

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

GAS NATURAL EN COLOMBIA

1972

333.8233

D8129

EJ.1

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS
-OFICINA DE PLANEACION-

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINAS Y PETROLEOS
OFICINA DE PLANEACION

EL GAS NATURAL EN COLOMBIA

FRANCISCO GALAYAR GONZALEZ
INGENIERO DE MINAS

JABO DE PLADOS
1972
Oficina de Planeación

Bogotá D. E. , Noviembre de 1972

Elaborado por: JABO DUARTE BLANCO
Diseñador
Oficina de Planeación

REPUBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y PETROLEOS
-OFICINA DE PLANEACION-

RAFAEL CAICEDO ESPINOSA
Ministro

JOSE MARIA CORDOBA PEREZ
Vice-Ministro -Encargado-

ROMULO SALAZAR QUIÑONES
Secretario General

CARLOS PRADOS
Jefe
Oficina de Planeación

Elaborado por: JAIRO DUARTE BLANCO
Economista
Oficina de Planeación

I N D I C E

	<u>Página</u>
I - EL GAS NATURAL	3
1. - Generalidades	3
2. - La Petroquímica	5
3. - El Gas como Generador de Energía	6
4. - Localización Geográfica del Gas Natural	7
II - PRODUCCION	8
1. - Factores que determinan la Producción	12
1. 1- Reservas	14
1. 2- Costos de Producción	15
2. - Gas Inyectado y Quemado	16
III - MERCADO DE GAS	17
1. - La Petroquímica	17
2. - El Gas como Materia Prima en la Petroquímica	20
3. - Demanda	21
IV - RESUMEN Y CONCLUSION	22

EL GAS NATURAL EN COLOMBIA

I - EL GAS NATURAL

1. - Generalidades

Hasta hace algunos años la industria colombiana consideraba el gas natural como un subproducto del petróleo sin mayor importancia. Pero si se observa el avance técnico-científico en su utilización, especialmente en la última década, se puede derivar de allí la importancia que tiene como materia prima de la industria petroquímica, generador de electricidad y combustible, como factor directo del desarrollo económico.

El valor bruto de la producción de gas natural seco que se utiliza para fines industriales, se puede estimar aproximadamente para 1971 en 149.8 millones de pesos. Si todo el gas seco producido se hubiera utilizado en la industria, ese valor bruto se elevaría a 261.0 millones de pesos, aproximadamente. El valor bruto de la producción de petróleo en 1971 fué de 2.744.0 millones de pesos aproximadamente y el de la de carbón de 103.6 millones.

El gas utilizado industrialmente es el seco de yacimiento y el seco residual que resulta del tratamiento en planta del húmedo. El primero tiene la característica de poseer un alto porcentaje de metano, siendo utilizado más que todo para la industria petroquímica, y el segundo, por su alto poder calorífico se utiliza para generar electricidad.

El gas seco de yacimiento tiene la facilidad de no requerir planta de tratamiento, la cual sí es necesaria para el gas húmedo con el fin de obtener los productos líquidos.

La utilización del gas seco como combustible reemplaza con múltiples ventajas al ACPM por su eficiencia, por la reducción de los gastos de mantenimiento de la maquinaria y equipos industriales, debido a su limpieza al quemarse y a la facilidad de su manejo.

Como materia prima petroquímica el gas seco se utiliza para la elaboración de variados productos, entre ellos los siguientes: amoníaco, úrea, negro de humo, ácido nítrico, formaldehído, etc. El amoníaco es la base para la producción de fertilizantes.

La utilización del gas natural adquiere mayor importancia con la expedición de la Ley 10 de 1961 cuyo artículo 14 dispone que "todo explotador de petróleo de propiedad privada o nacional, está en la obligación de evitar el desperdicio del gas producido bien aprovechándolo industrialmente, o confinándolo a los yacimientos para su futura utilización, o como fuente de energía para la máxima recuperación de las reservas de petróleo..." El cumplimiento de esta disposición se vio favorecida por el auge de la industria petroquímica y de la generación de electricidad en base a gas que absorbe la totalidad del gas seco ofrecido en venta.

2. - La Petroquímica

La petroquímica es una rama de la gran industria química que utiliza como materias primas productos derivados del petróleo o del gas natural. Por ser una industria básica, la petroquímica tiene un gran poder inductor de inversiones, como ocurre en todas las industrias llamadas básicas o pesadas.

Como es bien sabido, el petróleo se encuentra predominantemente en los países insuficientemente desarrollados, que están ha-

ciendo grandes esfuerzos para utilizar este recurso natural no renovable mediante el desarrollo de las industrias de refinación y petroquímica.

3. - El Gas como Generador de Energía

En la actualidad la generación de energía eléctrica en el país se hace, principalmente, en base a tres fuentes: la fuerza hidráulica, el diesel y el gas. En la región de Norte de Santander y de la Costa Atlántica, la generación de energía eléctrica se hace en buena parte basada en gas. En estas regiones las principales insumidoras son las electrificadoras de Córdoba, Atlántico y Bolívar, y la Termoeléctrica de Tibú.

El valor bruto de la generación eléctrica en base a gas seco, alcanzó en 1971 162,7 millones de pesos aproximadamente.

La generación en miles de Kilo vatios-hora en la región del norte y oriente del país en el año de 1971, fué de 1.711.719,7, de los cuales correspondieron 581.377,0 a generación en base a gas, es decir, 34,0% del total generado para esas regiones. ^{1/}

1/ Sección de Estadística del Inst. Colomb. de Energía Eléctrica.

4. - Localización Geográfica del Gas Natural

En la región de la Costa Atlántica se encuentran los gases de Cicuco (Bolívar) y El Difícil (Magdalena), los cuales son tratados en sus respectivas plantas para obtener propano, gasolina natural y butano, y el gas seco residual de uso industrial resultante es enviado para el consumo a Barranquilla.

En cuanto al gas seco de yacimiento (no asociado con el petróleo) se encuentran los de Jobo-Tablón, Chinú, Córdoba, Violo (Bolívar), La Mocha, Los Alpes (Magdalena). Este gas es todo de uso industrial por su alto contenido de metano.

En la región del Catatumbo se encuentra el gas húmedo de la Concesión Barco, el cual es tratado en su planta y su uso industrial es para generar energía en Tibú. El gas de la Concesión Zulia se utiliza en un 38% para el mismo fin y más de la mitad se quema. En esta región no hay gas seco de yacimiento.

En la región del Putumayo y Alto Magdalena se encuentra el gas húmedo proveniente de la Concesión Orito, el cual no se ha podi

do utilizar industrialmente por su alto contenido de bióxido de carbono.

En la región del Valle Medio del Magdalena solo hay gas húmedo (asociado con el petróleo) en los campos de Payoa, De Mares y Provincia.

II - PRODUCCION

La producción de gas natural la podemos dividir en seco de yacimiento y húmedo (asociado con el petróleo), Para la industria se utilizan ambos, aunque el segundo sólo después de procesado en planta con el fin de extraerle productos líquidos como el propano, butano y gasolina natural. En la Tabla No. 1 se aprecia la producción por separado de las dos clases de gas y el volumen consumido en la industria y otros usos.

Como se puede apreciar en la Tabla No. 1, durante el período 1959-1964 la producción creció en forma lenta; a partir de esta fecha se observan incrementos más considerables debido a que entraron en explotación las Concesiones de Jobo-Tablón de la Compañía San An--

T A B L A No. 1
 PRODUCCION Y USO DE GAS NATURAL 1959-1971 - (M. P. C.)

Año	Producción Total	Produc. Seco de Yacimiento	Producción Húmedo	Tratado en Plantas	Transformado	Inyectado	Industria	Usado en Campos	Quemado
1959	83.720.096	5.821	83.714.275	31.611.885	3.314.699	8.058.416	-	10.391.084	61.955.897
1960	82.562.325	21.705	82.540.620	28.725.320	4.033.888	5.864.426	-	10.224.540	62.439.471
1961	78.774.741	9.955	78.764.786	27.665.881	3.809.628	4.901.012	-	11.030.592	59.164.100
1962	78.424.242	971	78.423.271	31.106.852	4.040.836	4.352.365	4.286.322	8.995.460	53.162.340
1963	82.978.687	1.321	82.977.366	32.269.941	1.117.894	5.489.579	7.204.608	8.920.932	52.710.101
1964	84.686.971	602	84.686.369	41.990.817	3.342.680	10.776.903	11.289.833	12.286.526	46.991.029
1965	93.822.713	2.259.595	91.563.118	41.168.100	2.832.497	28.086.236	14.912.352	13.993.539	33.751.917
1966	98.075.229	5.622.684	92.452.545	47.223.098	2.498.865	34.673.283	18.546.053	14.925.884	27.431.144
1967	99.920.068	8.943.748	90.976.320	62.550.465	3.360.560	39.177.659	21.026.153	16.253.600	20.102.096
1968	95.357.256	11.061.050	84.296.206	66.159.445	4.491.338	36.833.330	22.677.178	15.570.406	15.785.004
1969	103.221.716	10.955.140	92.266.576	68.844.348	4.091.846	35.008.588	30.717.651	12.369.909	21.694.436
1970	104.894.376	10.294.426	94.599.950	68.210.815	4.307.018	33.056.303	34.016.306	13.391.323	20.123.426
1971	111.551.584	9.702.797	101.848.787	69.586.518	4.345.649	33.074.704	37.440.271	13.362.760	23.328.200

NOTA: Memorias del Ministro de Minas y Petróleos 1959-71.

drés Development Co. y Sampués de la Magdalena Oil Co. en 1965 y la Concesión de Orito en el Putumayo en 1968. El crecimiento en 1971 respecto de 1959 ha sido de 33.2%. La producción de gas seco de yacimiento en 1971 representó el 8.7% del total y su aprovechamiento para uso industrial es casi del 100%.

En la misma Tabla No. 1 se aprecia el considerable aumento que han tenido los volúmenes de gas tratado en planta, incremento que sobrepasa el 100% en los 13 años considerados y como resultado de la mayor capacidad de tratamiento instalada. Por el contrario el gas transformado en productos líquidos (propano, butano y gasolina natural) ha tenido un incremento relativamente bajo en 1971 respecto de 1959, el 31.1%, como consecuencia de problemas técnicos en su obtención y a la calidad misma del gas.

En 1959, se encontraban funcionando las plantas de Tibú, de La Colpet y la de El Centro de Ecopetrol, en 1962 entró a operar la planta de Cicuco de la Colpet, en 1964 la planta de El Difícil de la Antex Oil and Gas Co., en 1966 la de Payoa de Ecopetrol-Cities Service, en 1967 la de Provincia de la Sinclair and B.P. y en 1970 en-

tró en operación una nueva planta de la Antex Oil and Gas Co. en el Campo de El Difícil. Esta mayor capacidad para procesar gas explica el comportamiento que ha tenido la serie.

En la Tabla No. 2 puede observarse como ha variado el total de la capacidad instalada de tratamiento:

TABLA No. 2
CAPACIDAD INSTALADA

Años	Capacidad Instalada Acumulada (MPC)	Indice Capacidad Instalada
1959	32.850.000	100
1962	43.800.000	133
1964	59.925.000	182
1966	69.350.000	211
1967	79.205.000	241
1970	88.330.000	268

En la actualidad la capacidad instalada para tratar gas es de 88,3 millones de MPC anual. El volumen de gas procesado en 1971 fué de 69,6 millones de MPC, lo cual representa una utilización del 78,8%. En los últimos años el incremento del gas tratado ha sido de creciente, debido a que la disminución de los volúmenes procesados en las plantas de Tibú y El Centro, principalmente, han contra

reestado los incrementos de los volúmenes tratados por las otras plantas, especialmente de las de Provincia y Payoa. ^{1/}

1. - Factores que Determinan la Producción

Se mencionarán las explotaciones de gas seco de yacimiento y de gas húmedo asociado con el petróleo. No se menciona la producción de las compañías que no tienen planta de tratamiento, que por ser tan reducida y dispersa no justifica la instalación de plantas de tratamiento ni de gasoductos para su transporte.

TABLA No. 3
PRODUCCION DE GAS HUMEDO POR COMPAÑIAS
(MPC)

Años	Ecopetrol	Colpet	Antex Oil & Gas Co.	Sinclair & B.P.	Total
1959	17,893,203	34,385,229	9,680,850	-.-	61,959,282
1960	18,371,026	35,783,791	8,633,250	-.-	62,788,067
1961	17,657,433	36,639,671	8,391,713	-.-	62,688,817
1962	16,915,154	37,571,507	8,488,427	998,894	63,973,982
1963	26,682,898	29,374,965	7,763,965	8,064,246	71,885,805
1964	32,506,177	24,718,711	8,212,835	10,063,683	75,501,406
1965	32,511,866	19,340,716	8,619,710	17,970,774	78,443,066
1966	34,400,693	18,738,163	7,599,997	17,397,170	78,136,023
1967	33,945,193	16,331,900	8,498,743	18,016,647	76,792,483

^{1/}Memoria del Ministro de Minas y Petróleos 1971 - Tomo I.

<u>Años</u>	<u>Ecopetrol</u>	<u>Colpet</u>	<u>Antex Oil & Gas Co.</u>	<u>Sinclair & B.P.</u>	<u>Total</u>
1968	30,933,044	15,258,777	8,207,256	17,335,729	71,734,806
1969	30,349,255	14,249,498	8,923,917	18,778,129	72,300,799
1970	33,443,195	13,895,657	8,582,271	19,361,384	75,282,507
1971	34,129,692	11,001,003	11,494,777	21,899,040	78,524,512

FUENTE: Memoria del Ministro de Minas y Petróleos 1959-71.

La producción de Ecopetrol en 1971 representa el 43.5% del total de la producción de las compañías que tienen planta de tratamiento. A partir de 1964 registró aumento considerable debido a la inclusión del campo Payoa. La producción de la Colpet en el mismo año (14% del total) también señala un continuo descenso; la de la Antex presenta una tendencia más o menos constante con un aumento en 1971, lo mismo que la de Sinclair.

A continuación se aprecia la producción de gas seco de yacimiento por compañías:

TABLA No. 4
PRODUCCION DE GAS SECO DE YACIMIENTO POR COMPAÑIAS
(MPC)

<u>Años</u>	<u>Colpet Violo</u>	<u>Texas Mocha y Alpes</u>	<u>San Andrés y Magdalena - Jobo-Tablón y Sampués</u>	<u>Total</u>
1959	5,821	-	-	5,821

Años	Colpet Violo	Texas Mocha y Alpes	San Andrés y Mag- dalena - Jobo-Ta-- blón y Sampués	Total
1960	21.705	- . -	- . -	21.705
1961	9.955	- . -	- . -	9.955
1962	971	- . -	- . -	971
1963	1.321	- . -	- . -	1.321
1964	602	- . -	- . -	602
1965	476	- . -	2.259.119	2.259.595
1966	- . -	454.581	5.168.103	5.622.684
1967	- . -	1.316.445	7.627.303	8.943.748
1968	1.379.311	1.930.251	7.751.488	11.061.050
1969	819.317	1.076.900	9.058.923	10.955.140
1970	473.057	264.057	9.557.312	10.294.426
1971	17.295	103.179	9.582.323	9.702.797

FUENTE: Memorias del Ministro de Minas y Petróleos 1959-71.

A partir de 1965 adquiere importancia la producción de gas seco de yacimiento, fecha en que entró a producir la compañía San Andrés Development correspondiendole el 90% aproximadamente.

1.1- Reservas

Las reservas probadas de gas natural hasta Diciembre 31 de 1971 eran de 1.831 miles de millones de pies cúbicos ^{1/}, distribuidos así: Valle Medio del Magdalena 73.2%, Bajo Magdalena 19.8%,

^{1/} Memoria del Ministro de Minas y Petróleos 1971.

Alto Magdalena y Putumayo 5.5% y región del Catatumbo el 1.5%. De estas reservas, el 70% se estima que corresponden a gas asociado con el petróleo.

Conviene aclarar que convencionalmente por reservas probadas se entiende la evaluación o medición del volumen de gas localizado mediante perforación y que se estima recuperable a través de los sistemas de producción conocidos y utilizados en el área. Este cálculo varía constantemente a consecuencia de nuevas perforaciones en áreas próximas a los ya conocidos por su potencialidad, circunstancia que da lugar a revaluaciones periódicas de las reservas. ^{1/}

Con dichas reservas probadas y bajo el supuesto de seguir el mismo ritmo de explotación, se tendría gas natural para unos 14 años. La explotación de esas reservas dependerá de la política económica que siga el país.

1.2- Costos de Producción

Los costos de producción para el gas húmedo son un tanto diferentes de los del gas seco de yacimiento porque el primero vie

^{1/} Situación y Perspectivas de la Minería y del Petróleo. Trabajo presentado por la Oficina de Planeación de Minpetróleos al Congreso Minero de Manizales - Julio de 1970.

ne asociado con el petróleo y además requiere de una planta de tratamiento para separar los productos líquidos. Es una operación que se considera secundaria por cuanto la principal es la obtención de productos líquidos. En cuanto a los segundos su determinación es menos complicada porque su explotación es exclusiva de gas, y no requiere proceso.

Respecto de éste último se estima para los mil pies cúbicos un costo de \$ 3.20, incluyendo gastos de administración. El precio promedio de venta por mil pies cúbicos se calcula en \$ 4.40, obteniéndose un margen de rentabilidad unitaria del 27.7%. El costo mencionado incluye los egresos desde la extracción hasta que se vende a las empresas insumidoras. La tasa de retorno del capital para la explotación de gas se estima en 6.2%.

2. - Gas Inyectado y Quemado

En 1960 se quemaba el 76.5% de la producción y en 1971 se quemó el 20.9%. Una alta proporción de éste porcentaje quemado corresponde a campos que no poseen planta de tratamiento de gas por diversos factores tales como el transporte, la calidad y el vo-

lumen mismo del gas, etc.

El gas inyectado representa un alto porcentaje de la producción; en 1971 llegó al 29.7% y de éste porcentaje una gran proporción corresponde al gas seco residual que queda después de tratarse en planta.

III - MERCADO DE GAS

El gas natural se utiliza como insumo básico y combustible en la industria petroquímica y como fuente primaria de energía eléctrica.

1. - La Petroquímica

Esta industria creció lentamente entre 1920 y 1940, pero no ganó prominencia inmediatamente en el campo de la producción de hidrocarburos debido a que la industria tradicional, basada en el carbón, tenía aún pleno auge y estaba en capacidad de satisfacer por sí sola las necesidades del mercado mundial. De 1950 en adelante esta industria reinició su desarrollo dinámico resultante de la expansión

general de la economía mundial, participando especialmente EE. UU., Europa, Canadá y Japón. La petroquímica está en su infancia en América Latina donde comenzaron a instalarse plantas hace unos 17 años con el estímulo de grandes reservas de gas natural. Se considera que esta industria es dinámica y estratégica en el sentido de que incita al establecimiento de nuevas actividades industriales, porque la mayor parte de su producción constituye materias primas de otros sectores productores.

La industria petroquímica tiene las siguientes característi-

cas:

a) - Una alta proporción de trabajo especializado, incluyendo al personal científico y técnico, Las necesidades de mano de obra en esta industria son bastante bajas en lo relacionado a trabajadores no especializados.

b) - La producción en la mayoría de los casos se realiza en instalaciones de producción recíproca llamados "comple-

jos".
c) - Implica altas inversiones de capital, lo cual lleva por

regla general a la necesidad de una alta tasa de utilización de la capacidad y la existencia de economías de escala.

Algunos obstáculos para el desarrollo de esta industria en los países de menor desarrollo:

- a) - Escasez de personal especializado para desempeñar funciones altamente técnicas, lo cual hace que las ventajas derivadas de la abundancia de mano de obra barata, sean neutralizadas y hasta rebasadas por la importación que debe hacerse de técnicos con salarios altos.
- b) - Siendo la industria petroquímica en estos países elaboradora más que todo de productos primarios y a veces intermedios, su avance depende de las industrias de transformación, las cuales en estos países crecen con gran lentitud.
- c) - Estos países poseen la característica de escasez de divisas, lo cual hace que cualquier naturaleza de atractivos

3. - Demanda

El gas natural como materia petroquímica presenta demanda para la producción de amoníaco y como combustible para su elaboración; también para la generación de electricidad. Es difícil hacer una proyección de la demanda de gas, y más aún, tratar de cuantificar con alguna precisión, pero lo cierto es que cada año es mayor su utilización.

En 1971 se utilizaron industrialmente 37.44 millones de miles de pies cúbicos.

Al tenerse en cuenta el crecimiento del consumo interno de amoníaco (8 a 10 por ciento anual, según CEPAL) y de las exportaciones del mismo (12 a 13 por ciento anual, según PROEXPO), se necesitaría mayores volúmenes de gas, tanto como materia prima de proceso como para combustible en los diferentes equipos para los años sucesivos, adicional al consumo actual. Por otro lado, el Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL), tiene proyectos de ampliación en base a gas que permitirán una capacidad adicional de 60 mil kilovatios para 1975. En la actualidad existe demanda insatisfe-

cha de gas por parte de las electrificadoras de la Costa Atlántica.

Las circunstancias anteriores permiten hacer un cálculo aproximado de la demanda de gas para 1975; en efecto, se estima que puede ser de 48.0 millones de miles de pies cúbicos, cifra que representa un incremento de 28.2% respecto del consumido en la industria en 1971.

Pero existe otra circunstancia que debe tenerse presente, y es la del nivel de fertilización que debe tener el país porque entre mayor sea éste se requerirá de más amoníaco y por consiguiente de un volumen superior de gas. Sobre el nivel de fertilización no existe una idea clara sobre cual debe ser pero la realidad es que éste en la actualidad es muy bajo.

IV - RESUMEN Y CONCLUSION

- La influencia de la Ley 10 de 1961 -artículos 14 y 15- ha sido decisiva como contribución para disminuir el desperdicio del gas natural, gas quemado, pues del 76.5% sobre la producción total en 1960, bajó al 20.9% en 1971, a pesar de haber aumentado la

Ministerio de Minas y Energía
BIBLIOTECA

producción.

- El gas utilizado en la industria ha sido cada vez mayor. En 1965 representó el 15,9% de la producción total y en 1971 el 33,6%.

- El gas seco se utiliza en la industria como materia prima petroquímica, como combustible en la industria y como fuente de generación eléctrica. El valor bruto del gas vendido a la industria fue de aproximadamente 149,8 millones de pesos en 1971 o sea el 5,5% de la de petróleo que llegó a 2,744 millones de pesos. para el mismo año la producción de gas seco de yacimiento representó el 8,7% del total.

- La capacidad actual para procesar gas es de 88,3 millones de miles de pies cúbicos anual y se utilizó en 1971 el 78,8%.

- En un futuro próximo las consecuencias de la escasez de gas para fines industriales será la subutilización de la capacidad instalada, tanto en plantas petroquímicas como en las de generación eléctrica, con la consiguiente elevación de costos y en los precios de los productos finales.

El gas natural en Colombia/Jairo Duarte
Blanco

333.8233 D812g Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA PEDIDO	PRESTADO A	FECHA DEVUELTO

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01002595

BIBLIOTECA