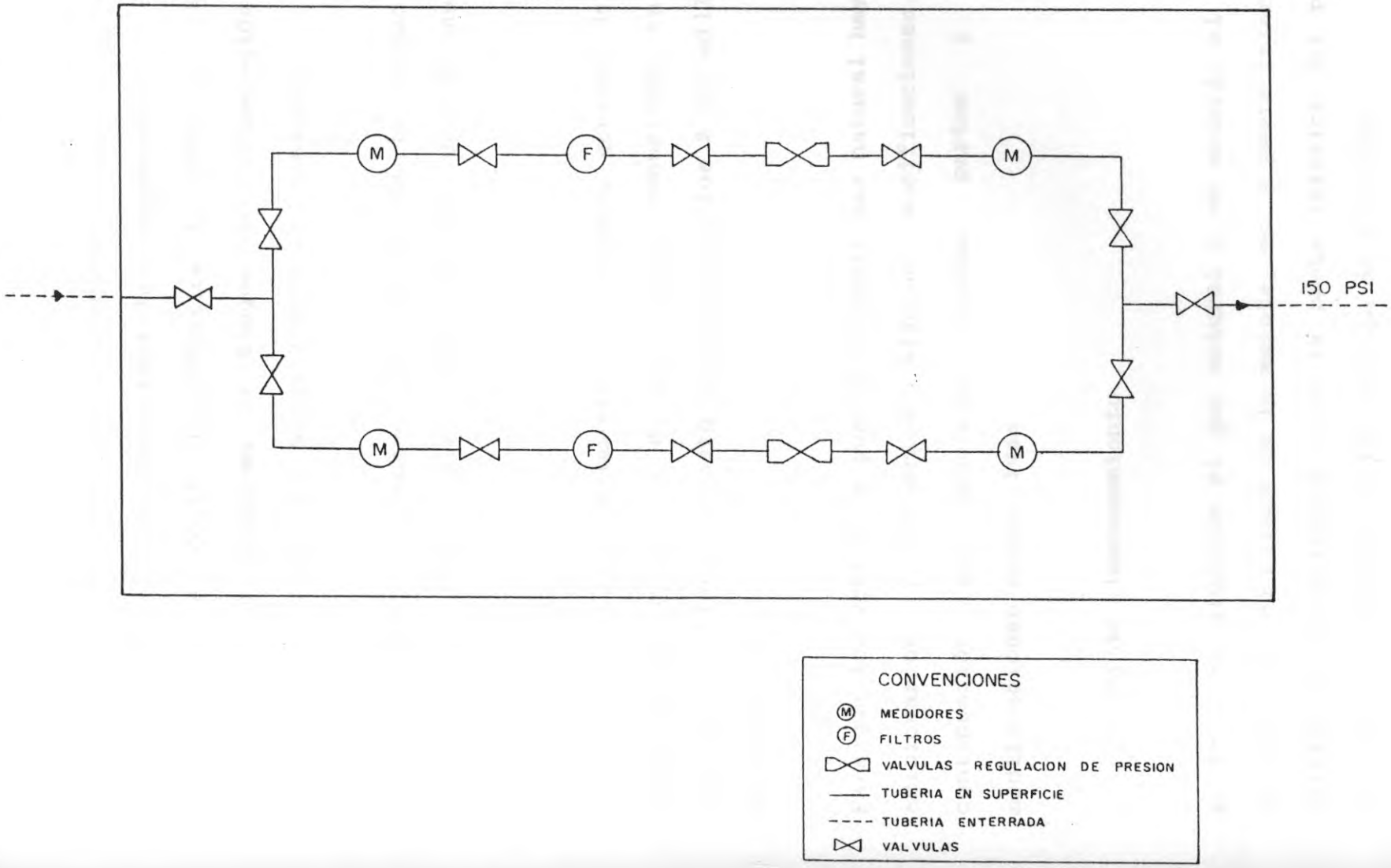


Figura 11. ESTACION DE GAS PARA COMBUSTIBLE EN VEHICULOS

Tanques o cilindros de almacenamiento: sirven para almacenar el gas que comprimen los compresores, y están probados a una presión hidrostática de 5.000 Psi. En la figura 12, se muestran el tanque de recuperación, la unidad compresora y los tanques de almacenamiento.

Surtidor: como su nombre lo indica, es la unidad que suministra el gas natural a los vehículos, como se muestra en la figura 13.

En la figura 14, se muestra un esquema general de una estación distribuidora de gas, para combustible en los vehículos y tiene un costo aproximado a los $ 500 millones de pesos.

Para que los vehículos puedan consumir gas natural hay que adicionarlos y hacerles algunas modificaciones. A continuación se mencionan dichas partes y las modificaciones respectivas:

1. Tanque de almacenamiento.

En éstos se almacena el gas natural y de acuerdo al tipo de vehículo, se coloca en la maleta, en la parte interior, detrás de los asientos o en la parte inferior del piso. Este gas se almacena a una presión de 3.000 Psi.

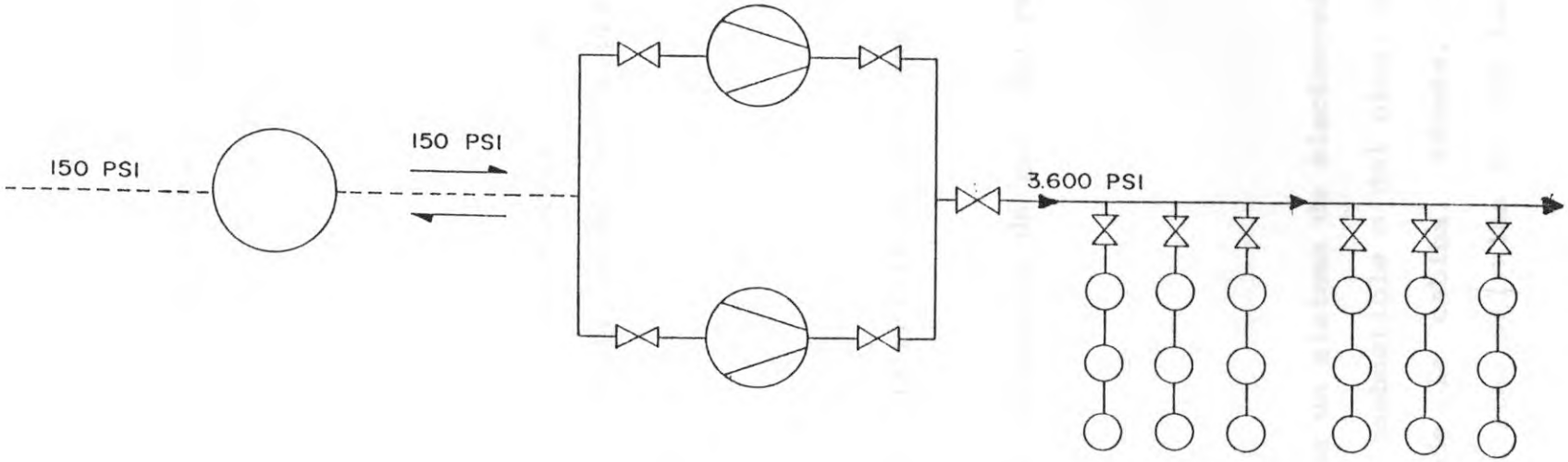


Figura 12. TANQUE DE RECUPERACION - COMPRESION Y ALMACENAMIENTO DE GAS

2. Tubería de conducción de gas desde los tanques de almacenamiento hasta el regulador.

Esta tubería es de un diámetro pequeño, de una alta resistencia y está diseñada para absorber todas las vibraciones.

3. Regulador de presión.

Reduce la presión en dos etapas, la primera de 3.000 Psi a 60 Psi, y la segunda de 60 Psi a presiones de 4" o 6" pulgadas de agua.

4. Mezclador.

Es donde se hace la mezcla de aire-gas.

5. Tubería de conducción de gas, del regulador de presión al mezclador.

6. Válvulas.

El equipo tiene un sistema de electro-válvulas que permite el paso de un combustible o del otro, según seleccione el conductor desde la cabina. Además, tiene una válvula principal de corte, válvulas en los tanques y la válvula de suministro.

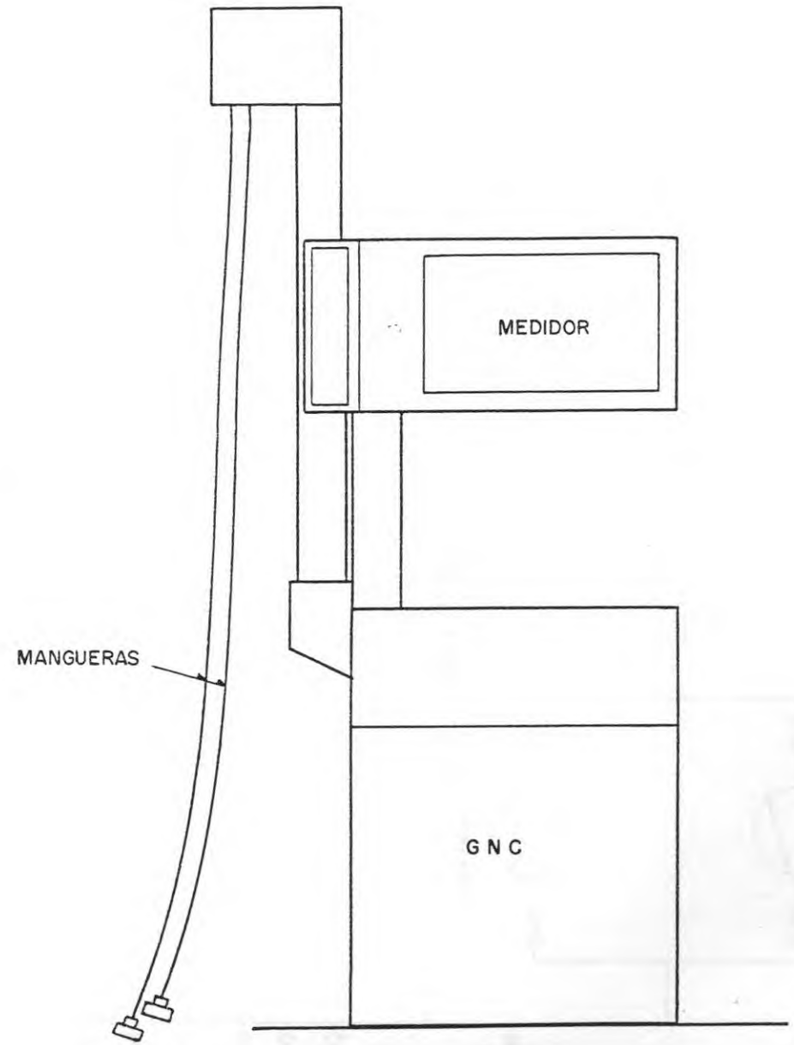


Figura 13. **SURTIDOR DE GAS**

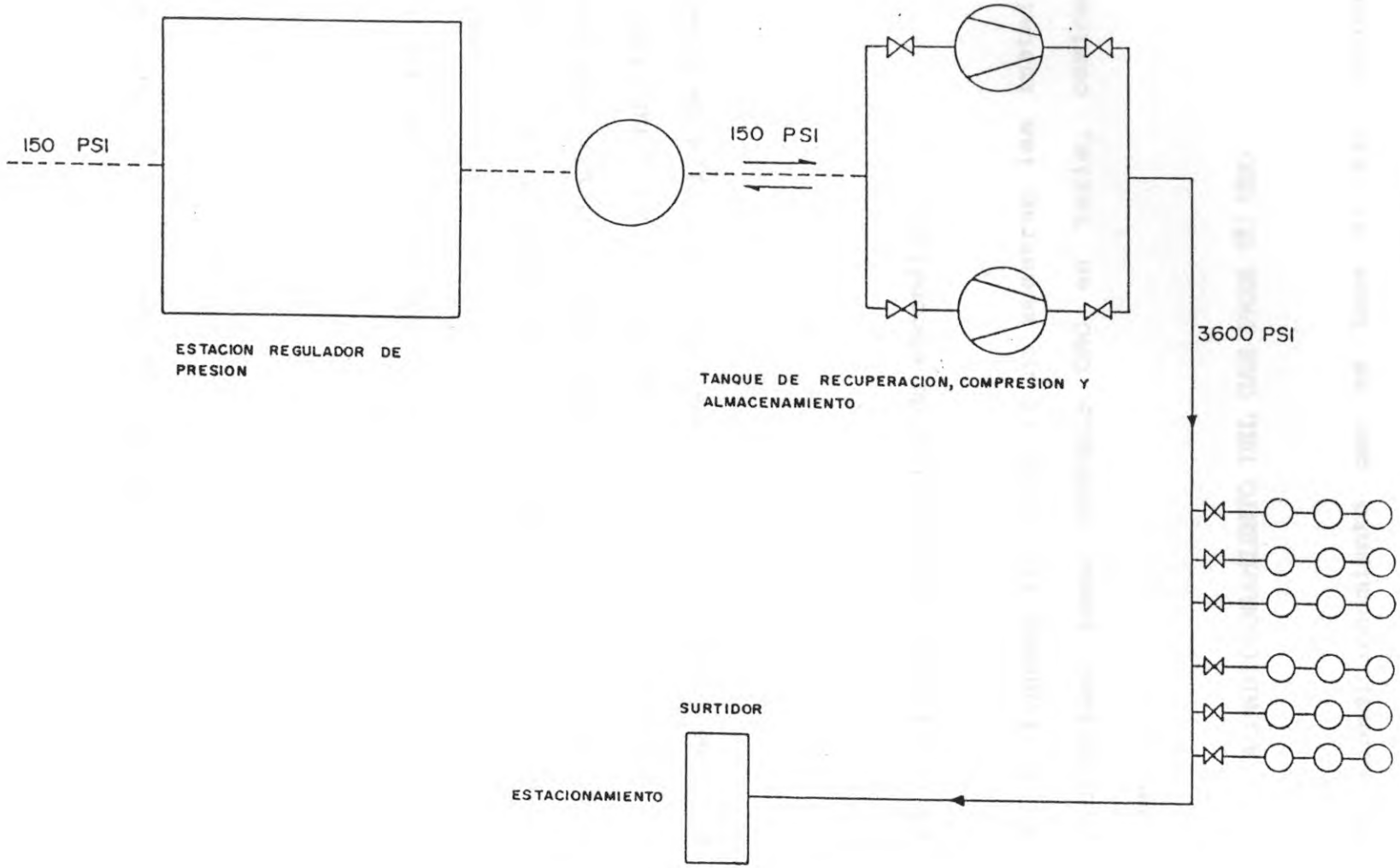


Figura 14. ESQUEMA GENERAL DE UNA ESTACION DE G N C

7. Selector de combustible.

Permite elegir el combustible que se va a usar, desde el tablero del vehículo.

8. Medidor de combustible.

Determina la cantidad de combustible que hay en los tanques de almacenamiento, a través de un transductor instalado en el regulador; el cual toma la señal de presión, la dirige al tablero del vehículo eléctricamente y, un indicador de señal, la muestra al conductor, por el sistema tradicional de lleno, 3/4, 1/2, 1/4 de reserva.

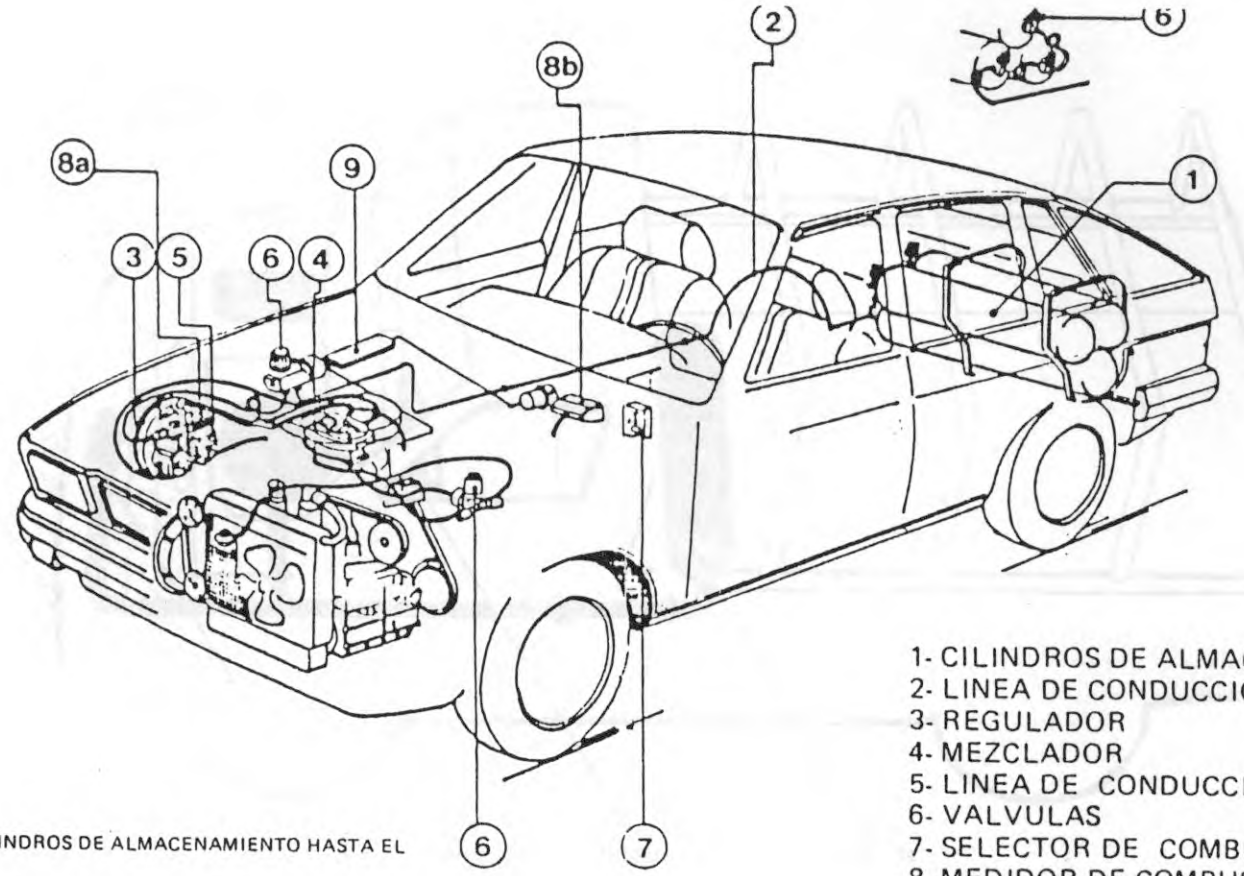
9. Caja de ignición.

Es un sistema electrónico de encendido.

En la figuras 15, 16 y 17 se muestran las instalaciones necesarias, para consumir GNC en taxis, camionetas y buses.

4.2 ACONDICIONAMIENTO DEL GAS PARA SU USO

El acondicionamiento que se hace al gas natural como combustible en los vehículos es el siguiente:



1- CILINDROS DE ALMACENAMIENTO
2- LINEA DE CONDUCCION DE GAS x
3- REGULADOR
4- MEZCLADOR
5- LINEA DE CONDUCCION DE GAS xx
6- VALVULAS
7- SELECTOR DE COMBUSTIBLE
8- MEDIDOR DE COMBUSTIBLE
9- CAJA DE IGNICION

x - DESDE LOS CILINDROS DE ALMACENAMIENTO HASTA EL REGULADOR

xx - DESDE EL REGULADOR HASTA EL MEDIDOR

Figura 15. INSTALACION EN UN TAXI PARA CONSUMIR G N C

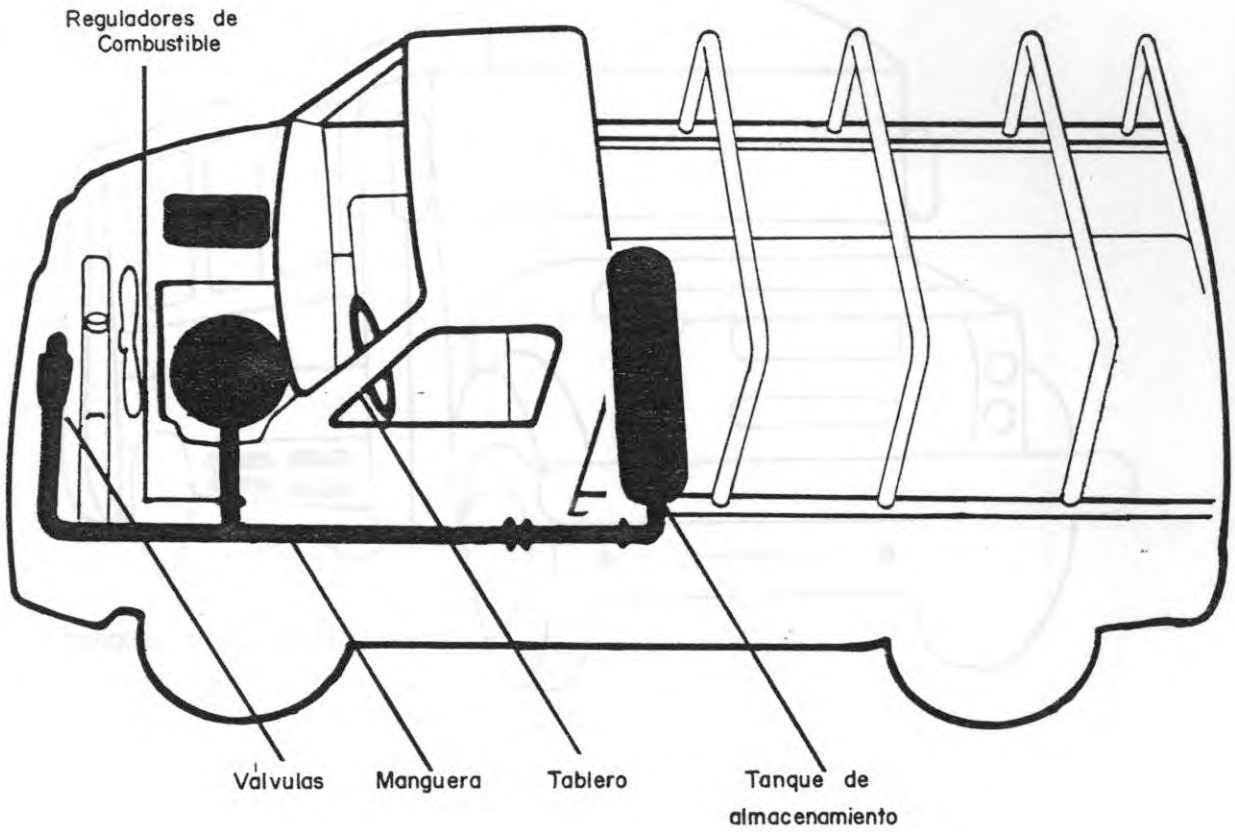


Figura 16. INSTALACION EN UNA CAMIONETA PARA CONSUMIR GNC

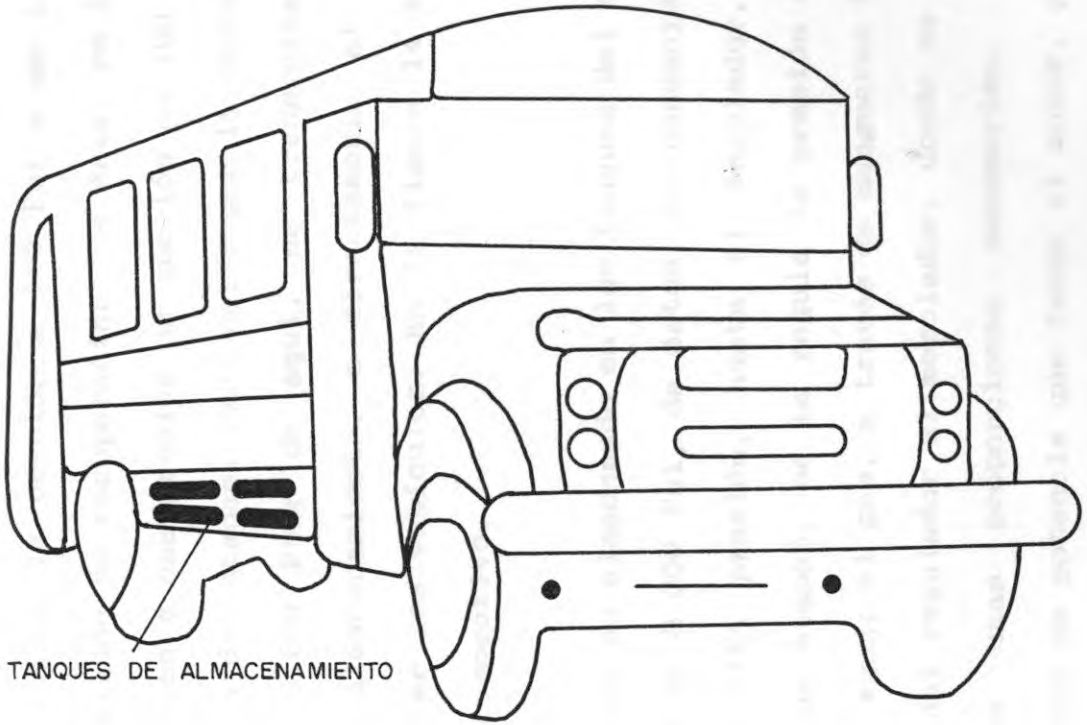


Figura 17.- **INSTALACION DE UN BUS PARA CONSUMIR G N C**

Al gas natural, en la tubería principal, se le adiciona un odorizante que es un mercaptano.

El gas es tomado de la tubería principal y es transportado a una estación donde se mide, se hace pasar por un filtro, se le acondiciona la presión a 150 Psi y se lleva a un tanque denominado de recuperación; de éste, es tomado por los compresores a una presión de succión de 150 Psi, y es comprimido en dos etapas, para salir por la descarga a una presión de 3.600 Psi; de aquí, es transportado a los tanques de almacenamiento, o directamente al surtidor, para abastecer los vehículos. En la figura 14 se observa el proceso respectivo.

El gas natural es almacenado en los tanques del vehículo a una presión de 3.000 Psi, de éstos, es conducido, por la tubería de alta presión, hasta el regulador, donde a través de dos etapas, se le regula la presión a 4" o 6" pulgadas de agua; el gas, a través de mangueras flexibles, es llevado del regulador al mezclador, donde se mezcla el aire-gas en unas proporciones necesarias, para los requirimientos de potencia que tenga el motor, y de aquí, pasa la mezcla al carburador, donde se efectúa la combustión respectiva de la mezcla, tal como se muestra, para los diferentes vehículos, en la figuras 15, 16, 17.

4.3 CONSUMO

TABLA 17. Costo de conversión al sistema de gas en los vehículos, de acuerdo a la financiación en la Costa Atlántica (1989).

Vehículo	Costo de conversión de acuerdo a la financiación en meses (pesos)			
	6	12	18	24
Taxi	389.868	424.356	460.674	498.840
Camioneta	487.338	530.436	575.856	623.544
Bus	596.988	649.788	705.420	763.848

Fuente: Promigas (Dic. 1989).

TABLA 18. Ahorro anual en combustible para los usuarios, mediante el consumo de GNC*

Kilómetros recorridos por año	Tipo de vehículo por nivel de consumo		
	Vehículo pequeño 25kms/gal	Vehículo mediano 15kms/gal	Vehículo grande 6Kms/gal
40.000	$309.320	$365.199	$787.943
60.000	$463.980	$547.800	$1.181.914
80.000	$618.640	$730.398	$1.575.887
100.000	$773.300	$912.999	$1.969.858

*Cálculos sobre precios de 1990 en Barranquilla.

Fuente: Terpel (Ago. 1990).

TABLA 19. Valor de los diferentes combustibles para el parque automotor, en unidades equivalentes.

Región	Gasolina extra galón $	Gasolina motor galón $	Diesel galón $	Gas natural 2,83 m3 $
Costa Atlántica	334	292	292	160
Bogotá	365	294	295	*
Medellín	385	332	326	*
Neiva	365	294	295	160

Fuente: Miniminas (Ago. 1990)

* No existe servicio de GNC

Es muy importante tener en cuenta el beneficio ecológico que representa utilizar el gas natural, en el sector del transporte.

La gasolina es una mezcla de hidrocarburos líquidos y entre ellos su principal componente es el octano; además, para mejorarle la calidad de octanaje, se le agregan tres centímetros cúbicos de tetraetilo de plomo, por galón de gasolina.

El diesel es también una mezcla de hidrocarburos, donde su principal componente es el dodecano.

Los vehículos a velocidades por encima de los 50 kilómetros por hora, producen emisiones bajas de hidrocarburos y monóxidos de carbono, y a menor velocidad, aumentan.

En forma sencilla las ecuaciones de reacción que se realizan en el proceso de la combustión de gasolina y el gas natural son:

$$C_8H_{18} + (Pb(C_2H_5)_4) + 12{,}5O_2 + 12{,}5(3{,}76)N_2 + S \longrightarrow$$
$$XCO + 8CO_2 + N_2O + NO + NO_2 + SO_2 + SO_3 + PbO + Calor \quad (1)$$

$$CH_4 + 2O_2 + 2(3{,}76)N_2 \longrightarrow CO_2 + 2H_2O + 7{,}52N_2 + calor \quad (2)$$

Los productos de la combustión de gasolina son:

- Oxidos de carbono CO, CO_2
- Oxidos de azufre S_2, SO_3
- Oxidos de nitrógeno N_2O, NO, NO_3
- Oxidos de plomo PbO
- Calor

Y los productos para la reacción de combustión del gas natural son:

- Oxidos de carbono CO_2
- Nitrógeno N_2

- Calor

Los productos de las ecuaciones 1 y 2 son muy diferentes, siendo altamente nocivos (venenosos) los de la gasolina. En la tabla 20 se muestran algunos valores de los gases de combustión en g/Km.

TABLA 20. Relación de algunos valores de los gases producidos en la combustión.

Gases producidos	Combustibles		
	Gasolina g/km	LPG g/km	GNC g/km
Monóxido de carbono	15	3,1	2,9
Hidrocarburos no quemados	2,2	1,7	1,6
Oxido azoico	1,7	1,3	1,2
Plomo	0,09	-	-

Fuente: Revista Sulzer (1987).

A continuación, se da un ejemplo de la sustitución de 10.000 barriles de gasolina por día, por gas natural, para el parque automotor:

Precio del galón de gasolina para el usuario = $ 292 pesos.

Valor de 10.000 barriles de gasolina para el parque automotor = 10.000*42*292*365 = $ 44.763 millones por año.

Precio del gas natural para entregas en los gasoductos troncales = $ 1.602 por MBTU, o lo mismo que $ 1.602 pesos por 1000 pies cúbicos.

Precio equivalente del gas natural a 10.000 barriles de gasolina: 10.000*42*100*1.602/1000*365 = $ 24.588 millones de pesos por año.

El sector del transporte está cobrando $ 160 pesos por cada 100 pies cúbicos de gas:

10.000*42*100*160/100*365 = 24.528 millones por año

La diferencia es de 44.763 - 24.528 = 20.235 millones al año.

5. UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA EN LA INDUSTRIA

El gas natural puede ser utilizado como materia prima para obtener fertilizantes para el sector agrícola; metanol, como combustible o aditivo para gasolina, y hierro esponja, en el sector metalúrgico.

Sobre la utilización de los anteriores, se tiene conocimiento de un gran mercado nacional; además, los estudios para la construcción de las plantas para producirlos, fueron realizados por consorcios nacionales y extranjeros.

En el país no está permitido el uso del GLP en el sector industrial.

5.1 CONVERSION DEL GAS NATURAL A GAS DE SINTESIS

Los principales procesos para obtener gas de síntesis son:

- Reformado de vapor de agua

- Oxidación parcial

Hidrocarburos livianos, como la nafta y el gas natural, se transforman en gas de síntesis, por medio del reformado de vapor de agua; que consiste en transformar el gas natural y la nafta, en monóxidos de carbono e hidrógeno; en presencia de vapor de agua y un catalizador, bajo determinadas condiciones de presión y temperatura.

Se puede también obtener gas de síntesis de hidrocarburos pesados, mediante oxidación parcial (térmica o catalítica) con vapor y oxígeno; y del carbón, a través de la gasificación con vapor y oxígeno, o aire.

Pero nuestro interés se centra en la utilización del gas natural como materia prima.

Proceso de reformado con vapor de agua:

El proceso de reformado es bien conocido, establecido, probado, y es el único proceso comercialmente utilizado para la producción de gas de síntesis, a partir del gas natural.

El proceso de transformación del gas natural a gas de síntesis, en forma sencilla es el siguiente: bajo determinadas condiciones de presión, y temperaturas entre

15 y 20 atmósferas y entre 850 y 900 grados centígrados, respectivamente, y en presencia de un catalizador (níquel), se hace reaccionar el vapor de agua con gas natural, como se muestra en las ecuaciones 3 y 4.

$$CH_4 + H_2O \rightleftharpoons CO + 3H_2 \text{ (Endotérmica)} \quad (3)$$

$$CO + H_2O \rightleftharpoons CO_2 + H_2 \text{ (Exotérmica)} \quad (4)$$

La ecuación 3 es fuertemente endotérmica, y la ecuación 4 es someramente exotérmica; además, durante el proceso se producen varias reacciones, que son de tipo endotérmico y exotérmico, pero como el propósito es maximizar la obtención de hidrógeno, y el proceso en forma general es fuertemente endotérmico; se requiere, por lo tanto, una fuente externa de calor, en la que generalmente se usa el gas natural. En la figura 18 se muestra uno de los procesos para obtener gas de síntesis, a partir del gas natural, vapor de agua y aire, como materias primas.

Las cantidades de componentes de CO_2, CO y H_2, presentes en el gas de síntesis dependen de:

- El equilibrio en el reformador
- Condiciones de presión y temperatura del proceso
- Proporción gas natural-vapor de agua

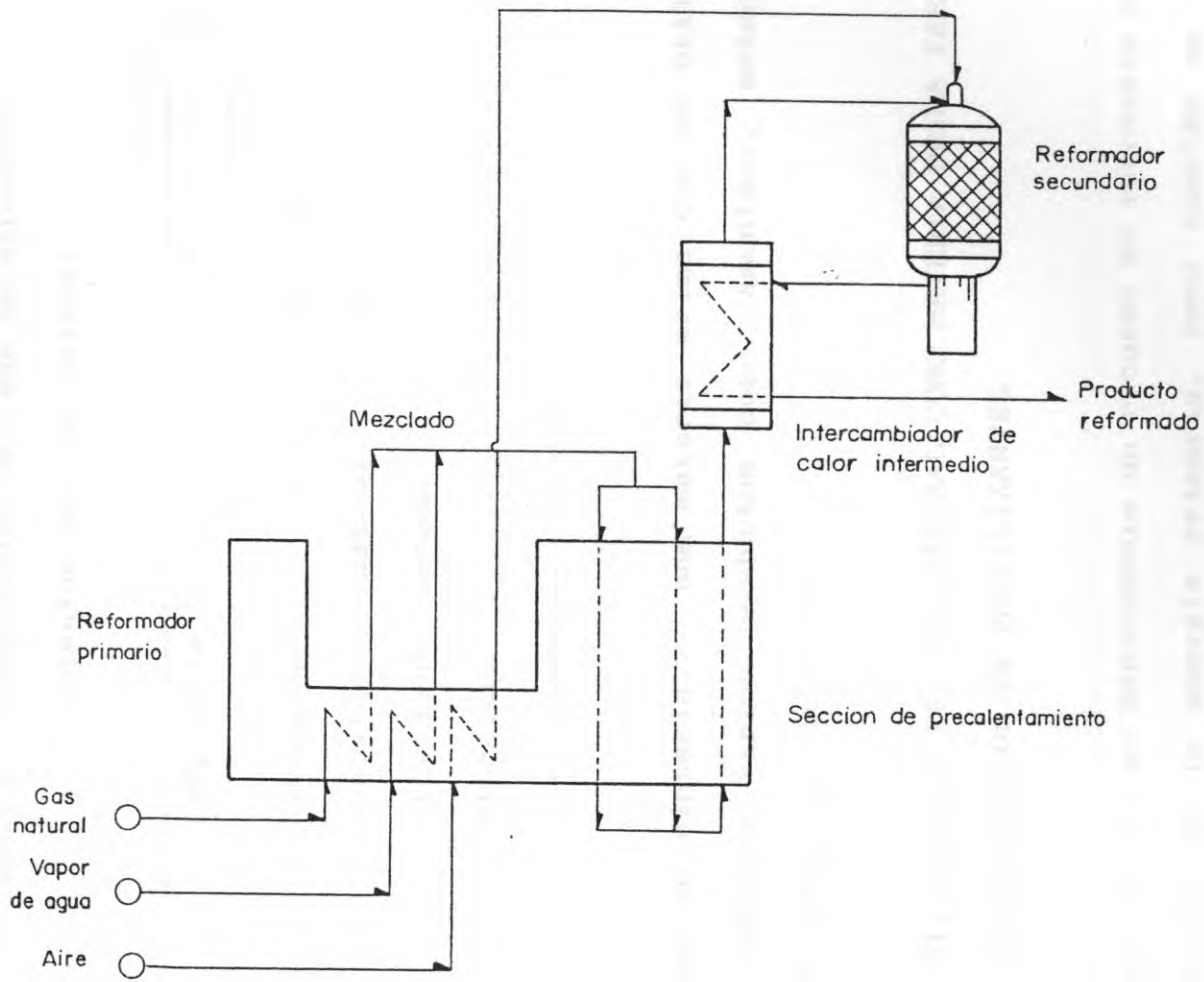


Figura 18. METODO MODERNO EN LA OBTENCION DE GAS DE SINTESIS

Generalmente la composición del gas de síntesis es como se muestra en la tabla 21.

TABLA 21. Composición del gas de síntesis, obtenido del gas natural.

Componente	%
- Hidrógeno	56 - 60
- Monóxido de carbono	10 - 15
- Bióxido de carbono	8 - 12
- Nitrógeno	20 - 23

El gas de síntesis es una materia prima que se utiliza para obtener varios productos como: amoniaco, metanol, hierro esponja, etc.

5.2. UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PARA LA PRODUCCION DE FERTILIZANTES

El gas natural es básicamente un recurso no renovable para el sector de la energía primaria, pero también es una materia prima fundamental para la producción de fertilizantes, dado que el proceso que se usa para producción de amoniaco, se fundamenta en la conversión de hidrocarburos, a gas de síntesis.

Muchos países del mundo tienen sus propias plantas de abastecimiento de fertilizantes; en América del Sur se cuentan: Venezuela, Ecuador, Perú, Bolivia, Chile, Argentina y Brasil.

En Europa los países que no tienen plantas de abastecimiento, importan de los países vecinos.

Los países de la OPEP tienen sus propias plantas, lo mismo que en el lejano Oriente China, Corea, Japón y la India.

En Colombia, a pesar de tener reservas de gas natural suficientes para abastecer, por largo tiempo, una planta de urea, no se ha realizado la construcción de una planta que satisfaga la demanda nacional, por lo tanto, está importando urea.

5.2.1 Obtención del amoniaco a partir del gas de síntesis.

El amoniaco se produce por la reacción catalítica del hidrógeno y el nitrógeno, a presiones y temperaturas elevadas; y la principal diferencia, en los diferentes procesos, es la presión utilizada; y la velocidad de reacción, aumenta proporcionalmente, con la temperatura. En la ecuación 5 se muestra la reacción para obtener el amoniaco.

$$N_2 + 3H_2 \rightleftharpoons 2NH_3 \quad (5)$$

El nitrógeno para la síntesis se obtiene del aire. En la figura 19, se muestra un esquema del proceso Kellog, en la obtención del amoniaco.

Teóricamente para producir una tonelada de amoniaco se requieren:

- 23.540 PC de gas natural
- 67.000 PC de hidrógeno
- 22.300 PC de nitrógeno

Algunas de las aplicaciones más importantes del amoniaco son:

En la agricultura: obtención de urea, nitrato de amonio y fertilizantes compuestos. En la industria; manufactura de caprolactama, acrilonitrilo, etanolaminas, amidas, nitrilos, alimentos para animales, limpiadores, detergentes, refrigeración, inhibidor de corrosión, tratamiento de metales, producción de pulpa de papel, caucho rayón, estabilizador del celuloide y de los explosivos de nitrocelulosa, proteínas y algodón, producción de resinas (urea-formaldehido). Además, tiene importantes aplicaciones en medicina.

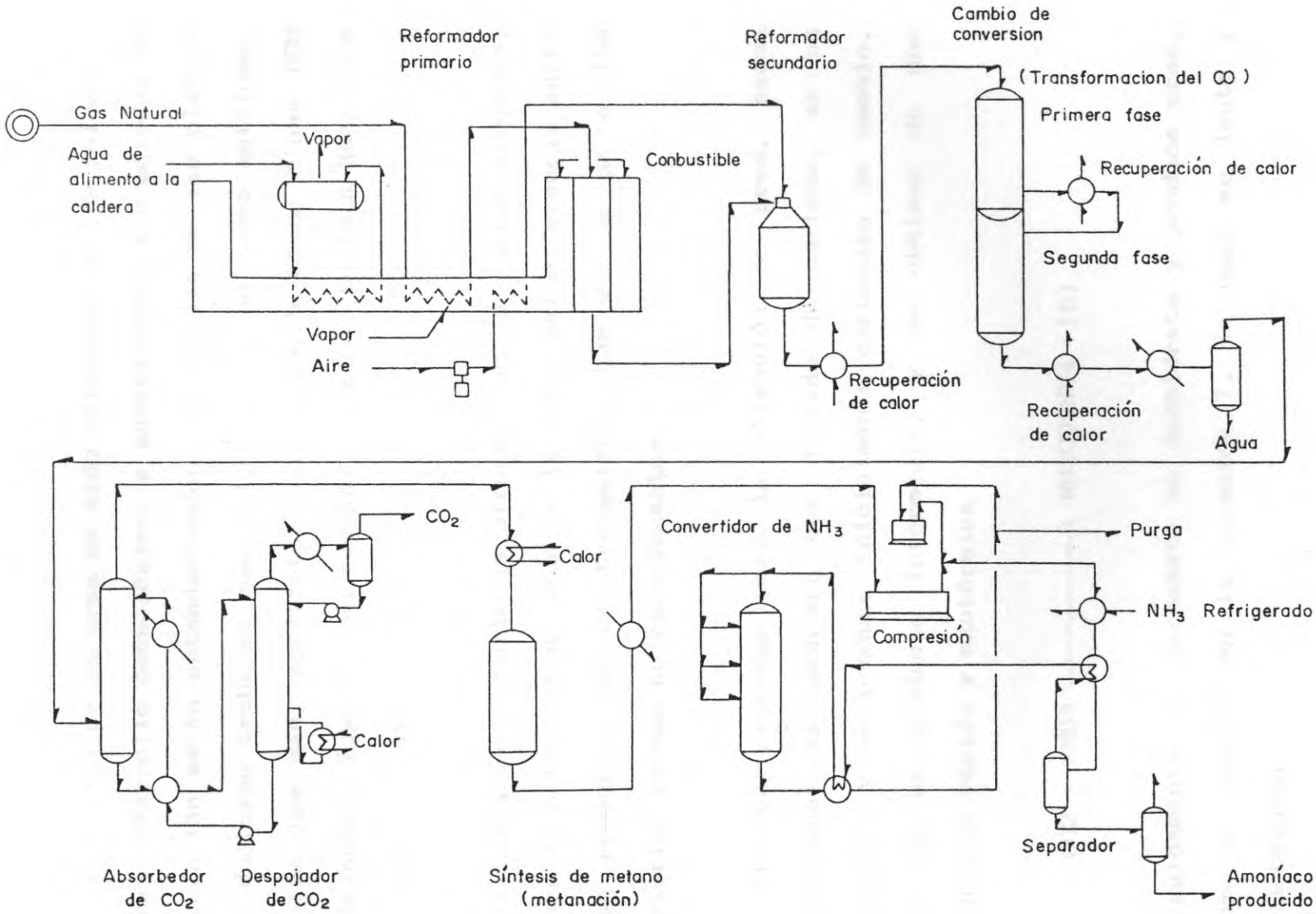


Figura 19. PROCESO KELLOG PARA PRODUCIR AMONIACO

5.2.2 Obtención de la urea.

La obtención de la urea ha sido estudiada en los países de gran desarrollo tecnológico, y generalmente los métodos de operación están estandarizados. La mayoría de las plantas productoras trabajan como subsidiarias de casas matrices, entre las más importantes están: Dutch State Mines DSM (Holanda), Toyo-Koatsu (Japón), Chemico, Societa Nazionale Metandotti, etc.

Las compañías anteriores ofrecen, uno o varios procesos, para la obtención de urea, y la principal diferencia entre los procesos, es el tratamiento que se le da a las materias primas no reaccionantes.

Todos los procesos para la obtención de urea, hacen reaccionar el amoniaco con dióxido de carbono, en un reactor; y se produce inicialmente carbamato de amonio, que es un producto intermedio, y se obtiene de una reacción rápida y exotérmica

$$CO_2 + 2NH_3 \longrightarrow NH_2CO_2NH_4 \quad (6)$$

seguidamente, el carbamato se deshidrata y produce urea, como se muestra en la ecuación 7, la cual es lenta y endotérmica.

$$NH_2CO_2NH_4 \longrightarrow NH_2CONH_2 + H_2O \quad (7)$$

En la figura 20 se muestra la obtención de la solución de urea, por el proceso Snam-Progetti; y en la figura 21 se muestra la cristalización y granulación de la urea.

5.2.3 Tamaño y ubicación de una planta de producción de urea.

Para determinar el tamaño y ubicación de una planta de urea, se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Reservas y disponibilidad del gas natural
- Mercado nacional e internacional del amoniaco y de la urea.
- Economía de escala
- Entrada en operación
- Tamaño de la planta
- Ubicación de la planta
- Transporte de la urea

Reservas y disponibilidad del gas natural.

De acuerdo con las reservas mostradas en el tabla 11, y las disponibilidades presentes y futuras en el diagrama 1, se puede decir que, los yacimientos de la Guajira, son la

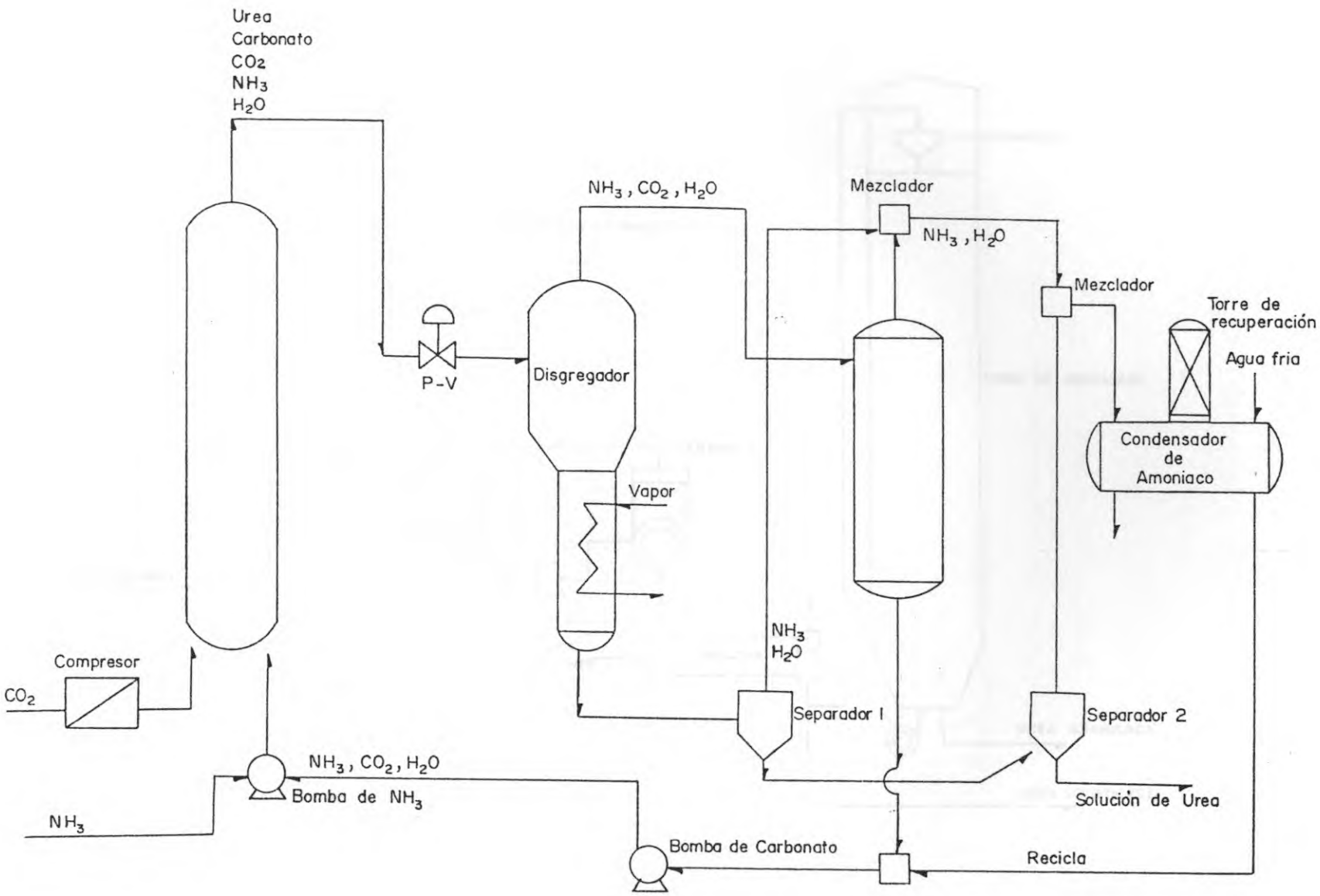


Figura 20. PROCESO SNAM - PROGETTI PARA OBTENER SOLUCION DE UREA

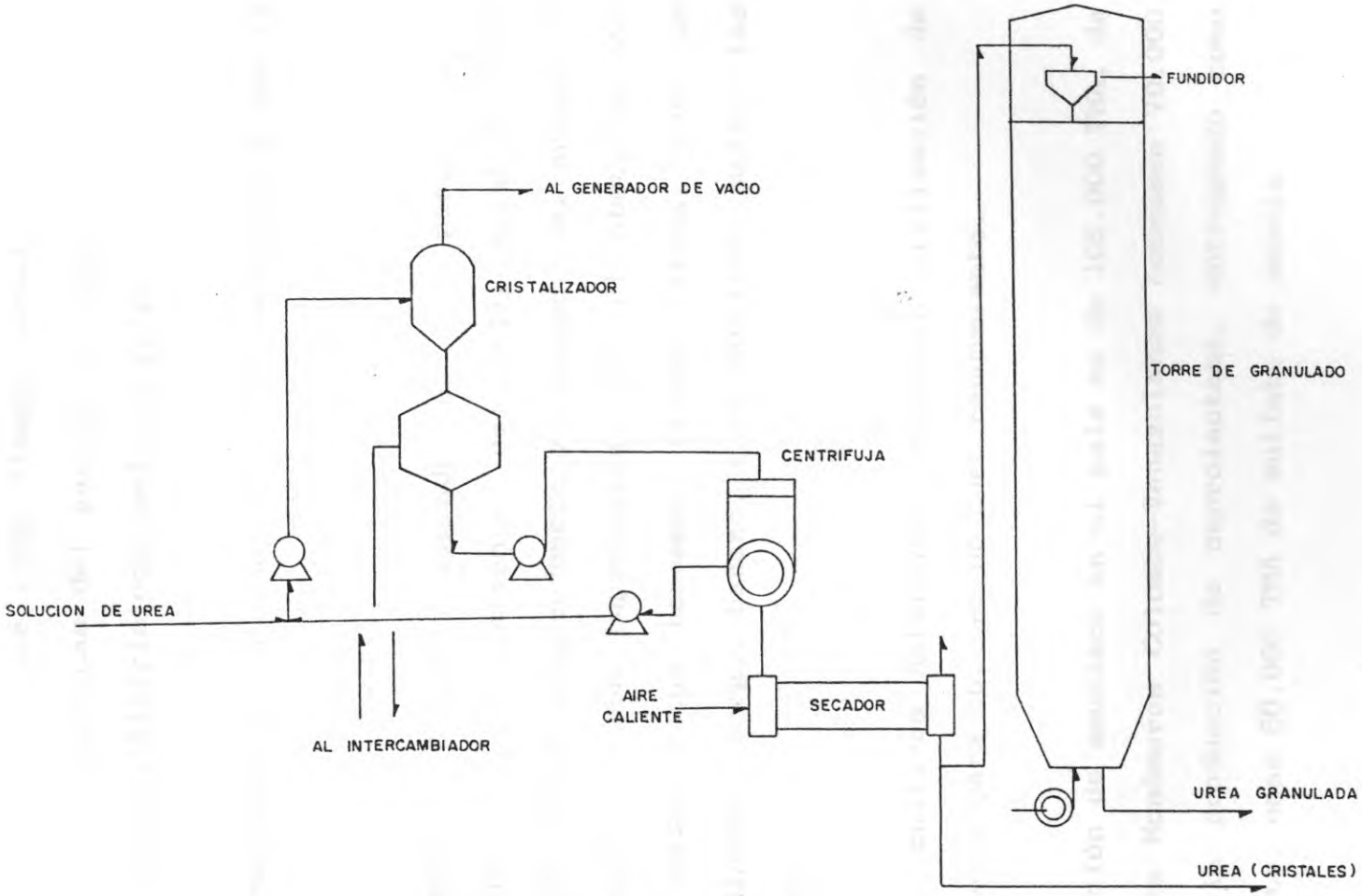


Figura 21. CRISTALIZACION Y GRANULACION DE LA UREA A PARTIR DE SU SOLUCION

única reserva para abastecer, a una planta para la producción de urea, por largo tiempo. Además, de acuerdo con las características del gas en la tabla 2, éste es adecuado para utilizarlo como materia prima.

Mercado nacional e internacional del amoniaco y de la urea.

La economía de Colombia depende, en gran parte, de la agricultura y, principalmente, del café; existen otros cultivos de menor trascendencia y algunos que, aunque no se exportan, sí son importantes para el abstecimiento interno; entre éstos tenemos: flores, arroz, caña de azúcar, algodón, sorgo, banano, caña panelera, maíz y las hortalizas.

Todos los cultivos anteriores requieren utilización de fertilizantes para obtener un buen rendimiento.

La producción de amoniaco en el país es de 105.000 TMA, de las cuales Monómeros Colombo-Venezolanos consumen 70.000 TMA, en la producción de caprolactama, entregando como subproducto, unas 60.000 TMA de sulfato de amonio.

Abonos Colombianos S.A. Consumen 15.000 TMA de amoniaco, para obtener fertilizantes compuestos, y exporta otras 15.000 TMA.

Y las 5.000 TMA restantes, se consumen en otros usos menores, como refrigerante en las plantas de hielo, etc.

Fertilizantes Colombianos S.A. producen 15.000 TMA de amoniaco, y 23.000 TMA de nitrato de amonio.

TABLA 22. Consumo de fertilizantes derivados del gas natural en el país.

Fertilizante	Consumo anual TMA	Nitrógeno %	Nutriente nitrógeno TMA
Urea	360.000	46	166.000
Sulfato de Amonio	60.000	21	12.500
Nitrato de Amonio	20.000	26	5.200
Fosfato de diamoniaco	35.000	18	6.300
Fertilizantes compuestos	570.000	15	86.000
Total Nitrogenados	1.045.000	26	276.000
Otros fertilizantes	155.000		
Total	1.200.000		

Fuente: Síntesis económica No. 679 (Sep. 1989).

De acuerdo con la tabla 22, el consumo anual de urea en el país es de 360.000 TMA, de las cuales, se producen en el país 10.000 TMA, el resto se importa.

El precio de la urea a nivel mundial es muy variable, actualmente se puede decir que el precio es de:

Precio de TM en puerto Colombiano	U$160
Gasto de nacionalización	U$65
Transporte interno	U$40
Valor total TM	U$265

El costo por TM, para el consumidor final es de U$ 265 dólares ($ 600 pesos por dólar), y en pesos Colombianos son $ 159.000 pesos.

El país tiene que importar 350.000 TMA, el valor por importación es de U$ 92,75 millones de dólares por año, en pesos Colombianos son $ 55.650 millones de pesos por año.

Algunos estudios realizados por el Instituto de Fomento Industrial, Departamento de Planeación Nacional y Abonos Colombianos S.A., muestran una demanda actual y futura de la urea, cuyos resultados aparecen en la figura 22.

En la figura 23, se muestra, a partir de 1985, unas proyecciones realizadas por varias instituciones.

Con respecto al mercado internacional, y más específicamente, dentro del grupo Andino, no existe una asignación de exportación. Además, los países vecinos, son

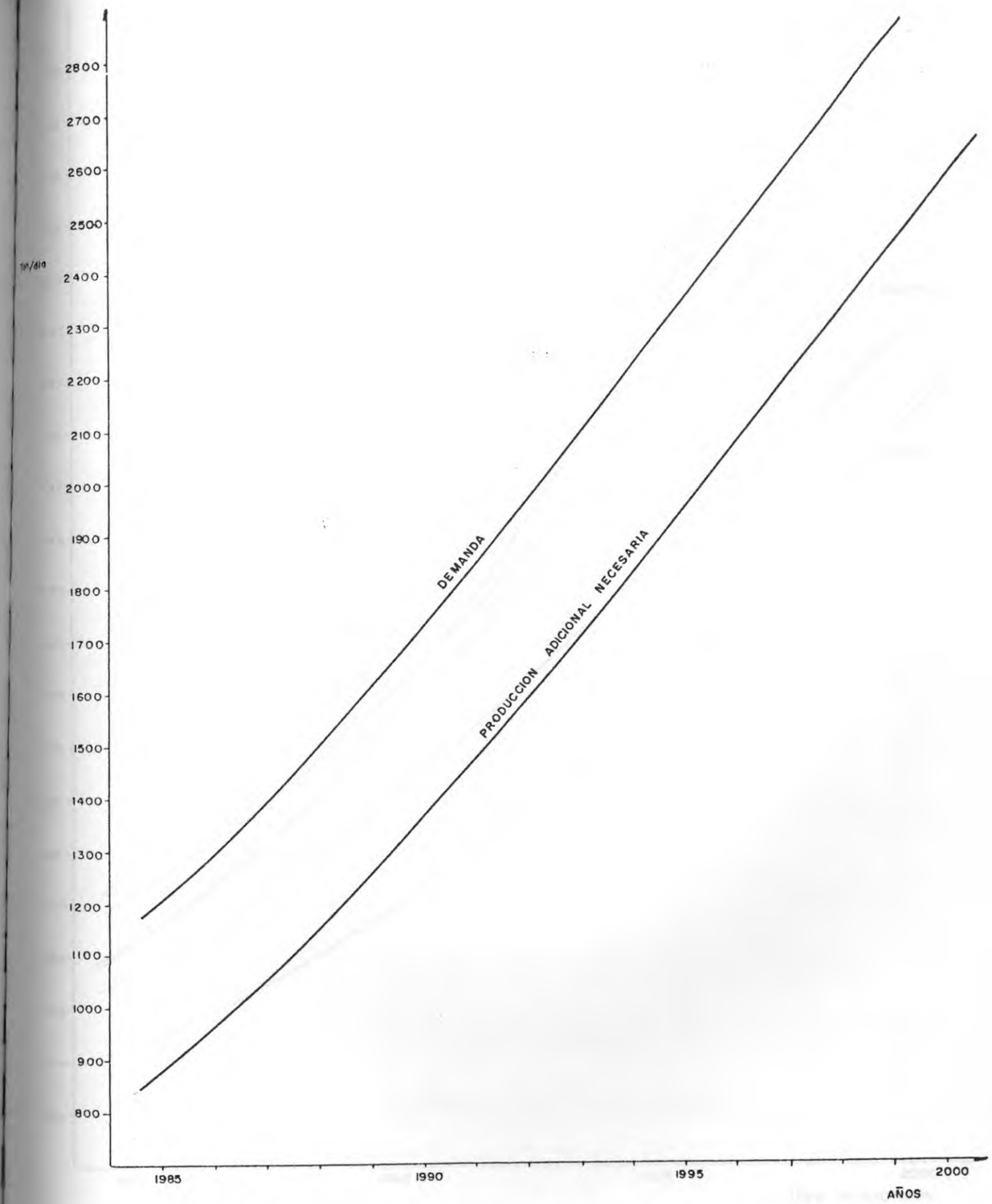


Figura 22. PROYECCION DE LA DEMANDA Y PRODUCCION ADICIONAL DE UREA EN EL PAIS (ABOCOL)

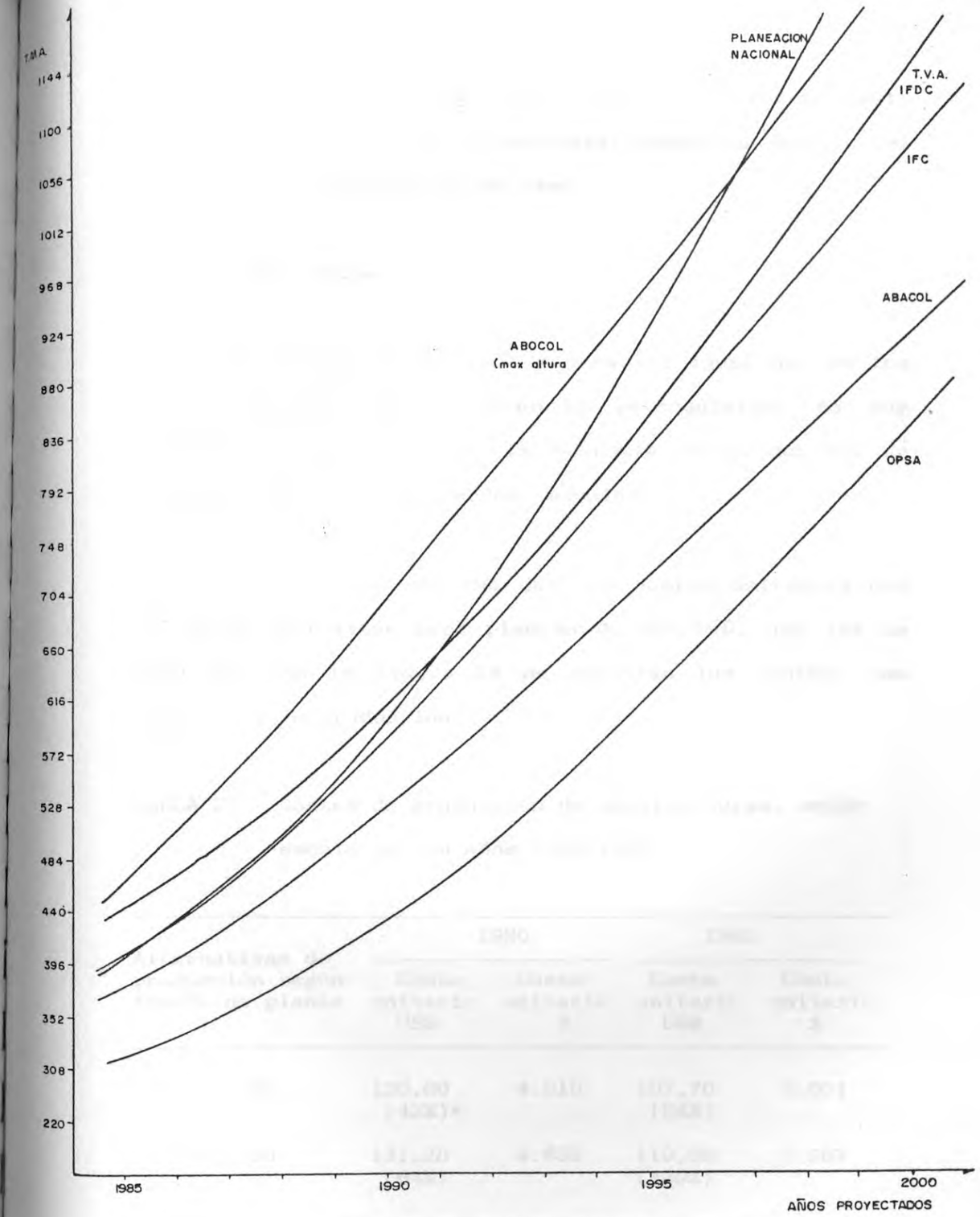


Figura 23. COMPARACION DE LA PROYECCION DEL CONSUMO DE UREA EN COLOMBIA (ABOCOL)

autosuficientes y tienen buenas reservas de gas natural; por lo tanto, es difícil encontrar mercados dentro del área, para la exportación de urea.

Economía de escala.

En la producción de amoniaco y urea, al igual que en los otros procesos en la industria petroquímica, es muy importante tener presente la economía de producción en pequeñas, medianas, y grandes escalas.

En la tabla 23, se observa que los costos unitarios son 2,2 veces más altos para plantas de 200 TMD, que las de 1500 TMD. En la figura 24 se muestran los costos, con respecto a la producción.

TABLA 23. Costos de producción de amoniaco-urea, según escala en los años 1980-1985.

Alternativas de producción según tamaño de planta	1980		1985	
	Costo unitario US$	Costo unitario $	Costo unitario US$	Costo unitario $
1.500	130,60 (43%)*	4.610	107,70 (84%)	3.801
1.000	131,28 (64%)	4.633	110,69 (100%)	3.907

Continúa

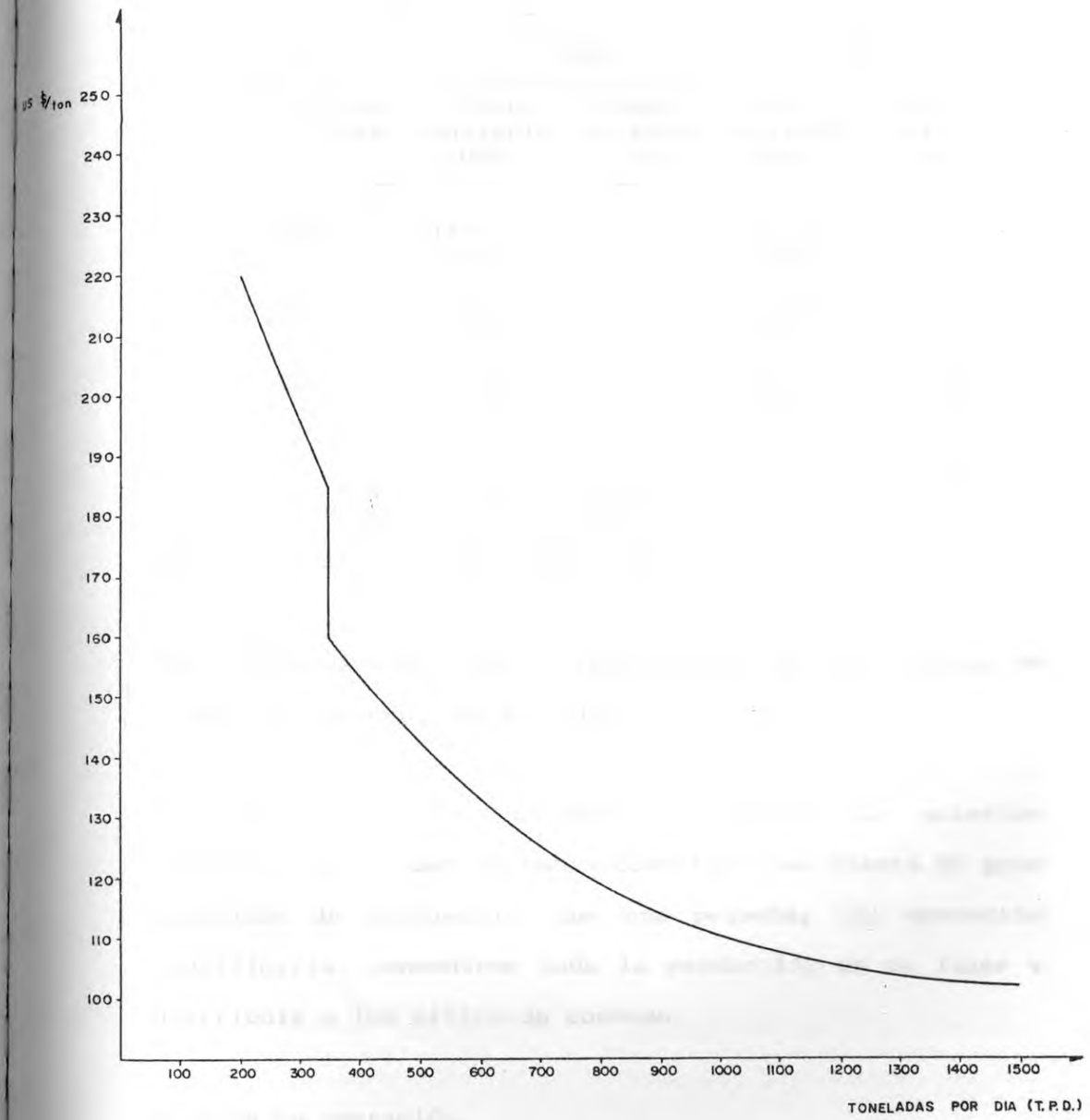


Figura. 24. COSTOS DE PRODUCCION UNITARIA EN LAS PLANTAS DE UREA (DNP-1976)

Continuación Tabla 23

Alternativas de producción según tamaño de planta	1980		1985	
	Costo unitario US$	Costo unitario $	Costo unitario US$	Costo unitario $
600	174,40 (58%)	6.156	135,30) (100%)	4.776
350	152,06 (67%)	7.450	163,39 (100%)	5.767
200	220,00 (68%)	10.780	220 (100%)	6.600

* Nivel de operación de la planta

Fuente: Revista de Planeación y Desarrollo.

Las diferencias en costo de producción, de las plantas de 1.000 y 1.500 TMD, son pequeños.

De acuerdo con la economía de escala, lo anterior significa que es más rentable construir una planta de gran capacidad de producción, que una pequeña; tal operación significaría, concentrar toda la producción en un lugar y distribuir a los sitios de consumo.

Entrada en operación.

En general, las plantas grandes tienen un período de construcción mínimo de tres años, y empieza a operar con una eficiencia del 50% al 60% . A los cinco años, su

producción será de su capacidad total, que generalmente, es de un 85%.

Tamaño de la planta.

De acuerdo al consumo y las necesidades futuras, por el momento, se puede construir una planta, de tal forma que sea rentable, ya que en el país no se tienen sistemas adecuados de almacenamiento, ni mercados para su exportación; por lo tanto, una planta de 1.000 TMD, puede ser la más apropiada para el país.

Para la anterior se necesitarían, aproximadamente, 566,66 TMD de amoniaco y 23,54 MPCPD de gas natural, distribuidos así: 12,76 MPCPD para el proceso; y como combustible para la planta de amoniaco, 6,44 MPCPD; y para la de urea, 4,33 MPCPD.

Ubicación de la planta.

La distribución del consumo de fertilizantes por regiones es, aproximadamente, en la siguiente proporción: Costa Atlántica (todos los departamentos de la Costa) 26,96%; Región Andina (Antioquia, Santander, Boyacá, Cundinamarca, Tolima, Huila, Nariño, Valle del Cauca) 64,15%; y los Llanos Orientales, 8,89%. Se observa la conveniencia de la construcción de dos plantas en el país, una en el

interior, y otra en la Costa Atlántica; de tal forma que se produzcan los fertilizantes necesarios para el consumo interno, y se tengan algunas reservas. Pero como se mencionó anteriormente, las reservas importantes de gas natural para proyectos a largo plazo, son las de los yacimientos de la Guajira.

Construcción de una planta en la Costa Atlántica.

La ubicación adecuada de una planta de amoniaco-urea, sería en:

Cartagena, Barranquilla, Santa Marta o Palomino.

En la figura 25 se muestran los distintos sitios de ubicación , y se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- Compras del terreno
- Infraestructura vial
- Nuevos desarrollos regionales para la industria y el comercio

Ubicación en Palomino.

Palomino está ubicado en el departamento de la Guajira, a 110 kilómetros de los campos de gas natural, y está entre

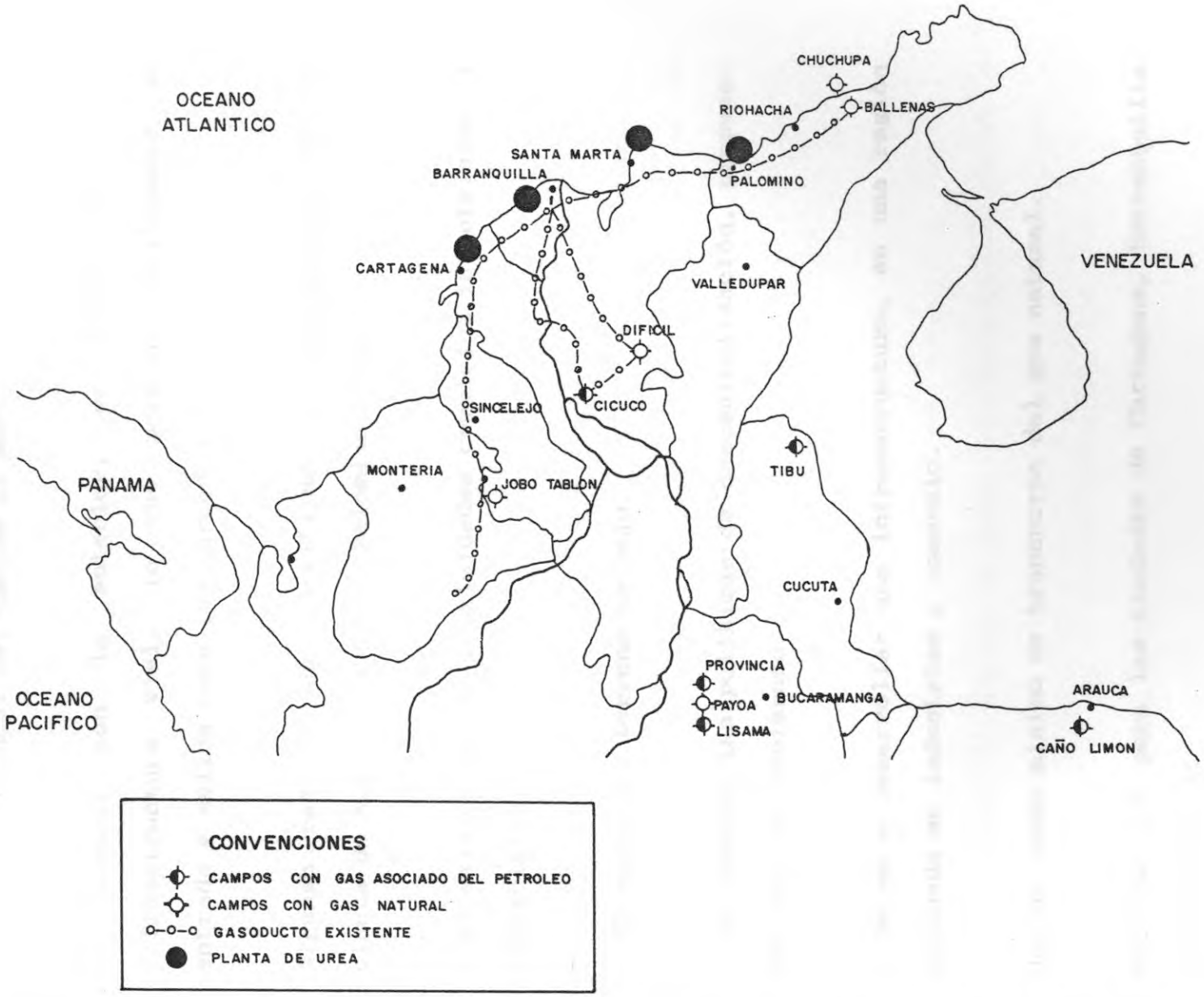


Figura 25. SITIOS ADECUADOS PARA LA CONSTRUCCION DE UN PLANTA DE UREA

los ríos Palomino y el San Salvador, con el mar Caribe al norte y la troncal del Caribe al sur.

De acuerdo con lo anterior, se tiene una buena infraestructura vial, lo que permite facilidades de entrada y salida para los mercados.

Algunas razones que justifican la construcción de la planta de amoniaco-urea en Palomino, son:

- No existen en las proximidades complejos industriales ni comerciales.

- El costo del terreno es bajo.

- Se cumplen las políticas de descentralización, propuestas por los gobiernos.

- Se va a desarrollar una infraestructura, en una región atrasada en industrias y comercio.

Hay un costo mínimo de transporte del gas natural.

Mientras que para las ciudades de Cartagena, Barranquilla y Santa Marta:

- El costo del terreno es más alto.

- Se va a centralizar más la industria.

- Se tienen que acondicionar factores como: ubicación local, transporte y puertos.

Transporte de la urea.

Con la construcción de la planta en algunos de los sitios de la Costa Atlántica, el costo del transporte por tonelada de urea hasta el consumidor final, es de U$ 40 dólares.

Pero si se tiene en cuenta que para la urea importada se tienen los siguientes sobre-costos: Transporte marítimo, derecho de importación, almacenamiento adecuado y el transporte interno hasta los sitios de consumo. El costo de la urea importada, es mayor que la producida en el país.

En general, de todos los sitios estudiados para la ubicación de la planta de urea, el más adecuado es el de Palomino, en la Guajira, por sus características y ubicación;, pero no se pueden descartar los otros. Lo más importante es que la construcción de la planta se haga una realidad, y satisfaga las necesidades de fertilizantes que tiene el país.

5.3. UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA EN LA ELABORACION DE HIERRO ESPONJA

El sector siderúrgico del país está formado por Acerías Paz de Río S.A., la cual trabaja a partir del mineral de hierro (sector integrado), y varias plantas que utilizan el material de chatarra (sector semintegrado).

Colombia, en el sector siderúrgico, en el contexto de los países de América Latina, está atrasada con respecto a la producción y consumo del acero, lo anterior ha tenido algunas consecuencias, como la importación del acero y algunos materiales, para el sector de la construcción.

La construcción de una planta para la obtención de hierro esponja, necesita adecuar una infaestructura que implica: un puerto, y sistema de embarque y desembarque del material; bodegas de almacenamiento, los equipos para los procesos, estación, depósito, sistema de embarque y acondicionamiento del transporte del hierro esponja, para el interior del país, a los sitios de consumo.

5.3.1 Gas de síntesis como agente reductor en la elaboración del hierro esponja.

Para el proceso de elaboración del hierro esponja se requieren algunos gases reductores, los cuales se pueden

obtener de la gasificación del carbón, hidrocarburos livianos y del gas natural.

Generalmente se está usando una mexcla de CO-H2, como agente reductor, el cual se obtiene del gas natural, a través del proceso de reformado, o sea, el gas de síntesis.

A continuación se presentan, en forma breve, algunas reacciones del CO y H2.

$$3Fe_2O + CO \rightleftharpoons 2Fe_3O_4 + CO_2 \quad (8)$$

$$Fe_3O_4 + CO \rightleftharpoons 3FeO + CO_2 \quad (9)$$

$$FeO + CO \rightleftharpoons Fe + CO_2 \quad (10)$$

$$CO_2 + C \rightleftharpoons 2CO \quad (11)$$

Y las reacciones con el hidrógeno son:

$$3Fe_2O_3 + H_2 \rightleftharpoons 2Fe_3O_4 + H_2O \quad (12)$$

$$Fe_3O_4 + H_2 \rightleftharpoons 3FeO + H_2O \quad (13)$$

$$FeO + H_2 \rightleftharpoons Fe + H_2O \quad (14)$$

Cuando se usa, como reductor, una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, a mayor temperatura, el hidrógeno tiene un poder mayor de reductor, y el monóxido, a la inversa, teniendo un poder semejante a una temperatura de 820 grados centígrados, es decir, que las reacciones que

se producen con uno y con otro, dependen de las situaciones de equilibrio químico.

Proceso para la obtención del hierro esponja.

Existen varias casas matrices que tienen los procesos para la obtención del hierro esponja. A continuación se describe el proceso Midrex, el cual se muestra en la figura 26.

Es un proceso continuo, por medio del cual, la reducción del hierro en trozos, se efectúa en un horno de cuba, en el que se carga el mineral de hierro por la parte superior, que está dividido en varias secciones alimentadoras, y en el que circula en contracorriente, el gas reductor caliente, que proviene de un reformador de gas natural; el aporte del oxígeno lo hace el bióxido de carbono contenido en el gas tragante, que se usa después de pasar por un purificador o lavador.

Debajo de la zona de reducción, está la de enfriamiento, en la cual, el hierro esponja, es enfriado a 35 grados centígrados, aproximadamente.

Entre las dos zonas existen dispositivos, que impiden que el gas de enfriamiento pueda afectar la reducción, en la parte alta de la cuba.

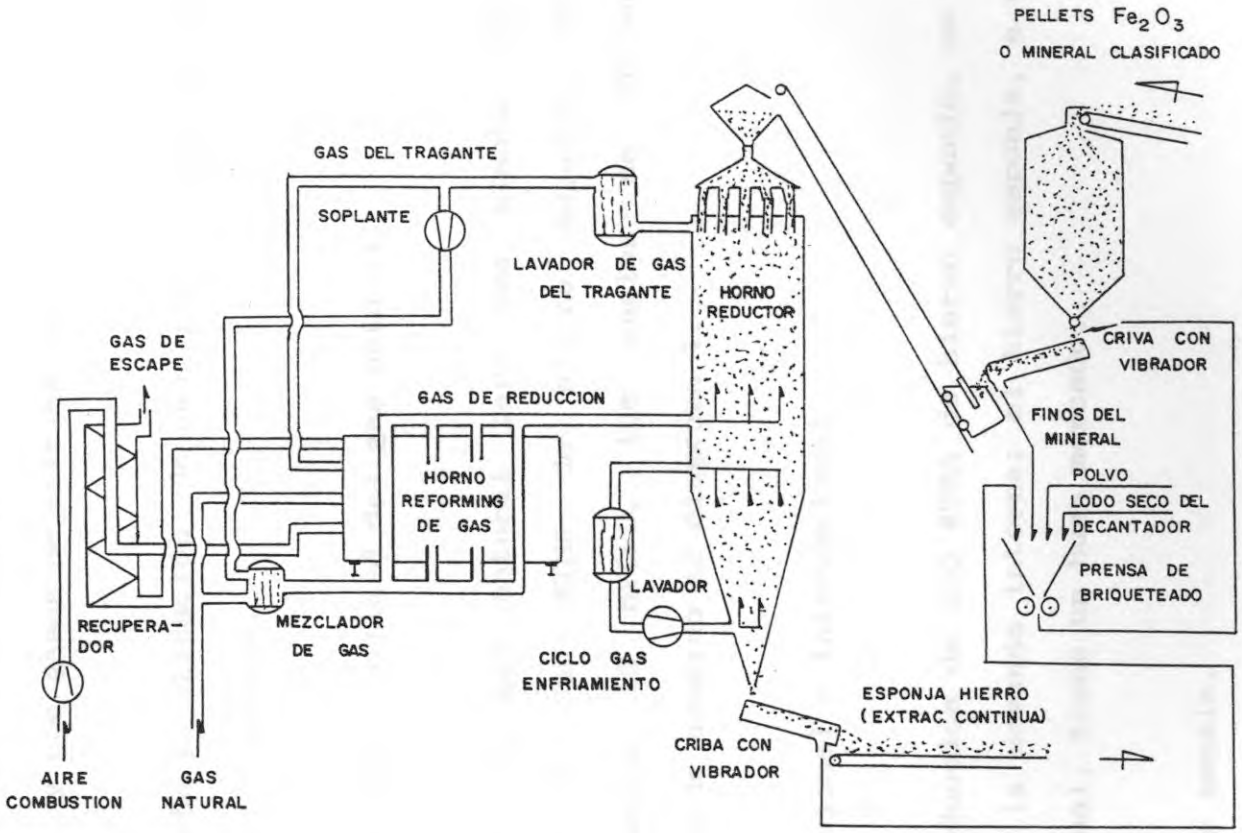


Figura 26. PROCESO MIDREX PARA OBTENER HIERRO ESPONJA

La descarga del producto se efectúa mediante un dispositivo patentado (Wiper-bar) y, tanto el tope, como la salida, están provistos de sellos de gas inerte, o exclusas dinámicas en equilibrio con los gases reductores, en un caso, y con gases de enfriamiento, en el otro.

5.3.2 Tamaño y ubicación de una planta para producir hierro esponja.

Reservas y disponibilidad del gas natural.

El consumo de gas natural para una planta con una producción de 350 KTMA de hierro esponja, es de aproximadamente 16 MPCPD, los cuales se encuentran disponibles de acuerdo al diagrama 1.

Mercado Nacional e Internacional.

Con la producción de 350 KTMA de hierro esponja, se va a satisfacer la demanda interna; el hierro esponja, a nivel internacional, tiene un buen mercado.

Economía de escala.

De acuerdo con los estudios realizados por varias instituciones, la planta más adecuada para el país es la mencionada anteriormente, con una producción de 350 KTMA.

Ubicación de la planta.

La ubicación en la Costa Atlántica sería la más adecuada, por la disponibilidad de las materias primas y los puertos de embarque y desembarque del material, y el sitio a elegir estaría en uno de los siguientes lugares: Cartagena, Barranquilla, Santa Marta-Ciénaga o Palomino.

Transporte del material.

Para el transporte del material de chatarra, el cual puede ser importado del Brasil y Venezuela, se debe utilizar un buque de gran capacidad, por lo tanto, es muy importante el acondicionamiento de los muelles. Además, se puede transportar algún material de Cerromatoso, como materia prima.

Para transportar el hierro esponja hacia el interior del país y a los sitios de consumo, se tiene que adecuar, en capacidad y transporte, el sistema de vías terrestres y fluviales.

5.4. UTILIZACION DEL GAS NATURAL COMO MATERIA PRIMA PARA LA OBTENCION DE METANOL

Para obtener metanol se puede utilizar materia prima como: gas natural, carbón, maderas, petróleo (Fuel oil, nafta,

aceites residuales, GLP), etc., pero los procesos actuales usan gas natural y derivados del petróleo.

Existen casas matrices como: Davy Powergas, Vulcan Cincinati Inc, Imperial CHemical Industries Ltd., etc., que tienen las patentes para los procesos de obtención de metanol.

Los procesos para la obtención de metanol son de baja y alta presión, pero actualmente se está utilizando el de baja presión, el cual ha tenido un gran avance tecnológico.

5.4.1 Obtención del metanol a partir del gas de síntesis.

El gas de síntesis se transforma en metanol por medio de un catalizador de cobre, altamente activado a condiciones de temperatura y presión, de 220 grados centígrados y 20 atmósferas respectivamente, en las ecuaciones 15 y 16 se presentan, en forma sencilla, las reacciones respectivas del proceso.

$$CO + 2H_2 \rightleftharpoons CH_3OH \qquad (15)$$

$$CO + 3H_2 \rightleftharpoons CH_3OH + H_2O \qquad (16)$$

Las ecuaciones anteriores son exotérmicas y reversibles.

En general, los procesos de baja y de alta presión son muy parecidos. A continuación se describe el proceso de baja presión, el cual se muestra en la figura 27.

A partir del gas de síntesis como se muestra en la figura 27, y en la cual se puede observar el proceso detalladamente, se comprime a la presión de reacción en 1, y se mezcla con el gas de reciclo, y ambos van a un intercambiador de calor 2. Esta mezcla es introducida a un reactor 3, para convertirla en metanol crudo, en presencia del catalizador de cobre, sometido a la temperatura de síntesis.

Los productos que salen del reactor 3, pasan por los intercambiadores de calor 4, 2 y 5, con el fin de producir vapor a alta presión.

El metanol crudo condensado, se separa en 6 y el gas desprendido se recicla a través de 7.

El metanol crudo pasa a la sección de destilación en 8, donde se le separan la impurezas de bajo punto de ebullición, y en 9, se le hace una limpieza o purificación final, donde se obtiene el metanol puro por la parte superior y en la inferior las impurezas de alto punto de ebullición.

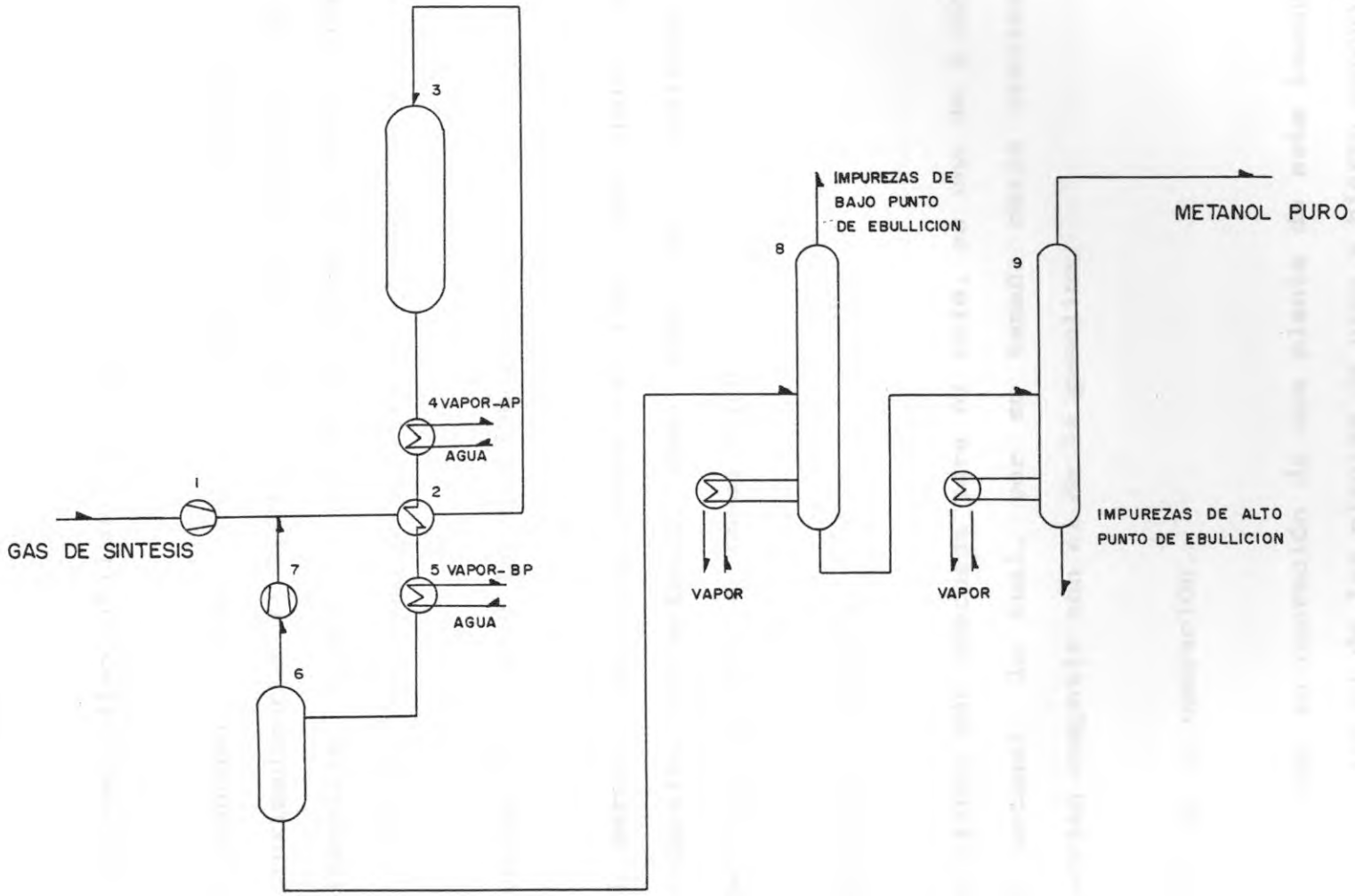


Figura 27. PROCESO A BAJA PRESION PARA OBTENER METANOL

5.4.2 Tamaño y ubicación de una planta para producir metanol.

Reservas y disponibilidad del gas natural.

El consumo de gas natural, para una planta, es de aproximadamente 77 MPCPD; para este proyecto hay gas disponible. Siempre y cuando se haga la sustitución del gas por carbón, como se muestra en el diagrama 1.

Mercado nacional e Internacional.

El mercado nacional puede utilizar gran parte de la producción de metanol, como sustituto o aditivo para gasolina, y parte se puede exportar.

Economía de escala.

La planta más adecuada para el país, es una de 2.500 TMA de metanol, la cual, por su tamaño daría precios que podrían competir con el de la gasolina.

Entrada en operación.

La entrada en operación de una planta de este tamaño, es muy similar al de las plantas de urea y hierro esponja.

El tamaño de la planta.

Una planta de 2.500 TMA de metanol requiere:

- 77 MPCPD de gas natural por día
- 75.000 KWH por día
- 427.500 m3 de agua al día

Ubicación de la Planta

Como la materia prima que se va a utilizar es el gas natural, la ubicación más adecuada sería la Costa Atlántica y el sitio a escoger puede ser: Cartagena, Barranquilla, Santa Marta o Palomino.

Transporte del metanol.

Para el transporte del metanol, y su almacenamiento, se requiere de una infraestructura adecuada, ya que en el manejo y uso del metanol se corren ciertos riesgos, por ejemplo, la intoxicación que puede producir la gasolina Mol-15; por lo tanto, a los operadores y a los usuarios, hay que entrenarlos y educarlos en su utilización.

TABLA 24. Costos de los energéticos usados en la industria y el comercio en Bogotá (1989).

Combustible	Poder calorífico (BTU/UND)	Unidad	Precio público ($/UND)	Precio comparativo ($/MBTU)	Base
Gas natural	37.964	m3	40	1.053,64	1,00
Fuel oil	144.000	gal	187,59	1.302,71	1,24
GLP (Carro tanque)	93.000	gal	134,00	1.440,86	1,37
ACPM	142.000	gal	268,00	1.887,32	1,79
Querosene	135.000	gal	268,00	1.985,19	1,88
Crudo de Castilla	140.000	gal	109,50	782,14	0,74
Electricidad comercial	3.415	KWH	52,46	15.361,64	14,58
Electricidad gran indust.	3.415	KWH	54,44	15.941,64	15,13
Electricidad peq. indust.	3.415	KWH	36,79	10.773,06	10,22

Fuente: Gas Natural S.A. (Dic. 1989).

6. POSIBLES PROYECTOS EN LA UTILIZACION DEL GAS NATURAL

6.1 GASODUCTO COLOMBIANO

El proyecto del gasoducto Colombiano tiene como objetivo llevar este energético, desde los centros de producción hasta los centros de consumo del país y, a la vez, aprovechar el gas excedente, que actualmente se está quemando en los campos petrolíferos y de gas natural, debido a la falta de una infraestructura para su transporte y almacenamiento.

El gasoducto Colombiano puede ser construido en diferentes etapas, las cuales se pueden realizar a corto, mediano y largo plazo, de la siguiente forma:

Gasoducto de la Costa Atlántica

Gasoducto del Interior

Gasoducto del Sur

6.1.1 Gasoducto de la Costa Atlántica.

El gasoducto de la Costa Atlántica se muestra en la figura 28, y tiene por objetivo transportar el gas, desde los centros de producción, hasta los centros de consumo, en las ciudades y pueblos de esta región.

Distribución de gas en la Costa Atlántica.

En la actualidad existe una tubería que une los yacimientos de Chuchupa (Guajira) con el Jobo-Tablón, en San Marcos (Sucre), distribuida así:

La estación principal del campo de la Guajira, es Ballenas, y está unida con Barranquilla y Cartagena a través de una tubería de 12-20 pulgadas de diámetro, con una capacidad de 250 MPCPD y una extensión de 380 kilómetros. Existe un tramo paralelo a la tubería anterior de Ballenas a Dibulla, que aumenta su capacidad en 400 MPCPD.

El segundo tramo va desde Cartagena (Mamonal), hasta el Jobo-Tablón, con una longitud de 200 kilómetros, con un diámetro nominal de 10 pulgadas, y con una capacidad de transporte de 50 millones de pies cúbicos por día.

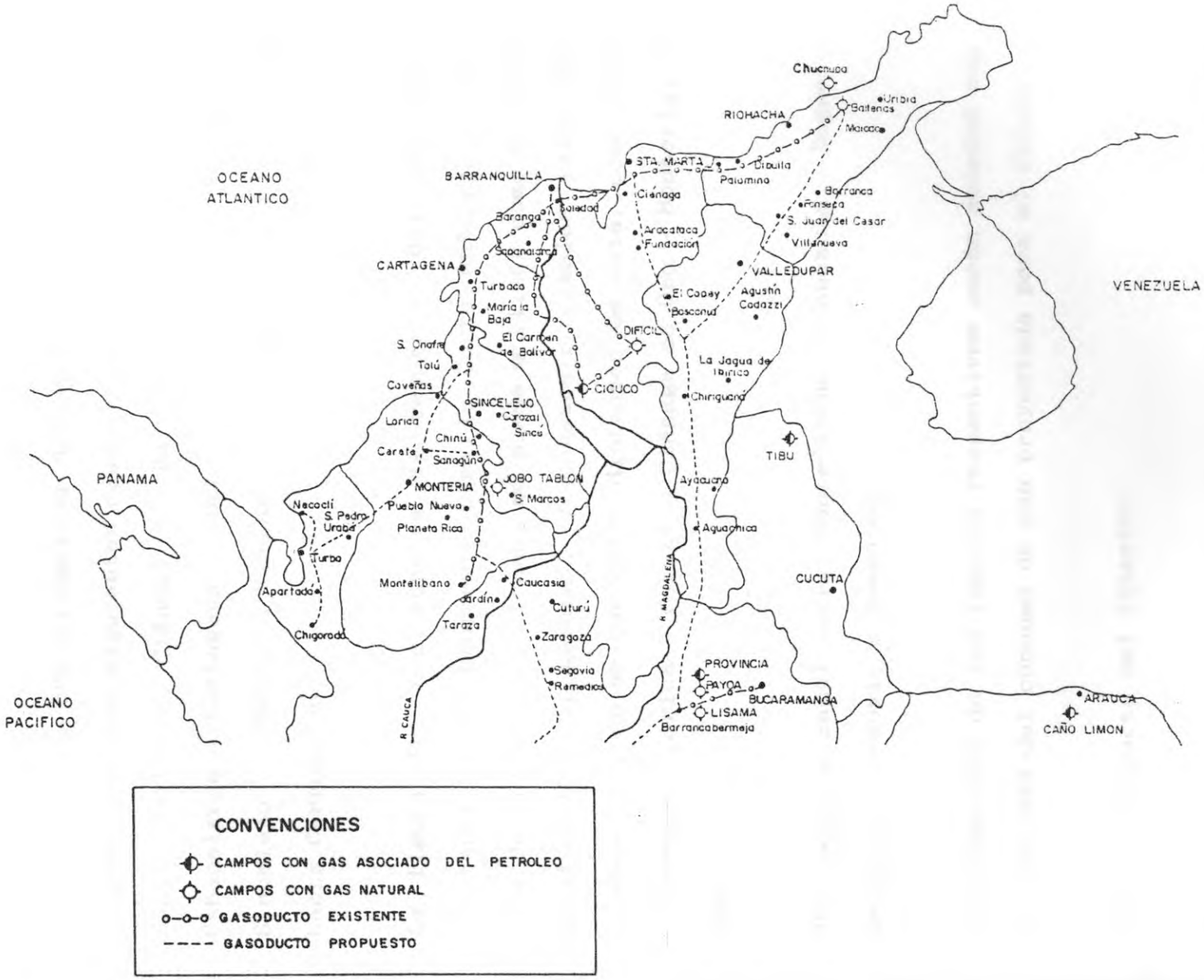


Figura 28. GASODUCTO DE LA COSTA ATLANTICA

Es decir, son 580 kilómetros de recorrido del gasoducto que pasa por las siguientes ciudades y pueblos: Riohacha - Santa Marta - Ciénaga - Barranquilla - Soledad - Sabanalarga - Cartagena - Turbaco - El Carmen - Corozal - Sincelejo - Chinú - Sahagún - Jobo-Tablón, y continúa hasta Cerromatoso.

La figura 28, nos muestra el recorrido del gasoducto existente, y el propuesto para la Costa Atlántica y su zona de influencia, el cual se puede utilizar como tubería de distribución general, y construir ramales para las ciudades y pueblos que estén distantes de ésta, como Tolú - Coveñas - Lorica - Cereté - Ciénaga de Oro - Montería, y Urabá.

Otro posible ramal sería: Montelíbano - Caucasia - Bagre - Zaragoza - Segovia y Remedios.

Los diámetros de los ramales respectivos serán acordes con la cantidad del consumo de gas proyectada para el futuro.

6.1.2 Gasoducto del Interior.

El gasoducto del interior distribuirá el gas en la parte central del país tal como se muestra en la figura 29, y sería una extensión o continuación del gasoducto de la Costa Atlántica, para el interior.

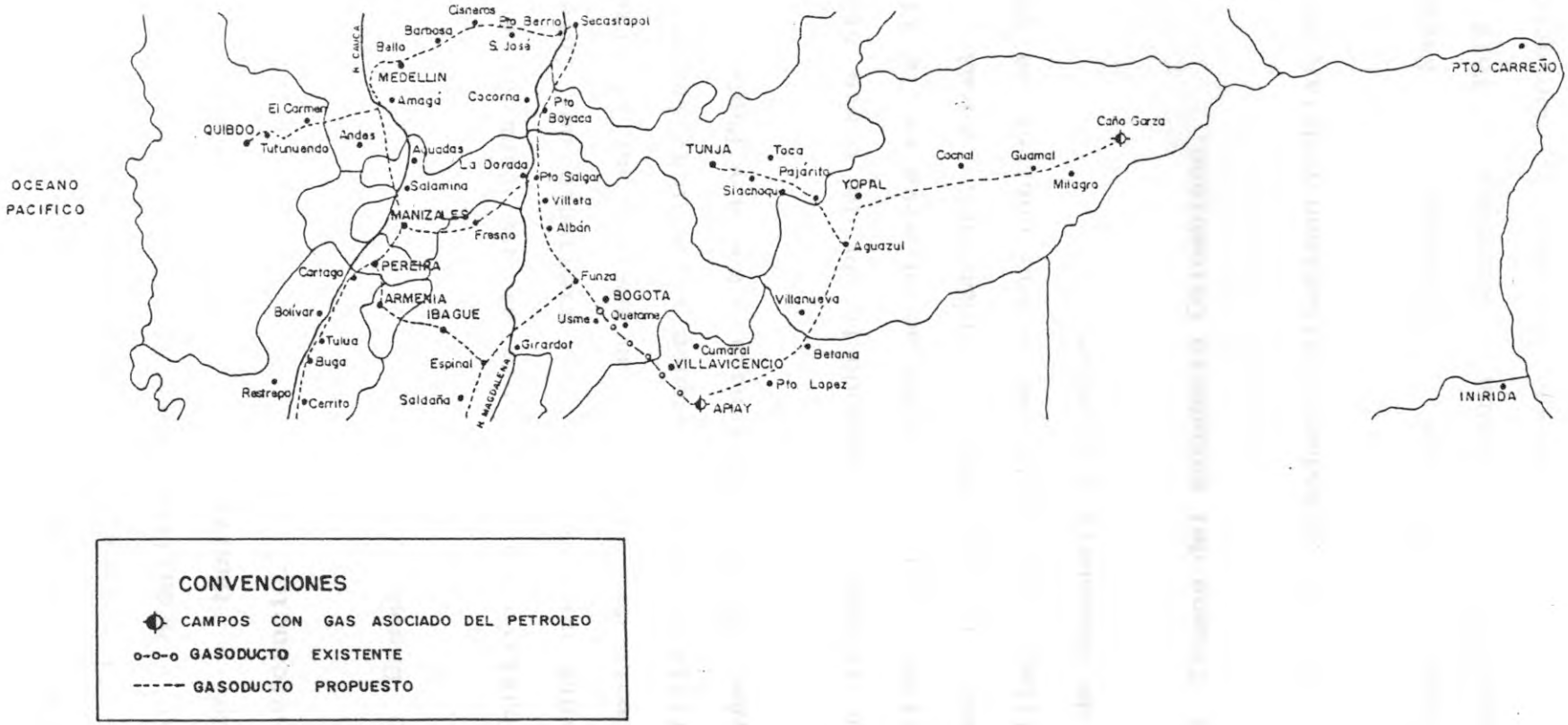


Figura 29. GASODUCTO PARA EL INTERIOR DEL PAIS

Además, el servicio se va a dar de igual forma que en la Costa Atlántica, a la ciudades y pueblos como: Puerto Berrío - Medellín - Bogotá - Tunja -Bucaramanga - Yopal - Quibdó - Manizales - Pereira -Armenia - Ibagué y Villavicencio.

6.1.3 Gasoducto del Sur.

Su objetivo es distribuir el gas para el sur del país, mediante una conexión del gasoducto del interior con el gasoducto del Sur, como se muestra en la figura 30, Este beneficiaría a las ciudades y pueblos, tales como: Cali - Popayán - Neiva - Florencia - Mocoa y Pasto.

Si se integran el gasoducto de la Costa Atlántica, del Interior y del Sur, como se observa en la figura 31, se obtiene un gasoducto Colombiano. Además, puede ser habilitado con facilidad a los centros de producción de gas, de Venezuela y Ecuador.

6.1.4 Tramos del gasoducto Colombiano.

Los tramos del gasoducto Colombiano podrían ser entonces:

Chuchupa - Ballenas - Riohacha - Santa Marta - Barranquilla - Cartagena - Sincelejo - Tolú - Coveñas - Lorica - Cereté - Ciénaga de Oro - Montería - Urabá,

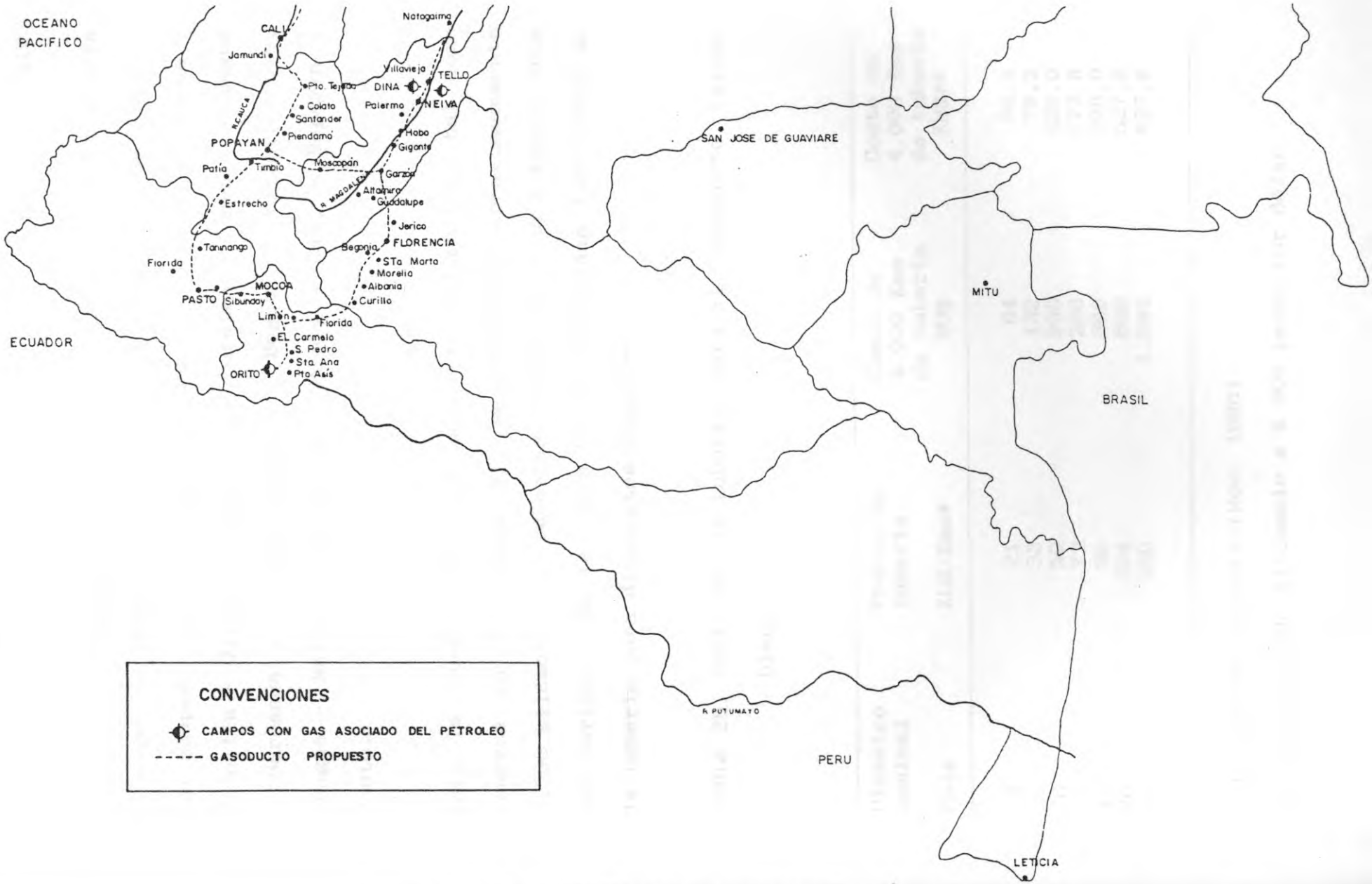


Figura 30. **GASODUCTO PARA EL SUR DEL PAIS**

Sincelejo - Sahagún - Jobo-Tablón - Montelíbano - Caucasia - Bagre - Segovia - Remedios - Cisneros. Ballenas - Valledupar - Barrancabermeja - Puerto Berrío - Cisneros - Medellín - Quibdó - Manizales - Pereira - Armenia - Ibagué - Barranca - Puerto Salgar - Bogotá - Villavicencio, Ibagué - Neiva - Florencia - Mocoa - Cali - Popayán y Pasto.

Para la construcción del gasoducto Colombiano, tal como aparece en la figura 31, se requieren aproximadamente 4.000 kilómetros de tuberías troncales, y su diámetro debe ser variable. En la tabla 25 se determinan los costos de la tubería para diferentes diámetros.

TABLA 25. Costo de la tubería para el gasoducto Colombiano.

Diámetro nominal Pulg	Precio de tubería KU$/Kms*	Costo de 4.000 Kms de tubería MU$	Costo de 4.000 Kms de tubería KM$**
4	21	84	50,4
6	33	132	79,2
8	50	200	120,0
10	72	288	172,8
12	95	380	228,0
20	224	896	537,6
24	260	1.046	627,6

* Precio de tubería (Nov. 1990).

** Considerando el cambio a $ 600 pesos por dólar.

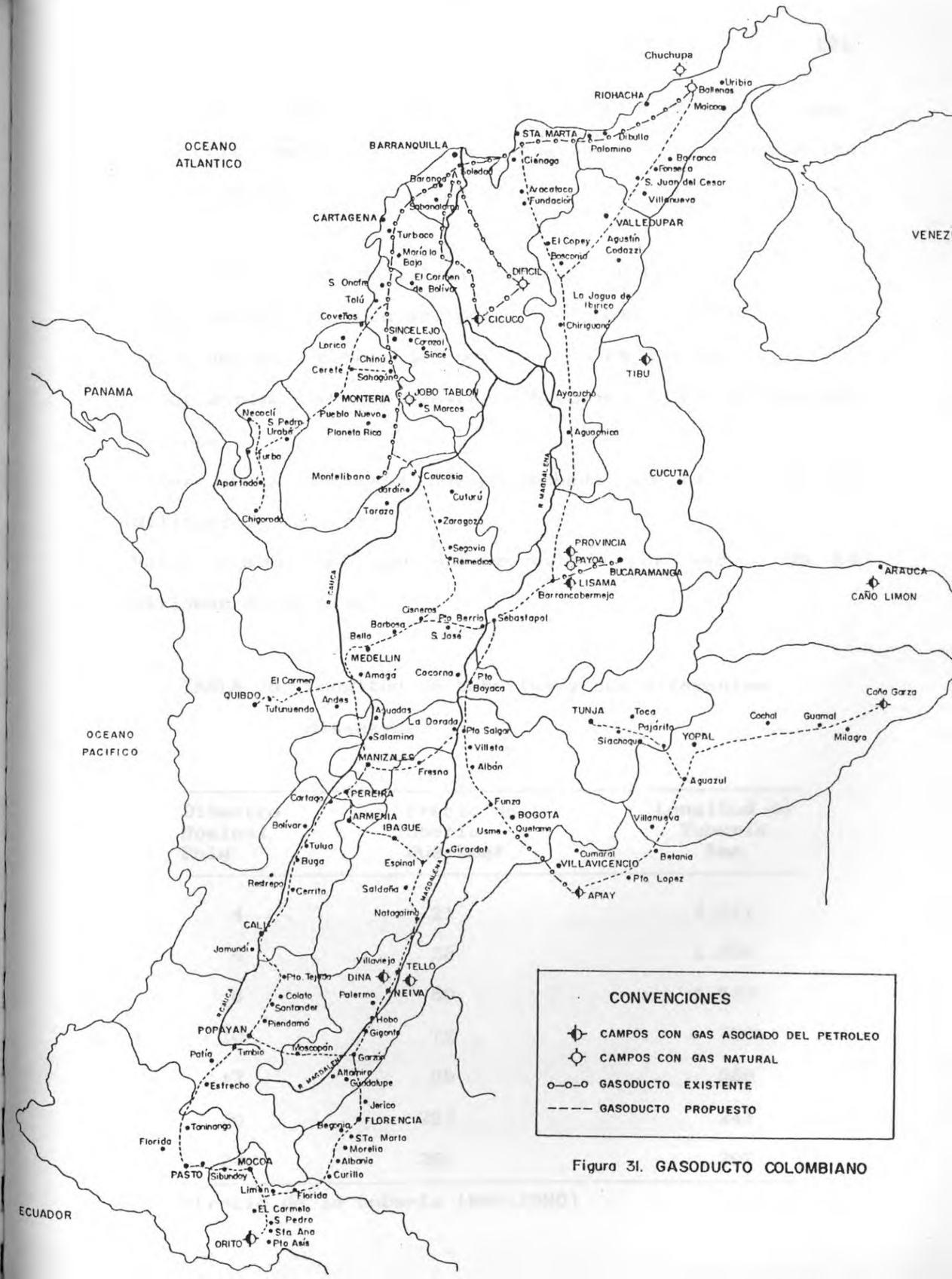


Figura 31. GASODUCTO COLOMBIANO

Con el valor del gas que se está desaprovechando por año, se podría comprar tubería por longitudes aproximadas a las que se muestran en la tabla 26. Considerando lo siguiente:

Gas quemado y botado a la atmósfera = 50 MPCPD

Valor del gas en boca del pozo = U$ 3.0/MBTU

Valor del gas en boca del pozo = U$ 3.0/KPC

Valor mínimo del gas desaprovechado por día = U$ 150.000 dólares

Valor mínimo del gas desaprovechado por mes = U$ 4.5 millones de dólares

Valor mínimo del gas desaprovechado por año = U$ 54 millones de dólares.

TABLA 26. Longitud de tuberías y sus diferentes diámetros.

Diámetro Nominal Pulg	Precio de Tubería KU$/Kms*	Longitud de Tubería Kms
4	21	2.571
6	33	1.636
8	50	1.080
10	72	750
12	95	568
20	224	241
24	260	207

*Precio de la tubería (Nov.1990)

7. POLITICAS DE LOS GOBIERNOS RESPECTO AL GN Y EL GLP

Tratar el tema sobre la política aplicada por los gobiernos a los hidrocarburos (petróleo sus productos y subproductos, gas natural y al gas licuado del petróleo) es un asunto muy extenso y complicado. Por lo tanto, en el presente capítulo se hace referencia, únicamente a la política aplicada al gas natural y al gas licuado del petróleo, que es la materia de este trabajo.

Desde que se empezó a producir petróleo y gas en Colombia en la década del veinte, en los campos petrolíferos de Infantas y de Tibú, al gas no se le dio ninguna utilización y se quemaba en los campos, de igual forma se hizo a través de los años, en los diferentes campos que se fueron descubriendo.

La política de protección para este energético surgió con la expedición de la ley 10 de 1961, que en uno de sus artículos dice "Todo explotador de petróleo, de propiedad privada u oficial, está en la obligación de evitar el desperdicio del gas producido, bien aprovechándolo

industrialmente, confinándolo a los yacimientos para su futura utilización o como fuente de energía, para la máxima recuperación de las reservas de petróleo".

La expedición de la ley anterior redujo un poco la quema de gas en los campos.

En el gobierno del doctor Carlos Lleras Restrepo, mediante la ley 20 de 1969, se establece que el gobierno conceda a Ecopetrol, áreas con muchas posibilidades para encontrar acumulaciones de petróleo, para que las explote en forma directa, o a través de contratos con compañías privadas y con mejores condiciones a las que ofrecía el contrato de concesiones.

Durante el gobierno del doctor Alfonso López Michelsen, con el decreto 2310 de 1974, se abolieron los cantratos de concesiones y se estableció el de asociación, y luego se determinó que, a la exploración y explotación de gas natural y del gas asociado, se le aplicaría el mismo régimen del petróleo.

En los contratos de asociación la compañía interesada hace la inversión por riesgo y cuenta propias en la exploración.

Si el campo es comercialmente explotable, Ecopetrol hace el reembolso del 50% invertido, a la compañía asociada con su cuota de producción; por su parte la compañía asociada, se compromete a informar a Ecopetrol sobre las actividades que desarrolla durante los seis años siguientes. La producción se distribuye así: el 40% para Ecopetrol, 40% para la asociada y 20% en regalías. La duración del contrato es de 22 años, desde el momento en que se empieza a producir comercialmente.

A Ecopetrol, como empresa industrial y comercial del estado, el gobierno le ha asignado todas las actividades de exploración y explotación, y todo lo demás, relacionado con hidrocarburos.

Se ha establecido un sistema mixto: por un lado, Ecopetrol realiza actividades directas, y por el otro, se han definido contratos de asociación con compañías privadas. Esta fue la modalidad que se estableció en 1974, aunque recientemente se han efectuado algunas modificaciones y se han realizado algunos foros petroleros en el país, en los cuales han tenido una gran participación los estamentos Colombianos, tales como: Partidos políticos, Sindicatos, Compañías nacionales y extranjeras, y el Gobierno nacional. En dichos eventos se han tratado aspectos de mucha importancia, tales como: La política sobre hidrocarburos, legislación sobre los recursos naturales,

los contratos de asociación, privatización; situación actual de la industria, perspectivas de Ecopetrol y estado tecnológico.

Con la finalidad de dar una protección a los hidrocarburos se han tomado medidas, como las modificaciones a los contratos de asociación.

Los contratos de asociación fueron elaborados para campos petrolíferos con reservas menores de 10 millones de barriles, de ahí que el contrato no fue adecuado para aplicarlo a los yacimientos de Caño Limón, con reservas recuperables de 1.000 millones de barriles, y por lo tanto, se tuvo que hacer modificar el contrato de asociación, diseñado en 1974, además de incorporar el contrato de riesgo, a los de asociación, se hicieron algunas modificaciones, las cuales están estipuladas en los decretos 2782, de noviembre de 1989, y 1093 de mayo 25 de 1990, los cambios más importantes fueron:

- Contratos de riesgos
- Distribución de Producción Escalonada
- Transferencia de tecnología
- Control Ecológico
- Derechos de Cesión

Es importante tener presente que las modificaciones hechas se aplicarán a los contratos nuevos, o sea, a partir del 28 de noviembre de 1989, con fecha de vigencia del decreto 2782.

Contratos de Riesgos.

El contrato de riesgo apareció con la siguiente modalidad: Ecopetrol adjudica zonas donde se han realizado estudios previos y donde hay alguna seguridad de que se va a encontrar petróleo, además, la empresa estatal puede tomar el 60 por ciento, y la firma extranjera 40 por ciento de la producción.

Distribución de Producción Escalonada.

Después de muchos estudios realizados sobre contratación petrolera en los diferentes países, el gobierno concluyó que, lo más conveniente para el país, es la producción escalonada, pues refleja la situación real del campo y su grado de desarrollo; ya que da un dato puntual, mientras que las reservas están sujetas a un estimativo.

En la forma escalonada escogida, se deduce el 20% de las regalías para la nación, el 80% del resto del petróleo, y del gas equivalente producido en el campo, se reparte de la siguiente forma:

TABLA 27. Distribución escalonada del petróleo y del gas.

Producción Barriles		Ecopetrol %	Asociada %
0	60E6	50	50
60E6+1	90E6	55	45
90E6+1	120E6	60	40
120E+1	150E6	65	35
Más de	150E6+1	70	30

Fuente: Miniminas.

Los gastos realizados en los campos, por Ecopetrol y por la compañía asociada, se rigen también por este escalonamiento. Lo anterior permite a la compañía asociada recuperar el capital invertido, y a Ecopetrol, obtener mayores porcentajes de reservas

Transferencia de Tecnología.

La compañía asociada tiene que hacer la transferencia de tecnología a Ecopetrol, consistente en capacitar al personal en el manejo y conocimiento de la tecnología empleada.

Control Ecológico.

Se tiene obligación por parte de Ecopetrol, y de la asociada, de aplicar un control ambiental y hacer una restauración del medio ambiente, en las áreas donde se realicen las exploraciones y explotaciones respectivas.

Derechos de Cesión.

Con la vigencia del decreto 2782 de 1989, el contrato de asociación establecía un mecanismo de control de cesiones, que únicamente requería el visto bueno de Ecopetrol, para los nuevos contratos. La asociada tiene la posibilidad de ceder o traspasar sus intereses, derechos y obligaciones, en el contrato de asociación, a otra persona, compañía o grupo; pero debe tener el visto bueno del Ministerio de Minas y Energía, y del presidente de Ecopetrol. Este visto bueno no es necesario, cuando las negociaciones se realicen en bolsa o mercado abierto de valores; o si las cesiones o traspasos son resultados de hechos ajenos a la voluntad de la asociada, o cuando las negociaciones se lleven a cabo entre compañías que controlen o dirijan la asociada -o filiales o subsidiarias de éstas- o entre compañías que conformen un mismo grupo económico.

Los contratos de asociación se han incrementado. Hasta fines del año 1989, se habían firmado con Ecopetrol 86, de

los cuales figuraban 70 bajo el sistema de asociación, 15 en participación de riesgos y uno especial. La actividad exploratoria se concentra en las cuencas sedimentarias, en la siguiente proporción, 30% en los Llanos Orientales con contratos vigentes, 20% Valle superior del Magdalena, 17% Valle medio del Magdalena.

El total de compañías petroleras que participan en el país son 48, donde 29 son operadoras y el resto asociadas. Al terminar el año 1989 estaban comprometidas 10,3 millones de hectáreas, bajo diferentes formas de contrato.

Las reservas remanentes de petróleo eran, al 31 de diciembre de 1988, del orden de 2.127,8 millones de barriles, que descendieron a 1.947,2 millones de barriles para el año 1989. En cuanto al gas natural, para el mismo año, fueron del orden de 4.209,6 Giga PC, presentando una disminución de 178,3 Giga PC, con relación al año 1988.

Con respecto al transporte de los hidrocarburos se ha incrementado la construcción de oleoductos y de gasoductos. El gobierno elaboró un programa denominado "Gas para el cambio", con el cual se trata de satisfacer las necesidades de la población con energéticos apropiados y menos costosos.

Se han tenido que hacer algunos reordenamientos jurídicos para la construcción de redes urbanas, los cuales están contenidos en el decreto 609 del 20 de marzo de 1990 y que dice en uno de sus apartes: "Cuando el Ministerio de Minas y Energía considere procedente la construcción de un gasoducto urbano, y Ecopetrol certifique la fuente de suministro de gas natural y el volumen disponible para determinada localidad, dará aviso público de tal propósito con el fin de que se presenten todas las personas naturales o jurídicas, interesadas en participar en el proyecto; el Ministerio indicará la fuente de suministro y, si el gasoducto atenderá además del consumo domiciliario, el consumo industrial, de acuerdo con las reservas estimadas de la fuente.

El Ministerio de Minas y Energía podrá otorgar, libremente en concesión, la construcción y operación de los gasoductos urbanos, a toda persona natural o jurídica, de derecho público, que cumpla los resquisitos exigidos.

Ecopetrol podrá suministrar gas natural, directamente a las industrias o a las termoeléctricas no conectadas a gasoductos urbanos, previa autorización del Ministerio de Minas y Energía."

En el país, hasta el 31 de diciembre de 1989, se hicieron 228.161 instalaciones domiciliarias; en el transporte al

finalizar el mismo año, se tenían ocho estaciones de ventas de GNC: cuatro en Barranquilla, dos en Cartagena, una en Santa Marta y una en Neiva (se tienen proyectos para construir otras). El número de vehículos abastecidos en la misma época, fue de 1.010, con un consumo superior al millón de pies cúbicos por día, de gas natural.

El gas propano se ha venido desplazando del consumo urbano al rural, donde ha sustituido a la leña, al cocinol, y a la electricidad.

Precios de los combustibles y del gas natural.

El precio de los combustibles, generalmente depende de la oferta y la demanda, lo cual está muy relacionado con los problemas que se presenten en la OPEP, y más específicamente, en el medio oriente. En el año 1989 se presentaron oscilaciones en los precios de los combustibles, pero últimamente, con los problemas presentados en el Golfo Pérsico, los precios alcanzaron índices muy altos.

Los diferentes gobiernos de Colombia han venido haciendo unos ajustes a los precios de combustibles, de tal forma que compensen los costos de producción, transporte, refinación y los de importación y distribución de combustibles. En lo que respecta a las tarifas del gas

natural, la institución encargada en fijar los precios al consumidor, es la Junta de Tarifas, por ley 81 de 1988.

En el decreto 700 del 29 de marzo de 1990, se estableció una estructura tarifaria, con base en consideraciones económicas de costos de prestación del servicio. En el sector residencial se estableció un cargo fijo mensual de consumo, donde el cargo fijo depende del estrato socio económico, el cual depende de la clasificación de la vivienda, además de lo anterior se tiene en cuenta:

- Costo de suministro del gas (medios e incrementales)
- Costo de oportunidad de suministro para el usuario
- Costo de oportunidad de sustituto para el país

TABLA 28. Precios del gas natural por sector.

Sector de consumo	(Feb.1990) $/MBTU
Petroquímico	307,00
Industrial	456,50
Residencial	415,00
Transporte	1.602,00

* Precios para entregas en gasoductos troncales

Fuente: Miniminas (Ene. 1990).

Regalías.

En lo que respecta a las regalías, la ley 075 de 1986 estableció que, a partir de enero de 1987, de acuerdo con el contrato de asociación, el 20% de las regalías será distribuido en la siguiente forma: 9,5% para los departamentos, 2,5% para los municipios, y el 8% restante para la nación.

Los programas para el futuro que tiene el gobierno en la utilización del gas natural, se pueden concretar así: se incrementará el consumo residencial y en el parque automotor, en las zonas donde se tenga disponible el gas natural, mediante redes de gas y estaciones de gas, respectivamente.

7.1 POLITICAS DE SUSTITUCION

Cuando se empezó a sustituir el fuel oil por gas natural, fue con el objetivo de ir reemplazando progresivamente los energéticos y combustibles líquidos, que son económicamente más costosos y además, con mayor factiblidad de exportación, por el gas natural.

El fuel oil al ser exportado, le deja al país un ingreso de divisas importantes, que compensa el costo de infraestructura para la distribución y venta del gas

natural (gasoductos, redes de gas, estaciones de gas para vehículos).

En lo que se refiere a la sustitución de otros combustibles líquidos más costosos que el gas natural, como son: la gasolina, el ACPM y el kerosene, al disminuir su importación, se beneficia considerablemente la economía del país, en cuanto a ahorro de divisas se refiere.

8. CONCLUSIONES

- En los campos petrolíferos y de gas natural, se están quemando y botando a la atmósfera, millones de pies cúbicos de gas por día.

- En la Costa Atlántica existe un gasoducto cuyo recorrido va desde el yacimiento de Chuchupa (Guajira) hasta el Jobo-Tablón en Sucre, y corre paralelo a la troncal de la Costa Atlántica, pasando a poca distancia de las ciudades y pueblos más importantes.

- Venezuela posee reservas considerables de gas natural y de gas licuado del petróleo.

- Los países desarrollados, y algunos subdesarrollados, consumen gas natural en forma masiva, especialmente en los sectores, residencial, transporte, y en la industria con excelentes resultados.

- En los países desarrollados se considera la industria del gas natural independiente a la del petróleo.

- Algunos países tienen tecnologías avanzadas en la utilización del gas, en los sectores domiciliarios, transporte, y en la industria, como materia prima.

- En la Costa Atlántica no existe el consumo masivo del gas en los sectores residencial, transporte, y en la industria, como materia prima.

- En Colombia, más del 50% de los hogares urbanos consumen energía eléctrica, para cocer los alimentos y calentar agua.

- Los sectores industrial y comercial están subsidiando el consumo de energía eléctrica al sector residencial.

- El gobierno está recibiendo presiones, por parte de los prestamistas internacionales, para que aumenten las tarifas en el sector eléctrico.

- La deuda en el sector eléctrico es aproximadamente de 5.000 millones de dólares.

- A la clase baja no se le está dando servicio de gas natural en el sector residencial en el país.

- El gas natural, para consumo en el sector residencial, es más barato que los otros energéticos que se están consuminendo actualmente.

- La instalación de redes de gas domiciliario es muy costosa para los estratos de bajos ingresos.

- Los consumos de GN en el sector domiciliario son bajos, por lo tanto, no van a afectar la producción de los yacimientos.

- El consumo del GNC, da ahorro al usuario y divisas para el país.

- El precio de la gasolina es más alto que el del gas natural.

- Un galón de gasolina es equivalente a 100 pies cúbicos de gas y a 2,83 metros cúbicos GNC.

- El gas natural, como combustible en los vehículos, da un óptimo encendido y marcha a cualquier temperatura, debido a la mejor mezcla con el aire durante la combustión (número de octano 130), por lo tanto, no hay contaminación en el carburador ni en el aceite, aumentando el ciclo de cambio en el aceite de 3.000 kilómetros con gasolina a 10.000 kilómetros con el GNC.

- Incremento en la vida útil del motor en un 100%, y mayor duración en la bujía.

- Disminución de la contaminación ambiental por reducción en emisiones de monóxido de carbono, bióxido de carbono, óxidos de nitrógeno. Los óxidos de plomo no se presentan en esta combustión.

- El gas natural es 10 veces más seguro que la gasolina y 50 veces más seguro que el propano.

- En algunos países como Brasil, existe una tarifa única para los combustibles, en el sector del transporte.

- El uso del GNC se está haciendo en forma aislada.

- Se presenta un alto costo de inversión para la conversión de los vehículos a GNC.

- La construcción de las estaciones para GNC son muy costosas.

- También hay un incremento en el peso del vehículo y reducción del espacio, por las instalaciones de los cilindros de almacenamiento.

- Reducción en la potencia del vehículo en un 10%, en las pendientes inclinadas.

- Las experiencias del uso del GNC en Barranquilla, Neiva y Bucaramanga, han demostrado grandes beneficios para los usuarios y para la región.

- El sistema dual trabaja perfectamente con gasolina y gas natural. Además, se puede hacer el cambio de combustible desde el tablero de control, con el vehículo en marcha, lo cual es cómodo para el usuario.

- Transformar una energía primaria en otra forma de energía implica, en algunos casos, grandes inversiones y se pierde gran cantidad de energía.

- La utilización del gas natural consumido en las termoeléctricas de la Costa Atlántica es considerable y su utilización como combustible es inadecuada.

- El subsidio que está dando Ecopetrol al gas consumido en las termoeléctricas de la Costa Atlántica, no refleja los beneficios en los usuarios, ya que la energía eléctrica es muy costosa.

- El consumo del gas natural en el sector petroquímico es muy bajo.

- El país tiene que importar más del 75% de los fertilizantes que consume.

- Las políticas aplicadas por los gobiernos en Colombia para el desarrollo, el planeamiento y la utilización del gas, son poco adecuadas; ya que con éste, no se están satisfaciendo las necesidades prioritarias, entre las cuales tenemos los requerimientos de las clases de bajos ingresos, que no tienen el servicio de gas natural. Actualmente se está usando, en forma parcial y aislada, en el sector del transporte. El consumo en las termoeléctricas es considerable, y muy bajo en el sector petroquímico.

9. RECOMENDACIONES

- El país posee importantes reservas de gas natural y de gas asociado del petróleo, los cuales deben ser aprovechados tal como se está haciendo en algunos países desarrollados y subdesarrollados.

- Se debe masificar la utilización del gas natural y del gas asociado del petróleo, en los sectores residenciales, transporte y como materia prima en la industria; con lo anterior, se va a dar un aprovechamiento adecuado a estos gases de los hidrocarburos, de los cuales se están quemando y botando a la atmósfera millones de pies cúbicos por día.

- Venezuela posee reservas considerables de gas natural y de gas asociado del petróleo y, en el futuro, se pueden hacer negociaciones de compra o intercambio con este país.

- La sustitución de energía eléctrica por gas natural en el sector domiciliario, representará, para el sector eléctrico, importantes ingresos, aplazamiento en

inversiones y una disminución de un 30 al 50 por ciento, en la factura energética para los usuarios.

- Que la pequeña industria (casera) consuma gas como combustible, y la mediana y grande, lo utilicen como materia prima.

- El costo del gas es bajo cuando se distribuye a través de redes, se debe estimular las construcciones donde se justifique, e incentivar el consumo del gas licuado del petróleo, en las áreas rurales.

- El objetivo del gasoducto Colombiano es recolectar y llevar el gas, desde los grandes centros de producción de gas natural y del gas asociado del petróleo, a los grandes centros de consumo de energía eléctrica en el sector residencial, de gasolina y A.C.P.M., en el transporte, y como materia prima para la industria, en las ciudades de Medellín, Cali , Bogotá y ciudades intermedias.

- El gasoducto Colombiano es un proyecto que se debe realizar a largo plazo y hacerlo por etapas, primero el de la Costa Altántica, luego el del Interior, y por último el del Sur del país.

- El gasoducto Colombiano es un obra de vital importancia para los futuros descubrimientos de gas natural y gas asociado del petróleo.

- El gobierno debe estimular y subsidiar, si es posible, la transformación de los motores de gasolina y diesel, a gas natural o sistema dual.

- Las ensambladoras deben incorporar al mercado, taxis, camionetas y buses con sistema GNC, o el sistema dual.

- Ecopetrol debe poner a funcionar todos los vehículos que le sean posibles con GNC o sistema dual, lo cual representará un ahorro en la importación de gasolina y un ejemplo para las otras empresas.

- Se pueden construir estaciones de servicio de gas en las ciudades, pueblos y en las carreteras, de tal forma que los vehículos puedan desplazarse, a grandes distancias, consumiendo GNC.

- En algunas regiones de Colombia los vehículos pueden consumir en un 100% gas natural, y en otras regiones, usar el sistema dual.

- La economía Colombiana depende, en gran parte, de la agricultura, y principalmente del café. Es muy importante,

por lo tanto, la construcción de una planta de amoniaco-urea, para obtener los fertilizantes necesarios para satisfacer la demanda y sustituir las importaciones.

- De acuerdo con las políticas de descentralización, el área de Palomino resulta atractiva, siempre y cuando se haga un complejo petroquímico (plantas de Amoniaco-urea, hierro-esponja, metanol).

- De acuerdo con las necesidades del país se puede decir que, los proyectos prioritarios son: Plantas de amoniaco-urea, hierro-esponja y metanol.

- Las ciudades que no tengan sustitutos de la energía eléctrica, ni servicio de gas natural, es muy importante hacerles estudios para el uso, a largo plazo, del gas natural, lo cual, se puede realizar con encuestas de consumos en los sectores residencial, transporte e industria como materia prima; y por medio de modelos de simulación, predecir el comportamiento de los precios.

- Lo más conveniente para el país, sería que el gobierno rescatara estos proyectos, que han sido abandonados, y hacerlos una realidad. De tal forma que elabore una estrategia en la utilización del gas, en el sector industrial, como materia prima; y de esta forma, satisfacer la demanda nacional y exportar los excedentes.

Debería pues, el gobierno:

- Hacer cumplir los artículos 89, 90, 91, 92, 93, del decreto 1895 de 1973, los cuales son muy importantes para la conservación y utilización del gas natural y del gas asociado del petróleo.

- Encomendar a una sola institución el manejo del gas natural y del gas asociado del petróleo, la cual debe encargarse de hacer estudios de reservas, transportes, distribución, almacenamiento, proyectos y todo lo demás relacionado con este recurso.

- Modificar la ley que estableció, que a la exploración y explotación del gas natural y gas asociado del petróleo, se le aplicaría el mismo régimen del petróleo; ya que el gas, a diferencia del petróleo, no es fácilmente transportable o comerciable en los mercados nacionales e internacionales; y no se puede almacenar fácilmente una vez producido, sino que hay que consumirlo.

- Diseñar un buen plan de desarrollo, planeamiento e infraestructura, para la utilización de las reservas actuales y futuras.

- La institución encargada en el manejo del gas, debe estimular su uso y dar educación a los usuarios sobre su conservación y utilización.

- Estudiar sistemáticamente el mercado para el gas, como parte de un estudio periódico sobre la energía, y evaluar el alcance de los costos que serían aceptables para grupos de consumidores.

- Ofrecer una política clara y a largo plazo, tanto al productor como al consumidor, asociándola al valor de la fuente de energía que se va a desplazar, y planificar la utilización de la energía desplazada.

- Hacer proyecciones de la oferta y la demanda, comparando distintos planes de factibilidades técnicas, económicas y políticas, a largo plazo, que afecten a los otros proyectos energéticos.

- Crear empresas en el país, que fabriquen todo el material que se utilice en los diferentes usos del gas; y el material que sea importado, debe ser exento de impuestos.

- Diferenciar el precio del gas natural, obtenido de yacimientos de gas seco, de los gases obtenidos de los

yacimientos de gas asociado del petroleo, tales como: metano, etano, propano, butano.

- Estudiar la posibilidad de unificar el precio de los gases de los hidrocarburos, para las diferentes regiones del país.

BIBLIOGRAFIA

ACOSTA MEDINA, Almilcar. El gasoducto Central "Propósito o Despropósito Oficial". Bogotá, Oct. 1988 27p.

APROVECHAMIENTO DEL Petróleo y del Gas natural. Servicios públicos y desarrollo nacional. Westport. Vol. 24. No 4. May. 1977, pp. 52-56.

BARAQUE A., José. Los fertilizantes en Colombia, Síntesis económica, Bogotá, Mar. 1989, pp. 13-17.

BARAQUE A., José. Los fertilizantes químicos. Síntesis económica, Bogotá, Sep. 1989, pp. 7-9.

BARNETT HIDALGO, Raúl. Incidencia del gas natural en la industria de fertilizantes; AGEMPET, No 12, Medellín, Ene. 1982, pp. 55-85.

BLANCO PENALBA, J.A.; ARRACO MOLINEDO, R.; ORTEGA ROJO, L.J. Utilización del gas natural en la obtención de prerreducidos. Ingeniería química. May. 1979, pp. 49-65.

BRADLEY, J.R.; ROBISON, I.J. and SHDDEN I.W. Methanol as gasoline Suplement, Melbourne, Davy Powers Co., Nov. 1977, 28p.

BRUGMAN MIRAMON, Alberto. Perspectivas sobre el aprovechamiento del gas natural de la Costa Atlántica, Bogotá . 1988, 70p.

CAMPBELL, J.M. Gas conditioning and Processing, Second Edition, The Petroleum Publishing campany, Tulsa, Oklahoma, U.S.A. 1970, 59p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Memorias al Congreso Nacional. Bogotá. 1988-1990.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Código de petróleos y recopilación de las normas que lo adicionan. Jul. Bogotá, 1990, 846p.

CRAF, B.C. and HOWKINS, M.F.Jr. Ingeniería aplicada de los yacimientos petrolíferos, Editorial Tecnos, Madrid, España (Applied Petroleum Reservoir Engineering), Prentice-Hall, INC., 1959, 650p.

DAVY POWER GAS Ltd. Metanol, London publication No 3-14274, 1974, 28p.

ECHAVARRIA, F. Propasol for methanol production from barge-mounted plants in the Guajira-Colombia, Trabajo preparado por el profesor S.S. Morsden, Petroleum Engineering Departament, standford University, jun 1. 1982, 12p.

THE IMPERIAL Chemical Industries (ICI)., Low pressure methanol process. Sin ed. Lakeland, Florida, Davy Powers inc. 1974, 8p.

El GAS NATURAL proyectos de utilización en Colombia, Boletín informativo CIIP, Bogotá, vol.29, No 8, Ago-Dic. 1980, pp. 3-8.

EL USO DEL GAS NATURAL en la producción de hierro. Ingeniería quimica. Vol. 13. No 144. Mar. 1981, pp. 65-70.

ENGINEERING DATA BOOK., Natural Gas Processores Suppliers Association, NGPSA, 1982 First Place, 5th, & Boston, Tulsa, Oklahoma 74103 Ninth Edition, 1972, pp. 16-29.

ESTUDIO NACIONAL DE ENERGIA. Departamento Nal. de Planeación, Miniminas y Energía. Bogota. 1982, 663p.

FERROMINERA S.A. Bases para definir la localización de la planta de reducción directa. Bogotá, 1979, 26p.

FERROMINERA S.A. Informaciones previas y programación de los esquemas alternativos. Bogotá, Feb. 1978, 60p.

FERROMINERA S.A. Informaciones complementarias para facilidades de infraestructura de las soluciones a gas. Bogotá, jun. 1978, 51p.

FERROMINERA S.A. Feasibility study on direct reduction plant. First stoge Report. Dusseldorf. Mar. 1978. 235p.

FERROMINERA S.A., Feasibility study on direct reduction plant, intermediate stoge Report. Vol. 3, Dusseldorf. Sept. 1978, 60p.

GRAN ENCICLOPEDIA DEL MUNDO DURVAN S.A. Producción, transporte y almacenamiento de gas. Ediciones Bilbao, No. 9 1973, pp. 283-284.

HERNARD JR., R. J. and NIMMO, N.M. Present Methanol Manufacturing costs and economics using the ICI process, Aiche 64 The National Meeting, New orleans, U.S.A, Mar. 1969, 15p.

ISAZA D.F., José; CARDENAS S.A., Víctor; REVEIZ R., Edgar. Aplicación de un modelo de localización industrial a la utilización del gas de la Guajira; Revista de Planeación y desarrollo, Vol. 3, No 3, Sep-Dic. 1976, pp. 65-104.

KATZ, D.L. y et al. Handbook of Natural Gas Engineering, Macgraw Book company, INC., 1959.

LEORNED, S. Transporte de Gas Natural "The Science of Petroleum", Vol. I, Oxford University Press, Nueva York 1938.

LEPINSKI, A.J. The Accar system and its application to direct reduction of iron ores. Iron and steel engineer. Dec. 1980, pp. 25-31.

LONDOÑO ARANGO, Jairo. El Gas, La Bonanza energética de Colombia. Revista Javeriana. Bogotá, No. 539. Oct. 1987, pp. 721-734.

MARCIAS J. MARTINEZ. Cálculo de tuberías y redes de gas, Maracaibo, Ene. 1979, 238p.

MARTIN, W.F. Determining Gas Flow by use of CHart, Petroleum Eng. Feb. 1945, pp. 124-130.

MCKETTA, J.J. Encyclopedia of CHemical Processing and design, vol. 3, Ammonia. 1977, pp. 256-278.

MEJIA MILLAN y PERRY ltda. y FEDESARROLLO. Transporte y distribución de fertilizantes en Colombia; Revista de planeación y desarrollo; Vol. 16, No. 4, Dic. 1984. pp. 6-68.

PLANTA PARA producción de Metanol. Bogotá, Foster Wheeler Andina. 1978, 15p.

MEISEL, C.L. et al. Gasoline from methanol in on step. Chemical Technoloy, vol. 6, Feb 1976, pp. 86-89.

MEISSNER, C.D. y WATTESON, S.R. Inovaciones en la tecnología de reducción directa. Servicios públicos y desarrollo nacional. Westport. No. 23 (8). Oct.1976, pp. 26-28.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA. Código de petróleos y recopilación de las normas que lo adicionan. Editorial Nacional . Jul. 1990, 846p.