

Capítulo 5

Gas Natural

Indice	Página
Introducción	211
I. Uso del Gas y sus Líquidos	213
• Combustible eficiente	213
• Insumo para procesos	214
II. Características y Propiedades del Gas Natural	215
• Composición	215
• Relaciones P-V-T	217
Presión-volumen	217
Temperatura-volumen	218
Condiciones combinadas	218
• Densidad	219
La ecuación $PV = nRT$	220
La compresibilidad de los gases	221
Poder calorífico del gas natural	222
Viscosidad del gas natural	223
Gradiente de presión del gas	224
Presión de burbujeo y presión de rocío	225
Presión o tensión de vapor	226
III. Generación de Hidrocarburos	227
IV. Exploración para el Gas	228
• Adelantos técnicos en sismografía	228
• El color: adelanto significativo	230
V. Operaciones de Perforación para Gas	231
• Ubicación del yacimiento	231
• Espaciado de pozos	231
• Terminación de pozos	232

VI. Comportamiento y Manejo del Yacimiento y Pozos	233
• El gas en el yacimiento	233
• El flujo del gas: del fondo del pozo a la superficie	233
VII. Transporte y Entrega del Gas a los Mercados	234
• Transporte	235
• Distribución	236
• Exportaciones de derivados del gas	236
VIII. El Precio del Gas	237
Referencias Bibliográficas	240

Introducción

Al igual que las emanaciones o menes de petróleo, las de gas han servido a los exploradores, desde el comienzo de la industria, para rastrear posibilidades de hallazgos de yacimientos gasíferos o petrolíferos.

Las emanaciones de gas difieren de las de petróleo en que se disipan en la atmósfera y no dejan huellas visibles sobre el suelo. Sin embargo, si por causas naturales se incendian, su presencia se hace más notoria y las características de la llama pueden servir para apreciar mejor los aspectos e intensidad del flujo, contenido de agua y matices de la combustión. En regiones del Medio Oriente, como en Kirkuk, Irak, emanaciones gasíferas incendiadas fueron famosas en la antigüedad y llamaron la atención de moradores y extraños que consideraron ese “fuego eterno” como expresión mitológica.

Reseñas chinas y japonesas de hace muchos siglos informan de la presencia de gas en las horadaciones de pozos en búsqueda de agua y de sal. En 1640 J.B. Van Helmont descubrió el dióxido de carbono (CO_2) y originó el término gas, tomado del griego “caos”. Del siglo XVII en adelante, especialmente en Europa, empezó a tomar auge el interés por descifrar y descubrir la presencia de flujos espontáneos de gas natural del subsuelo. Y en el norte del Hemisferio Occidental, en Canadá y los Estados Unidos, se comenzó a notar la existencia de mechurrios naturales de gas en muchos sitios que más tarde indujeron a los exploradores a la búsqueda de petróleo.

La utilización y la comercialización del gas (1821) antecede por muchos años la iniciación de la industria petrolera (1859). En aquel año, el pueblo de Fredonia, estado de Nueva York, empezó a surtirse de gas natural para el alumbrado por medio de un gasducto de plomo conectado a un pozo de gas, de

unos nueve metros de profundidad, ubicado a orillas del riachuelo Canadaway. El iniciador de esta empresa fue William Aron Hart, quien abrió el pozo, instaló el gasducto, llevó las derivaciones a hogares y comercios, y construyó el gasómetro para controlar presiones, volúmenes, entregas y mediciones. De aquí en adelante, la búsqueda de gas natural y la abertura de pozos con tales fines tomó importancia en los estados vecinos de Nueva York.

Los hallazgos de yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas condensado y la separación del gas natural asociado con el petróleo en los yacimientos petrolíferos apuntaron la necesidad de aplicaciones tecnológicas específicas a la exploración, perforación y producción de los yacimientos. Por otra parte, el manejo, tratamiento, acondicionamiento, transporte, distribución, comercialización y mercado del gas y sus líquidos son operaciones que han experimentado avances tecnológicos significativos en las últimas cuatro décadas. La liquefacción del gas es importantísima.

Las propias características del gas, como son su composición molecular, comportamiento, movilidad, compresibilidad, reacción a la temperatura, convertibilidad a líquido, poder calorífico, etc., ameritan estudios e investigaciones para el mejor aprovechamiento de esta valiosa fuente de energía.



Fig. 5-1. Ejemplo de instalaciones lacustres para manejar gas natural asociado, producido de yacimientos en el lago de Maracaibo.

Mucho se dice y se piensa del petróleo porque genéricamente se habla de la industria del petróleo y de inmediato se considera la producción de crudos livianos, medianos, pesados y extrapesados y sus derivados. Y esto es muy natural porque la exportación de crudos y sus derivados representa el grueso del comercio internacional del país y, por ende, el mayor flujo de divisas extranjeras, particularmente dólares estadounidenses.

En casi todos los países productores de petróleo y de gas de los yacimientos petrolíferos o de yacimientos gasíferos solamente, el volumen de gas producido representa una substancial contribución como fuente de energía, cuya importancia resalta al calcular su equivalencia a barriles de petróleo.

La Tabla 5-1 demuestra el significado de esta apreciación mediante cifras de producción de petróleo y gas de algunos países.

Sin embargo, la utilización del gas que fluye de los pozos como gas asociado o como gas solo, presenta una variedad de consideraciones que al traducirse en inversiones y costos de operaciones conducen a la realidad económica de las alternativas comerciales.

Entre esas consideraciones caben mencionarse:

- Ubicación geográfica de los yacimientos con referencia a centros seguros de consumo.
- Magnitud de las reservas y calidad del gas: seco, húmedo, condensado, dulce o agrio.
- Características de los yacimientos y volúmenes sostenidos de producción a largo plazo. Productividad de los pozos. Presión inicial y presión de abandono.
- Perforación y desarrollo de los yacimientos, en tierra y/o costafuera.
- Instalaciones para recolección, compresión, separación, tratamiento, acondicionamiento, medición, recibo y despacho del gas. Plantas y terminales.



Fig. 5-2. Instalaciones de control de flujo del gasducto Ulé-Amuay.

- Transmisión del gas: gasducto madre, troncales y derivaciones con sus instalaciones auxiliares requeridas.
- Comportamiento del mercado. Demanda máxima, media y baja.
- Precio del gas. Inversiones, costos y gastos de operaciones. Rentabilidad.

El mercado del gas y sus derivados, en forma directa como gas al usuario o en forma de líquido embotellado que sale como gas, tiene sus características propias, modalidades y normas para su utilización. En resumen, las operaciones de exploración, perforación, producción, transporte y procesamiento del gas se han convertido en una importantísima industria dentro de la industria petrolera global.

La Tabla 5-1 enseña relaciones muy interesantes respecto a la producción de crudos y a la conversión de los volúmenes de gas natural a barriles equivalentes de petróleo. En la práctica, la conversión y la equivalencia volumétrica de una sustancia por otra se fundamentan en el poder calorífico de una y otra, aproximadamente, así:

- Un barril de petróleo equivale a: 5.800.00 BTU; a 5.604 pies cúbicos de gas natural; a 1.461.576 kilogramocaloría; a 159 metros cúbicos de gas natural.
- Un metro cúbico de gas equivale a: 0,0062727 barriles de petróleo.

Es muy importante el alto volumen diario de gas que se produce en los países mencionados (ver Tabla 5-1) y la correspondiente equivalencia en barriles de petróleo. Sobresale que la producción de gas natural del mundo, en petróleo equivalente, es algo más de 60 % del propio petróleo manejado. En los casos de Rusia y Estados Unidos, en 1995, el gas convertido a petróleo equivalente fue 73 % y 46 % más que su producción autóctona de petróleo, respectivamente. Estos dos países son actualmente los más grandes productores de gas natural en el mundo.

I. Uso del Gas y sus Líquidos

El desarrollo y perfeccionamiento de la tecnología del gas han contribuido decididamente a que esta fuente natural de energía sea factor importante en la vida moderna, tanto para las industrias como para el hogar.

Combustible eficiente

Como combustible, ofrece ventajas que sobrepasan las características, disponibilidad, eficiencia y manejo de otros combustibles y líquidos.

- Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por lo tanto, los equipos en que se usa como combustible no requieren mantenimiento especial.
- Puede manejarse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.
- Su poder calorífico y combustión son altamente satisfactorios.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión, en función a la relación presión-temperatura que se le desee imponer.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías madres, troncales y ramales, especialmente diseñadas, que permiten mantener rangos de volúmenes a presiones deseadas.

Tabla 5-1. Producción mundial de petróleo y gas

	1993			1994			1995		
	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Mundo	59,553	5,927,7	37,233	60,521	5,980,8	37,566	61,166	6,029,8	37,874
Arabia Saudita	8,048	98,4	0,618	7,811	86,9	0,546	8,063	89,5	0,562
Rusia	7,814	2.102,1	13,204	7,030	1.993,3	12,520	6,950	1.909,4	11,993
Estados Unidos	6,838	1.423,7	8,942	6,662	1.539,0	9,667	6,525	1.513,9	9,509
Irán	3,425	74,2	0,466	3,585	77,2	0,485	3,614	87,1	0,547
China	2,911	43,3	0,272	2,961	46,5	0,292	3,001	47,0	0,295
México	2,665	71,4	0,448	2,685	102,7	0,645	2,604	105,9	0,665
Venezuela	2,475	70,2	0,441	2,463	64,8	0,407	2,596	69,5	0,437
Noruega	2,269	75,0	0,471	2,580	73,5	0,462	2,755	75,1	0,472
Subtotal	36,445	3,958,3	24,862	35,777	3,983,9	22,733	33,353	3,897,4	24,480

A = petróleo, MMBD.

B = gas, MMm³/d.

C = gas equivalente a petróleo, MMBD.

Fuentes: MEM-PODE, 1993.

OGJ 13-03-1995, p. 110; 12-03-1996, p. 62.

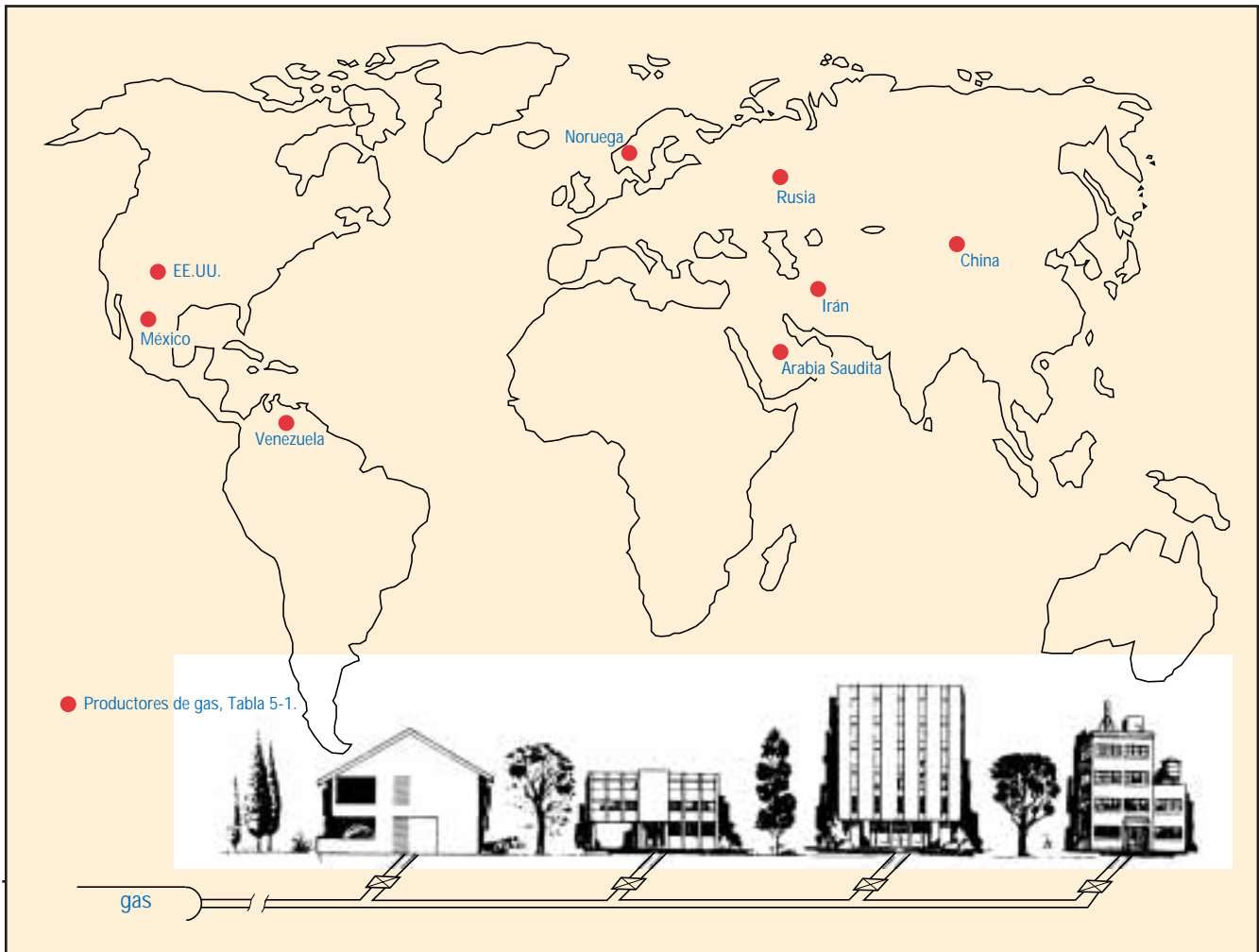


Fig. 5-3. El suministro de gas natural para usos domésticos es un servicio indispensable en las ciudades modernas.

- Su entrega a clientes puede ser continua y directa a los artefactos donde debe consumirse, utilizando controles y reguladores, sin requerimientos de almacenaje en sitio o preocupación por volúmenes almacenados en el hogar, la oficina, el taller, la planta o fábrica.

- La reversibilidad gas-líquido-gas lo hace apto para el envasado en pequeños y seguros recipientes, fáciles de manejar, transportar e instalar para suplir combustibles en sitios no servidos por red de tuberías de distribución. El gas licuado puede también transportarse en barcos, desde áreas remotas de producción y procesamiento a grandes terminales de almacenamiento que surten a industrias y a miles de clientes particulares.

- Por su eficiencia y poder calórico, su costo por volumen es muy económico.

- Las características de funcionamiento limpio y eficiente, sus rendimiento y precio económico han logrado que cada día se expanda el mercado de Gas Natural para Vehículos (GNV). Se ha comprobado que como combustible el gas metano es muchísimo menos contaminante del ambiente que otros, como la gasolina y el Diesel.

Insumo para procesos

El gas seco, húmedo o condensado, a través de tratamientos adecuados, sirve de insumo para la refinación y petroquímica, donde por medio de plantas especialmente dise-

ñadas se hacen recombinaciones de las moléculas de los hidrocarburos para obtener materia prima semielaborada para una cadena de otros procesos o productos finales para los mercados.

El gas natural separado del petróleo (gas asociado) y el gas libre (no asociado) procedente de yacimientos de gas solo es tratado y acondicionado para obtener gas seco de ciertas especificaciones: metano, que se despacha por gasducto y red de distribución a ciudades y centros industriales donde se utiliza como combustible.

El gas, sujeto a procesos y tratamiento adecuados y separado en metano, etano, propano y butano, puede ir finalmente a las plantas petroquímicas para ser convertido ulteriormente en una variedad de productos semielaborados o finales. De igual manera puede ser enviado a las refinerías, donde sus moléculas son desintegradas térmicamente y, con extracciones adicionales derivadas de los crudos allí

refinados, son enviadas a las plantas petroquímicas. A su vez, las plantas petroquímicas pueden enviar productos a las refinerías.

De lo antes mencionado se podrán apreciar las relaciones e interdependencia existentes entre las diferentes ramas y operaciones de la industria petrolera integrada.

II. Características y Propiedades del Gas Natural

Composición

La composición real de un determinado gas se obtiene y aprecia por medio de análisis cualitativos y cuantitativos. Estos análisis enumeran los componentes presentes y el porcentaje de cada componente en la composición total.

Además de los hidrocarburos presentes, por análisis se detecta la presencia o no de otras sustancias que merecen atención

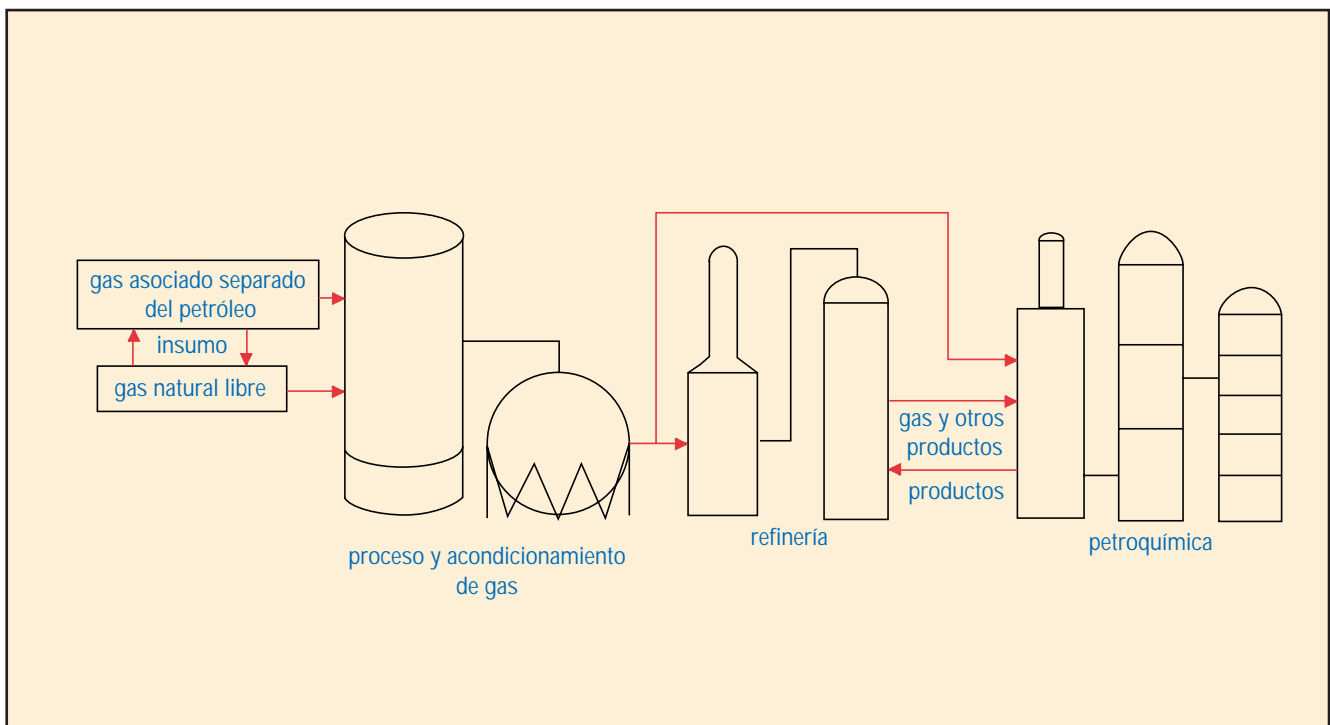


Fig. 5-4. Además de ser utilizado en las propias operaciones de los yacimientos que lo producen y en las instalaciones de campo, el gas natural asociado con el petróleo y el libre son materias primas importantes para las refinerías y la industria petroquímica.



Fig. 5-5. La terminación de un pozo de gas natural, en tierra o costafuera, requiere que se hagan pruebas del volumen de producción de los yacimientos que se desean explotar. El comportamiento de la llama revela al operador ciertas características del caudal.

debido a que pueden ocasionar trastornos en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas.

A manera de ilustración general, la Tabla 5-2 muestra la variación de porcentajes

que podrían tener los componentes del gas. Se indica que el componente principal del gas natural es el metano. Los otros hidrocarburos, unos en forma de gas y otros como líquidos, son parte del gas en menores porcentajes. Sin embargo, por medio del porcentaje real que enseñe el análisis de muestras de gas de un yacimiento se podrá calcular la cantidad de líquidos susceptibles de extracción y las posibilidades de comercialización.

Además, se notará también que el gas natural puede contener otros gases fuera de la serie parafínica de hidrocarburos. El sulfuro de hidrógeno aparece en el gas de muchos yacimientos petrolíferos y gasíferos, generalmente desde trazas hasta 10 %, pero también en cantidades excepcionalmente mayores. Este gas es muy tóxico y en pequeñísimas cantidades, 0,01 a 0,10 % en la atmósfera, puede causar severa y dolorosa irritación de la vista y hasta la muerte rápida. De allí que si en las operaciones hay que manejar gas y/o crudos que contengan sulfuro de hidrógeno se deben tomar todas las precauciones y medidas de seguridad correspondientes.

El gas natural de ciertos yacimientos puede contener pequeñas cantidades de helio.

Tabla 5-2. Componentes y características del gas natural

Componente	Fórmula química	Estado	Variación de porcentaje molecular
Metano	CH ₄	gas	55,00 - 98,00
Etano	C ₂ H ₆	gas	0,10 - 20,00
Propano	C ₃ H ₈	gas	0,05 - 12,00
n-Butano	C ₄ H ₁₀	gas	0,05 - 3,00
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	gas	0,02 - 2,00
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	líquido	0,01 - 0,80
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	líquido	0,01 - 0,80
Hexano	C ₆ H ₁₄	líquido	0,01 - 0,50
Heptano +	C ₇ H ₁₆	líquido	0,01 - 0,40
Nitrógeno	N	gas	0,10 - 0,50
Dióxido de carbono	CO ₂	gas	0,20 - 30,00
Oxígeno	O ₂	gas	0,09 - 0,30
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	gas	TRAZAS - 28,00
Helio	He	gas	TRAZAS - 4,00

Este gas, por su incombustibilidad, es de mucha utilidad en la aeronáutica para llenar globos aerostáticos.

Se han dado casos de algunos yacimientos de gas que no contienen casi nada de hidrocarburos pero sí más de 90 % de dióxido de carbono (CO₂). Este gas se usa mucho en la fabricación de bebidas gaseosas, en la industria química y en otras aplicaciones industriales. Solidificado se le llama “hielo seco”.

Relaciones P-V-T

Al tratar tecnológicamente el aprovechamiento de los hidrocarburos en todas las fases de las operaciones, las relaciones presión-volumen-temperatura son básicas para determinar su comportamiento en los estados gaseosos o líquido o como mezcla de ambos.

Además, la magnitud de estas relaciones, conjuntamente con otras, sirve para planificar la cadena de operaciones referentes a la producción, separación, tratamiento, acondicionamiento, manejo, distribución, procesos ulteriores, mediciones y rendimiento de gases y/o líquidos o sólidos comerciales.

Presión-volumen

Las observaciones de Robert Boyle († 1691), en sus experimentos con aire, mediante la relación presión-volumen, lo condujeron a enunciar: “El producto de la presión por el volumen específico de un gas a temperatura constante, es constante”. Esta Ley de Boyle también se conoce con el nombre de Mariotte, ya que los dos investigadores, separada pero simultáneamente, llegaron a una misma conclusión. Es decir $V \times P = K$ donde “K” es la constante. De allí:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \text{ (a temperatura constante)}$$

En el sistema métrico decimal, la presión se da en atmósfera o en kg/cm². Y en el sistema angloamericano, en libras/pulgadas cuadrada.

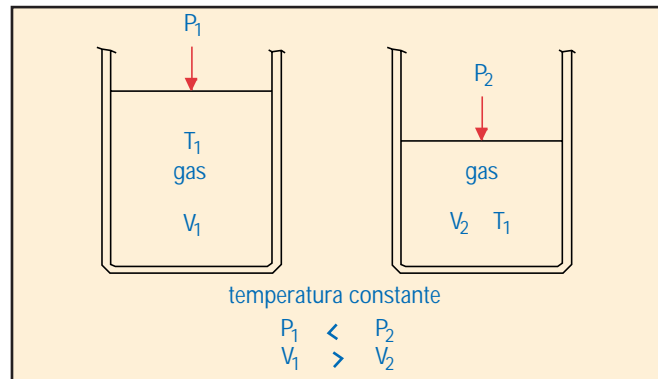


Fig. 5-6. Comportamiento de un determinado volumen de gas, a temperatura constante, bajo presiones diferentes.

Hay tres clasificaciones de presión: (1) la presión atmosférica, que se refiere a la capa de aire o atmósfera que envuelve a la Tierra y que a nivel del mar ejerce presión de una atmósfera, o 1 kg/cm² o 14,7 libras por pulgada cuadrada (lppc) o presión barométrica de 760 milímetros de mercurio, pero la presión barométrica cambia de acuerdo al sitio, según su correspondiente altitud sobre el nivel del mar; (2) la presión manométrica, la cual está confinada en un sistema y se obtiene mediante un medidor o manómetro, y (3) la presión absoluta, que es la suma de la presión manométrica más la presión atmosférica.

Ejemplo: Si un gas a presión de 10 atmósferas ocupa 600 m³ y se desea confinarlo en un recipiente de 150 m³, ¿cuál será la presión que debe tener en el recipiente?

$$P_1 = 10 \text{ atmósferas}$$

$$V_1 = 600 \text{ m}^3$$

$$P_2 = ?$$

$$V_2 = 150 \text{ m}^3$$

$$P_2 = \frac{P_1V_1}{V_2} = \frac{10 \times 600}{150} = 40 \text{ atms.}$$

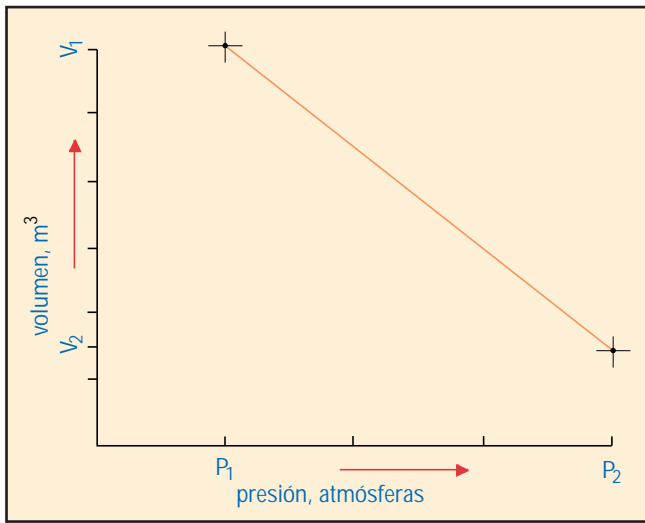


Fig. 5-7. Gráfico representativo del cambio de relaciones iniciales y finales presión-volumen de un gas, a temperatura constante.

Temperatura-volumen

Años después de establecida la relación $PV=\text{constante}$ (a temperatura constante), los investigadores J.A.C. Charles († 1823) y Gay-Lussac (1778-1850) independientemente llegaron a la conclusión: “El volumen de una masa de gas dada a presión constante, varía directamente en relación a su temperatura absoluta”.

En el sistema métrico decimal, la temperatura absoluta (°Kelvin) se obtiene sumando 273,16 (273°) a la temperatura °C. En el sistema angloamericano se le suma 459,69 (460°) a la temperatura °F para obtener la absoluta (°Rankine).

De la relación T-V se desprende que aumentar o disminuir la temperatura a una masa de gas, a presión constante, aumenta o disminuye su volumen. De allí:

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{T_2}{T_1}$$

Ejemplo: ¿Cuál será el volumen, V_2 , de una masa de gas $V_1 = 25 \text{ m}^3$ que a presión constante estaba a temperatura $T_1 = 20 \text{ °C}$ y se ha calentado a temperatura $T_2 = 80 \text{ °C}$?

$$V_1 T_2 = V_2 T_1$$

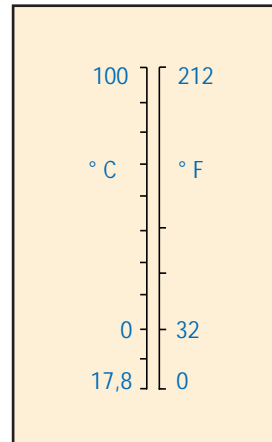
$$T_2 = 80 \text{ °C} + 273 = 353 \text{ °K}$$

$$V_1 = 25 \text{ m}^3$$

$$T_1 = 20 \text{ °C} + 273 = 293 \text{ °K}$$

$$V_2 = ?$$

$$V_2 = \frac{V_1 T_2}{T_1} = \frac{25 \times 353}{293} = 30,12 \text{ m}^3$$



$$^{\circ} \text{F} = \frac{9}{5} (^{\circ} \text{C}) + 32$$

$$^{\circ} \text{C} = (^{\circ} \text{F} - 32) \times \frac{5}{9}$$

También así:

$$^{\circ} \text{F} = \left[(40 + ^{\circ} \text{C}) \frac{9}{5} \right] - 40$$

$$^{\circ} \text{C} = \left[(40 + ^{\circ} \text{F}) \frac{5}{9} \right] - 40$$

Fig. 5-8. Relación entre las escalas de temperaturas Celsius (centígrados) y Fahrenheit.

Condiciones combinadas

Las relaciones P-V y T-V pueden usarse combinadas para lograr la ley de gases perfectos de Boyle (Mariotte) y Charles (Gay-Lussac) y resolver simultáneamente combinaciones dadas. De allí:

$$\frac{P_1 V_1}{P_2 V_2} = \frac{T_1}{T_2}$$

Ejemplo: El manómetro de un tanque de gas de 30 m^3 de capacidad registró una presión de 0,5 atmósferas a 15 °C . ¿Cuánto gas de 0,1 atmósferas de presión podrá consumirse por la tarde si la temperatura es de 36 °C y la presión atmosférica es 1 atmósfera?

$$V_2 = V_1 \times \frac{P_1}{P_2} \times \frac{T_2}{T_1}$$

$$V_1 = 30 \text{ m}^3$$

$$T_1 = 15 \text{ }^\circ\text{C} + 273 = 288 \text{ }^\circ\text{K}$$

$$T_2 = 36 \text{ }^\circ\text{C} + 273 = 309 \text{ }^\circ\text{K}$$

$$P_1 = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ atmósferas}$$

$$P_2 = 1 + 0,1 = 1,1 \text{ atmósferas}$$

$$V_2 = 30 \times \frac{1,5}{1,1} \times \frac{309}{288}$$

$$V_2 = 30 \times 1,36 \times 1,07 = 43,66 \text{ m}^3$$

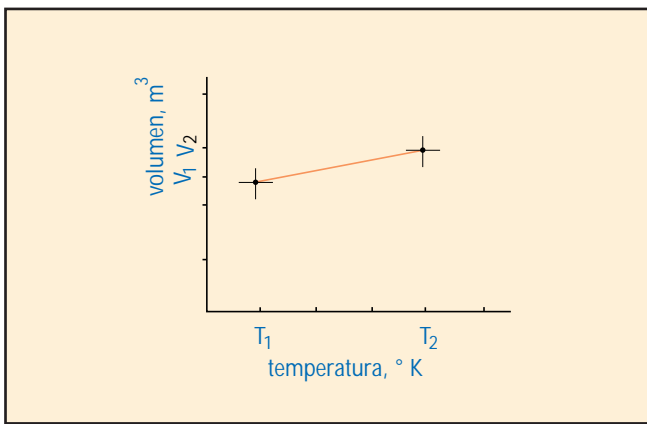


Fig. 5-9. Gráfico representativo del cambio de volumen-temperatura de un gas por modificaciones de las condiciones iniciales $P_1V_1T_1$.

Densidad

Cuando se habla de la densidad (relación masa/volumen) de los líquidos o de los sólidos, el punto de referencia es el agua, y se dice que la densidad del agua es 1, o sea que un gramo de agua ocupa un centímetro cúbico, o 1.000 gramos de agua ocupan un litro, o 1.000 kilos de agua ocupan un metro cúbico.

Así que cualquier sólido o líquido en su relación masa/agua, con referencia al agua, pueden ser igual o más denso o menos denso que el agua si su valor de relación es igual, mayor o menor que uno.

Para los crudos se introdujo la fórmula °API o gravedad específica, para determinar si los crudos son más, igual o menos pesados que el agua.

Para los gases, debido a que son afectados por la temperatura y por la presión, se usa como referencia la relación de igual, mayor o menor peso que un gas pueda tener con respecto al peso molecular del aire, cuyo valor se ha determinado en 28,96.

La relación molecular tiene la ventaja de que el peso molecular de los elementos no es afectado por la presión o por la temperatura.

Por ejemplo, si se desea conocer la gravedad específica de un gas se divide su peso molecular entre el peso molecular del aire. En el caso del gas butano C_4H_{10} , su peso molecular ($C=12,01$; $H=1,008$) se obtiene así:

$$\text{Peso molecular del gas butano} = (4 \times 12,01) + (10 \times 1,008) = 58,12$$

$$\text{Gravedad específica} = \frac{58,12}{28,96} = 2,007$$

Para determinar directamente la gravedad específica en el laboratorio o en operaciones de campo, se recurre al método rápido utilizando uno de los varios aparatos o balanzas, como la botella de Schilling, la balanza de Edward o la de AC-ME, o similares. Sin embargo, utilizando el porcentaje molecular de la composición general de un gas (Tabla 5-3), obtenida por análisis, se puede calcular la gravedad específica. Ejemplo:

$$\text{Gravedad específica} = \frac{27,259}{28,96} = 0,941$$

[a 60 °F (15,5 °C)]

El peso del aire se ha estimado en 1,308 gramos por litro, a presión de una atmósfera, o sea 1.308 gramos (1,308 kilos) por metro cúbico. Su equivalente en el sistema angloamericano es de 1,3 onzas o 0,0812 libras

por pie cúbico. Así que el gas del ejemplo anterior, cuya gravedad específica es de 0,941 pesa $0,941 \times 1,308 = 1,23$ kilogramos por metro cúbico.

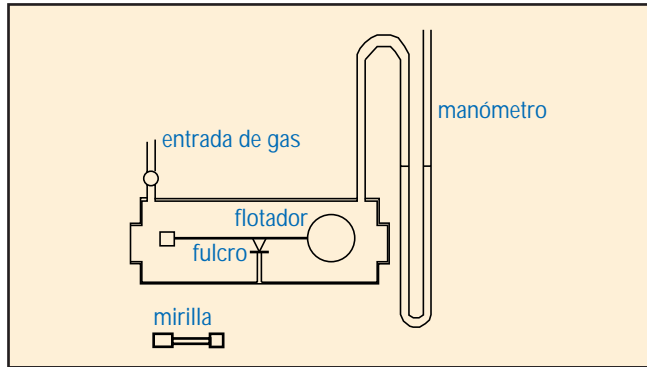


Fig. 5-10. Esquema de la balanza de Edward, utilizada para medir la gravedad específica de los gases.

La ecuación $PV = nRT$

En esta expresión de la ley de gases perfectos, y ya conocidas las relaciones P-V-T anteriormente mencionadas, se introduce el factor n , o sea la masa de gas dividida por el peso molecular del gas:

$$n = \frac{M}{W}$$

Así que si se toma, por ejemplo, el butano cuyo peso molecular (calculado antes) es 58,12 y se da una masa de 58,12 gramos, o de 58,12 libras o de 58,12 kilos se tiene 1 gramo-mole, 1 libra-mole, o 1 kilo-mole. Si la masa fuera 174,36 gramos, libras o kilos entonces n será 3 gramos-mole, 3 libras-mole o 3 kilos-mole.

Es muy importante conocer la relación masa-peso. Para el sistema métrico decimal se determinó experimentalmente que 1 gramo-mole de cualquier gas perfecto ocupa un volumen de 22,4 litros a 0°C y a presión de 1 atmósfera (76 centímetros de mercurio).

De igual manera, en el sistema anglo-americano 1 libra-mole de cualquier gas perfecto ocupa un volumen de 359 pies cúbicos a 32°F (0°C) y a presión de 1 atmósfera (76 cm de mercurio o 14,7 libras por pulgada cuadrada). Pero a 60°F ($15,5^\circ\text{C}$) y a una atmósfera de presión ocupa 379 pies cúbicos (23,6 litros por gramo-mole).

El término R , se refiere a la constante general de los gases, introducida por el físico Amadeo Avogadro (1776-1856), cuya hipótesis sobre las moléculas asentó que volúme-

Tabla 5-3. Análisis de una muestra de gas para determinar su peso molecular compuesto y calcular su gravedad específica

1	2	3	4	5 (3 x 4)
Componentes	Fórmula	Peso molecular	Contenido % molécula	Peso molecular compuesto
Metano	CH ₄	16,04	55,56	8,912
Etano	C ₂ H ₆	30,07	18,09	5,440
Propano	C ₃ H ₈	44,09	11,21	4,942
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	58,10	1,22	0,709
n-Butano	C ₄ H ₁₀	58,12	3,32	1,930
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,15	0,78	0,563
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	72,15	0,49	0,353
Hexanos	C ₆ H ₁₂	86,17	0,41	0,353
Heptanos +	C ₇ H ₁₄	100,20	0,31	0,311
Nitrógeno	N ₂	28,02	0,22	0,062
Dióxido de carbono	CO ₂	44,01	8,30	3,653
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	34,08	0,09	0,031
Total			100,00	27,259

nes iguales de todos los gases, bajo las mismas condiciones de temperatura y de presión, y siempre que se considere 1 molécula-gramo, contienen igual número de moléculas. De allí, el número de Avogadro: $6,023 \times 10^{23}$ moléculas contenidas en una molécula-gramo de cualquier gas perfecto. Así que:

$$R = \frac{PV}{T} \text{ para 1 mole expresado en litros a presión de 1 atmósfera y temperatura absoluta da:}$$

$$R = \frac{1 \times 22,4}{273} = 0,08205 \text{ litro atmósfera/grado/mol.}$$

Siguiendo el mismo razonamiento para el sistema angloamericano, la constante R, utilizando presión en libras por pulgada cuadrada, volumen en pies cúbicos, temperatura en grados Rankine y una libra-mole, se tiene:

$$R = \frac{14,7 \times 379}{520} = 10,7 \text{ pc-atm./grado/mol.}$$

La compresibilidad de los gases

Una de las características de los gases es que al aplicarles presión pueden ser comprimidos y, por ende, pueden ser almacenados o confinados en recipientes de determinados volúmenes.

Las relaciones de composición, presión, volumen y temperatura detalladas antes e incluidas en la fórmula que define la ley sobre gases perfectos, todavía no está completa porque falta tomar en cuenta el factor de compresibilidad (Z).

El físico Juan Van Der Waals (1837-1923), estudió la atracción molecular y el tamaño de las moléculas de los gases e introdujo en la fórmula el factor de corrección, para que en su forma final la ecuación quedase así:

$$PV = ZnRT$$

De manera que para un determinado gas y $n = 1$:

$$Z = \frac{PV}{RT}$$

Z es adimensional y depende de las presiones y temperaturas a las que sea sometido el gas. Por tanto, valores de Z pueden determinarse por experimentación. De allí que en la industria existen catálogos, tablas y manuales de consultas sobre infinidad de muestras y análisis del gas natural.

Sin embargo, a través del conocimiento de la temperatura y presiones críticas, determinadas por experimentos, correspondientes a cada uno de los componentes que forman el gas natural se pueden calcular presiones y temperaturas “reducidas” que facilitan la obtención de supuestas “seudo presión crítica” y “seudo temperatura crítica” para tomar en consideración la contribución porcentual de cada componente, de acuerdo a la composición del gas.

El siguiente ejemplo hipotético servirá para calcular el factor de compresibilidad.

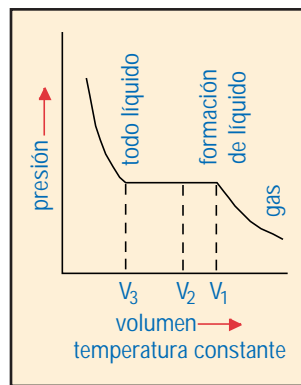


Fig. 5-11. Comportamiento del volumen y estado de un gas bajo aumento de presión.

La temperatura máxima a la cual puede licuarse un gas, o sea la temperatura por encima de la cual no puede existir el líquido se denomina **temperatura crítica** y la presión requerida para efectuar la licuefacción a esa temperatura se le llama **presión crítica**, que a

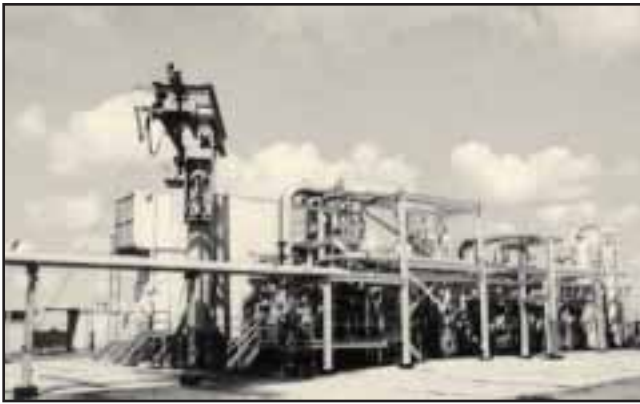


Fig. 5-12. Planta de compresión de gas en el oriente del país.

la vez representa la presión más alta que los valores del líquido pueden ejercer.

Los cálculos para el ejemplo dado muestran que la **seudo temperatura crítica** dio 198 °K (columna E) y la **seudo presión crítica** resultó ser 45,78 atms. abs. (columna F) (ver Tabla 5-4).

Si se desea obtener el factor de compresibilidad del gas en cuestión, a determinada presión y temperatura, entonces se procede a calcular los valores de presión y temperatura reducidas, Pr y Tr. Sea el caso que se desee conocer el valor de Z a temperatura de 44 °C y a presión de 50 atms. abs.

$$Pr = \frac{50}{45,78} = 1,90$$

$$Tr = \frac{317}{198} = 1,60$$

Con estos dos valores se recurre a un gráfico de seudo temperatura reducida y seudo presión reducida para determinar el valor de Z = 0,90 (Figura 5-13).

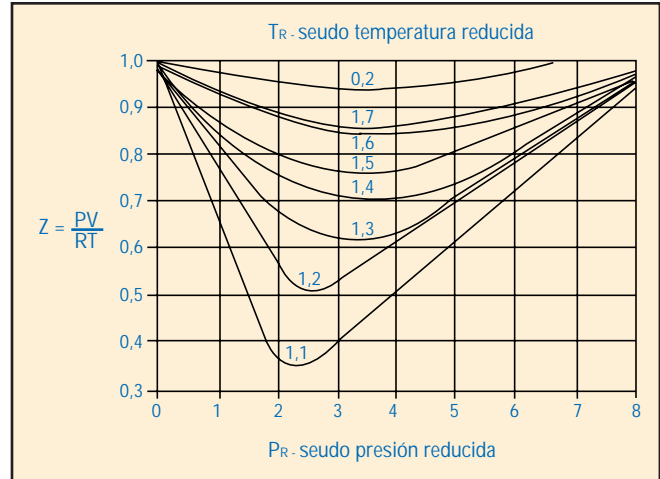


Fig. 5-13. Gráfico para obtener el factor de corrección Z utilizando valores de seudo presión y seudo temperatura reducidos, calculados previamente.

Poder calorífico del gas natural

Una de las características del gas natural es su poder calorífico, el cual se determina por análisis de laboratorio, utilizando uno de los varios tipos de calorímetros disponibles. Además, el poder calorífico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, por ende, su precio.

Tabla 5-4. Análisis de un gas para determinar su seudo temperatura crítica y seudo presión crítica

A Componentes	B Porcentaje volumétrico molecular	C Temperatura crítica, °K	D Presión crítica atm.	E Tc (B x C)	F Pc (B x D)
Metano	84,15	191	46	160,7	38,7
Etano	8,65	305	49	26,4	4,2
Propano	5,10	369	42	1,9	2,1
Iso-Butano	0,75	425	38	3,2	0,3
n-Butano	0,82	406	37	3,3	0,3
Iso-Pentano	0,20	470	33	0,9	0,07
n-Pentano	0,11	461	32	0,5	0,04
Hexanos	0,22	507	30	1,1	0,07
Total	100,00			198,0	45,78

$$\text{Poder calorífico} = \frac{\text{Aumento de temperatura del agua} \times \text{peso del gas}}{\text{Volumen de gas consumido y corregido}}$$

La corrección indicada se aplica a la combustión del gas, ya que la presencia de agua en el gas será fuente de transferencia de calor adicional al agua que es sometida al incremento de temperatura en el calorímetro.

La caloría es una de las varias unidades térmicas empleadas en los procesos industriales. Representa la cantidad de calor requerida, a una atmósfera de presión, para aumentar la temperatura de un gramo de agua un grado centígrado, específicamente de 15 °C a 16 °C. Esta unidad de medida se llama también la caloría pequeña, cuando se trata de 1.000 gramos o un kilo de agua se le llama kilocaloría o caloría grande.

En el sistema angloamericano se le llama Unidad Térmica Británica (BTU) y se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de 1 libra (453,592 gramos) de agua a un grado Fahrenheit hasta la temperatura de su máxima densidad que es 39,2 °F. Una BTU es, aproximadamente, igual a 0,252 kilocalorías.

El gas natural puede tener de 8.000 a 11.115 kilocalorías/metro cúbico, lo que equivale a 900 y 1.250 BTU/pie cúbico, respectivamente. De acuerdo con las definiciones dadas anteriormente, esto significa que un gas que tenga 1.000 kilocalorías/m³ de poder calorífico aumentará la temperatura de un metro cúbico o 1.000 kilos de agua 1 °C, aproximadamente, y si tiene 1.000 BTU aumentará la temperatura de 1.000 libras de agua 1 °F.

El petróleo crudo tiene poder calorífico que va de 8.500 a 11.350 calorías por gramos o 15.350 a 22.000 BTU por libra.

Así que, por medio del poder calorífico del gas natural en general o de sus componentes en particular, y el poder calorífico de

los crudos, es posible hacer cálculos que permiten determinar que tantos metros cúbicos o pies cúbicos de gas equivalen a un metro cúbico o barriles de petróleo.

Este tipo de equivalencia es de referencia común en la industria. Específicamente, el precio que se le asigna a determinado gas se basa en una unidad de volumen: metro cúbico o pie cúbico. Sin embargo, como los volúmenes de entrega por lo general son muy grandes se opta por el millar de metros o pies cúbicos. También se emplea el poder calorífico, expresado en millones de calorías o de BTU. En el caso de gases licuados, en vez del volumen o del poder calorífico, se hace referencia al peso en kilos o libras.

Viscosidad del gas natural

Así como la viscosidad es una característica física importante de los líquidos, también lo es para los gases. La unidad de medida en ambos casos es el poise, en honor al médico y físico francés J.L.M. Poiseuille († 1869).

La definición de poise se deriva de la determinación de la fuerza requerida por centímetro cuadrado para mover a velocidad de un centímetro por segundo un plano móvil y paralelo a otro plano fijo distantes un centímetro entre sí y cuyo espacio está lleno del líquido o fluido objeto de la medición de viscosidad.

La viscosidad del gas natural es expresión de su resistencia al flujo y tiene aplicaciones importantes en la producción, procesos

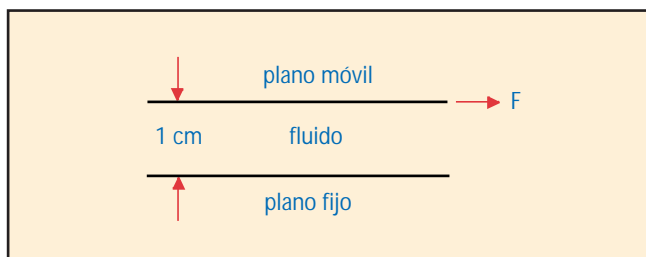


Fig. 5-14. Expresión gráfica que complementa la definición verbal de la viscosidad en poise aplicable a los gases e hidrocarburos líquidos.

de acondicionamiento y mercadeo. Debido a los incrementos de temperatura a que puede ser sometido el gas natural, su viscosidad tiende a aumentar como resultado del incremento de la actividad molecular, si se mantiene a bajas presiones. En el caso de los líquidos, aumentos de temperaturas reducen su viscosidad.

Tomando en consideración las relaciones entre las propiedades físicas de los componentes del gas natural (peso molecular, presión, temperatura, gravedad específica, etc.) los investigadores, por estudios, experimentos y observaciones, han enriquecido el acervo de información y correlaciones sobre la viscosidad y otras propiedades del gas natural.

Por ejemplo, el gas metano, que porcentualmente es en casi todo caso el mayor componente del gas natural, a presión de una atmósfera y a temperatura de 10 °C y 204 °C muestra viscosidad de 0,0107 y 0,0163 centipoises, respectivamente. Esto significa un incremento de viscosidad de 0,00003 centipoise por °C, debido al aumento de temperatura de 194 °C.

Gradiente de presión del gas

En las operaciones de perforación, producción, transporte y procesos de refinación y petroquímica, es necesario calcular el peso de los fluidos y del gas, y también el gradiente de presión.

En el caso de líquidos (agua, fluidos de perforación, crudos y otras sustancias), si se conoce la densidad o la gravedad específica del líquido en cuestión se puede calcular su peso con respecto al agua. Si se desea obtener el gradiente de presión de una columna de dicho líquido basta con multiplicar el gradiente de presión del agua por la gravedad específica o densidad del líquido. El gradiente de presión del agua es, en el sistema métrico decimal, 0,1 kilogramo/cm²/metro de profundidad, y en el sistema angloamericano es 0,433 libras/pulgada cuadrada por pie de profundidad.

Pero al tratarse del cálculo del gradiente de presión de la columna de gas en el pozo, las mismas características y propiedades físicas del gas y sus componentes introducen una cantidad de factores que deben ser tomados en cuenta. Estos factores son: composición del gas, su peso molecular, gravedad específica, factor de compresibilidad, presiones estáticas de fondo y de superficie, temperatura, profundidad del pozo y verticalidad del pozo. Todos estos factores inducen a que en la derivación de las ecuaciones integrales apropiadas se induzcan asunciones que facilitan la metodología del procedimiento.

A través del estudio, de observaciones prácticas y de la experiencia, variedad de ecuaciones, tablas, gráficos y datos sobre las características y composiciones del gas, se puede hacer el cálculo del gradiente de presión.

Una manera directa de obtener presiones a lo largo de la profundidad del pozo es por medio del medidor de presión de fondo. Este registro permite graficar la relación presión-profundidad, la cual dará una idea más precisa del gradiente y de presión bajo condiciones estáticas y también de flujo, si se desea. De igual manera, utilizando un medidor de temperatura de fondo se puede obtener un registro de temperatura-profundidad. Con datos específicos de presión y de temperatura se hace más expedita la utilización de ciertas ecuaciones.

$$\int_{P_1}^{P_2} V dP + \Delta h = 0$$

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{ZRT}{M} \frac{dP}{P} = L$$

Fig. 5-15. Estas ecuaciones indican que la presión influye sobre el volumen y la longitud de la columna y otras características del gas mencionadas en páginas anteriores.

ciones y, por ende, el cálculo de los gradientes de presión y de flujo.

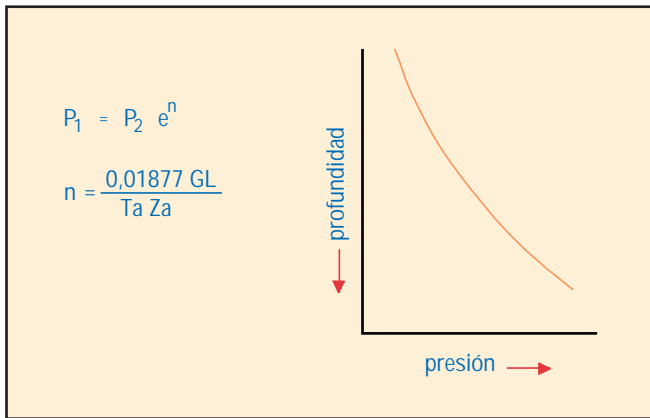


Fig. 5-16. Ecuaciones como éstas permiten por tanteo asumir presiones hasta satisfacer las condiciones deseadas y la gráfica de relación presión-profundidad sirve para determinar el gradiente.

Presión de burbujeo y presión de rocío

En el caso de un gran volumen de líquido (petróleo) que contiene un cierto volumen de gas disuelto y que se encuentran en equilibrio en el yacimiento, se observará que a medida que se reduce la presión se registrará una presión que permitirá el inicio del desprendimiento de una burbuja de gas. A esta presión se le denominará presión de burbujeo. A medida que continúe disminuyendo la presión, más gas seguirá desprendiéndose de la fase líquida.

Un ejemplo común y corriente de este mecanismo se observa cuando muy cuida-



Fig. 5-18. Miniplanta de gas en las operaciones petroleras en el sur del estado Monagas.

dosa y muy lentamente se destapa una botella de gaseosa.

Es muy importante conocer la presión de burbujeo en el caso de yacimientos petrolíferos para obtener el mayor provecho del gas en solución como mecanismo de producción del petróleo.

La presión de rocío y su mecanismo se observa cuando un volumen de gas que contiene pequeñísimas cantidades de líquidos en equilibrio se somete a compresión. La presión a la cual aparece la primera gota de líquido es la presión de rocío.

Como en el comportamiento de estos dos mecanismos es indispensable tomar en consideración otros factores (temperatura, características del gas y del petróleo, relaciones gas-petróleo y líquidos-gas, etc.) se depende mucho de análisis de laboratorio y de correlaciones establecidas que proporcionan los da-

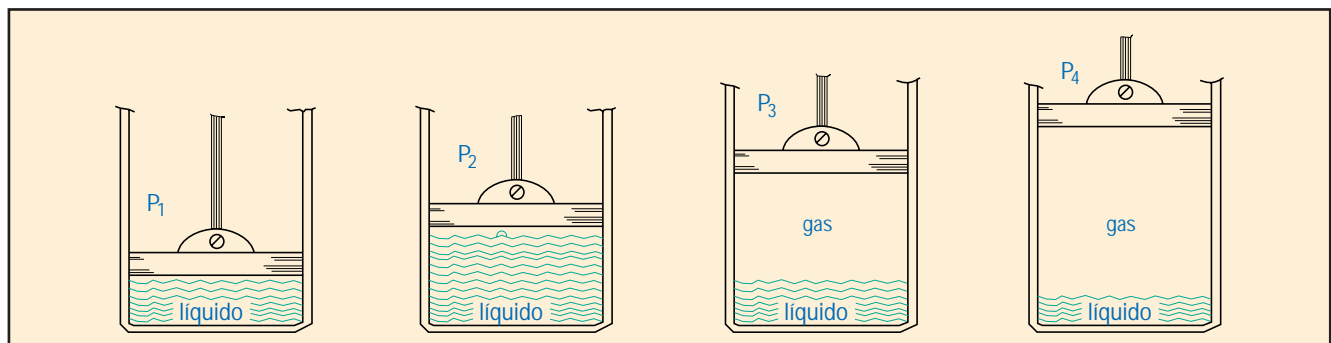


Fig. 5-17. Determinación de la presión de burbujeo, P_b , y evolución del gas disuelto en el petróleo durante el proceso de abatimiento de la presión del yacimiento.

tos necesarios para lograr las soluciones deseadas.

Presión o tensión de vapor

La presión o tensión de vapor de un elemento puro a determinada temperatura es aquella que se deriva de la presencia de la fase líquida en equilibrio con la fase vaporizada.

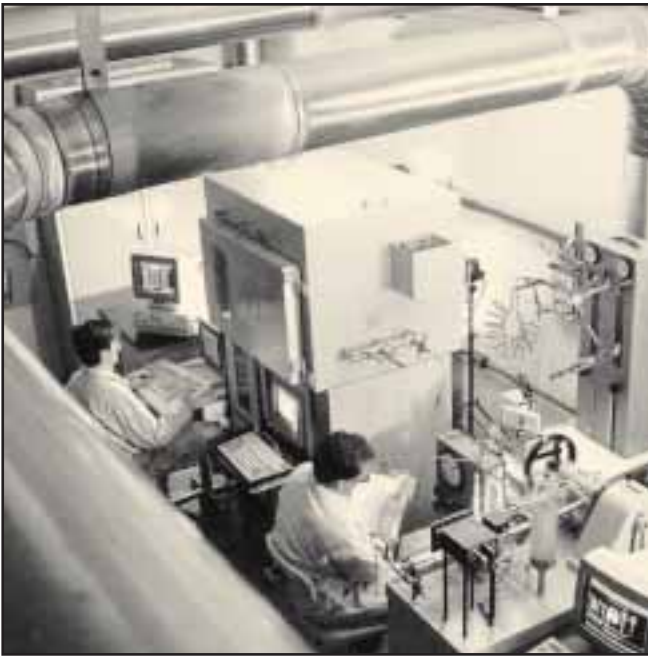


Fig. 5-19. En el laboratorio de análisis de P-V-T se determina el comportamiento de los hidrocarburos gaseosos y líquidos para pronosticar el tipo de explotación del yacimiento.

Todos los líquidos tienden a vaporizarse mientras que permanezcan expuestos abiertamente a la acción del aire, y se vaporizan más rápidamente si son sometidos a aumentos de temperatura.

Por ejemplo, el agua contenida en un recipiente abierto tiende a vaporizarse imperceptiblemente. Si el recipiente se pone al fuego se notará que a medida que aumenta la temperatura, el agua empezará a burbujear. Cuando la temperatura alcance 100 °C, a presión de vapor de una atmósfera, se ha logrado su punto de ebullición.

Tabla 5-5. Punto de ebullición de hidrocarburos parafínicos y otros elementos

Hidrocarburos	°C
Metano	- 161,5
Etano	- 88,6
Propano	- 42,0
Iso-Butano	- 11,7
n-Butano	- 0,5
Iso-Pentano	27,8
n-Pentano	36,0
Iso-Hexano	60,2
n-Hexano	68,7
Iso-Heptano	90,0
Heptano	98,4
Iso-Octano	99,2
n-Octano	125,6
Nitrógeno	- 195,8
Aire	- 194,3
Oxígeno	- 183,0
Dióxido de carbono	- 78,5
Sulfuro de hidrógeno	- 60,3

El punto de ebullición de los hidrocarburos parafínicos y otros elementos relacionados con los procesos, a una atmósfera de presión, está bien definido.

Es interesante notar que ciertos hidrocarburos y componentes del gas natural, así como otros gases que pueden estar asociados (nitrógeno, oxígeno, dióxido de carbono o sulfuro de hidrógeno) hierven a temperaturas muy bajas.

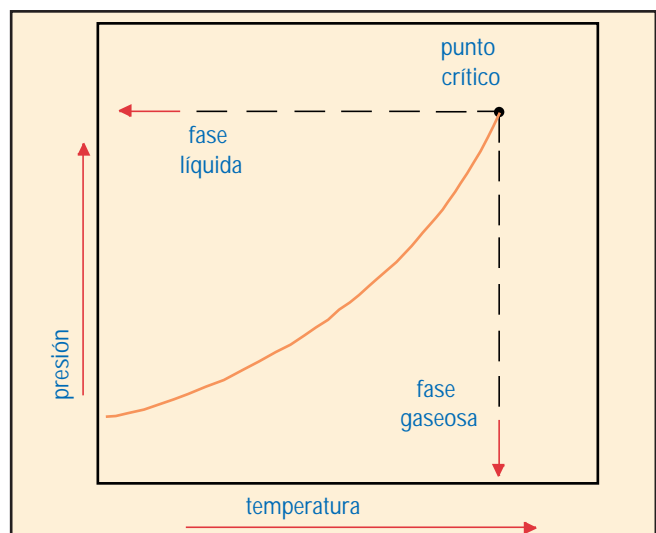


Fig. 5-20. El conocimiento de la presión y temperatura crítica de un gas es importante para apreciar la relación de fase gaseosa-líquida.

III. Generación de Hidrocarburos

De acuerdo con las teorías sobre la generación de hidrocarburos en los estratos geológicos, juega papel importante la deposición de material orgánico, el cual por descomposición, acción de la temperatura y de la presión subterráneas, a lo largo de los tiempos geológicos va pasando por etapas de maduración que lo transforman en kerógeno y finalmente en gas y/o petróleo (hidrocarburos).

El kerógeno está formado por 80 a 90 % de carbono y 2 a 10 % de hidrógeno, principalmente. Contiene trazas de oxígeno, nitrógeno y azufre. Y es con estos ingredientes que la naturaleza fabrica gas solo, gas y petróleo o petróleo sin mucho gas, según las teorías orgánicas de la génesis de los hidrocarburos.

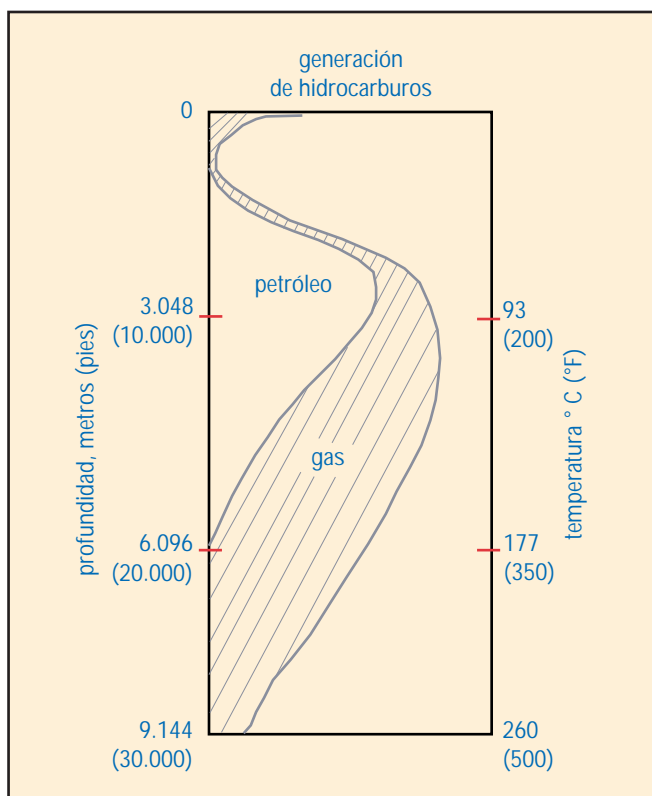


Fig. 5-21. Formación de hidrocarburos a partir de la materia orgánica y kerógeno en las rocas sedimentarias. John M. Hunt escribe y pregunta: ¿hay un límite de profundidad geoquímica para los hidrocarburos? Petroleum Engineer, marzo 1975, pp. 112-127.

Por observaciones de campo se ha constatado que las emanaciones o erupciones de gas libre o de gas acompañado de lodo provienen de estratos someros, profundos o muy profundos. Y el flujo de estas emanaciones o erupciones es continuo o intermitente, con poca o mucha fuerza expelente.

En las operaciones de exploración, cuando se usaban tacos de dinamita para provocar vibraciones en la corteza terrestre, se dieron casos en los cuales al abrir hoyos de muy poca profundidad para colocar la dinamita surgió gas natural procedente de estratos ubicados casi a flor de tierra.

De pozos muy llanos hasta los considerados muy profundos (6.000 metros) se ha verificado que los estratos pueden contener gas y petróleo o gas solo pero a medida que la perforación alcanza profundidades mayores de 9.000 metros, los pozos superprofundos muestran que la posible existencia de hidrocarburos sea puro gas solamente.

Esta tendencia ha llamado la atención de los expertos en el sentido de estimar si existe una profundidad a la cual se desvanecen las posibilidades de la presencia de hidrocarburos líquidos y aumenta la probabilidad de encontrar gas únicamente.

Cotejando y graficando la información de profundidad temperatura, generación de hidrocarburos y otros datos obtenidos de pozos someros, profundos, muy profundos y superprofundos, los expertos plantean si a profundidades mayores de 9.144 metros (30.000 pies) no se presentará la condición de destrucción de los hidrocarburos, petróleo y gas. Este planteamiento tiene validez cuando se consideran las intenciones de llevar la perforación a profundidades mayores de 10.000, 11.000, 12.000 y hasta 15.250 metros.

En un pozo superprofundo, 9.586 metros (31.442 pies), hecho en el sur de Oklahoma, se encontró azufre líquido y la perforación fue parada.

Hasta ahora el equipo y la tecnología aplicada para perforar hasta 9.600 metros han respondido a las expectativas y se considera que las temperaturas, presiones y riesgos a profundidades mayores pueden ser manejables.



Fig. 5-22. Un equipo de perforación en sitios remotos es indicativo de que se están explorando las posibilidades de descubrir nuevos prospectos petrolíferos, gas y/o petróleo.

IV. Exploración para el Gas

Los conocimientos y las técnicas básicas aplicadas a la búsqueda de hidrocarburos convergen todas hacia precisar si las características y condiciones geológicas generales de las rocas ofrecen posibilidades de almacenar y contener hidrocarburos en volúmenes comerciales, especialmente crudos. De allí que, por medio de estudios, fundamentalmente aerofotográficos y/o de geología de superficie,

reforzados por levantamientos geoquímicos, gravimétricos, magnetométricos, sismográficos y afines, hechos a escala local o regional, se busque la existencia de estructuras o trampas, cuyas características geológicas y petrofísicas respondan a las que conforman un buen yacimiento.

Sin embargo, el explorador petrolero siempre ha aspirado a que las herramientas y técnicas de exploración le ofrezcan la posibilidad de detección directa y cualitativa de si la acumulación es de petróleo o de gas. Y gracias a los adelantos tecnológicos de estos últimos años, especialmente en la sismografía, está logrando sus deseos.

Adelantos técnicos en sismografía

Todos los adelantos técnicos en las diferentes disciplinas de la exploración petrolífera tienen por meta disminuir lo más posible el riesgo económico involucrado en la búsqueda de yacimientos de hidrocarburos. Las erogaciones anuales de la industria para estudios y perforación exploratoria son cuantiosas. Se incrementan más estos desembolsos a medida que apremia la necesidad de hallar nuevos yacimientos para mantener y/o incrementar el potencial de producción y las reservas probadas de crudos y/o gas.

De 1960 para acá se ha perfilado un gran auge científico en todas las disciplinas geofísicas y la tecnología aplicada a la exploración petrolera. Esta evolución se ha mantenido firme en sismología y sismografía cuyos logros abarcan los siguientes rubros:

- **Adquisición de datos.** Se cuenta con novedosos diseños y adaptaciones de equipos para operaciones en tierra, en aguas llanas y pantanosas y costafuera. Para la instalación y transporte del equipo se han diseñado y construido camiones, furgones, helicópteros, aviones, lanchas, lanchones, barcas, gabarras y barcos capaces de responder a cualquier exigencia.

La eliminación casi total del uso de dinamita para inducción de ondas se debe al diseño y construcción de equipo neumático o de percusión.

Se ha logrado refinamiento en el diseño y capacidad de captación de los geófonos, como también mayor poder de definición de los equipos de registros de las ondas. La introducción del sistema tridimensional de registros ha dado muy buenos resultados en aumentar la exactitud de detalles de delineación del subsuelo. La electrónica y el computador han aumentado la capacidad y calidad de obtención de datos.

- **Procesamiento de datos.** Si antaño era lento y exasperante el procesamiento de los datos sismográficos, actualmente la electrónica, la computación, la capacidad de almacenamiento de datos y apoyos a fines de delineación, fotocopia, color, producción y montaje permiten que el procesamiento se haga en horas, con mayor exactitud, nitidez y detalles.

- **Interpretación de datos.** Durante estos últimos años las nuevas técnicas han hecho posible que los exploradores extiendan y profundicen más sobre las teorías, conceptos y aplicaciones de sus conocimientos a la interpretación de la sismología, la sismografía y estudios geológicos de las rocas.

Han surgido adelantos en la interpretación de análisis de velocidad para deter-

minar la existencia de estructuras y predecir la presencia de presiones anormales. Se ha refinado la técnica de detección de fallas y otros accidentes geológicos y características de las rocas. Se ha ampliado la precisión de investigación e interpretación de señales que apuntan indicaciones sobre acumulaciones de hidrocarburos. Sismogramas hechos hace años pueden ser reprocesados y reinterpretados, obteniendo así una fuente antigua de comparación adicionada a recientes levantamientos.

Los adelantos científicos y técnicos en las diferentes ramas de las Ciencias de la Tierra han hecho que la exploración petrolera sea ahora una tarea multidisciplinaria en la que geólogos, geofísicos, petrofísicos e ingenieros de petróleos, a su vez asistidos y apoyados en otros profesionales, confederen conocimientos, experiencias y esfuerzos para planificar campañas de exploración en tierra y/o costafuera. No obstante la disponibilidad de todos los recursos necesarios y el cumplimiento cabal de la permisería pertinente, hay dos factores que merecen muchísima atención: el límite de tiempo para las operaciones y las estaciones del año cuando han de iniciarse, conducirse y terminarse los trabajos de campo.

Si no se estima bien, el factor tiempo puede entabrar el progreso de los levantamientos deseados: geología de superficie, aerofotogeología, sísmica, gravimetría, magnetome-

Tabla 5-6. Inversiones para fortalecer el negocio. Actividades de exploración

Operaciones	1994	1993	1992	1991	1990
Sísmica convencional, km	5.985	4.824	2.911	12.974	8.947
Sísmica tridimensional, km ²	878	410	243	-	-
Pozos exploratorios acometidos	28	29	21	24	16
Reservas de crudos añadidas, MMB	525	467	340	235	545
Reservas de gas añadidas, MMMm ³	68,86	73,40	101,9	169,9	394
Inversiones, MMBs.	30.466	19.856	12.741	13.277	5.817
Sísmica, MMBs.	12.165	5.351	3.221	6.115	1.818
Perforación exploratoria, MMBs.	17.676	14.170	9.300	6.545	3.999
Otras, MMBs.	625	335	220	617	-

Fuentes: MEM-PODE, 1990-1993.

PDVSA, Informe Anual, años 1990-1994, inclusivos.



Fig. 5-23. Camión especialmente diseñado para actividades de exploración, el cual genera ondas sísmicas por impacto. Este procedimiento sustituye el uso de la dinamita para generar ondas y evita el temor de la fauna silvestre a las explosiones.

tría, geoquímica, petrofísica o perforación estratigráfica somera de cateo. Todo esto requiere pensar en equipos, la mayoría de los cuales son obtenidos del extranjero, como también ciertos materiales y herramientas y determinado personal muy calificado. El programa definitivo de operaciones en tierra y/o costafuera debe realizarse durante las estaciones más apropiadas del año. El invierno tropical, o época de lluvias torrenciales, a veces imposibilita la movilidad de las cuadrillas sobre el terreno; y la época de huracanes en el mar Caribe plantea riesgos a la navegación.

El color: adelanto significativo

La presentación y observación de la configuración sismográfica en colores coadyuva a resaltar los indicadores directos de la presencia de hidrocarburos en las formaciones estudiadas.

Los colores, codificados de acuerdo con la longitud de sus ondas en concordancia con la amplitud, frecuencia y velocidad de los registros, forman un cuadro pictórico que los expertos pueden interpretar profundamente

para hacer aflorar detalles imperceptibles a simple vista.

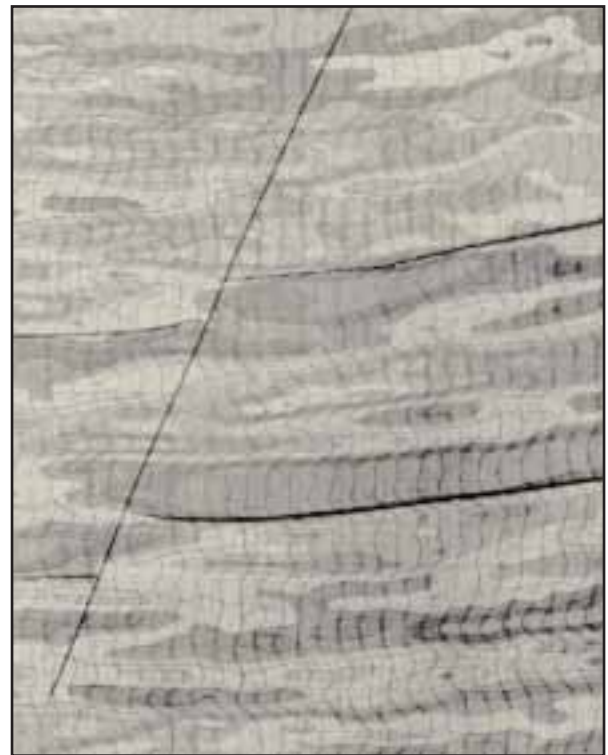


Fig. 5-24. Parte de un levantamiento sísmico en el que se observan líneas rectas dibujadas sobre la estratigrafía para demarcar las fallas estructurales de las formaciones..

De allí que “puntos brillantes” en las trazas sismográficas puedan ayudar en la identificación de la cúpula o cresta de la estructura, extensión de los estratos, cambios estratigráficos, espesores de los estratos, indicaciones de fallas, presencia y confinamiento de fluidos y otros detalles con sus características generales y específicas. Todas estas apreciaciones acrecentan el poder de evaluación de los estudios de exploración sismográfica y tienden a incrementar las probabilidades de descubrimiento de nuevos yacimientos o la revalidación de áreas conocidas.

Interesante es notar que los “puntos o trazas brillantes” tienen a su crédito significativos descubrimientos de gas e importantes correlaciones y revaluaciones de yacimientos recién descubiertos y añejos.

V. Operaciones de Perforación para Gas

Las técnicas y modalidades de perforación para pozos petrolíferos o gasíferos son idénticas. Lo que varía es la terminación debido a las características de producción del yacimiento de gas solamente.

Ubicación del yacimiento

Si el yacimiento está en tierra firme o costafuera, su ubicación planteará aspectos operacionales que influirán sobre las decisiones pertinentes a las inversiones que tendrán que hacerse en perforación, en instalaciones de producción, sistemas de recolección y transporte por gasducto, plantas de tratamiento y acondicionamiento del gas y líquidos, y finalmente utilización y mercadeo del gas y sus derivados.

Espaciado de pozos

Para el yacimiento petrolífero o de gas libre cada pozo representa un punto de

drenaje. Por tanto, cada pozo debe drenar por sí una cierta área que contiene un cierto volumen del petróleo o gas en sitio.

El espaciado o distancia entre pozo y pozo se selecciona en función de las características del yacimiento, de las propiedades físicas de los hidrocarburos y de aspectos económicos que involucran abrir determinado número de pozos para obtener y manejar determinados volúmenes de producción primaria comercial hasta un cierto límite económico en el tiempo, o sea años de producción.

Generalmente, los pozos quedan dispuestos en una configuración geométrica sobre el terreno. La distancia media entre pozos indica la supuesta área de drenaje correspondiente a cada pozo. En la práctica se ha constatado que entre pozos petrolíferos pueden ser de 90 a 600 metros, según las características del yacimiento y el crudo. En el caso de un yacimiento de gas la distancia es mayor, unos 1.800 metros debido a las características mismas del gas.

Los yacimientos de gas en tierra o costafuera plantean consideraciones que son



Fig. 5-25. La exploración costafuera ha logrado descubrir grandes yacimientos de petróleo y de gas libre. Esta clase de plataforma integral de perforación se ha utilizado en muchos sitios del mundo.

comunes, pero los de costafuera presentan además otros aspectos muy especiales. Por tanto, para este caso es importante considerar lo siguiente:

- Profundidad de los yacimientos.
- Extensión de los yacimientos.
- Magnitud de las reservas probadas y probables.
- Distancia costafuera.
- Profundidad de las aguas.
- Topografía y características del suelo marino.
- Tipos de instalaciones para perforación, producción y manejo del gas costafuera.
- Alojamiento de personal.
- Condiciones de los ambientes marino y costero.
- Navegación y transporte de suministros y personal; comunicaciones.
- Inversiones, costos y rentabilidad.

Terminación de pozos

No hay diferencias fundamentales en la terminación de un pozo gasífero y un

pozo petrolífero. El enfoque y la apreciación de las condiciones geológicas y del estado del hoyo prácticamente son idénticas. Sin embargo, siempre surgirán consideraciones específicas acerca del más adecuado programa de sargas de revestimiento y las opciones que puedan presentarse según el número de yacimientos delineados para hacer terminaciones sencilla, doble, triple u otras alternativas inmediatas o futuras que aseguren el potencial y la producción de gas deseado.

También requiere ciertas consideraciones la terminación que se escoja si ha de ser a hoyo desnudo o entubado. Hoyo vertical, desviado, horizontal o inclinado. O si es necesario el fracturamiento del yacimiento para mejorar su caudal de flujo, si es que la formación acusa muy baja permeabilidad. Y si la formación productora es muy deleznable escoger el tipo adecuado de empaque con grava para contrarrestar el desmoronamiento de la pared del hoyo y evitar el flujo de arena hacia el pozo.

En el caso de la presencia de agentes corrosivos y/o de agua en el gas, será necesario pensar en el uso de revestidores y tubería

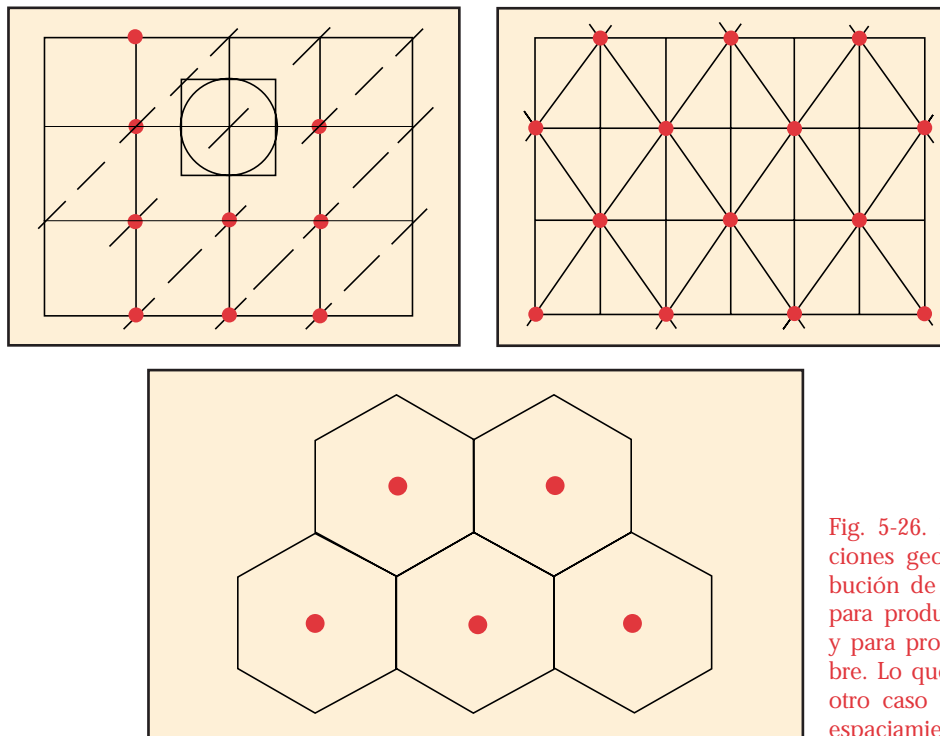


Fig. 5-26. Las tres configuraciones geométricas de distribución de pozos son válidas para productores de petróleo y para productores de gas libre. Lo que cambia en uno y otro caso es la distancia del espaciamiento entre pozos.

de educación más resistente a la corrosión y tomar medidas para facilitar la inyección de anticorrosivos al caudal de producción del pozo. El agua producible también puede ser corrosiva y su presencia en el caudal de producción puede escurrirse hasta inundar el fondo del pozo e impedir el flujo regular del gas hacia la superficie.

VI. Comportamiento y Manejo del Yacimiento y Pozos

El comportamiento y el manejo del yacimiento y de los pozos de gas influyen en la eficiencia de la producción y en el aprovechamiento óptimo de las posibilidades de la mayor extracción de líquidos del gas natural.

Los líquidos que puede contener el gas, como pentanos, hexanos y heptanos, se extraen en la superficie por medio de instalaciones de separación, absorción, refrigeración y plantas diseñadas específicamente para tales fines. Además, componentes del gas, como el metano, el etano, el propano y los butanos pueden ser licuados mediante tratamientos apropiados. La gasolina natural o cruda y el condensado se aprovechan también para mejorar mezclas y obtener mayor rendimiento de productos.

En la industria petrolera es común oír que el gas de tal yacimiento es seco o húmedo, magro, rico o muy rico en su contenido de líquidos, lo cual se expresa en una relación de volumen de líquidos de posible extracción de un determinado volumen de gas producido, expresado en galones o barriles por millón de pies cúbicos o en litros o metros cúbicos por millón de metros cúbicos de gas producido. Generalmente, se puede decir que el contenido de líquidos de un gas es **magro** si acusa entre 6 y 24 metros cúbicos de líquidos por millón de metros cúbicos de gas. **Rico** si con-

tiene de 25 a 80 metros cúbicos y **muy rico** cuando rinde más de 80 metros cúbicos.

El gas en el yacimiento

El gas se encuentra en el yacimiento a cierta presión y temperatura. La magnitud de la presión original es importante porque es el agente propulsor del flujo de gas del yacimiento al pozo y del fondo de éste hasta la superficie y las instalaciones conexas de tratamiento y manejo. Además, pronósticos de la declinación de la presión en relación al volumen acumulado de gas producido servirán para determinar la presión que no puede auspicar cierto volumen de flujo durante la vida productiva del yacimiento. También la apreciación del comportamiento de la presión servirá para determinar su declinación y acercamiento a la presión de rocío, o sea la presión a la cual se empieza a manifestar la condensación de los líquidos en el yacimiento.

La presión y la temperatura son factores tan importantes del gas en el yacimiento porque los líquidos que se condensan en el yacimiento humedecerán o mojarán la roca y ese volumen será difícil de extraerse, ocasionando así una pérdida económica.

El flujo del gas: del fondo del pozo a la superficie

Del yacimiento al fondo del pozo y de allí hasta el cabezal y luego a través de las instalaciones en la superficie, el comportamiento del flujo de gas y sus componentes se rige por las relaciones antes mencionadas: presión, volumen, temperatura (P-V-T).

Lo importante es mantener estas relaciones adecuadamente en el yacimiento y en el pozo, de manera que en esos dos sitios no haya condensación de líquidos para que en la superficie se obtenga la mayor extracción posible de líquidos por medio de:

- Etapas de separación y control de amplios rangos de temperatura.
- Estabilización de los líquidos por procesos adecuados.
- Obtención de líquidos en separadores de alta presión, y
- Estabilidad de los líquidos en las instalaciones de almacenamiento.

Si el gas contiene agua, ésta tiene que ser removida para lograr gas seco que va a los mercados, donde se utiliza como combustible en las industrias y hogares. De igual manera, el gas tiene que ser desprovisto de arena y/o sedimentos que se desprendan de la formación durante el flujo. Para lograr la limpieza del gas, éste se pasa por instalaciones de depuración específica diseñadas para tales fines.

Moléculas de los componentes del gas (metano, etano, propano o butano) se mezclan con el agua en ciertas proporciones, bajo la acción de la presión y la temperatura, para formar sólidos que trastornan la eficiencia de las operaciones de tratamiento y transporte. Estos hidratos tienen la apariencia de una mezcla aguada de color lechoso.



Fig. 5-27. En los centros de operaciones petroleras, el recibo y despacho de gas natural crudo, despojado y/o tratado se hace utilizando redes de tuberías de determinadas especificaciones.

Cuando el gas contiene sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, helio, mercaptanos u otros compuestos, es necesario someterlo a tratamientos de extracción para depurarlo adecuadamente. Estos tratamientos o procesos requieren equipos o plantas adicionales, de diseño y funcionamiento específico, además de sustancias que se añaden al gas para lograr la depuración deseada. Por tanto, este aspecto de las operaciones representa aumentos en inversiones y costos que deben ser amortizados mediante la rentabilidad de las operaciones.

VII. Transporte y Entrega del Gas a los Mercados

La parte final del manejo del gas la constituye el transporte desde las instalaciones de los campos y las entregas de volúmenes determinados a los mercados en ruta.

Estas dos fases representan en la práctica el mercadeo y la comercialización del gas. De acuerdo con las modalidades mundiales para este tipo de operaciones cabe mencionar aspectos interesantes.:

- Se da el caso de que existen empresas integradas cuyas operaciones (exploración, perforación, producción, transporte y mercadeo) están dedicadas exclusivamente al gas y no producen petróleo. Son empresas especializadas en el negocio del gas.
- Existen otras empresas integradas que se dedican mayoritariamente al petróleo y que pueden disponer de grandes volúmenes de gas asociado y de gas libre que las pueden inducir a comercializar el gas parcialmente o totalmente. Esto es que venden su gas a otras empresas y no se ocupan del mercadeo o podrían optar por transportar, distribuir y vender gas directamente.
- Hay casos en que el gas lo manejan varias empresas. Primero, la que lo produ-

ce y acondiciona. Segundo, la que lo transporta y es dueña del sistema de gasductos, y tercero, la que se encarga de la distribución y venta del gas en determinados mercados de su competencia.

Transporte

El gas se transporta por tuberías -gasductos- cuyos diámetros pueden ser de 10 a 122 centímetros, según el volumen y la presión requerida de transmisión. La longitud del gasducto puede ser de unos cientos de metros a miles de kilómetros, según la fuente de origen del gas y los mercados que lo requieran.

A medida que las distancias para transportar gas sean más largas, se presenta la consideración de comprimir el gas a presiones más elevadas para que llegue a los diferentes puntos de entrega en la ruta de la red de gasductos. Esto significa la necesidad de instalar estaciones de compresión en ciertos puntos. La compresión es un factor económico importante en la transmisión de gas por gasductos largos.

La compresión del gas se puede hacer por etapas. Generalmente se emplea una primera, segunda y tercera etapas de compresión que pueden satisfacer las presiones requeridas, al tomarse en consideración la presión de entrada y la de salida, la relación de compresión, la temperatura de entrada y de salida, el peso molecular del gas, para determinar



Fig. 5-28. Los gasductos de gran diámetro y de muchos kilómetros de longitud que transportan diariamente enormes volúmenes de gas requieren de estaciones de recompresión a lo largo del trayecto.

la potencia de compresión requerida para determinado volumen fijo de gas, o sea 1.000.000 de pies cúbicos diarios o 28.320 metros cúbicos diarios. En la práctica, para este volumen y considerando todos los rangos de los parámetros antes mencionados, la potencia de la primera etapa puede estar entre 30 y 120 caballos de potencia (c.d.p.), la segunda, entre 120 y 250, y la tercera, entre 250 y 325. Estos rangos de etapas y potencia cubren presiones de descarga desde 25 a 3.500 lppc, o sea desde 1,75 a 246 kg/cm².

La Tabla 5-7 recoge la capacidad de varias instalaciones de gas natural en el país y destaca los cambios habidos entre 1975-1993.

Tabla 5-7. El gas natural de Venezuela en cifras

Renglones	1975	1983	1993
Reservas, MMMm ³	1.197	1.568	3.909
Producción bruta, Mm ³ /d	104.133	87.030	115.518
Gasductos, km	3.339	4.220	6.631
Volumen transportado, Mm ³ /d	24.852	35.027	96.264
Vendido/usado como combustible, Mm ³ /d	29.181	40.608	41.830
Plantas de procesamiento	16	9	17
Capacidad efectiva, Mm ³ /d	65.145	55.618	91.451
Plantas de inyección	57	66	83
Número de compresores	258	294	357
Potencial total, c.d.f. (h.p.)	1.329.060	904.154	1.573.375
Capacidad de inyección, Mm ³ /d	118.914	128.190	178.789
Volumen inyectado, Mm ³ /d	57.447	37.907	37.240
Número de yacimientos	116	142	150

Fuente: MEM-PODE, años correspondientes.

Distribución

De los campos de gas parten los gasductos principales hacia los centros de consumo. Sin embargo, en el trayecto puede ser que ramales del gasducto vayan a otros sitios para llevar gas a determinadas poblaciones y de igual manera, en ciertos puntos, pueden unírsele al gasducto principal otros que arrancan de campos diferentes de gas para complementar los volúmenes deseados de entrega para toda la red.

Al llegar a cada sitio de consumo, el gasducto principal alimenta la red secundaria de distribución que surte a la ciudad y a los diferentes tipos de grandes y pequeños usuarios. El flujo de gas es continuo durante las veinticuatro horas del día y el suministro lo recibe cada cliente a presión y volumen consonos con los requerimientos a través de medidores y reguladores que controlan la eficiencia del servicio.

La capacidad de la red es siempre suficiente para atender variaciones en la demanda, ya que desde los pozos y las instalaciones de campo y a todo lo largo del sistema se cuenta con alternativas que garantizan el suministro. Por ejemplo, en países de clima frío, durante el invierno se consume mucho más gas que durante el otoño, la primavera o el verano. Para responder a los incrementos y picos volumétricos se carga la red con más gas incrementando la presión, lo cual puede hacerse gracias a la compresibilidad del gas.

Entre países vecinos productores y consumidores de gas natural se hacen entregas por gasductos regionales de cientos de kilómetros de longitud. Ejemplos de esta modalidad los hay en Canadá/Estados Unidos/México; Rusia/Europa Oriental y Europa Occidental. En 1990 las entregas por fronteras en todo el mundo sumaron 640 MMm³/d. Además, la flota mundial de metaneros para las entregas de gas natural licuado (GNL) entre terminales marí-



Fig. 5-29. Instalaciones para distribución de gas doméstico en La Haciendita, Cagua, estado Aragua.

timas, en 1990 transportó 198 MMm³/d. Estas cifras dan idea de la utilización y del negocio que representa el gas natural (ver Tabla 5-1). Para el año 2010 se estima que los volúmenes internacionales requeridos habrán aumentado 21 % y se necesitarán unos 600 a 800 \$MMM para el gas transportado por gasductos y unos 60 \$MMM para el GNL. En 1994 la flota metanera mundial hizo 1.619 viajes y entregó el equivalente a 395 MMm³/d de GNL, o sea, casi 50 MMm³ interanual de aumento respecto a 1990, según cifras de Oil and Gas Journal, julio 1991, p. 21, y enero 15, 1996, p. 45.

Exportaciones de derivados del gas

A propósito de las expectativas de los derivados del gas natural en los mercados mundiales, Venezuela ha participado durante años con modestas cifras de exportación hacia

Tabla 5-8. Exportaciones directas de derivados del gas, miles de barriles

Año	Gases Líquidos del Petróleo					Subtotal	Total
	Gasolina natural	Butano	Iso-Butano	Propano	Mezclas de GLP		
1975	3.894	4.672	22	6.040	173	10.907	14.801
1983	415	740	-	393	288	1.421	1.836
1984	-	89	-	672	417	1.178	1.178
1985	-	1.151	-	679	-	1.830	1.830
1986	151	2.573	664	6.921	-	10.158	10.309
1987	959	1.985	596	6.168	99	8.848	9.807
1988	-	3.150	376	6.092	143	9.761	9.761
1989	-	2.403	304	7.100	230	10.037	10.037
1990	1.211	2.137	252	4.898	43	7.330	8.541
1991	1.170	1.318	377	6.114	-	7.809	8.979
1992	132	356	425	3.692	-	4.473	4.605
1993	676	221	465	3.232	198	4.116	4.792

Fuente: MEM-PODE, 1975-1993.

los cinco continentes, principalmente con mayores volúmenes de butano y propano. Las cifras de la Tabla 5-8 confirman las realizaciones logradas.

A partir de 1984, el sector petroquímico venezolano inició la expansión de sus actividades y comenzó a utilizar más insumos producidos en el país, a expensas de los volúmenes que podrían exportarse.

VIII. El Precio del Gas

En el país, la utilización del gas ha seguido ganando clientes, además de su uso en la propia industria para aumentar la extracción adicional de petróleo mediante la inyección a los yacimientos y como fuente de energía en las operaciones.

La utilización del gas natural, tanto aquí en Venezuela como en el resto del mundo, está aumentando. Su precio se está equiparando respecto al del petróleo, de acuerdo al poder calorífico. La equivalencia se expresa en \$ por cada mil pies cúbicos o millón de BTU de gas en comparación con el precio del barril de petróleo.

Se ha mencionado que el poder calorífico del gas está entre 900 y 1.250 BTU por

pie cúbico, cifras equivalentes a 8.000 y 11.115 kilocalorías por metro cúbico, respectivamente. Aproximadamente, una libra de petróleo crudo representa de 15.350 a 22.500 BTU. El poder calorífico exacto de una muestra de gas o de crudo se hace en el laboratorio.

La Tabla 5-9 da una idea de los precios semanales del mercado a futuro.

Tabla 5-9. Cotizaciones de precios a futuro

Fecha	Crudo liviano dulce \$/Brl.	Gas natural \$MM BTU
22-12-1995	19,17	2,85
29-12-1995	19,42	2,62
05-01-1996	19,97	2,93
19-01-1996	18,61	2,17
26-01-1996	18,07	2,31
02-02-1996	17,65	2,49

Fuente: Oil and Gas Journal, enero 8, 15, 22, 29 y febrero 5, 12, 1996.

El comportamiento del mercado mundial de hidrocarburos, en lo que respecta a precios, fluctúa unos centavos de dólar hacia arriba o hacia abajo de un día para otro, a menos que ocurran eventos catastróficos que podrían aumentar el precio significativamente. Sin embargo, ni los eventos catastróficos en los últimos años han sido capaces de influir drásticamente en el precio del petróleo.



Fig. 5-30. La importancia que seguirá adquiriendo la industria del gas en el futuro se podrá apreciar por la capacidad mundial de sus instalaciones y la producción de líquidos.

Las naciones industriales como grandes importadoras de hidrocarburos recurren a sus reservas estratégicas (inventarios acumulados) para complementar sus demandas diarias. Además, podrían imponer racionamiento del consumo propio, disminución de la velocidad del tránsito automotriz o la sustitución de un tipo de energía por otro para que no escaseen los suministros mientras dura el conflicto.

En lo que va de esta década de los noventa, ni la invasión a Kuwait por Iraq ni la guerra del Golfo ni otros serios enfrentamientos en el Medio Oriente causaron desbarajustes

en los precios mundiales de los hidrocarburos. La capacidad de balance del caudal diario mundial de crudos entre productores no-OPEP y los de la OPEP es tal que las divergencias pendientes y las que puedan suscitarse tienen que ser ahora objeto de entendimiento entre todos: productores, importadores, distribuidores y consumidores. Además del suministro y los precios, está en juego el equilibrio económico del mundo.

Sin duda, el gas será en el futuro fuente importante de energía para Venezuela. Las reservas probadas para 1983 acusaron 1.562.332 millones de metros cúbicos, mayoritariamente gas asociado. Afortunadamente, los descubrimientos de yacimientos de gas no asociado hechos en 1981 y 1982, en tierra y costa afuera, fueron contabilizados y reforzaron inmensamente el potencial de futuras reservas y capacidad de producción. Para 1990, el país llegó a duplicar holgadamente sus reservas respecto a 1983 al contabilizar 3.428.560 millones de metros cúbicos. En 1993, la cifra fue de 3.909.098 millones de metros cúbicos (MEM-PODE, 1993).

Tabla 5-10. Instalaciones, producción y capacidad de la industria mundial del gas natural

	1983*	1997**
Número de plantas	1.367	1.568
Capacidad de gas, MMPCD	129.306	190.616
Gas manejado, MMPCD	74.926	130.855
Producción, b/d		
Etano	318.440	410.486
Propano	542.304	471.248
Iso-Butano	38.740	102.955
n-Butano	180.130	195.092
Gas líquido mezclado	94.600	492.867
Gas líquido crudo	1.012.488	2.065.300
Gasolina natural desbutanizada	273.017	542.802
Otros	297.457	593.105
Total	2.757.176	4.873.855

* Oil and Gas Journal, July 16, 1984. No se incluyen países socialistas.

** Oil and Gas Journal, June 2, 1997. Incluye todos los países al 01-01-1997.

Tabla 5-11. Venezuela: producción y distribución del gas natural, 1983-1995

Año	Producción bruta	Inyectado	Arrojado	Otros usos	millones de metros cúbicos					
					Transformado productos y mermas 1/	Distribución de otros usos		Donado		
						Sometido a impuestos Combustible	Vendido		No sometido a impuestos Combustible	Vendido
1983	31.766	12.866	1.725	17.165	1.525	2.290	1.943	2.794	8.235	369
1984	32.574	12.030	1.756	18.788	1.488	2.307	2.244	2.847	9.495	370
1985	32.996	12.428	1.617	18.951	1.625	2.367	2.107	2.676	9.814	362
1986	36.275	12.040	2.775	21.460	2.386	2.871	1.981	2.909	10.886	427
1987	36.236	11.359	3.690	21.187	2.600	2.737	2.227	2.705	10.479	439
1988	38.457	12.939	3.727	21.791	2.763	2.676	3.089	2.577	10.141	545
1989	38.922	14.001	2.613	22.308	2.770	2.938	3.224	2.660	10.170	546
1990	41.763	13.242	3.449	25.072	3.106	2.956	4.062	3.016	11.365	567
1991	42.326	13.283	3.616	25.427	3.525	3.233	6.069	3.137	8.897	566
1992	42.476	13.599	3.494	25.383	3.766	3.565	6.110	2.840	8.555	547
1993	42.164	11.726	3.388	27.050	1.437	4.059	10.708	2.814	7.467	565
1994	44.487	12.175	3.545	28.767	4.092	9.614	13.625	5.087	2.948	1.436
1995	48.359	13.207	3.562	34.600	4.627	5.075	16.682	3.742	3.845	629

1/ Incluye pérdidas o ganancias por transferencias.

Fuentes: MEM, Dirección de Petróleo y Gas. División Técnica de Gas Natural.
MEM-PODE, 1993, p. 58; 1994, 1995.

Referencias Bibliográficas

1. ALTIERI, V. J.: **Gas Analysis and Testing of Gaseous Materials**, American Gas Association, New York, 1945.
2. BALESTRINI, César: **Economía Minera y Petrolera**, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1959.
3. BAPTISTA, Federico G.: **Historia de la Industria Petrolera en Venezuela**, Creole Petroleum Corporation, Caracas, 1966.
4. BRECHT, Christoph: "Gas - Energy of the Future", en: **Hydrocarbon Processing**, November 1980, p. 76.
5. BROWN, George Granger: **Deviation of Natural Gas from Ideal Gas Laws**, Clark Bros. Co. Inc., Olean, New York.
6. CARO, Rubén A.: **Utilización del Gas en Venezuela**, Corporación Venezolana del Petróleo, Caracas, marzo 1962.
7. CENTENO, Roberto: **Economía del Petróleo y del Gas Natural**, Editorial Tecnos, Madrid, 1974.
8. **Compressed Air and Gas Data**, Ingersoll-Rand Co., Phillipsburgh, New Jersey.
9. CONICIT: **Fuentes Energéticas. Una Perspectiva Venezolana**, Conicit, Caracas, 1977.
10. CURRI, R.N.: "Gas BTU Measurement Inconsistencies Examined", en: **Oil and Gas Journal**, July 21, 1980, p. 56.
11. DIEHL, John C.: **Natural Gas Handbook**, Metric Metal Works, Erie, Pennsylvania, 1927.
12. FOWIER, E.D.; RHODES, A.F.: "Checklist Can Help Specify Proper Wellhead Material", en: **Oil and Gas Journal**, January 24, 1977, p. 62.
13. FRICK, R.W.; HEGGLUND, J.W.: "Financing International Oil and Gas Projects", en: **World Oil**, May 1981, p. 207.

14. FRICK, Thomas C.: **Petroleum Production Handbook**, Vol. II, Reservoir Engineering, McGraw - Hill Book Company, Inc., New York, 1962.
15. GLASSTONE, Samuel: **Textbook of Physical Chemistry**, D. Van Nostrand Company, Inc., New York, 1947.
16. HUNT, John M.: "Is There a Geochemical Depth Limit for Hydrocarbons?", en: **Petroleum Engineer**, March 1975.
17. HUNTINGTON, R.L.: **Natural Gas and Natural Gasoline**, McGraw - Hill Book Company, Inc., New York, 1950.
18. **Hydrocarbon Processing**:
 - "Gas Processing Developments", (varios artículos), April 1981.
 - **Gas Processing Handbook**, (varios procesos), April 1979.
19. HYNE, J. B.; DERDALL, G.D.: "How to Handle Sulphur Deposited by Sour Gas", en: **World Oil**, October 1980, p. 111.
20. MARTINEZ, Anibal R.: **Chronology of Venezuelan Oil**, George Allen and Unwin Ltd., Londres, 1969.
21. Ministerio de Energía y Minas:
 - A. **Carta Semanal**.
 - B. **Petróleo y Otros Datos Estadísticos (PODE)**, (anual).
 - C. **Convención Nacional de Petróleo**, 1951.
22. McCORMICK, William T.; KALISCH, Robert B.; WANDER, Thomas J.: "American Gas Association Assesses World Natural-Gas Supply", en: **Oil and Gas Journal**, February 1978, p. 103
23. NIETO, G.: "Venezuela to Help Meet LPG Demands", en: **Hydrocarbon Processing**, July 1978, p. 56-G.
24. **Oil and Gas Journal**:
 - "Gas Processing", (varios artículos), July 13, 1981.
 - "International Gas Trade Report", July 1, 1991, p. 21.
 - "Tomorrow's Natural Gas Strategies", **Oil & Gas Journal Special**, March 13, 1995, pp. 45-70.

- "LNG Shipments in 1994 set records", January 15, 1996, p. 45.
25. **Oil and Gas Production**, Engineering Committee, Interstate Oil Compact Commission, Oklahoma City, Oklahoma, 1951.
 26. PENNER, S.S.: **Thermodynamics**, Addison-Wesley Publishing Co., Reading, Massachusetts, 1968.
 27. PEREZ ALFONZO, Juan Pablo: **La Dinámica del Petróleo en el Progreso de Venezuela**, Dirección de Cultura, Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1965.
 28. RIVERO G., Miriam: "Con Super Octanos arrancó la petroquímica en Oriente", en: **Diálogo Industrial**, Corpoven, N° 37, Año XII, julio/septiembre 1991.
 29. SEATON, Earl: "Pipeline Economics U.S. Pipeline System Continues to Grow", en: **Oil and Gas Journal**, August 11, 1980, p. 59.
 30. STANDING, M.B.: **Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon System**, Reinhold Publishing Corporation, New York, 1952.
 31. STEPHENS, Maynar M.; SPENCER, O.F.: **Natural Gas Engineering**, Volume II, The Pennsylvania State College, Pennsylvania, 1949.
 32. STRIGHT, Daniel H.: "Routine Evaluation of Gas Well Performance", en: **Oil and Gas Journal**, June 1, 1981, p. 133.
 33. STULL, D.R.; PROPHET, H.: **Janaf Thermodynamical Tables**, U.S. Bureau of Standards, Washington D.C.
 34. **The Chemical and Engineering Dictionary**, The Chemical Publishing Company of N.Y., Inc., New York, 1942.
 35. VALLENILLA, Luis: **Auge, Declinación y Porvenir del Petróleo Venezolano**, Editorial Tiempo Nuevo, Caracas, 1973.

36. VILLALBA, Rodrigo: **La Industria del Gas Natural en Venezuela**, Corporación Venezolana del Petróleo, Caracas, 1971.
37. WELT, Ted: "Gas Processors Worldwide are Building for a Bigger Future", en: **Oil and Gas Journal**, July 14, 1980, p. 67.