

# PROPIEDADES DEL GAS NATURAL

**Franco Fabian Sivila Angulo**

**Actualización: Junio 2020**



## Contenido

<b>1. Conceptos básicos.....</b>	<b>1</b>
1.1. Introducción.....	2
1.2. Componentes .....	6
Metano .....	6
Etano.....	6
Propano.....	6
Butano.....	7
Heptano mas ( $C_{7+}$ ) .....	7
H <sub>2</sub> S .....	7
Dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> ) .....	7
Mercurio .....	8
1.3. Términos descriptivos .....	8
Gas natural disuelto (dissolved gas en Ingles) .....	8
Gas natural asociado (associated gas en Ingles) .....	8
Gas natural no asociado (non-associated gas en Ingles) .....	9
Gas natural dulce (sweet gas en Ingles) .....	9
Gas natural amargo o ácido (sour gas en Ingles) .....	9
Gas natural seco (dry gas en Ingles) .....	9
Gas natural húmedo (wet gas en Ingles) .....	10
Gas natural retrógrado (retrograde gas en Ingles) .....	10
Gas natural venteado (vented gas en Ingles) .....	10
Gas natural licuado .....	12
<b>2. Gas Ideal.....</b>	<b>14</b>
2.1. Introducción.....	16

2.2. Deducción de EOS para gas ideal .....	18
2.3. Leyes empíricas para gas ideal.....	21
Ley de Boyle .....	21
Ley de Avogadro .....	24
Mol (cantidad de sustancia) .....	25
2.4. Gas real versus gas ideal.....	27
2.5. Problemas .....	29
<b>3. Densidad, Peso Molecular &amp; Gravedad Específica.....</b>	<b>31</b>
3.1. Densidad del gas natural.....	33
Densidad en función de la presión.....	36
3.2. Peso molecular.....	39
3.3. Gravedad específica .....	41
<b>4. Propiedades Críticas.....</b>	<b>44</b>
4.1. Propiedades críticas.....	46
4.2. Propiedades seudo-críticas.....	48
4.3. Cálculo de propiedades seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas ...	50
Standing .....	50
Sutton.....	50
Elsharkawy et al.....	50
Piper et al.....	51
4.4. Corrección de propiedades seudo-críticas por contenido de impurezas .....	55
Método Wichert-Aziz .....	55
Método Carr-Kobayashi-Burrows (1954) .....	56
<b>5. Propiedades reducidas .....</b>	<b>59</b>
5.1. Introducción.....	61

---

5.2. Temperatura reducida .....	61
5.3. Presión reducida .....	62
<b>6. Factor z.....</b>	<b>65</b>
6.1. Introducción.....	67
6.2. Cálculo del Factor-z utilizando gráficas.....	70
6.3. Determinación experimental del Factor-z .....	71
6.4. Correlaciones para estimar el Factor-z .....	72
Correlación de Hall-Yarborough.....	72
Correlación de Dranchuk y Abou-Kassem .....	74
<b>7. Factor Volumétrico de Formación del Gas .....</b>	<b>78</b>
7.1. Introducción.....	80
<b>8. Viscosidad del Gas.....</b>	<b>83</b>
8.1. Introducción.....	85
8.2. Estimación de la viscosidad por correlaciones.....	89
Carr, Kobayashi y Burrows (Carr <i>et al</i> ) .....	89
Standing-Dempsey correlación para viscosidad.....	91
Correlación Lee, Gonzalez y Eakin (Lee <i>et al</i> ).....	93
<b>9. Estudio PVT .....</b>	<b>96</b>
9.1. Introducción.....	98
El factor-z .....	98
La viscosidad del gas.....	98
Variación del GOR/CGR .....	98
Componente C7+ .....	99
El punto de rocío .....	102
9.2. Toma de muestras de fluido .....	102

---

Toma de muestra en el fondo de pozo.....	103
Toma de muestra en superficie (separador) .....	104
9.3. Expansión a masa constante (CCE) .....	104
9.4. Depletación a volumen constante (CVD) .....	105
<b>10. Anexos.....</b>	<b>109</b>
10.1. Código VBA.....	111
Calcular viscosidad Leet et al .....	111
10.2. Constantes físicas de compuestos del gas natural.....	112
<b>11. Bibliografía .....</b>	<b>113</b>

## Figuras

<b>Figura 1.</b> Comparación de composición de gas para diferentes reservorios.. . . . .	3
<b>Figura 2.</b> Representación de los átomos que conforman los hidrocarburos. . . . .	5
<b>Figura 3.</b> CGR para pozos de gas seco (superior). CGR para pozos de gas natural retrógrado. . .	11
<b>Figura 4.</b> Curva envolvente para gas retrógrado (superior). Envolvente para gas seco y húmedo. .	13
<b>Figura 5.</b> Moléculas de gas en un contenedor con forma cúbica. . . . .	17
<b>Figura 6.</b> Variación de volumen en función de la presión en base a la Ley de Boyle. . . . .	22
<b>Figura 7.</b> Esquema para solución de problema 1. . . . .	22
<b>Figura 8.</b> Ilustración del método de expansión de gas para estimar el volumen de matriz aplicando la Ley de Boyle. . . . .	23
<b>Figura 9.</b> Esquema para describir la relación de 1 mol de metano con su peso molecular. . . . .	25
<b>Figura 10.</b> Variación de volumen en función de la temperatura en base a la Ley de Charles. . . . .	26
<b>Figura 11.</b> Esquema para describir Ley de Charles. . . . .	26
<b>Figura 12.</b> Comportamiento del Factor-z en función de la presión. . . . .	28
<b>Figura 13.</b> Comportamiento de la densidad del metano en función de la presión ( $z = 1$ ). . . . .	34
<b>Figura 14.</b> Comportamiento de la densidad del metano en función de la temperatura ( $z = 1$ ). . . . .	34
<b>Figura 15.</b> Densidad calculada en prueba a composición constante (CCE) a 111 °C (231.8 °F). .	38
<b>Figura 16.</b> Peso molecular en función del número de carbonos. . . . .	39
<b>Figura 17.</b> Peso molecular en función del número de carbonos. . . . .	42
<b>Figura 18.</b> Diagrama de fases presión versus temperatura mostrando el punto crítico . . . . .	47
<b>Figura 19.</b> Comparación de correlaciones para estimar presión seudo-crítica . . . . .	49
<b>Figura 20.</b> Comparación de correlaciones para estimar temperatura seudo-crítica . . . . .	49
<b>Figura 21.</b> Comparación de correlaciones para estimar presión seudo-crítica en función de la gravedad específica. . . . .	53
<b>Figura 22.</b> Comparación de correlaciones para estimar temperatura seudo-crítica en función de la gravedad específica . . . . .	53
<b>Figura 23.</b> Estimación de presiones seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas. . .	62
<b>Figura 24.</b> Estimación de temperaturas seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas. .	62
<b>Figura 25.</b> Factor-z en función de las propiedades seudo-reducidas, datos generados utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson. . . . .	67
<b>Figura 27.</b> Diagrama de prueba de laboratorio a temperatura constante. . . . .	68
<b>Figura 26.</b> Datos de Factor-z en función de presión obtenidos en laboratorio. . . . .	68
<b>Figura 28.</b> Comportamiento de $B_g$ en función de la presión. . . . .	80

<b>Figura 29.</b> Comportamiento de viscosidad en función de la presión y temperaturas. . . . .	84
<b>Figura 30.</b> Viscosidad de gas en función de temperatura y gravedad específica. . . . .	85
<b>Figura 31.</b> Corrección para viscosidad de gas por contenido de nitrógeno. . . . .	85
<b>Figura 32.</b> Corrección para viscosidad de gas por contenido de dióxido de carbono. . . . .	86
<b>Figura 33.</b> Corrección para viscosidad de gas por contenido de H <sub>2</sub> S. . . . .	86
<b>Figura 34.</b> Relación de viscosidad en función de presión seudo-reducida (gráfica de Carr <i>et al.</i> digitalizada) . . . . .	87
<b>Figura 35.</b> Relación de viscosidad en función de temperatura seudo-reducida (gráfica generada a partir de la regresión de Dempsey) . . . . .	89
<b>Figura 36.</b> Diagrama de fases y sus características para reservorio de gas retrógrado (superior). Diagrama de fases y condiciones que caracterizan al fluido durante la vida del reservorio. . . . .	99
<b>Figura 37.</b> Ejemplo del comportamiento de CGR para 3 campos (superior). . . . .	100
<b>Figura 38.</b> Toma de muestra de fluidos en separador para análisis PVT. . . . .	102
<b>Figura 39.</b> Ilustración de prueba de depletación a volumen constante CVD. . . . .	105
<b>Figura 40.</b> Porcentaje de líquido retrógrado en función de la presión, obtenido de prueba de depletación a volumen constante CVD. . . . .	105
<b>Figura 41.</b> Regiones presentes durante la producción de un reservorio de gas condensado. . . . .	106

## Tablas

<b>Tabla 1.</b> Ejemplos de composición de gas natural, muestras recuperadas en separador. . . . .	3
<b>Tabla 1.</b> Calculo de la densidad del metano en función de la presión asumiendo que se comporta como gas ideal. . . . .	28
<b>Tabla 2.</b> Calculo de la densidad del metano en función de la temperatura asumiendo que se comporta como gas ideal. . . . .	28
<b>Tabla 3.</b> Densidad calculada en prueba a composición constante (CCE) para un reservorio de gas retrógrado. . . . .	31
<b>Tabla 5.</b> Composición de gas para problema 5 . . . . .	33
<b>Tabla 4.</b> Calculo del peso molecular aparente . . . . .	33
<b>Tabla 1.</b> Temperaturas críticas para componentes del gas natural . . . . .	40
<b>Tabla 2.</b> Presiones críticas para componentes del gas natural . . . . .	40
<b>Tabla 3.</b> Ejemplo de calculo de temperatura seudo-crítica para gas natural . . . . .	41
<b>Tabla 4.</b> Ejemplo de calculo de presión seudo-crítica para gas natural. . . . .	41
<b>Tabla 5.</b> Ejemplo de calculo de temperatura y presión seudo-crítica corregidas por CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S . . .	46
<b>Tabla 1.</b> Composición de gas (problema 1). . . . .	52
<b>Tabla 2.</b> Cálculos para determinar la temperatura seudo crítica (problema 1). . . . .	52
<b>Tabla 3.</b> Cálculos para determinar la presión seudo crítica (problema 2). . . . .	54
<b>Tabla 1.</b> Cálculos para determinar la función f(y), problema de estimación del Factor-z por la correlación de Hall-Yarborough. . . . .	64
<b>Tabla 2.</b> Cálculos iterativos para estimación de densidad reducida, problema de estimación del Factor-z por la correlación de Dranchuk y Abou-Kassem. . . . .	67
<b>Tabla 1.</b> Constantes para correlación de Dempsey (viscosidad del gas). . . . .	82
<b>Tabla 1.</b> Ejemplo de resultados de una prueba CVD . . . . .	96





1

# Conceptos Básicos

## 1.1. Introducción

El gas natural es un combustible fósil y un recurso natural no renovable cada vez más importante en nuestras vidas por sus diferentes usos. Este es extraído de un reservorio que se encuentran en el subsuelo y a veces se lo encuentra juntamente con el petróleo. El flujo de gas natural desde el reservorio hacia los pozos de producción es mas fácil en comparación al petróleo crudo, debido a su menor densidad y viscosidad. Las propiedades del gas natural varían de acuerdo a la **composición** y las condiciones de **presión y temperatura**. El gas natural es una mezcla de varios hidrocarburos donde el metano generalmente tiene el mayor porcentaje en su composición. Puede incluir otros hidrocarburos como por ejemplo: etano, propano, butano, pentano y otros compuestos considerados impurezas como el nitrógeno y el dióxido de carbono.

El desarrollo de los reservorios de gas natural generalmente depende de la existencia de un mercado próximo a las reservas. Esto se debe a las dificultades que se tienen en el transporte de este hidrocarburo. A diferencia del petróleo, el transporte de gas natural en cisternas no es viable y su almacenamiento es costoso. El gas natural es transportado por gasoductos o utilizando barcos metaneros.

Estas impurezas no tienen valor económico pero reducen el valor del gas por que al ser parte de la composición estos reducen el poder calorífico de la mezcla. El poder calorífico esta directamente relacionado con el valor que se paga por el gas. Adicionalmente, cuando existen impurezas como el CO<sub>2</sub> se requiere instalar arreglo de producción de material especial que resista la corrosión incrementando el costo de los pozos.

También, el gas natural con alto contenido de impurezas requiere ser procesado para remover los componentes no deseados, por que su transporte requiere ciertas especificaciones para cuidar la integridad de los gasoductos. Por lo tanto, el gas natural debe ser procesado y un sistema de remoción de CO<sub>2</sub> (H<sub>2</sub>S y/o mercurio) es requerido antes de que el gas pase al sistema de gasoductos para su transporte.

La composición del gas natural puede variar ampliamente entre cada reservorio, en la **Tabla 1** se describen los compuestos que pueden encontrarse en el gas natural. En ciertos tipos de reservorios, la composición puede variar durante su vida productiva. Esto ocurre principalmente en los reservorios de **gas natural retrógrado**. Este tipo de reservorios presentan una relación condensado-gas (CGR) variable durante su vida productiva como consecuencia del cambio de composición. Estos aspectos deben ser modelados correctamente para determinar las reservas de líquidos asociados al gas y para el dimensionamiento de los equipos de superficie.

Las propiedades del gas natural son importantes para determinar su calidad (contenido calorífico) y por lo tanto su valor económico. También, las propiedades se requieren para aplicar los métodos adecuados para optimizar su producción, transporte y procesamiento. Los ingenieros aplican las propiedades en la estimación de reservas, gradientes de presión, análisis de pruebas de formación, medición de volúmenes de gas natural, diseño de instalaciones de superficie, etc.

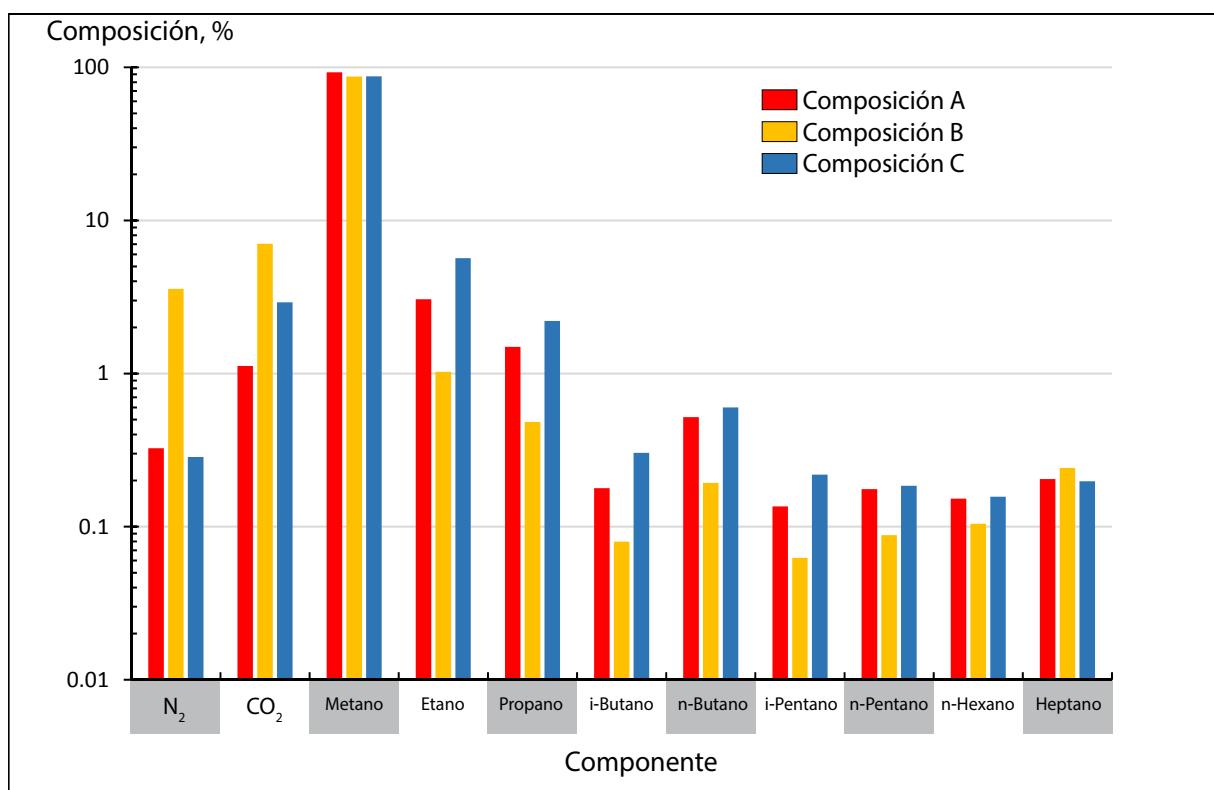


Figura 1. Comparación de composición de gas para diferentes reservorios.

Tabla 1. Ejemplos de composición de gas natural, muestras recuperadas en separador.

Nombre de componente	Composición campo A	Composición campo B	Composición campo C
Nitrógeno	0.33	3.57	0.29
Dióxido de Carbono	1.12	7.04	2.92
Metano	92.64	87.12	87.27
Etano	3.05	1.03	5.66
Propano	1.49	0.48	2.21
Iso-butano	0.18	0.08	0.30
N-butano	0.52	0.19	0.60
Iso-pentano	0.14	0.06	0.22
N-pentano	0.18	0.09	0.19
N-hexano	0.15	0.10	0.16
N-heptano	0.20	0.24	0.20

Las propiedades mas importantes del gas natural son:

- Densidad ( $\rho_g$ )
- Peso molecular ( $M_g$ )
- Gravedad específica ( $\gamma_g$ )
- Propiedades críticas
- Propiedades reducidas
- Factor-z
- Viscosidad ( $\mu_g$ )
- Factor volumétrico de formación ( $B_g$ )
- Compresibilidad ( $c_g$ )

Estas propiedades pueden ser obtenidas a partir de la composición del gas natural mediante:

- **Correlaciones**
- **Ecuaciones de estado (EOS)**
- **Medidas** en laboratorio

Las correlaciones son ecuaciones matemáticas que son ajustadas para describir el comportamiento de datos medidos, generalmente mediante métodos estadísticos. Los rangos de aplicación de las correlaciones están asociados a los datos usados para realizar el ajuste de las ecuaciones. En casos donde la composición no esta disponible, existen correlaciones que permiten obtener las propiedades a partir de la gravedad específica y otras variables.

Algunas propiedades del gas natural, tales como la entropia<sup>1</sup> y la entalpia<sup>2</sup> no pueden ser medidas en laboratorio. Pero las EOS y correlaciones pueden estimar todas las propiedades del gas natural.

Otra variable importante en el estudio del gas natural es el **pseudo-componente** (de los compuestos mas pesados) conocido como C<sub>7+</sub>. Este pseudo-componente agrupa los elementos mas pesados. A medida que el gas natural tiene mayor cantidad de hidrocarburos pesados, las propiedades del pseudo-componente son mas importantes para la caracterización del gas natural. Adicionalmente, se puede encontrar otros tipos de pseudo-componentes, tales como el componente C<sub>5+</sub> o la agrupación del etano y butano.

---

1 Magnitud física que representa el grado de organización del sistema.

2 Cantidad de energía atraída o cedida por un sistema termodinámico.

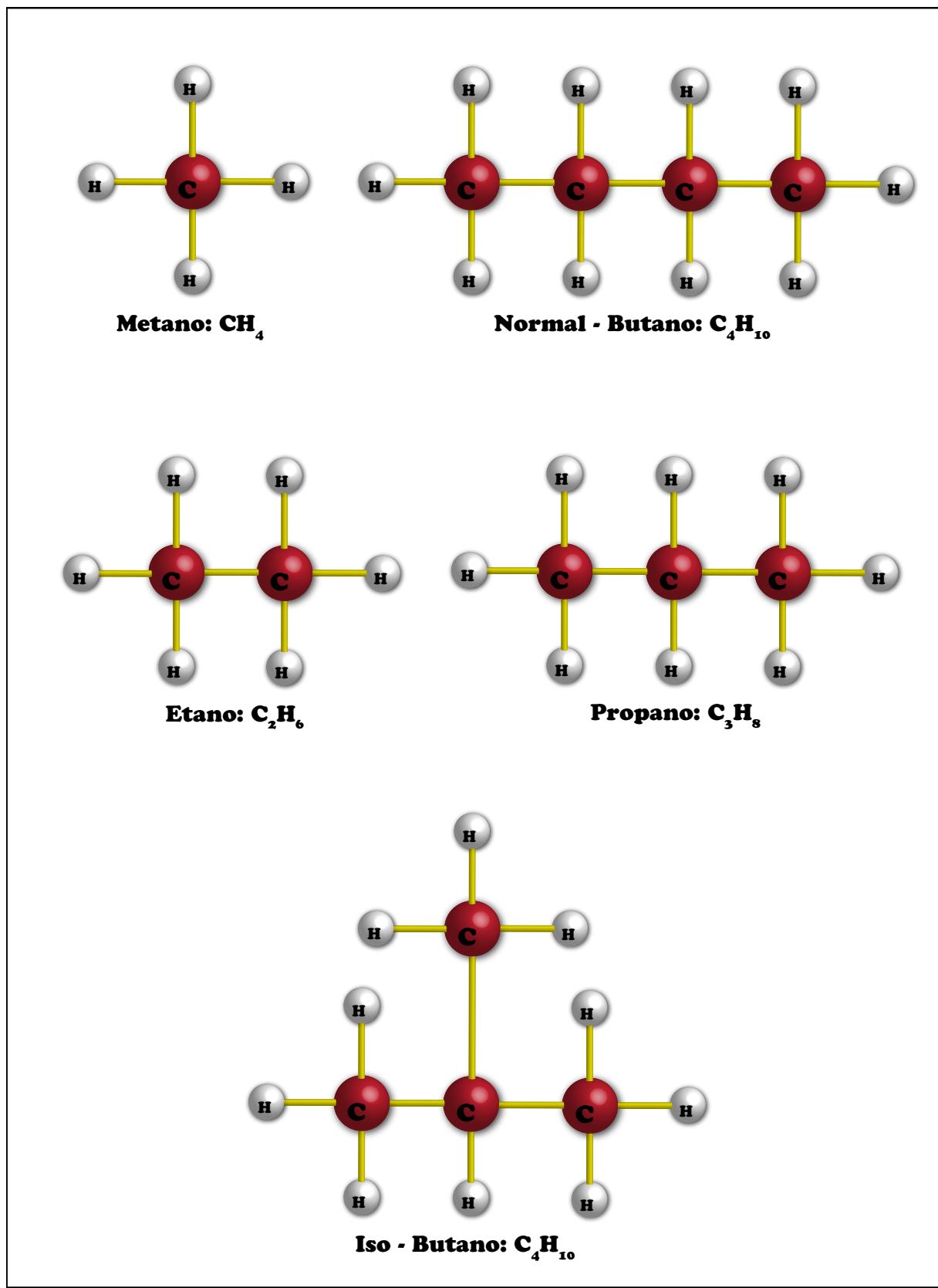


Figura 2. Representación de los átomos que conforman los hidrocarburos.

## 1.2. Componentes

Los componentes del gas pueden variar de acuerdo al reservorio y al proceso al que es sometido. Los reservorios de petróleo producen gas asociado y los reservorios de gas pueden variar de acuerdo a su composición.

Un ejemplo de la composición que puede tener un gas no procesado se muestra en la **Tabla 1**. Cada componente tiene características y usos diferentes; a continuación se describirán estas características.

### Metano

El metano es el principal componente del gas natural, a temperatura ambiente es más liviano que el aire por lo que tiende a ascender, se derrite a -183 °C y su punto de ebullición es -164 °C. Su solubilidad en agua es baja y este combustible cuando se mezcla con el aire, en porcentajes de entre 5 y 15 por ciento, es inflamable. El metano no causa intoxicación cuando es inhalado pero puede causar sofocación porque reduce la concentración de oxígeno. Para facilitar la detección del metano se le agrega compuestos orgánicos de azufre que le dan un olor detectable, se le agregan compuestos como por ejemplo: mercaptano butil-terciario ( $\text{CH}_3)_3\text{CSH}$  ó sulfuro dimetilo  $\text{CH}_3 - \text{S} - \text{CH}_3$ .

En la industria petroquímica, el metano es la materia prima para la fabricación de metanol ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ), formaldehido ( $\text{CH}_2\text{O}$ ), nitrometano ( $\text{CH}_3\text{NO}_2$ ), cloroformo ( $\text{CH}_3\text{Cl}$ ), etc. El uso principal del metano es como combustible porque la combustión del metano es altamente exotérmica, esto quiere decir que cuando reacciona desprende grandes cantidades de energía. La energía que se obtiene del metano se utiliza directamente para la calefacción, cocina y también para la generación de electricidad.

### Etano

El etano es el hidrocarburo más simple con más de un átomo de carbono que se encuentra en el gas natural. También se lo obtiene como un subproducto de la refinación del petróleo crudo. A temperatura ambiente el etano es un gas sin olor ni color y sus puntos de ebullición y fusión son -88,6 °C y -182,76 °C respectivamente. El etano es un buen combustible y también de este se obtiene el etileno. El etileno en la petroquímica es la base para la obtención de plásticos. Para obtener productos plásticos el etano es sometido a temperaturas elevadas en un reactor de pirólisis donde sufre una descomposición química por calor. De este proceso se obtiene el etileno y otros productos.

### Propano

El propano puede ser derivado del procesamiento del gas natural o el petróleo. Este compuesto tiene un punto de ebullición de -42 °C y un punto de fusión de -187,6 °C. Este compuesto forma parte del gas licuado de petróleo (GLP). Para uso como GLP se le agrega algún compuesto que le da un olor reconocible que generalmente no tiene olor. El GLP tiene usos domésticos y como combustible para vehículos. Otro uso del propano está en los aerosoles, este es usando

en los aerosoles como propulsor.

## **Butano**

El butano es un gas usado ampliamente como combustible para los encendedores de cigarrillos y cocinas portátiles. También, el iso-butano es utilizado como gas refrigerante reemplazando a los gases freones que dañan la capa de ozono. Cuando el iso-butano es usado como refrigerante también es conocido como R600a. El butano tiene dos isómeros el n-butano e i-butano. El punto de fusión y ebullición del n-butano son -128,3 °C y -0,6 °C respectivamente. El punto de fusión y ebullición del iso-butano son -159,6 °C y -11,7 °C.

## **Heptano mas ( $C_{7+}$ )**

El heptano mas es un seudo-componente que tiene como objetivo agrupa hidrocarburos que contienen 7 o mas carbonos. La utilización de seudo-componentes en modelos composicionales permite reducir el tiempo de cálculo. Mientras más componentes se utilicen en los cálculos, el número de iteraciones para la fase de equilibrio se incrementa. Por lo tanto es práctica común utilizar el  $C_{7+}$  y en algunos casos se aplica el seudo-componente  $C_{5+}$ .

## **$H_2S$**

Cuando un campo de gas tiene un alto contenido de ácido sulfídrico es considerado un campo de gas amargo (sour gas field en Ingles). Este compuesto es tóxico y corrosivo, por lo tanto, la explotación de estos campos debe realizarse tomando las precauciones adecuadas durante las operaciones y la selección de materiales.

Este gas tiene como características la falta de color y el olor solo puede ser percibido por el olfato humana cuando esta presente en bajas concentraciones (olor similar a huevos podridos). Una vez que la concentración de  $H_2S$  sobre pasa los 100 ppm, el sentido del olfato es insensible a este gas. Concentraciones de 1000 ppm son fatales y se requiere pocos minutos para causar la muerte.

La densidad del  $H_2S$  es menor que el aire, por esta razón puede acumularse en lugares bajos y cerrados en vez de migrar hacia la atmósfera como el metano. Cuando el gas encuentra una fuente de calor puede causar explosiones. La combinación con agua puede causar corrosión en los materiales que componen las terminaciones de pozo y facilidades de superficie.

## **Dióxido de carbono ( $CO_2$ )**

La principal consecuencia del  $CO_2$  es el efecto de corrosión que afecta principalmente a la terminación del pozo y las líneas de superficie. Cuando la corrosión es considerable puede requerir el cambio de las instalaciones afectadas (intervención de pozo) que tiene como consecuencia la paralización de la producción. Para evitar costos adicionales por intervención y cese de producción, se debe diseñar las instalaciones de producción con los materiales y los mecanismos adecuados para prevenir la corrosión.

Cuando existe la presencia de CO<sub>2</sub> generalmente se selecciona un arreglo que tenga material cromado para todas las superficies que entren en contacto con el flujo de gas. Adicionalmente, en las instalaciones de superficie se procede a inyectar químicos para prevenir la corrosión.

Los tipos de corrosión por CO<sub>2</sub> pueden clasificarse como: perdida de masa y corrosión localizada. Los factores que determinan el nivel de corrosión son el caudal de gas, temperatura y la presión parcial del CO<sub>2</sub>.

## **Mercurio**

Cuando un campo de gas tiene mercurio se requiere tomar medidas para su remoción porque es un elemento tóxico y contamina el medio ambiente. El mercurio puede reaccionar con diferentes metales y tiende a acumularse en los equipos de procesamiento. La remoción del mercurio de los elementos contaminados representa un importante gasto. Por otra parte, el mercurio puede ser inhalada y absorbido por la piel. Un exceso a la exposición de mercurio puede causar daños permanentes en el cerebro y otros (Naerheim, 2013).

## **1.3. Términos descriptivos**

El gas natural se presenta con diferentes composiciones y existe en diferentes condiciones (presión y temperatura), por lo tanto sus propiedades son diferentes cuando están en el reservorio o en superficie. Según su condición el gas natural recibe diferentes términos descriptivos que se presentan a continuación.

### **Gas natural disuelto (dissolved gas en Ingles)**

Es la porción de gas natural que en el subsuelo esta disuelto en la fase líquida (petróleo). Puede ser separada físicamente de la fase líquida cuando los fluidos son producidos. Esto se logra por la reducción de presión; el gas atrapado en el crudo escapa por que ya no existe presión suficiente para mantenerlo disuelto en el petróleo crudo. La condición a la cual el gas logra escapar de la fase líquida es descrita por la variable conocida como punto de burbuja.

### **Gas natural asociado (associated gas en Ingles)**

El gas natural asociado, también conocido como capa gasífera, casquete de gas o cresta de gas, es gas natural libre no disuelto en el petróleo. Este gas esta en la parte superior del reservorio y esta en contacto con el petróleo crudo (GOC). En el inicio de la explotación de un reservorio de crudo se retrasa la extracción del gas asociado por que este mantiene la presión del reservorio lo cual ayuda a la producción de petróleo. La capa gasífera puede existir en el momento del descubrimiento del reservorio, pero también puede formarse a medida que se va produciendo petróleo por que durante este proceso se libera gas del petróleo. Una parte de este gas liberado sera producido por los pozos y otra parte estara presente en el reservorio que debido a su menor densidad migrara al tope del reservorio formando una caja de gas.

## **Gas natural no asociado (non-associated gas en Ingles)**

Gas libre que esta atrapado sin significantes cantidades de petróleo. Este término corresponde a todos los reservorios de gas, estos pueden ser: gas seco, gas húmedo y gas retrógrado. Los 3 términos están relacionados con la cantidad de componentes pesados que tiene el gas. Dependiendo de su composición, el comportamiento (caudales de gas y condensado) es diferente durante su vida productiva.

## **Gas natural dulce (sweet gas en Ingles)**

El gas dulce no contiene H<sub>2</sub>S u otros compuestos de azufre que son considerados como impurezas en el gas natural. Los compuestos de azufre son removidos del gas natural para darle mayor valor económico y por restricciones (un porcentaje máximo) tanto para transporte como procesamiento. Las restricciones están impuestas para preservar la integridad del sistema de transporte y otros equipos.

## **Gas natural amargo o ácido (sour gas en Ingles)**

El gas amargo contiene cantidades importantes de H<sub>2</sub>S u otros compuestos de azufre. Generalmente se considera gas amargo al gas natural que tiene mas de 6 mg/m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub>S. Para poder producir reservorios de gas con alto contenido de H<sub>2</sub>S, se instala una planta de amina que permite remover estos componentes.

El proceso de remoción del H<sub>2</sub>S es conocido como endulzamiento (también se usa para remover el CO<sub>2</sub>). En este proceso se produce la absorción del gas en una solución acuosa de amina. La corriente de gas y la corriente de amina se ponen en contacto en una torre de absorción. En esta torre los componentes ácidos del gas reaccionan con la amina y forman un complejo que es soluble en la fase líquida. Para obtener una reacción se debe tener presión elevada y temperatura baja. Por la parte superior de esta torre se obtiene una corriente de gas dulce y por el fondo se obtiene una corriente de amina rica (Madox, 1982).

Los costos que se requieren para endulzar el gas y tener un gas que cumpla las normas para transporte y procesamiento son considerables. Por lo tanto, es importante determinar la composición del gas natural durante los trabajos de exploración mediante la toma de muestras y estudios de laboratorio.

## **Gas natural seco (dry gas en Ingles)**

Se caracteriza por su alto contenido de metano. El gas seco es generalmente gas natural procesado pero también existen reservorios con bajo contenido de hidrocarburos pesados. Este tipo de reservorios producen volúmenes de condensado reducidos. Debido al bajo contenido de componentes pesados, la relación condensado-gas (CGR) es baja y se mantiene constante durante toda la vida productiva del reservorio. El valor de CGR puede ser un indicativo del tipo de reservorio (gas seco o gas húmedo), pero no existe un límite definido en la literatura. Sin embargo, los reservorios que presentan un CGR mayor a 20 bbl/MMscf podrían ser considerados como reservorios de gas humedo.

### **Gas natural húmedo (wet gas en Ingles)**

Contiene variadas cantidades de otros hidrocarburos además de metano. En el gas natural húmedo el metano aun es el mayor componente pero en menor cantidad que en el gas natural seco. Esta característica hace que el comportamiento del fluido de reservorio sea diferente. Cuando la presión y temperatura declinan y alcanza la presión de rocío (Dew point pressure), los componentes pesados pasan de la fase gaseosa a la fase líquida. Es importante mencionar que la aparición de condensado no ocurre en las condiciones de reservorio. Esto se debe a que la curva envolvente se mantiene en la zona de gas para la temperatura de reservorio (ver **Figura 4**). La presión y temperatura se reducen a medida que el gas fluye por el pozo y en este viaje es donde se forma la fase líquida.

Los reservorios de gas húmedo tienen mayor valor que los reservorios de gas seco por que estos permiten obtener mayor volumen de condensado y gasolina.

### **Gas natural retrógrado (retrograde gas en Ingles)**

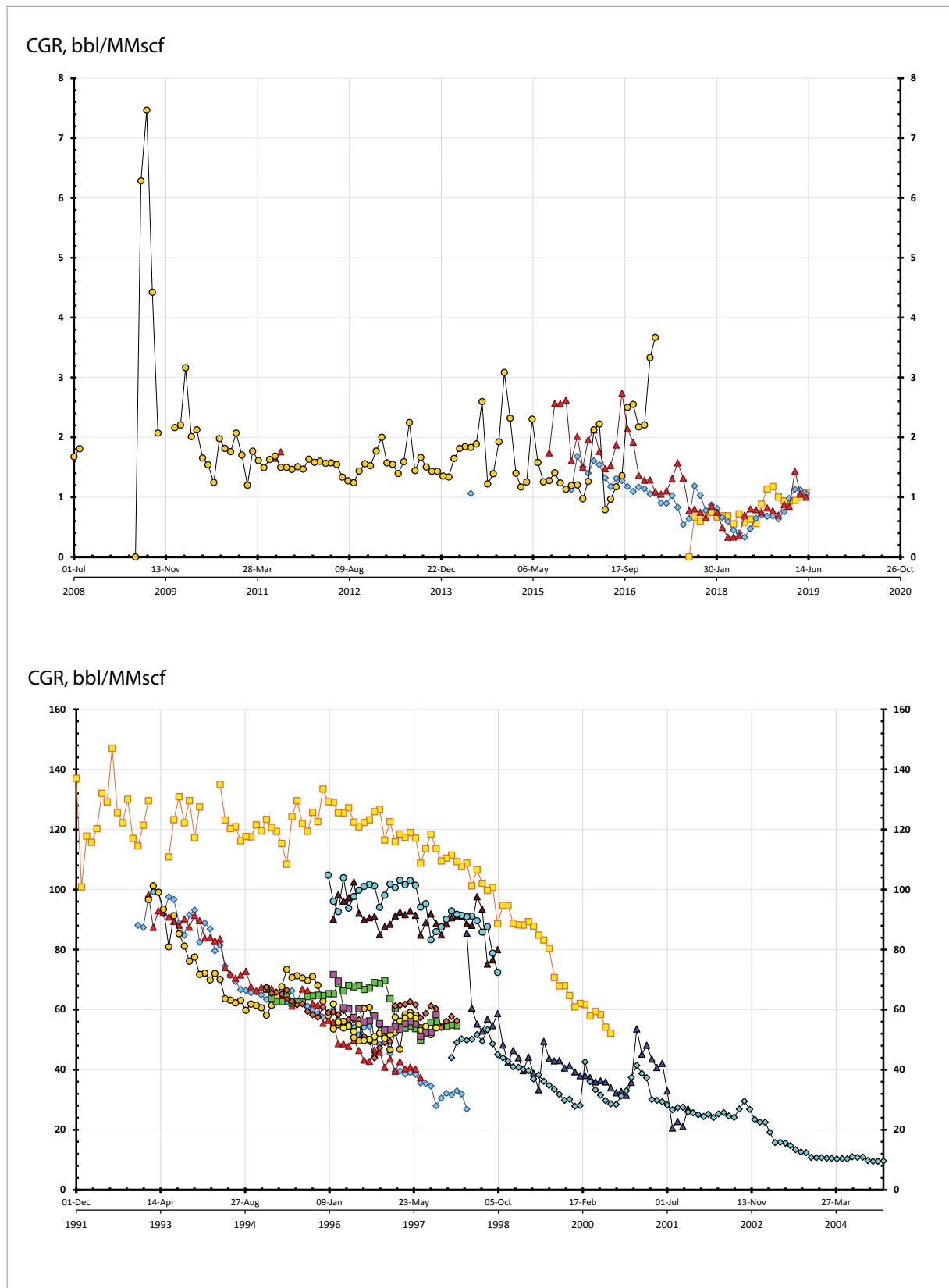
El gas retrógrado pasa por el mismo proceso que el gas húmedo pero la envolvente tiene una forma que permite que existan 2 fases a condiciones de reservorio. Bajo este escenario, la presión declina en el reservorio, la temperatura se mantiene constante y cuando la presión alcanza el punto de rocío se inicia con el proceso retrógrado y los hidrocarburos pesados pasan a fase líquida dentro de los poros del reservorio.

Este proceso se ve reflejado en los valores del CGR, los cuales empiezan a declinar. La reducción en los volúmenes de condensado se debe a que los componentes pesados (que pasan de gas a líquido en el reservorio) quedan atrapados en los poros debido a las fuerzas capilares. El condensado que se forme en el reservorio sera retenido en los poros hasta que el volumen de condensado sea mayor a la saturación irreducible de condensado. Cuando se alcanza la saturación irreducible de condensado, el proceso retrógrado continua pero estos volúmenes adicionales de condensado pueden fluir en el reservorio. Este último escenario representa un cambio de flujo de gas a un flujo multifásico.

El volumen de condensado atrapado en los poros generalmente se forma cerca del pozo por que es donde la presión es menor durante la producción. Este líquido es inmobil por lo tanto forma una restricción al flujo. Esto quiere decir que puede reducir la productividad de los pozos. En algunos casos (cuando es beneficioso económico) el operador del campo trata de retardar la declinación de presión y evitar el proceso retrógrado para recuperar mas líquidos. Esto puede realizarse inyectando gas seco en el tope del reservorio.

### **Gas natural venteado (vented gas en Ingles)**

volumen de gas liberado en la atmósfera en los pozos de producción o en las plantas de procesamiento. Esta práctica era normal en los inicios de la industria petrolera pero hoy en día no es una práctica común aunque en algunos países se la sigue realizando. Posibles razones para liberar el gas natural en la atmósfera son: no existe mercado para el gas natural, la cantidad de gas natural es muy pequeña, la calidad del gas natural es demasiado baja y no se justifica (económicamente) procesarlo y transportarlo hasta los mercados de gas natural.

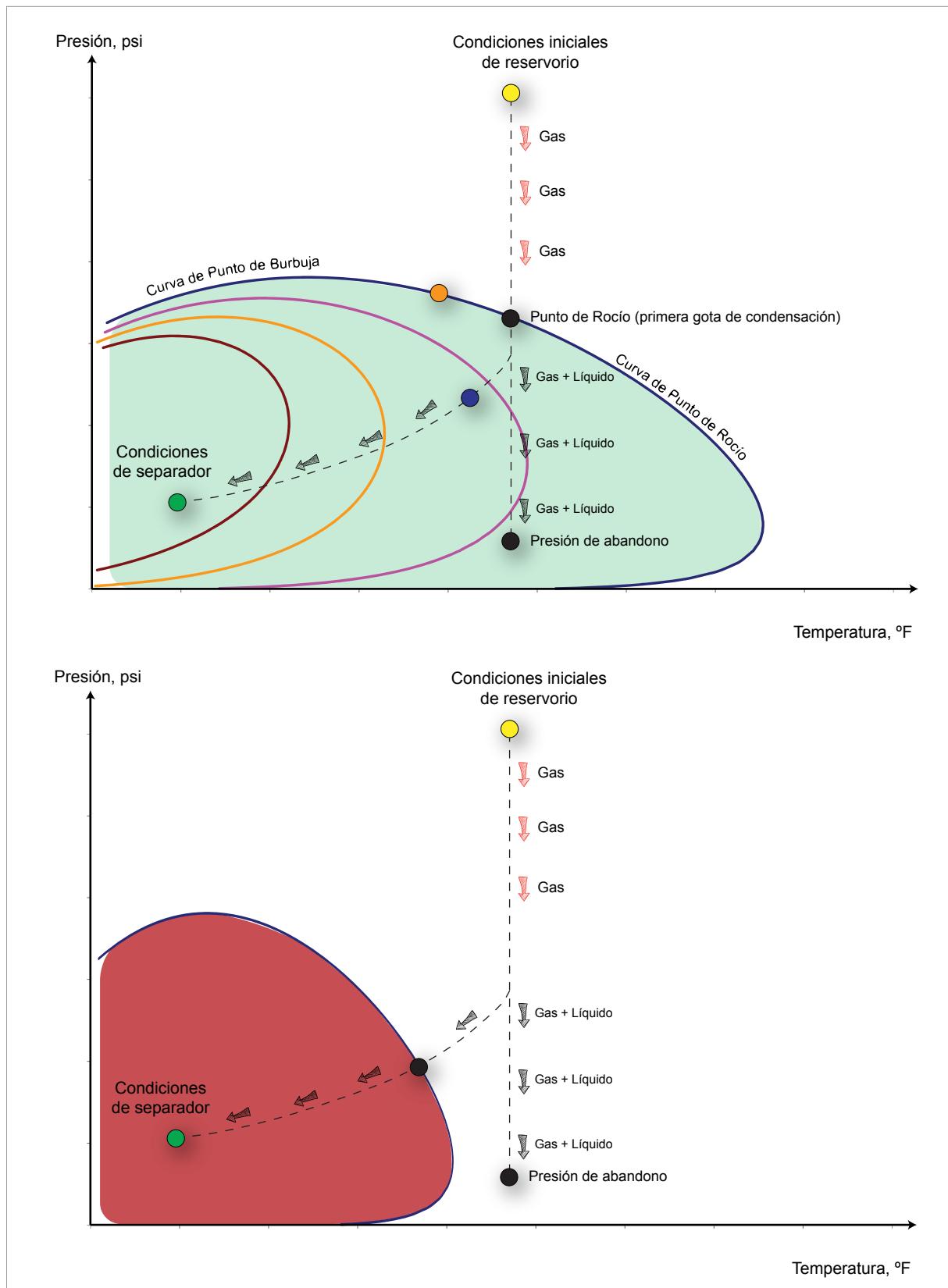


**Figura 3.** CGR para pozos de gas seco (superior). CGR para pozos de gas natural retrógrado.

## **Gas natural licuado**

el gas natural licuado (liquefied natural gas ó LNG en Ingles) es gas natural procesado donde se remueven impurezas e hidrocarburos pesados para luego ser condensado a fase líquida. La condensación del gas natural se realiza a presión atmosférica y reduciendo la temperatura a aproximadamente -160 °C (la temperatura exacta dependerá especialmente de la composición del gas natural). El LNG es especialmente importante en el transporte del gas natural cuando la utilización de gasoductos no es viable. Esto se debe a que el GNL solo ocupa 1/600 del espacio que ocupa el gas natural en fase gaseosa, haciendo viable su transporte mediante barcos. La compresión del gas natural tiene la ventaja de remover el oxígeno, dióxido de carbono, sulfuro y agua del gas natural, resultando en un gas puro que se compone mayormente de metano.

Gas natural comprimido: gas natural comprimido (compressed natural gas o CNG en Ingles) es gas natural comprimido compuesto principalmente por metano. Este se mantiene en estado gaseoso y es una alternativa de combustible para los vehículos en substitución de la gasolina o diesel.



**Figura 4.** Curva envolvente para gas retrógrado (superior). Envolvente para gas seco y húmedo.

2

# Gas Ideal



## 2.1. Introducción

Un gas puede ser definido como un fluido compuesto por una mezcla homogénea de baja densidad y viscosidad y que no tiene una forma definida pero se expande hasta llenar por completo el recipiente que lo contiene (McCain, 1990). Las propiedades de los gases son diferentes a las propiedades de los líquidos porque las moléculas de los gases tienen mayor distancia entre ellas. Esto hace que los cambios de presión y temperatura tengan un mayor efecto en los gases en comparación a los líquidos.

Existen tres tipos (modelos) básicos de gases ideales que son:

- Gas ideal clásico
- Gas ideal quantum de Bose
- Gas ideal quantum de Fermi

El estudio de los dos últimos gases ideales está fuera del objetivo de este libro y no serán desarrollados en mayor detalle. En la práctica de la industria petrolera, el gas natural no se comporta como un gas ideal pero a presiones y temperaturas bajas la aplicación de la ecuación para gas ideal es una buena aproximación.

Un gas ideal es un gas hipotético que cumple las siguientes condiciones:

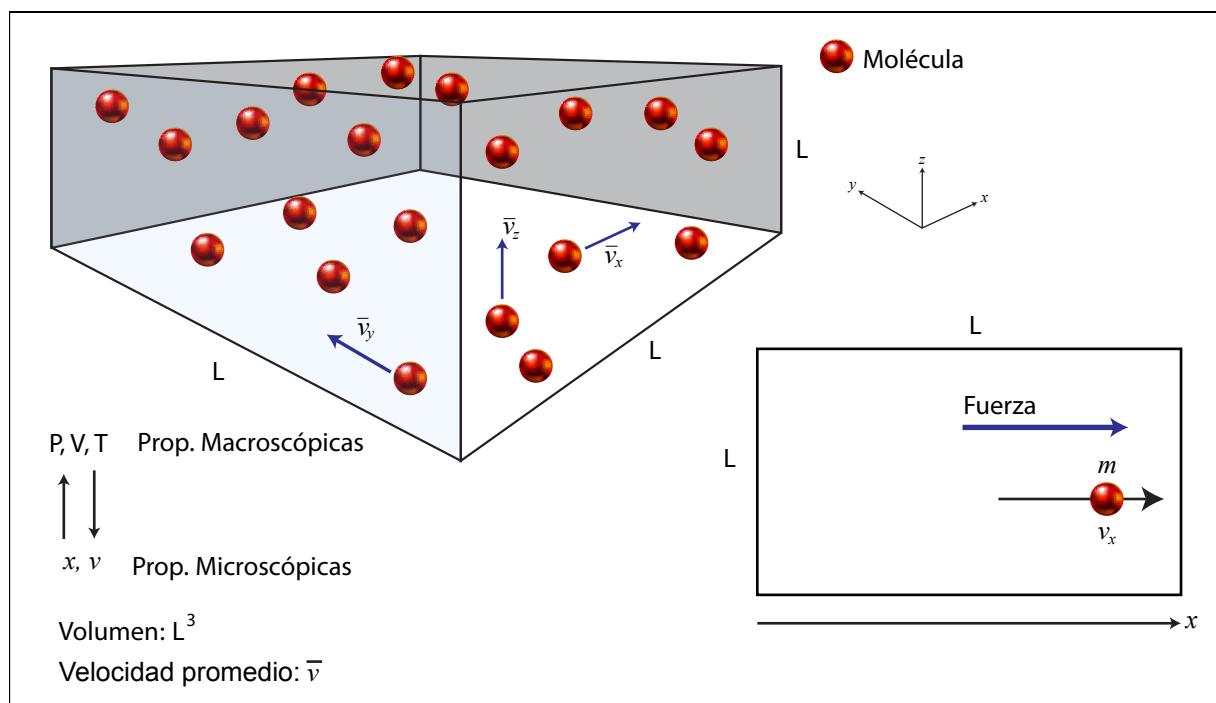
- Partículas idénticas con volumen despreciable
- No presenta fuerzas intermoleculares
- Los átomos tienen colisiones perfectamente elásticas contra las paredes del recipiente que los contiene

La ecuación de gas ideal sirve para desarrollar ecuaciones de estado (equation of state o EOS) que describen el comportamiento del gas natural a presiones y temperaturas elevadas las cuales se presentan comúnmente en los reservorios de hidrocarburos. Las presiones de reservorios de gas natural pueden variar dependiendo su profundidad. Por ejemplo, podemos tener un reservorio a 1500 psi con una profundidad promedio de 1200 metros, por otra parte podemos encontrar un reservorio a 10000 psi con una profundidad de 3600 metros. Este rango nos muestra las presiones a las cuales está expuesto el gas natural y a estas condiciones no es apropiado utilizar una ecuación para gas ideal.

La ecuación para representar el comportamiento de un gas ideal puede ser deducida a partir de la teoría cinética. La ecuación para un gas ideal es:

$$P V = n T R$$

Donde P es presión, V es volumen, n es número de moles, T es temperatura y R es la constante de los gases.



**Figura 5.** Moléculas de gas en un contenedor con forma cúbica.

## 2.2. Deducción de EOS para gas ideal

La EOS para un gas ideal puede deducirse utilizando la teoría cinética. Esta teoría estudia el comportamiento de las moléculas relacionando las propiedades de presión, volumen y temperatura de un gas con la posición y volumen de las moléculas de gas. Esto quiere decir que con esta teoría podemos relacionar propiedades **macroscópicas** (presión, temperatura, volumen) con propiedades **microscópicas** (energía cinética, posición, velocidad).

Inicialmente se asume que:

- El número de moléculas es muy grande, pero la separación entre estas moléculas es muy grande en relación al tamaño de las moléculas.
- Las moléculas se mueven de forma aleatoria con una distribución de velocidad que no cambia.
- Las moléculas obedecen las Leyes de movimiento de Newton.
- Las moléculas tienen colisiones elásticas entre ellas y las paredes donde están contenidas.

Para deducir la EOS para gas ideal consideramos un contenedor de forma cubica donde sus lados tienen una longitud L. El cubo contiene N moléculas de gas, donde cada moléculas tiene una masa m con una velocidad v. La temperatura del contenedor se mantiene constante (isotérmico).

Las moléculas en el contenedor se asume que colisionan en dirección perpendicular a las paredes del contenedor. Asumiendo que las colisiones son perfectamente elásticas (no se pierde energía en las colisiones) se tiene que el momento<sup>1</sup> es:

$$\text{Memento}_a = p_a = m \times v$$

$$\text{Memento}_b = p_b = -m \times v$$

Donde:

Momento<sub>a</sub>: es el momento de la molécula previo a la colisión con una de las paredes.

Momento<sub>b</sub>: es el momento de la molécula posterior a la colisión con una de las paredes

Recuérdese que el momento de la partícula antes y después de la colisión es igual por que las colisiones son completamente elásticas y no existe perdida de energía. Entonces el cambio de momento es igual a:

$$\text{Cambio de Momento} = \Delta p = (m \times v) - (-m \times v)$$

---

<sup>1</sup> El momento o cantidad de movimiento permite medir la dificultad que se tiene para llevar un objeto en movimiento a un estado de reposo.

Ahora, el tiempo que la molécula tarda en volver a golpear una pared es:

$$v = \frac{\text{distancia}}{\text{tiempo}} = \frac{2L}{t} \Rightarrow t = \frac{2L}{v}$$

Cuando la molécula golpea una de las paredes se ejerce una fuerza ( $F$ ) sobre la pared. Esta fuerza es igual al cambio de momento por unidad de tiempo. Esto en forma de ecuación es:

$$\text{Fuerza} = \frac{\Delta p}{t} = \frac{2m \times v}{t} = \frac{2m \times v}{\frac{2L}{v}} = \frac{m \times v^2}{L}$$

Esta es la fuerza de una molécula ejercida sobre una de las paredes del contenedor. Para obtener la fuerza total ejercida sobre la pared agregamos la fuerza ejercida por todas las moléculas. El sub-índice  $x$  de la velocidad esta asociada a la dirección en la que se mueve la molécula.

$$\sum \text{Fuerza} = \sum_{i=1}^n \frac{m \times (v_{x,i})^2}{L} = \frac{m \times ((v_{x,1})^2 + (v_{x,2})^2 + (v_{x,3})^2 + \dots + (v_{x,n})^2)}{L}$$

La suma de las velocidades de las moléculas dividida por el número de moléculas ( $N$ ) resulta en el valor promedio de la velocidad al cuadrado.

$$\frac{F}{N} = \frac{m}{L} \frac{m \times ((v_{x,1})^2 + (v_{x,2})^2 + (v_{x,3})^2 + \dots + (v_{x,n})^2)}{N} = \frac{m}{L} \overline{(v_x)^2}$$

Despejando la variable fuerza la ecuación es

$$F = \frac{N \times m}{L} \overline{(v_x)^2}$$

La presión ejercida sobre la pared es igual a la fuerza ejercida sobre el área de la pared.

$$\text{Presión} = \frac{\text{Fuerza}}{\text{Área}} = \frac{\frac{N \times m}{L} \overline{(v_x)^2}}{L^2} = \frac{N \times m \times \overline{(v_x)^2}}{L^3} = \frac{N \times m \times \overline{(v_x)^2}}{V}$$

$$P \times V = N \times m \times \overline{(v_x)^2}$$

La velocidad promedio de las moléculas es igual a la suma de sus componentes. Además, sus tres componentes son iguales. Entonces tenemos:

$$\overline{v^2} = \overline{v_x^2} + \overline{v_y^2} + \overline{v_z^2}$$

$$\overline{v_x^2} = \overline{v_y^2} = \overline{v_z^2}$$

$$\overline{v^2} = 3 \overline{v_x^2}$$

Reemplazando la velocidad promedio tenemos:

$$P \times V = \frac{N}{3} \times m \times \overline{v^2}$$

Ahora necesitamos relacionar la velocidad de las moléculas con la temperatura para lograr obtener la ecuación de estado para gas ideal. La energía cinética promedio para una molécula puede ser expresada como

$$E_{\text{cinética promedio}} = \frac{3}{2} \times K \times T = \frac{1}{2} m \times \overline{v^2}$$

Donde K es la constante de Boltzmann, T es la temperatura y v velocidad. La constante K es igual a la constante de los gases (R) dividida entre el número de Avogadro ( $N_A$ ).

$$\frac{3}{2} \times \frac{R}{N_A} \times T = \frac{1}{2} m \times \overline{v^2}$$

Simplificando la ecuación

$$3 \times \frac{R}{N_A} \times T = m \times \overline{v^2}$$

Reemplazando esta ecuación en la ecuación que relaciona la presión con la velocidad.

$$P \times V = \frac{N}{3} \left[ 3 \times \frac{R}{N_A} \times T \right]$$

El número de moles (n) es igual al número de moléculas de gas (N) dividido por el número de Avogadro ( $N_A$ ), realizando esta sustitución llegamos a la ecuación de los gases ideales.

$$n = \frac{N}{N_A}$$

$$P \times V = n \times R \times T$$

## 2.3. Leyes empíricas para gas ideal

Anteriormente se dedujo la ecuación para un gas ideal aplicando la teoría cinética, de esta ecuación se puede concluir que el gas puede ser caracterizado por tres variables de estado que son: presión absoluta, volumen y temperatura absoluta. La relación entre estas tres variables puede ser derivada partiendo de las Leyes (empíricas) de **Boyle, Charles y Avogadro**.

### Ley de Boyle

El primero en proponer una relación entre el volumen y la presión de un gas fue Robert Boyle en el año 1662. Robert Boyle observó que el volumen de un gas ideal es inversamente proporcional a la presión ejercida sobre el gas cuando la temperatura y la cantidad de gas son constantes. Representando esto en forma de ecuación se tiene:

$$P \propto \frac{1}{V}$$

$$P \times V = \text{constante}$$

Otra forma de esta ecuación utilizada para determinar el cambio de volumen en función de la presión es la siguiente

$$P_1 \times V_1 = P_2 \times V_2$$

Los subíndices 1 (estado inicial) y 2 (estado final) de la ecuación representan el volumen y presión en tiempos diferentes, donde la temperatura en el tiempo 1 y 2 son iguales (isotérmico). La ecuación puede resolverse para una de las dos variables con subíndice 2 como se muestra a continuación.

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

El método de expansión de gas utiliza esta Ley para determinar el volumen de la matriz de las muestras de núcleo. Para la medición de las presiones y volúmenes se utilizan dos celdas. En las condiciones iniciales se tiene gas en la celda A y se posiciona la muestra de roca en la celda B. Luego, se evacua el gas de la celda B. El conducto que une las celdas A y B tiene un diámetro bastante pequeño de modo que se puede despreciar el volumen de gas que se encuentra en este conducto. Por lo tanto, los únicos volúmenes a tomar en cuenta son los volúmenes de las celdas, las cuales son conocidas.

En esta condición el gas tendrá una presión inicial ( $P_1$ ) que se debe a la presión ejercida por el gas atrapado en la celda A. En las condiciones finales se deja expandir el gas de la celda A abriendo la válvula. El gas se expande llenando la celda B y los poros interconectados de la muestra. En estas condiciones se registrará una segunda presión ( $P_2$ ); esta presión será menor a la presión registrada en las condiciones iniciales. Entonces tendremos dos presiones y dos volúmenes de gas. El primer volumen de gas será igual al volumen de la celda A, el segundo volumen de gas será igual al volumen de la celda A más el volumen de la celda B

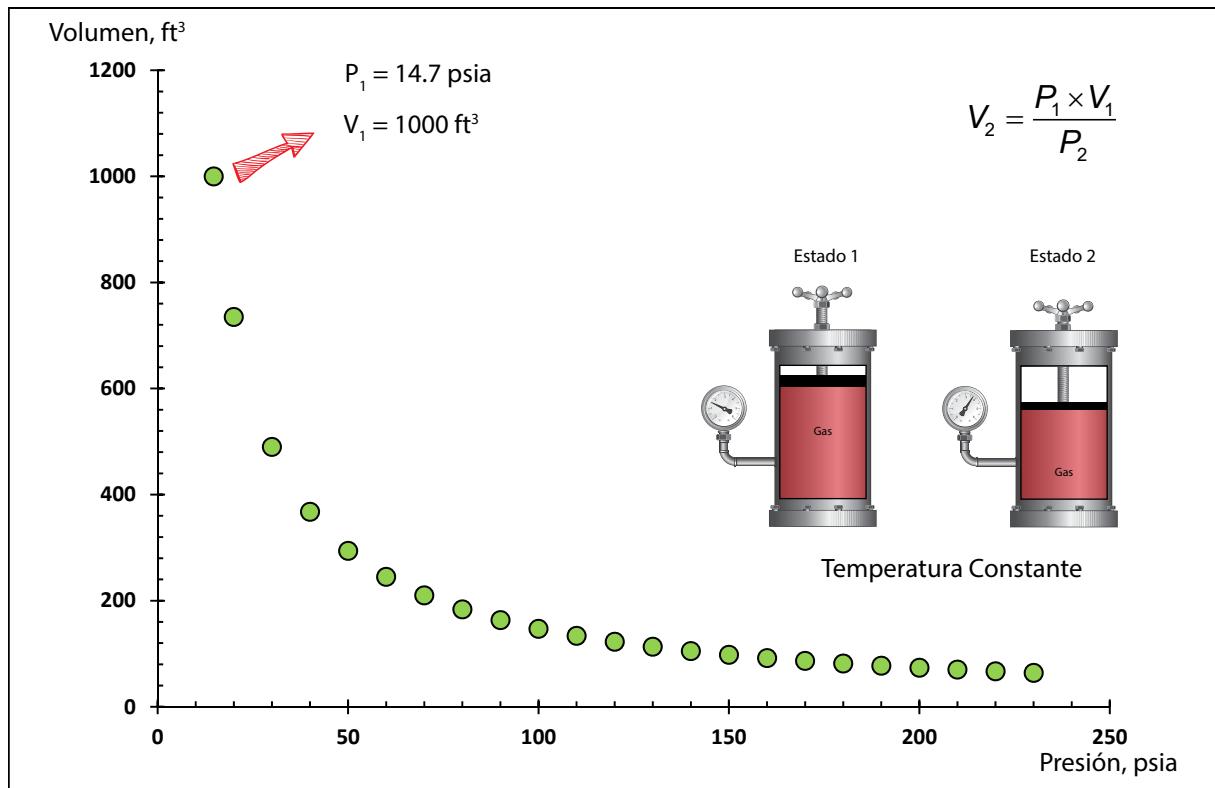


Figura 6. Variación de volumen en función de la presión en base a la Ley de Boyle.

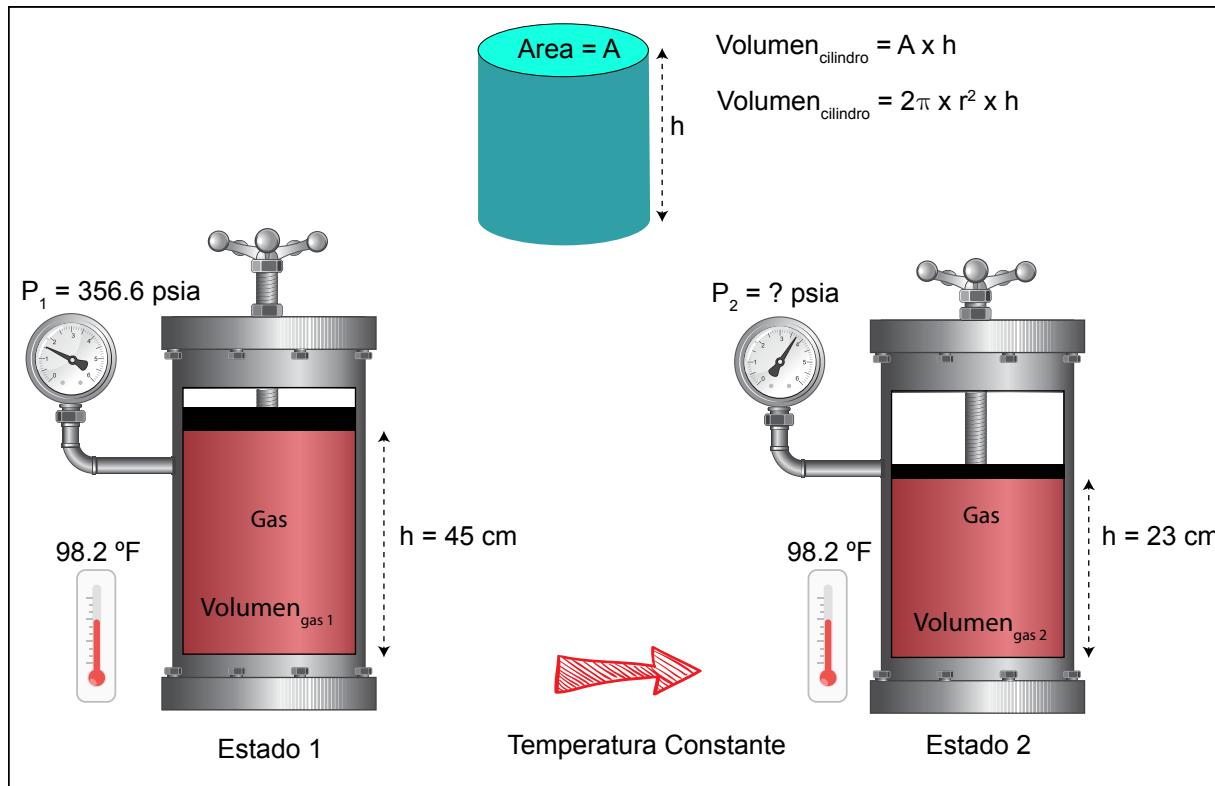
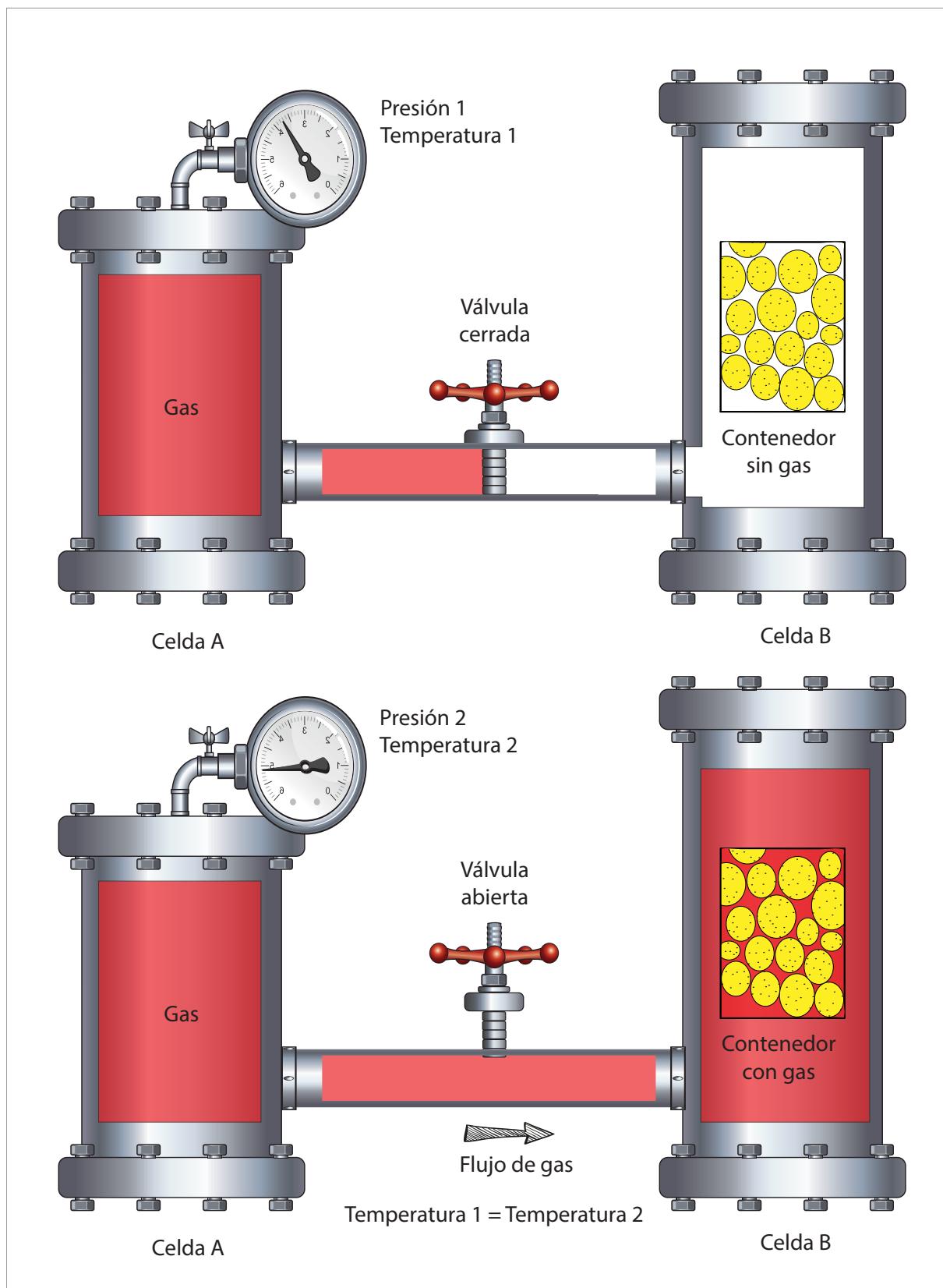


Figura 7. Esquema para solución de problema 1.



**Figura 8.** Ilustración del método de expansión de gas para estimar el volumen de matriz aplicando la Ley de Boyle.

menos el volumen de la matriz de la muestra. Para aplicar este método se debe asumir que la temperatura del sistema se mantiene constante y que no existe ganancia o perdida de gas, este último significa que el número de moléculas de gas n es igual durante todo el experimento. El gas que comúnmente se utiliza en las pruebas es el helio porque se expande rápidamente por los poros de la muestra. Otros gases también son utilizados, estos se seleccionan basándose en la forma como reacciona el gas con la matriz de la muestra.

### Ley de Charles

Esta Ley fue publicada por primera vez por Joseph Louis Gay-Lussac en el año 1802 pero en esta publicación se tiene como referencia el trabajo no publicado de Jacques Charles. Esto permitió que esta Ley fuera atribuida a J. Charles. La Ley de Charles es una de las mas importantes para describir el comportamiento de los gases. Esta Ley propone que el volumen de un gas es directamente proporcional a la temperatura cuando la presión se mantiene constante. Por lo tanto, a medida que la temperatura se incrementa el volumen de gas se incrementa.

La ecuación que representa esta ley es:

$$\frac{V}{T} = \text{constante}$$

De forma similar a la Ley de Boyle, la Ley de Charles puede expresarse como:

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

### Ley de Avogadro

Esta Ley fue nombrada en honor al italiano Amedeo Avogadro quien en el año 1811 propone que dos gases diferentes (por ejemplo oxígeno y metano) con **volúmenes iguales a temperatura y presión iguales tienen el mismo número de partículas o moléculas**. Esto permite obtener una relación entre el volumen y la cantidad de un gas, recuerde que la cantidad de un gas se mide en **moles**. En otras palabras si la presión y la temperatura del gas se mantiene constantes y el volumen se incremente, se requiere que la cantidad de gas se incremente.

La Ley de Avogadro en forma de ecuación es la siguiente:

$$\frac{V_1}{n} = \text{constante}$$

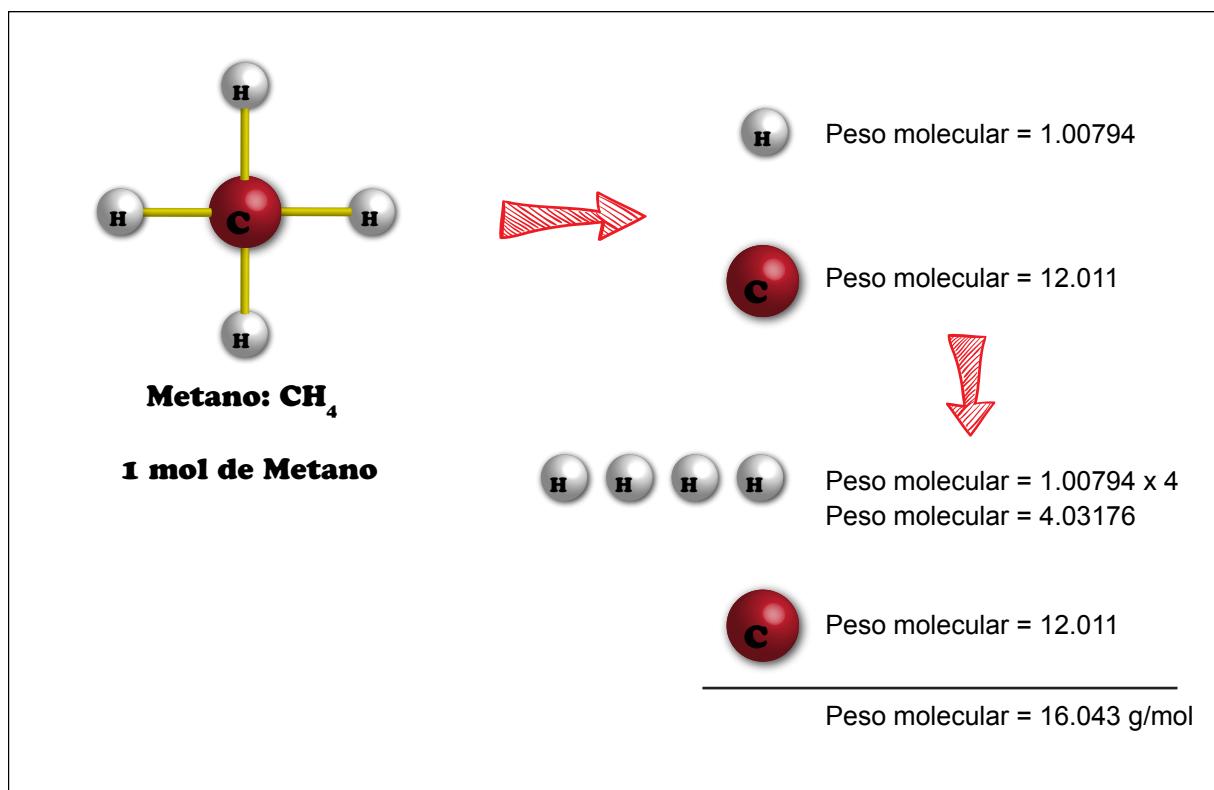
$$\frac{P_1 \times V_1}{T_1 \times n_1} = \frac{P_2 \times V_2}{T_2 \times n_2}$$

En base a la Ley de Avogadro se tiene que el volumen de gas es 22.4 litros a una presión y temperatura de 0.0 °C y 1 atm respectivamente. En reconocimiento a las ideas de Avogadro se nombró al número de partículas que contiene un mol **número de Avogadro** ( $6.02 \times 10^{23}$ ).

La EOS para un gas ideal puede ser derivada a partir de estas tres Leyes empíricas.

### Mol (cantidad de sustancia)

El mol es una unidad de medida para la cantidad de sustancia. Sustancia se puede considerar a un grupo de átomos, moléculas, etc. El mol nos permite movernos entre el **peso molecular** del gas y su **masa** (gramos). Por ejemplo para 1.0 mol de gas metano se tiene 16.0 gramos de metano por que el peso molecular del metano es 16.043 g/mol.



**Figura 9.** Esquema para describir la relación de 1 mol de metano con su peso molecular.

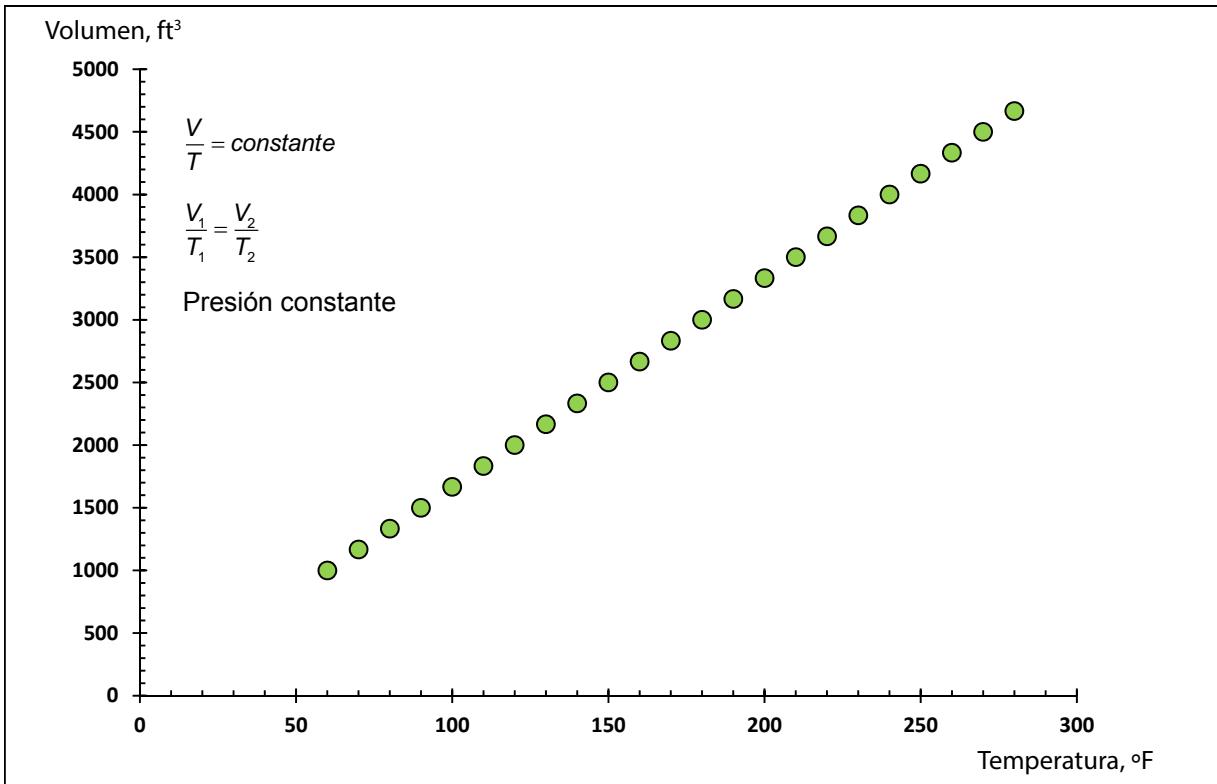


Figura 10. Variación de volumen en función de la temperatura en base a la Ley de Charles.

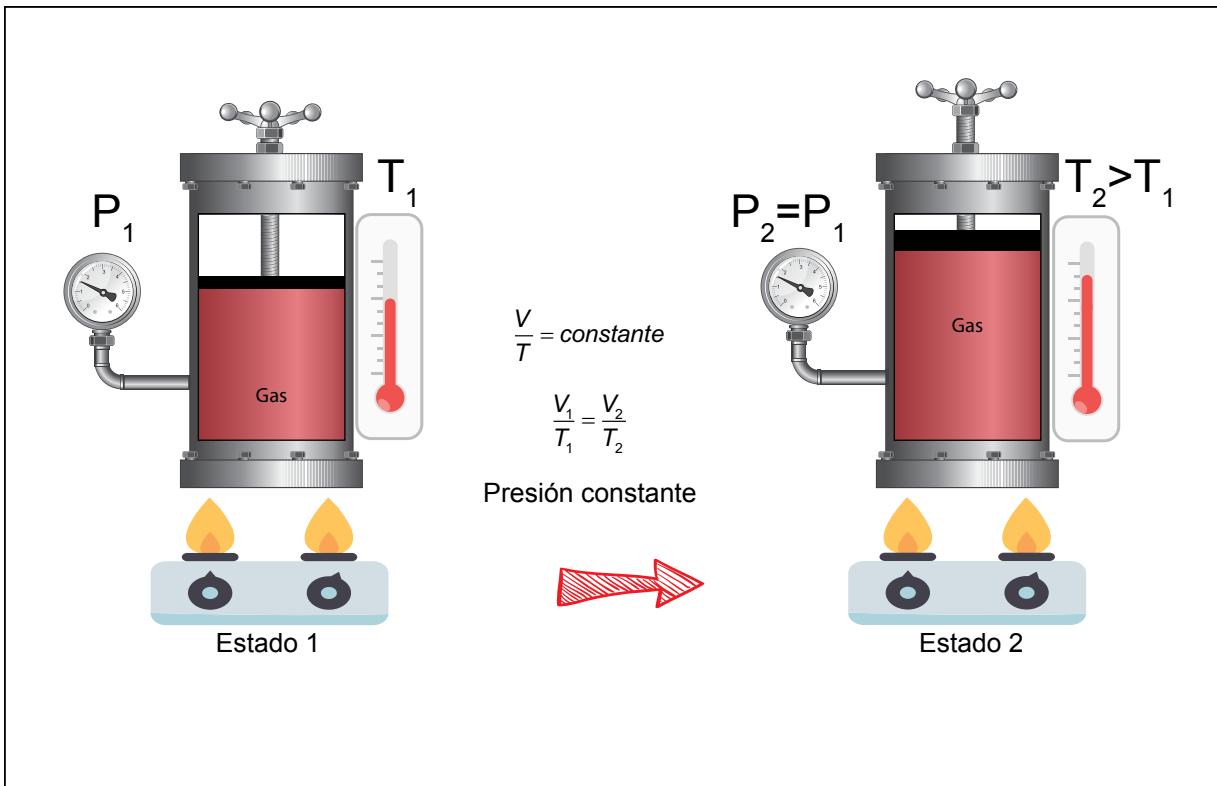


Figura 11. Esquema para describir Ley de Charles.

## 2.4. Gas real versus gas ideal

La ecuación de estado para gases ideales tiene un valor limitado en la práctica de la industria petrolera. Esto se debe a que en las etapas Upstream y Downstream los fluidos con los que se trabaja están expuestos a temperaturas y presiones elevadas, por encima de las encontradas en condiciones Standard donde es aplicable la EOS para gases ideales. Por esta razón es necesario utilizar una ecuación que describa el comportamiento del gas natural para diferentes condiciones tales como las que encontramos en: reservorio, pozo e instalaciones de superficie.

Recordemos las consideraciones para un gas ideal

- El volumen ocupado por las moléculas de gas es insignificante con respecto al volumen ocupado por el gas.
- No existen fuerzas de atracción o repulsivas entre las moléculas o entre moléculas y las paredes del contenedor.
- Todas las colisiones de las moléculas son perfectamente elásticas, esto significa que no existe perdida de energía interna en las colisiones.
- La presión ejercida por el gas se debe a la colisión de las moléculas con las paredes del contenedor.

Estas consideraciones son simplificaciones de la realidad, pero permiten describir el comportamiento de los gases a condiciones Standard. Cuando salimos del rango de las condiciones Standard, la ecuación para gases ideales no puede predecir el comportamiento de los gases.

Por esto es necesario derivar una ecuación que describa de mejor manera el comportamiento de los gases. La ecuación de estado para gases ideales representa de manera aproximada y razonable el comportamiento de gases naturales en condiciones Standard, por lo tanto para que esta ecuación describa el comportamiento de gas natural en condiciones de reservorio se puede introducir un **factor de corrección** en la EOS para gases ideales. Este factor es conocido como **factor de compresibilidad z** o **Factor-z**. La EOS con el Factor-z es:

$$P \times V = z \times T \times R$$

El Factor-z se define como la proporción del volumen ocupado por un gas a una presión y temperatura determinada al volumen ocupado por el mismo gas a condiciones Standard. Representando esto en forma de ecuación se tiene:

$$z = \frac{V_{\text{gas real}}}{T_{\text{gas ideal}}}$$

Para las condiciones donde el gas se comporta de forma ideal el Factor-z es igual a 1. Dependiendo de las condiciones de temperatura y presión, el valor del Factor-z puede ser mayor o menor a 1.

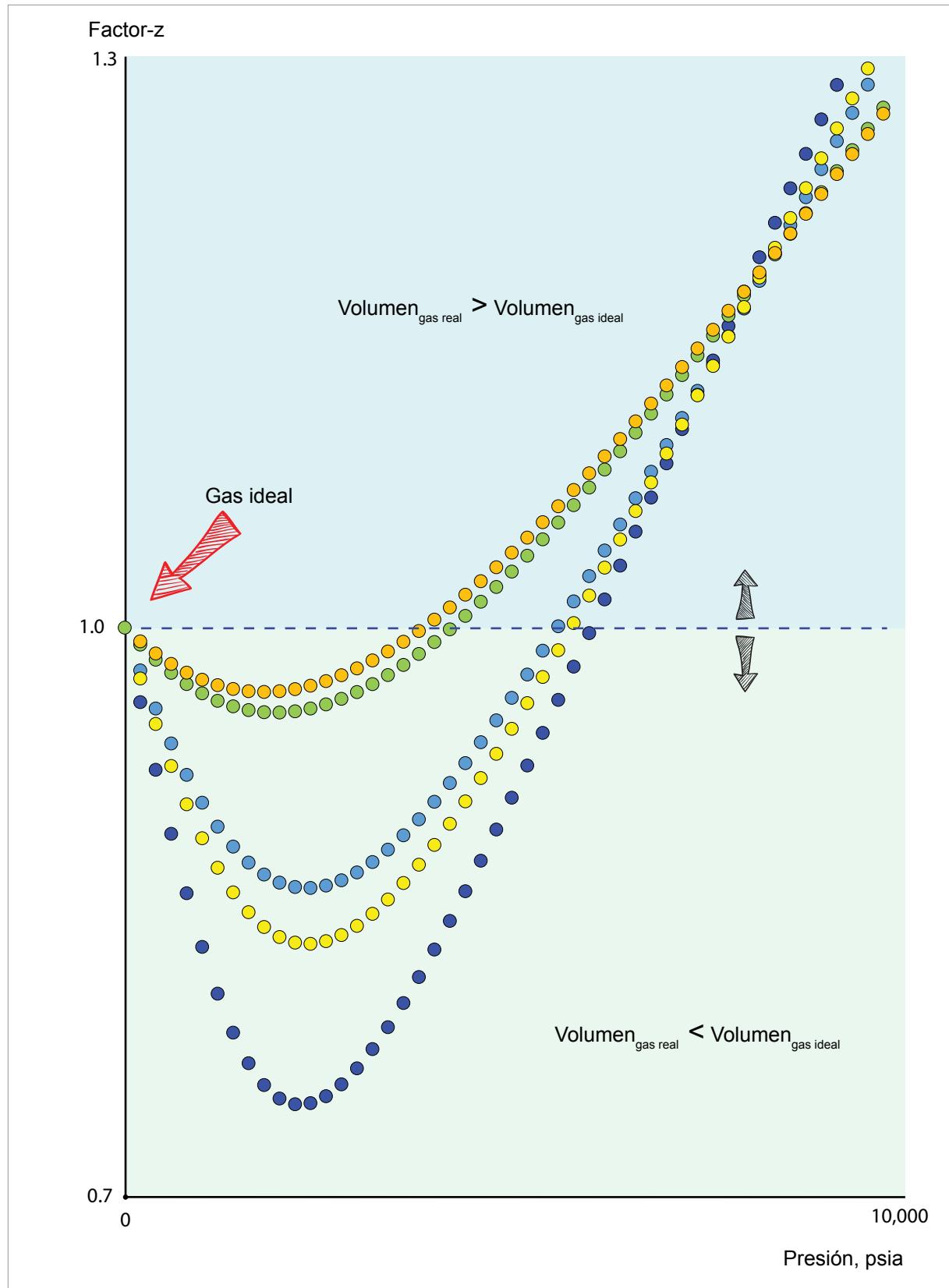


Figura 12. Comportamiento del Factor-z en función de la presión.

## 2.5. Problemas

**Problema 1.** Se realiza una toma de muestra de fluido de un reservorio cuyas condiciones de fondo de pozo son 230 °F y 5400 psia. El cilindro para toma de muestras puede acumular 10.0 cm<sup>3</sup>. Cuando la muestra está en la superficie se transfiere el gas a un nuevo recipiente. Si se requiere que el fluido se mantenga a una presión de reservorio, que volumen debe tener el recipiente receptor. La temperatura ambiente es de 22.3 °C.

Solución

Condiciones iniciales

$$T_1 = 230.0 \text{ } ^\circ F$$

$$T_1 = 230.0 \text{ } ^\circ F$$

Condiciones finales

$$T_2 = (22.3 \text{ } ^\circ C \times 1.8) + 32.0 = 72.14 \text{ } ^\circ F$$

Reemplazando en la ecuación de Charles

$$V_2 = \frac{V_1 \times T_2}{T_1} = \frac{10.0 \text{ } cm^3 \times 72.14 \text{ } ^\circ F}{230.0 \text{ } ^\circ F} = 3.14 \text{ } cm^3$$

**Problema 2.** Un recipiente cilíndrico (diámetro 5 cm y alto 45 cm) contiene una mezcla de metano y propano a una temperatura de 98.2 °F y 356.6 psia. Si la temperatura se mantiene constante, qué presión se registra en el contenedor cuando se reduce la altura del cilindro a 23 cm?. Asumir que el gas se comporta como un gas ideal.

Solución

El volumen en las condiciones iniciales es

$$V_1 = 2 \times \pi \times r^2 \times h = 2 \times \pi \times \left(\frac{5}{2}\right)^2 \times 45 = 1767.2 \text{ } cm^3$$

El volumen en las condiciones finales es

$$V_2 = 2 \times \pi \times r^2 \times h = 2 \times \pi \times \left(\frac{5}{2}\right)^2 \times 23 = 903.2 \text{ } cm^3$$

Substituyendo en la ecuación de Boyle

$$P_2 = \frac{P_1 \times V_1}{V_2} = \frac{356.6 \text{ psia} \times 1767.2 \text{ cm}^3}{903.2 \text{ cm}^3} = 697.7 \text{ psia}$$

**Problema 3.** Estimar los gramos existentes en 2 moles de un gas compuesto por Etano.

**Solución.**

El etano contiene 2 carbonos y 6 hidrógenos ( $C_2H_6$ ), por lo tanto:

$$C = 12.011 \Rightarrow C_2 = 12.011 \times 2 = 24.022$$

$$H = 1.00794 \Rightarrow H_6 = 1.00794 \times 6 = 6.04764$$

$$1 \text{ mol } C_2H_6 = 24.022 + 6.04764 = 30.06964$$

$$2 \text{ mol } C_2H_6 = 2 \times 30.06964 = 60.13928$$

**3**

# **Densidad Peso Molecular Gravedad Específica**



### 3.1. Densidad del gas natural

La densidad es una propiedad que permite distinguir las sustancias unas de otras. Esta propiedad es la masa por unidad de volumen y generalmente se expresa en gramos por centímetro cúbico ( $\text{gr}/\text{cm}^3$  o  $\text{Lb}/\text{cu ft}$ ). A partir de su definición la formula de la densidad es:

$$\text{Densidad} = \rho = \frac{\text{Masa}}{\text{Volumen}} = \frac{m}{V}$$

La densidad es una **propiedad intensiva**, esto quiere decir que el incremento en la cantidad de la sustancia (masa) no incrementara su densidad.

Inspeccionando la ecuación de densidad esta es función de la masa y el volumen. El volumen de un gas es función de la presión y temperatura (EOS), por lo tanto la densidad es función de la presión y temperatura del gas. Esto quiere decir que durante el trayecto del gas desde el reservorio hasta la planta de procesamiento su densidad es variable. Esta variación es mas importante que en los casos de los líquidos o sólidos. Por esta razón, cuando se proporciona la densidad del gas siempre deben estar especificados la presión y la temperatura.

La densidad es directamente proporcional a la presión, cuando la presión se incrementa la densidad también se incrementará (ver **Figura 1**). El incremento de temperatura reduce la densidad del gas (ver **Figura 2**).

Para ingresar la densidad en la EOS para gases tenemos que el número de moles ( $n$ ) es igual a la masa ( $m_{\text{gas}}$ ) dividida entre el peso molecular ( $M_{\text{gas}}$ ), esto en forma de ecuación es:

$$n = \frac{m_{\text{gas}}}{M_{\text{gas}}}$$

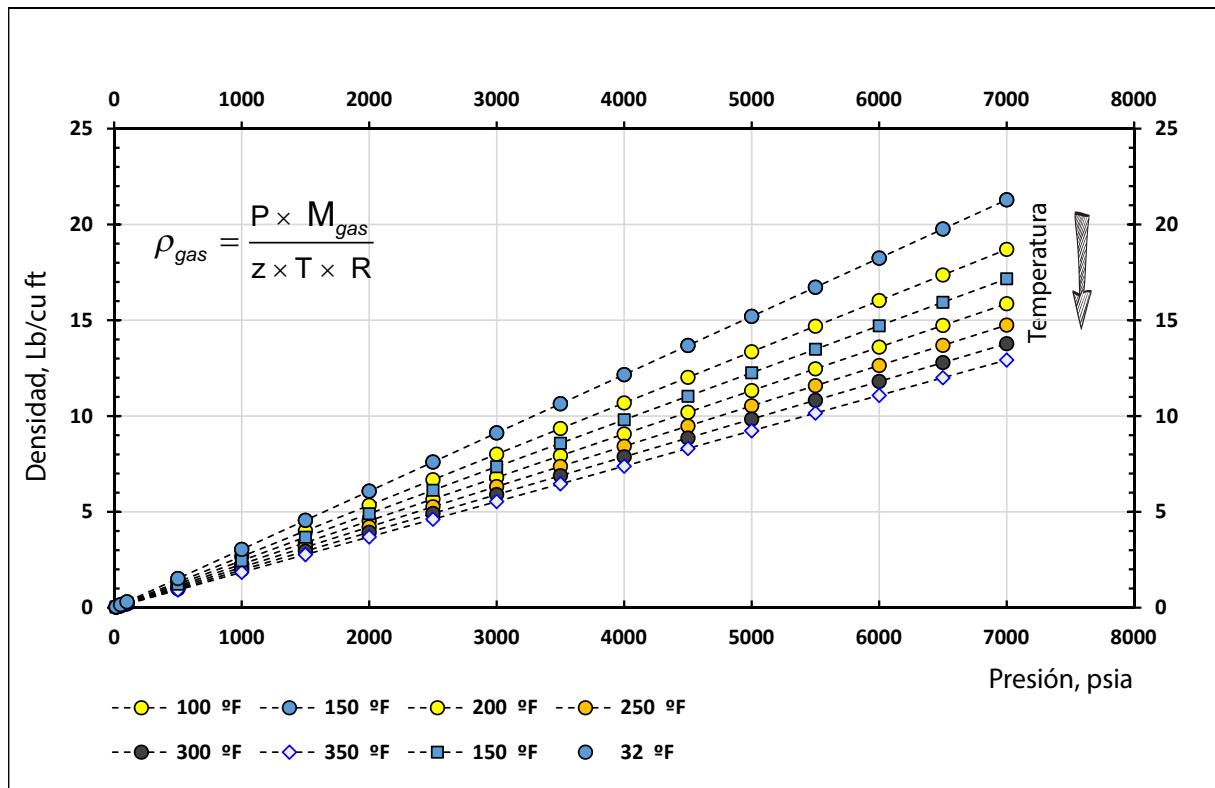
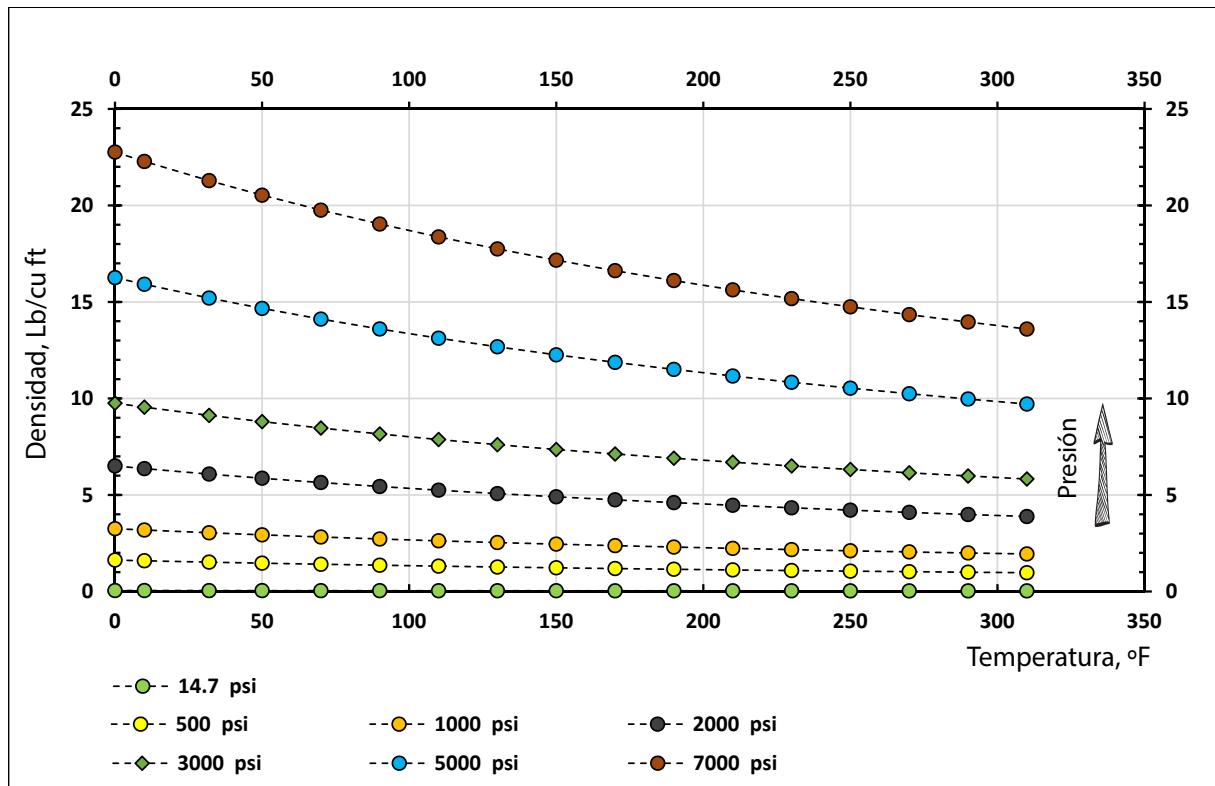
Reemplazando el número de moles en la EOS anteriormente derivada tenemos.

$$P \times V = z \times n \times T \times R = z \times \frac{m_{\text{gas}}}{M_{\text{gas}}} \times T \times R$$

La densidad es igual a masa sobre volumen, entonces la ecuación de la densidad en función de la presión y temperatura para un gas ideal es:

$$\rho_{\text{gas}} = \frac{P \times M_{\text{gas}}}{T \times R}$$

La ecuación para un gas real es:

Figura 13. Comportamiento de la densidad del metano en función de la presión ( $z = 1$ ).Figura 14. Comportamiento de la densidad del metano en función de la temperatura ( $z = 1$ ).

**Tabla 2.** Calculo de la densidad del metano en función de la presión asumiendo que se comporta como gas ideal

Temperatura, °F:	50	75	100	125	150	175	200
Temperatura, °R:	509.67	534.67	559.67	584.67	609.67	634.67	659.67
Presión, psia	Densidad, lb/cu ft						
14.7	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.03	0.03
50	0.15	0.14	0.13	0.13	0.12	0.12	0.11
100	0.29	0.28	0.27	0.26	0.25	0.24	0.23
500	1.47	1.40	1.34	1.28	1.23	1.18	1.13
1000	2.93	2.80	2.67	2.56	2.45	2.36	2.27
1500	4.40	4.19	4.01	3.84	3.68	3.53	3.40
2000	5.87	5.59	5.34	5.11	4.90	4.71	4.53
2500	7.33	6.99	6.68	6.39	6.13	5.89	5.67
3000	8.80	8.39	8.01	7.67	7.36	7.07	6.80
3500	10.27	9.79	9.35	8.95	8.58	8.24	7.93
4000	11.73	11.18	10.68	10.23	9.81	9.42	9.06
4500	13.20	12.58	12.02	11.51	11.03	10.60	10.20
5000	14.67	13.98	13.35	12.78	12.26	11.78	11.33
5500	16.13	15.38	14.69	14.06	13.49	12.95	12.46
6000	17.60	16.78	16.03	15.34	14.71	14.13	13.60
6500	19.06	18.17	17.36	16.62	15.94	15.31	14.73
7000	20.53	19.57	18.70	17.90	17.16	16.49	15.86

**Tabla 3.** Calculo de la densidad del metano en función de la temperatura asumiendo que se comporta como gas ideal

Presión, psi:	14.7	500	1000	2000	3000	5000	7000
Presión, atm:	1.000	34.023	68.046	136.092	204.138	340.230	476.322
Temperatura, °F	Densidad, lb/cu ft						
0	0.05	1.63	3.25	6.50	9.76	16.26	22.76
10	0.05	1.59	3.18	6.37	9.55	15.91	22.28
32	0.04	1.52	3.04	6.08	9.12	15.20	21.28
50	0.04	1.47	2.93	5.87	8.80	14.67	20.53
70	0.04	1.41	2.82	5.64	8.47	14.11	19.76
90	0.04	1.36	2.72	5.44	8.16	13.60	19.04
110	0.04	1.31	2.62	5.25	7.87	13.12	18.37
130	0.04	1.27	2.54	5.07	7.61	12.68	17.75
150	0.04	1.23	2.45	4.90	7.36	12.26	17.16
170	0.03	1.19	2.37	4.75	7.12	11.87	16.62
190	0.03	1.15	2.30	4.60	6.90	11.50	16.11
210	0.03	1.12	2.23	4.46	6.70	11.16	15.63
230	0.03	1.08	2.17	4.34	6.50	10.84	15.17
250	0.03	1.05	2.11	4.21	6.32	10.53	14.75
270	0.03	1.02	2.05	4.10	6.15	10.24	14.34
290	0.03	1.00	1.99	3.99	5.98	9.97	13.96
310	0.03	0.97	1.94	3.88	5.83	9.71	13.60

$$\rho_{gas} = \frac{P \times M_{gas}}{z \times T \times R}$$

Para mostrar la relación de la densidad con la presión y temperatura podemos calcular la densidad del metano a diferentes presiones y temperatura.

**Problema 4.** Calcular la densidad del metano a una presión de 3000.0 psia y 100.0 °F. Asumir que el metano se comporta como un gas ideal.

### Solución

Para este cálculo se asume que es un gas ideal ( $z = 1.0$ ) y utilizamos la constante de los gases (R) con las siguientes unidades:

$$R=10.732 \frac{\text{psia} \times \text{cu ft}}{\text{lb} \times \text{mole} \times {}^{\circ}\text{R}}$$

Reemplazando valores en la ecuación

$$\rho_{gas} = \frac{P \times M_{gas}}{z \times T \times R} = \frac{3000 \times 16.043}{1 \times (100 + 459.67) \times 10.732}$$

La densidad del metano a una presión de 3000 psia y 100 °F es

$$\rho_{gas} = 8.013 \frac{\text{lb}}{\text{cu ft}}$$

Para calcular la densidad de una mezcla (gas natural) se estima el **peso molecular aparente**, el Factor-z de la mezcla y se aplica la ecuación.

### Densidad en función de la presión

Anteriormente se mostró que la densidad es directamente proporcional a la presión. Esta relación esta presente en diversos cálculos en ingeniería. Entre estos cálculos está la densidad de la columna de gas. Calcular la presión a distintas profundidades en una columna de gas (estática o dinámica) puede presentarse durante:

- Registros de presión estática en el pozo
- Registro de presión dinámica en el pozo

En ambos casos generalmente no se menciona a la densidad, pero si el gradiente de presión que esta directamente relacionado con la densidad del gas.

En el caso de una gradiente estática se requiere saber la presión a una profundidad donde no

puede llegar el equipo de medición, generalmente debido a restricciones (diámetro interno) en el arreglo sub-superficial o por evitar posibles problemas de aprisionamiento de la herramienta. Para la gradiente dinámica también se requiere saber la presión de fondo fluyente generalmente a la profundidad de los baleos.

En condiciones dinámicas es necesario determinar la densidad del fluido a diferentes profundidades. Esto con el objetivo de determinar el estado del fluido (líquido y/o gas). También, es importante conocer la densidad en toda la extensión de la tubería de producción para determinar el tipo de flujo existente. Recuerde que el tipo de flujo esta determinado por el número de Reynolds, que a su vez esta asociado a la densidad y otras variables.

También para estimar la presión a diferentes profundidades en la zona de gas en el reservorio. Por ejemplo, para comparar las presiones registradas en varios pozos de un mismo reservorio se requiere llevar las presiones a una misma profundidad (Datum). Para esto se requiere del gradiente de gas.

En los escenarios descritos la densidad del gas es parte del gradiente presión. El gradiente de presión es simplemente una combinación de la densidad y la gravedad que tiene como resultado el cambio de presión en función de la profundidad. En la práctica es mas común referirse al gradiente depresión del gas que la densidad.

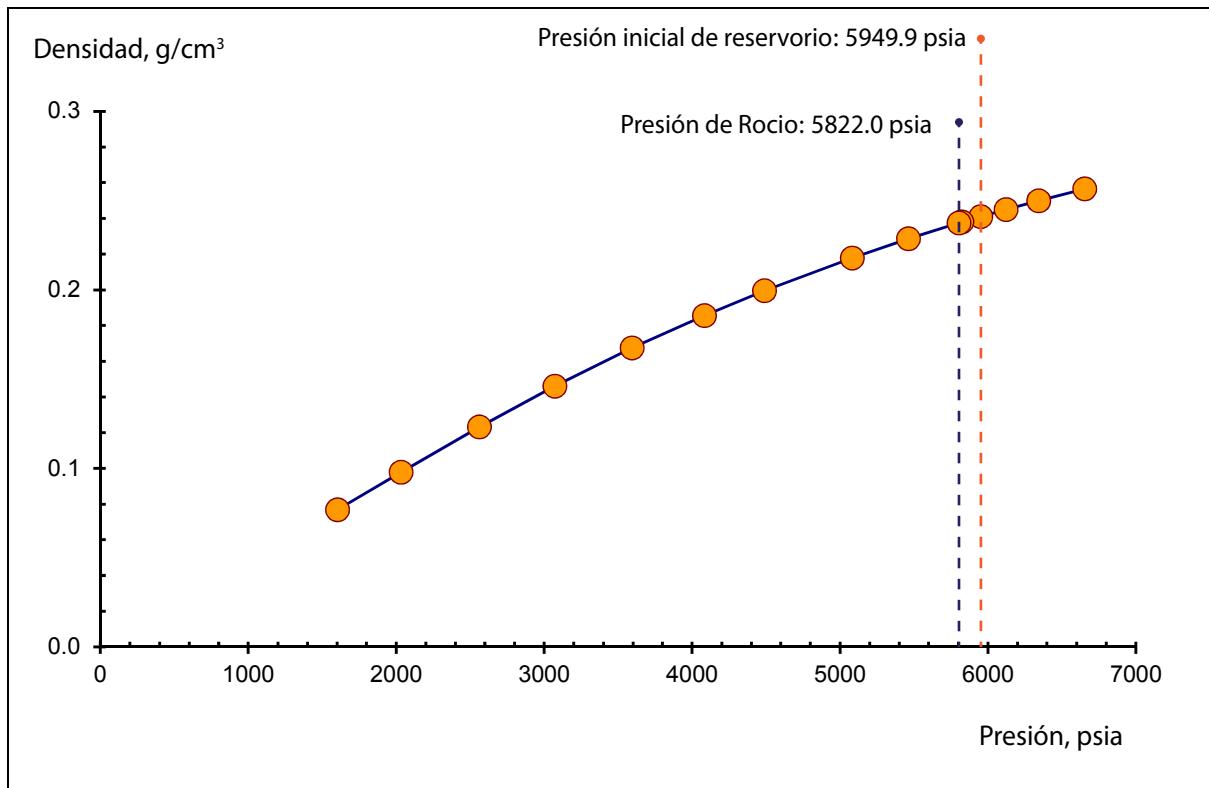


Figura 15. Densidad calculada en prueba a composición constante (CCE) a 111 °C (231.8 °F).

Tabla 4. Densidad calculada en prueba a composición constante (CCE) para un reservorio de gas re-trógrado.

Presión Kg/cm <sup>2</sup>	Presión psia	Volumen Relativo	Densidad g/cm <sup>3</sup>
467.68	6651.97	0.940	0.2565
445.88	6341.90	0.964	0.2499
430.42	6122.01	0.984	0.2450
418.32	5949.91	1.000	0.2410
409.33	5822.04	1.013	0.2380
407.92	5801.98	1.015	0.2375
384.02	5462.05	1.054	0.2287
357.30	5082.00	1.106	0.2179
315.47	4487.04	1.208	0.1995
286.99	4081.96	1.299	0.1856
252.68	3593.95	1.440	0.1674
215.98	3071.96	1.651	0.1460
180.13	2562.05	1.957	0.1232
142.86	2031.95	2.461	0.0979
112.63	1601.97	3.139	0.0768

### 3.2. Peso molecular

El **peso molecular** de una sustancia es la suma de la **masa atómica** de todos sus componentes. Por ejemplo el metano esta compuesto por un carbono y cuatro hidrógenos ( $\text{CH}_4$ ). La masa atómica de estos componentes son 12.011 y 1.00794 respectivamente. Entonces el peso molecular del metano es:

$$M_{\text{Metano}} = (12.011 \times 1) + (1.00794 \times 4) = 16.043$$

Los pesos moleculares de los hidrocarburos pueden encontrarse en tablas. En el caso de una mezcla, como el gas natural, el peso molecular es conocido como **peso molecular aparente**. El peso molecular aparente es calculado utilizando el porcentaje de cada componente (composición) y el peso molecular de cada componente aplicando la siguiente ecuación.

$$M_{\text{gas natural}} = \sum_j y_j \times M_j$$

En esta ecuación  $y_j$  corresponde a la fracción del componente y  $M_j$  corresponde al peso molecular del componente  $j$ . Posteriormente se mostrara la importancia de calcular esta propiedad en la estimación de otras propiedades del gas natural.

**Problema 5.** Calcular el peso molecular aparente del gas natural con la siguiente composición:

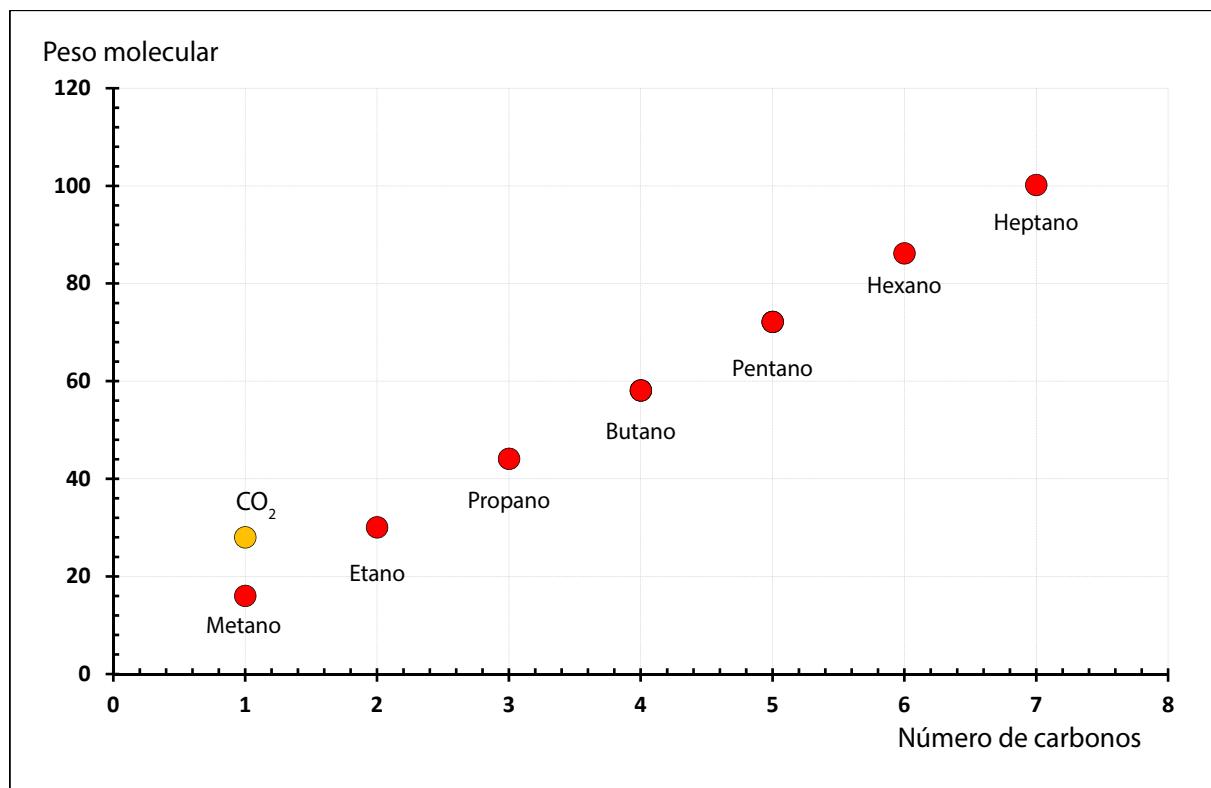


Figura 16. Peso molecular en función del número de carbonos.

**Tabla 6.** Composición de gas para problema 5

Componente	Composición, j
Nitrógeno	0.003
Dióxido de Carbono	0.011
Metano	0.926
Etano	0.031
Propano	0.015
Iso-butano	0.002
N-butano	0.005
Iso-pentano	0.001
N-pentano	0.002
N-hexano	0.002
N-heptano	0.002

**Solución****Tabla 5.** Calculo del peso molecular aparente

Componente	Composición, j	Peso Molecular, M	j x M
Nitrógeno	0.003	28.013	0.091
Dióxido de Carbono	0.011	28.011	0.314
Metano	0.926	16.044	14.863
Etano	0.031	30.070	0.918
Propano	0.015	44.097	0.659
Iso-butano	0.002	58.123	0.104
N-butano	0.005	58.123	0.301
Iso-pentano	0.001	72.150	0.098
N-pentano	0.002	72.150	0.127
N-hexano	0.002	86.177	0.131
N-heptano	0.002	100.204	0.205

Peso molecular aparente: **17.812**

### 3.3. Gravedad específica

La **gravedad específica** o **densidad relativa** es la relación entre la densidad de una sustancia y la densidad de una sustancia de referencia. En el caso de los líquidos se utiliza el agua como sustancia de referencia, para los gases se utiliza el aire. La ecuación para la gravedad específica es:

$$SG_{\text{gas natural}} = \gamma_{\text{gas natural}} = \frac{\rho_{\text{gas natural}}}{\rho_{\text{aire}}}$$

Para obtener la gravedad específica en función del peso molecular ( $M$ ) utilizamos la EOS para un gas ideal.

$$\rho_{\text{gas}} = \frac{P \times M_{\text{gas}}}{T \times R}$$

Reemplazando en la ecuación de gravedad específica

$$\gamma_g = \frac{\rho_{\text{gas natural}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{\frac{P \times M_{\text{gas natural}}}{T \times R}}{\frac{P \times M_{\text{aire}}}{T \times R}}$$

Simplificando presión, temperatura y la constante universal de los gases

$$\gamma_g = \frac{M_{\text{gas natural}}}{M_{\text{aire}}}$$

Con esta ecuación se puede calcular la gravedad específica para el gas natural utilizando el **peso molecular aparente** calculado a partir de la composición. Calculando la gravedad específica para la composición en **Tabla 5** tenemos:

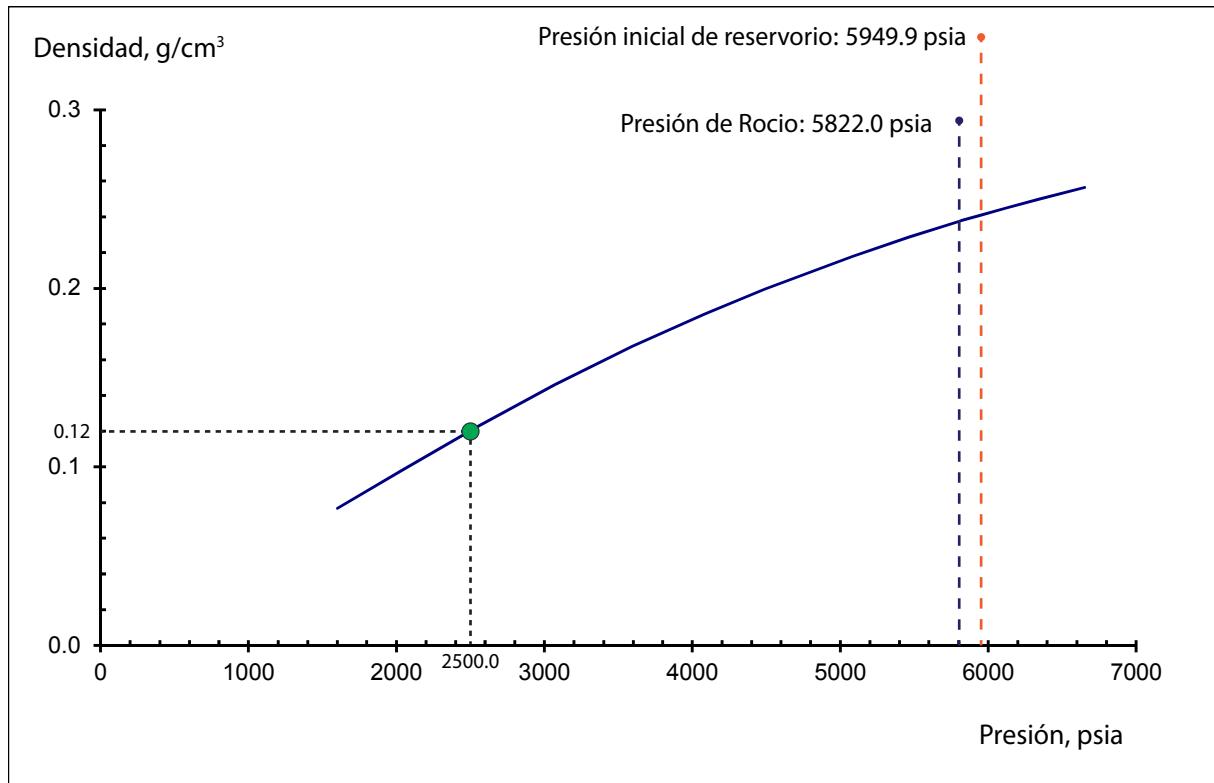
$$\gamma_g = \frac{17.812}{28.967} = 0.615$$

A medida que el gas natural es mas rico (mayor contenido de componentes pesados) su gravedad específica se incrementa. Calculando la gravedad específica para las composiciones de la **Tabla 1** tenemos: 0.614, 0.624 y 0.646 para las composiciones A, B y C respectivamente. Sin embargo, componentes no hidrocarburos pueden contribuir a reducir la gravedad específica por que después del metano son los componentes con el peso molecular mas bajo.

**Problema 6.** Calcular la gravedad específica del gas natural cuya prueba CCE se muestra en la Figura 13 y que se encuentra a una presión de 2500 psi y una temperatura de 111.0 °C. Asumir que el comportamiento del gas es ideal.

### Solución

De la gráfica de la prueba CCE obtenemos la densidad del gas a una presión de 2500 psi.



**Figura 17.** Peso molecular en función del número de carbonos.

La densidad es 0.12 g/cm<sup>3</sup>. Utilizando la EOS para gas ideal calculamos el peso molecular del gas.

$$M_{\text{gas natural}} = \frac{\rho_{\text{gas natural}} \times T \times R}{P}$$

La densidad en unidades de libras por pie cúbico es:

$$\rho_{\text{gas natural}} = 0.12 \frac{g}{cm^3} \times \frac{100^3 cm^3}{1 m^3} \times \frac{(0.3048 m)^3}{1 ft^3} \times \frac{2.2046 lb}{1000 g}$$

$$\rho_{\text{gas natural}} = 7.49 \frac{lb}{ft^3}$$

---

Reemplazando

$$M_{\text{gas natural}} = \frac{7.49 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^3} \times ((111^\circ \text{C} \times 1.8 + 32) + 459.67) \times 10.732}{2500 \text{ psi}}$$

$$M_{\text{gas natural}} = 22.2$$

**4**

# **Propiedades Críticas**



## 4.1. Propiedades críticas

Charles Cagniard de la Tour descubre el punto crítico en 1822. Realizando experimentos con CO<sub>2</sub>, Cagniard descubre que el CO<sub>2</sub> puede pasar a su estado líquido a 31 °C aplicando una presión de 73 atm (1072.4 psi). Pero, si se incrementa la temperatura por encima de los 31 °C, no se puede pasar el CO<sub>2</sub> a su estado líquido sin importar la presión que se aplique.

El punto crítico ocurre bajo una condición donde la **presión, temperatura y composición** definen que no existe un límite de fases (tensión superficial desaparece). En el caso del gas natural el punto crítico (P<sub>c</sub> y T<sub>c</sub>) identifica la interfase vapor-líquido donde por encima de este no existe distinción entre vapor y líquido, esto quiere decir que la densidad de ambas fases es la misma.

$$\rho_{\text{líquido}} = \rho_{\text{gas}}$$

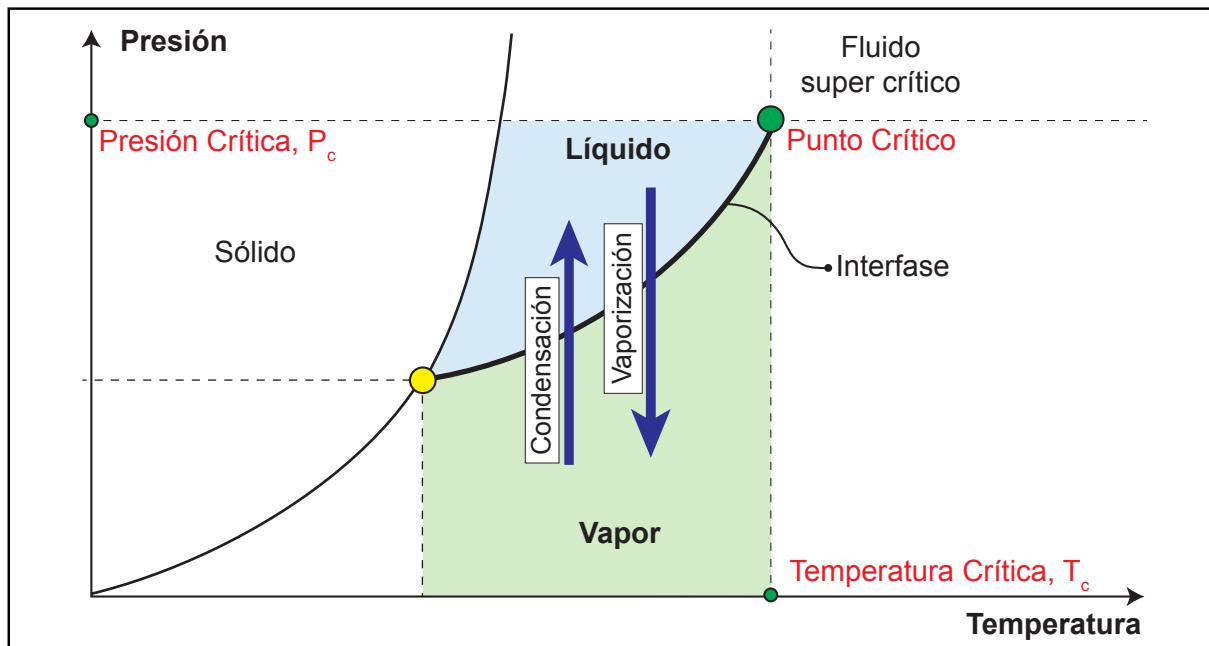
Esto ocurre por la rápida tasa de transferencia entre vapor y líquido (vaporización y condensación). Condiciones superiores al punto crítico muestran que el gas no puede condensarse sin importar la presión que se aplique sobre el gas, ver **Figura 1**. Por lo tanto, por encima del punto crítico los límites entre estados se desvanecen.

La **temperatura crítica** de una substancia es la temperatura a la cual el gas de la substancia no puede pasar a estado líquido sin importar la presión que se aplique.

La **presión crítica** de una substancia es la presión (mínima) requerida para pasar de gas a líquido cuando la sustancia esta en su temperatura crítica.

Las propiedades críticas para los hidrocarburos que componen el gas natural se muestran en las tablas **Tabla 1** y **Tabla 2**.

Como el gas natural es una mezcla de hidrocarburos se introducen variables conocidas como **seudo-críticas** que caracterizan a la mezcla (gas natural).



**Figura 18.** Diagrama de fases presión versus temperatura mostrando el punto crítico

**Tabla 7.** Temperaturas críticas para componentes del gas natural

Componente	$T_c$ , °F	$T_c$ , °C	$T_c$ , K	$T_c$ , R
Nitrógeno	-232.5	-147.0	126.2	227.2
Dióxido de Carbono	87.9	31.1	304.2	547.6
Metano	-116.6	-82.6	190.6	343.1
Etano	89.9	32.2	305.3	549.6
Propano	206.0	96.7	369.8	665.7
Iso-butano	274.4	134.7	407.8	734.1
N-butano	305.6	152.0	425.2	765.3
Iso-pentano	369.1	187.3	460.4	828.8
N-pentano	385.8	196.6	469.7	845.5
N-hexano	453.6	234.2	507.4	913.3
N-heptano	512.7	267.1	540.2	972.4

**Tabla 8.** Presiones críticas para componentes del gas natural

Componente	$P_c$ , psia	$P_c$ , atm	$P_c$ , MPa
Nitrógeno	493.1	33.6	3399.8
Dióxido de Carbono	1071.0	72.9	7384.3
Metano	666.4	45.4	4594.7
Etano	706.5	48.1	4871.1
Propano	616.0	41.9	4247.2
Iso-butano	527.9	35.9	3639.7
N-butano	550.6	37.5	3796.3
Iso-pentano	490.4	33.4	3381.2
N-pentano	488.6	33.3	3368.8
N-hexano	436.9	29.7	3012.3
N-heptano	396.8	27.0	2735.8

## 4.2. Propiedades seudo-críticas

El término **seudo** se refiere a una imitación o una aproximación, en nuestro caso se refiere a las propiedades del gas natural. Las propiedades seudo-críticas son las propiedades de una mezcla, cada uno de los componentes tiene sus propiedades críticas, con estas se calcula las propiedades seudo-críticas de la mezcla. Este cálculo se basa en la **Regla de Kay** que propone la siguiente ecuación:

$$T_{pc} = \sum_{j=1}^n y_j \times T_{c,j}$$

A continuación se presenta el cálculo de las propiedades seudo-críticas para la composición de campo A presentado en la **Tabla 1**.

**Tabla 9.** Ejemplo de calculo de temperatura seudo-crítica para gas natural

Componente	Composición, j	Temperatura Crítica ( $T_{c,j}$ ), °R	$j \times T_{c,j}$
Nitrógeno	0.003	227.2	0.68
Dióxido de Carbono	0.011	547.6	6.02
Metano	0.926	343.1	317.68
Etano	0.031	549.6	17.04
Propano	0.015	665.7	9.99
Iso-butano	0.002	734.1	1.47
N-butano	0.005	765.3	3.83
Iso-pentano	0.001	828.8	0.83
N-pentano	0.002	845.5	1.69
N-hexano	0.002	913.3	1.83
N-heptano	0.002	972.4	1.94

Temperatura seudo-crítica ( $T_{pc}$ ): 362.99 °R

**Tabla 10.** Ejemplo de calculo de presión seudo-crítica para gas natural

Componente	Composición, j	Presión Crítica ( $P_{c,j}$ ), psia	$j \times P_{c,j}$
Nitrógeno	0.003	493.1	1.47
Dióxido de Carbono	0.011	1071	11.78
Metano	0.926	666.4	617.08
Etano	0.031	706.5	21.90
Propano	0.015	616.0	9.24
Iso-butano	0.002	527.9	1.05
N-butano	0.005	550.6	2.75
Iso-pentano	0.001	490.4	0.49
N-pentano	0.002	488.6	0.97
N-hexano	0.002	436.9	0.87
N-heptano	0.002	396.8	0.79

Presión seudo-crítica ( $P_{pc}$ ): 668.43 psia

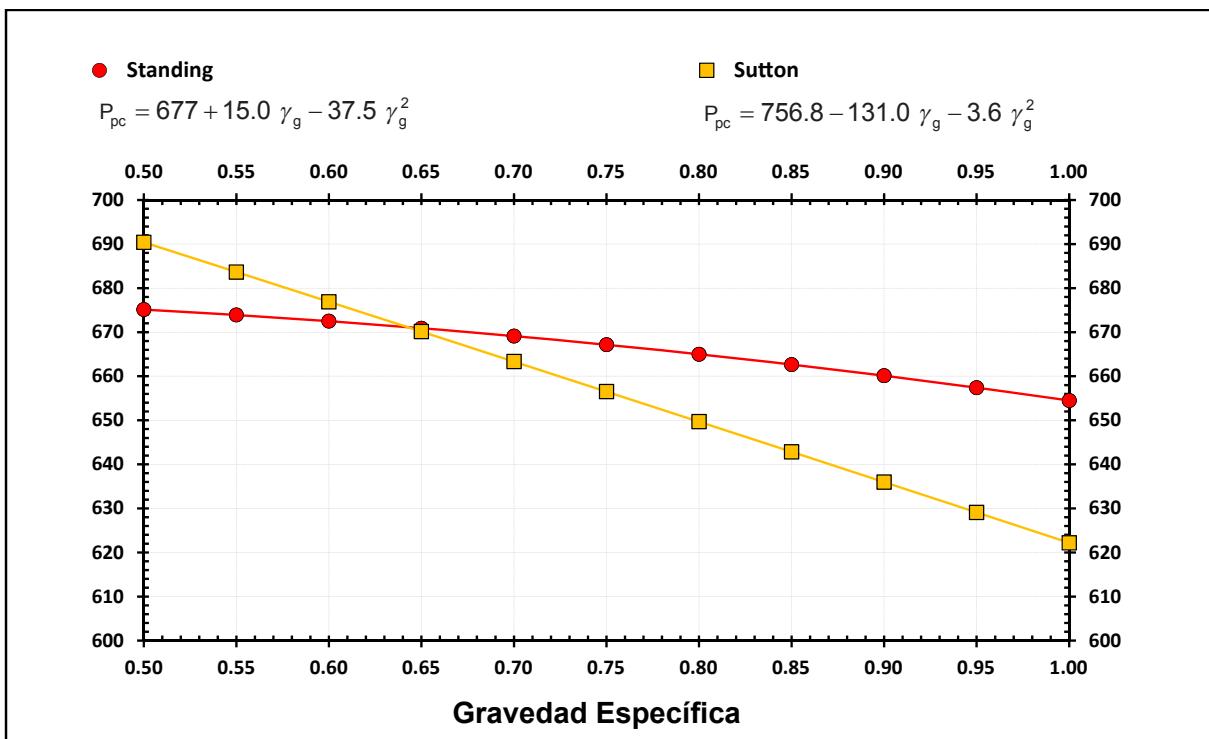


Figura 19. Comparación de correlaciones para estimar presión seudo-crítica

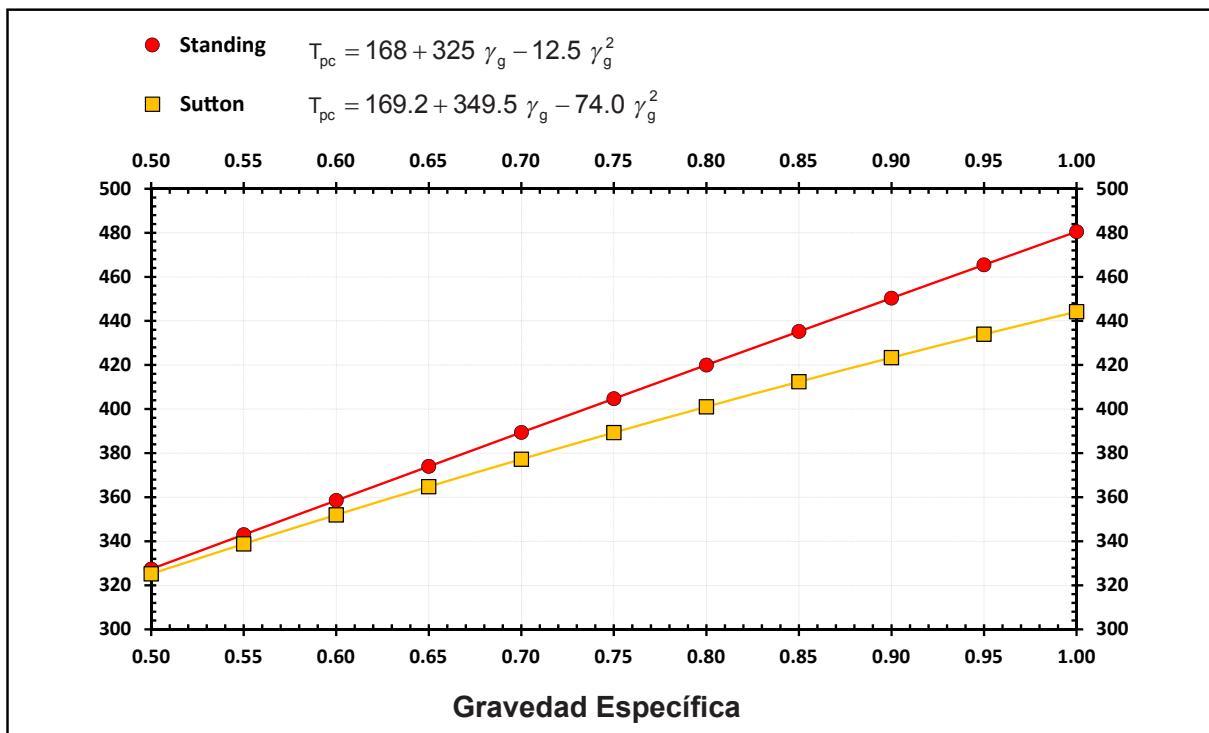


Figura 20. Comparación de correlaciones para estimar temperatura seudo-crítica

## 4.3. Cálculo de propiedades seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas

En casos donde no se tiene disponible la composición del gas se pueden utilizar correlaciones para estimar las propiedades seudo-críticas a partir de la gravedad específica. Estas correlaciones son:

- Standing
- Sutton
- Piper et al (1993)
- Elsharkawy et al (2000)

### **Standing**

Standing realizo un ajuste por regresión (utilizando muestras de reservorios en California) para obtener una correlación entre las propiedades seudo-críticas y la gravedad específica. La correlación para estimar la presión seudo-crítica es:

$$P_{pc} = 706 - 51.7 \gamma_g - 11.1 \gamma_g^2$$

La correlación para estimar la temperatura seudo-crítica es:

$$T_{pc} = 187 - 330 \gamma_g - 71.5 \gamma_g^2$$

### **Sutton**

Al igual que Standing, Sutton realizo ajustes por regresión para obtener sus correlaciones. la correlación para estimar la presión seudo-crítica es:

$$P_{pc} = 756.8 - 131.0 \gamma_g - 3.6 \gamma_g^2$$

La correlación para estimar la temperatura seudo-crítica es:

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5 \gamma_g - 74.0 \gamma_g^2$$

En ambas correlaciones la presión y temperatura resultan con unidades de psia y grados Rankine respectivamente. A continuación se presentan gráficas comparando estas dos correlaciones.

### **Elsharkawy et al.**

La correlación generada por Elsharkawy se generó a partir de muestras obtenidas para reservorios de gas retrógrado. Las correlaciones obtenidas son:

$$P_{pc} = 787.06 - 147.34 \gamma_g - 7.916 \gamma_g^2$$

$$T_{pc} = 149.18 - 358.14 \gamma_g - 66.976 \gamma_g^2$$

### **Piper et al.**

Piper *et al* propusieron correlaciones para estimar las propiedades seudo-críticas a partir de la gravedad específica, pero también incluyeron la corrección por contenido de impurezas. Las correlaciones de Piper *et al* son:

$$J = \alpha_0 + \sum_{i=1}^3 \alpha_i y_i \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_i + \alpha_4 \gamma_g + \alpha_5 \gamma_g^2$$

$$K = \beta_0 + \sum_{i=1}^3 \beta_i y_i \left[ \frac{T_c}{\sqrt{P_c}} \right]_i + \beta_4 \gamma_g + \beta_5 \gamma_g^2$$

$$T_{pc} = \frac{K^2}{J}$$

$$P_{pc} = \frac{T_{pc}}{J}$$

Donde:

$y_i$  = composición de las impurezas

Los valores de las variables en las ecuaciones para calcular J y K son:

$\alpha_0 = 1.1582 \text{ E-1}$	$\alpha_2 = -9.0348 \text{ E-1}$	$\alpha_4 = 7.0729 \text{ E-1}$
$\alpha_1 = -4.5820 \text{ E-1}$	$\alpha_3 = -6.6026 \text{ E-1}$	$\alpha_5 = -9.9397 \text{ E-2}$
$\beta_0 = 3.8216 \text{ E-0}$	$\beta_2 = -4.2113 \text{ E-1}$	$\beta_4 = 1.7438 \text{ E-1}$
$\beta_1 = -6.5340 \text{ E-2}$	$\beta_3 = -9.1249 \text{ E-1}$	$\beta_5 = -3.2191 \text{ E-0}$

Con las correlaciones propuestas por Piper *et al* no se requiere la corrección por contenido de impurezas.

**Problema.** Calcular las propiedades seudo-críticas utilizando las correlaciones de Piper *et al*.

$$\gamma = 0.7, \text{CO}_2 = 7\%, \text{H}_2\text{S} = 10\% \text{ y N}_2 = 7\%.$$

### Solución

Inicialmente calculamos la variable J.

$$\alpha_1 y_{\text{CO}_2} \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_{\text{CO}_2} = -4.5820E-1 \times 0.07 \left[ \frac{547.6 \text{ R}}{1071 \text{ psia}} \right]_{\text{CO}_2} = -0.01639$$

$$\alpha_2 y_{\text{H}_2\text{S}} \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_{\text{H}_2\text{S}} = -9.0348E-1 \times 0.10 \left[ \frac{672.1 \text{ R}}{1300 \text{ psia}} \right]_{\text{H}_2\text{S}} = -0.04671$$

$$\alpha_3 y_{N_2} \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_{N_2} = -6.6026E-1 \times 0.07 \left[ \frac{227.2 \text{ R}}{493.1 \text{ psia}} \right]_{N_2} = -0.02129$$

$$\sum_{i=1}^3 \alpha_i y_i \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_i = -0.01639 + (-0.04671) + (-0.02129) = -0.0844$$

$$J = 1.1582E-1 + (-0.0844) + 7.0729E-1 \times 0.7 + (-9.9397E-2) 0.7^2 = 0.4778$$

A continuación se calcula la variable K.

$$\beta_1 y_{\text{CO}_2} \left[ \frac{T_c}{\sqrt{P_c}} \right]_{\text{CO}_2} = -6.5340E-2 \times 0.07 \left[ \frac{547.6 \text{ R}}{\sqrt{1071 \text{ psia}}} \right]_{\text{CO}_2} = -0.07653$$

$$\beta_2 y_{\text{H}_2\text{S}} \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_{\text{H}_2\text{S}} = -4.2113E-1 \times 0.10 \left[ \frac{672.1 \text{ R}}{\sqrt{1300 \text{ psia}}} \right]_{\text{H}_2\text{S}} = -0.7850$$

$$\beta_3 y_{N_2} \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_{N_2} = -9.1249E-1 \times 0.07 \left[ \frac{227.2 \text{ R}}{\sqrt{493.1 \text{ psia}}} \right]_{N_2} = -0.6534$$

$$\sum_{i=1}^3 \beta_i y_i \left[ \frac{T_c}{P_c} \right]_i = -0.07653 + (-0.7850) + (-0.6534) = -1.5149$$

$$K = 3.8216E+0 + (-1.5149) + 1.7438E+1 \times 0.7 + (-3.2191E+0) 0.7^2 = 12.936$$

Calculamos las propiedades seudo-críticas.

$$T_{pc} = \frac{K^2}{J} = 350.2 \text{ R}$$

$$P_{pc} = \frac{T_{pc}}{J} = 732.9 \text{ psia}$$

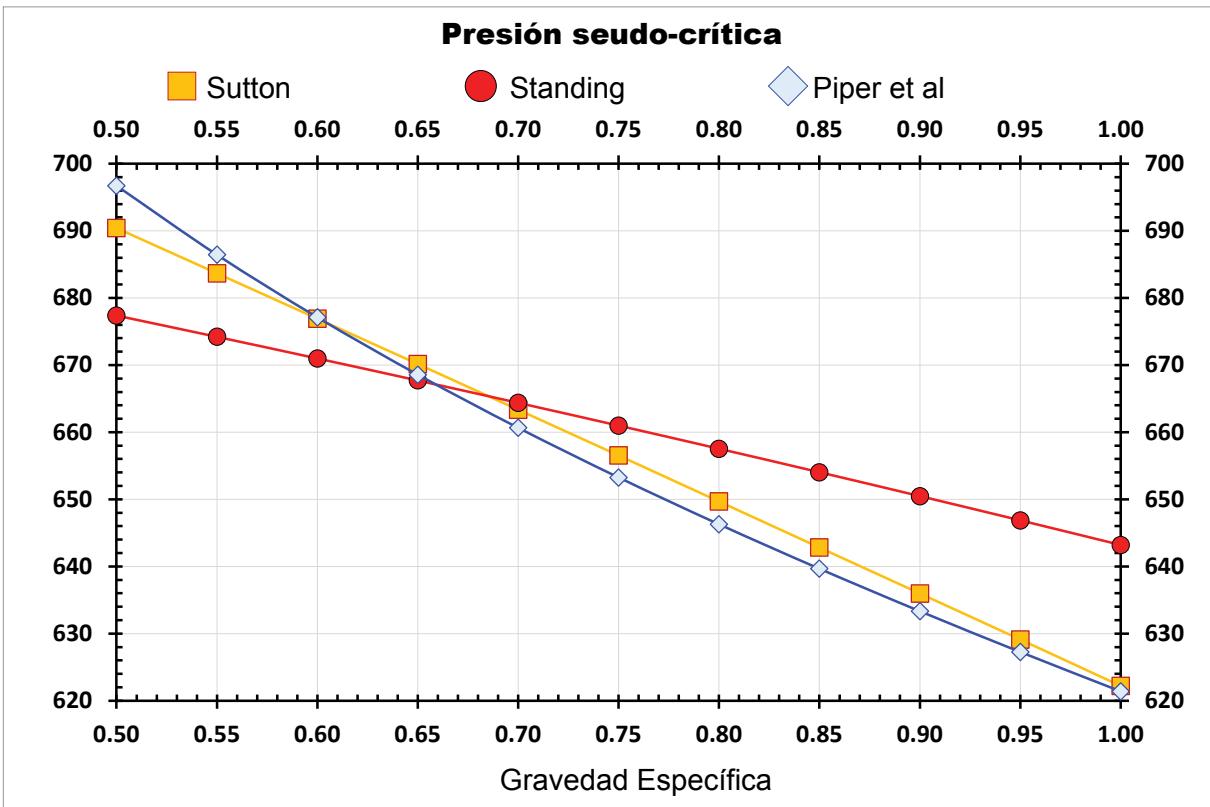


Figura 21. Comparación de correlaciones para estimar presión seudo-crítica en función de la gravedad específica.

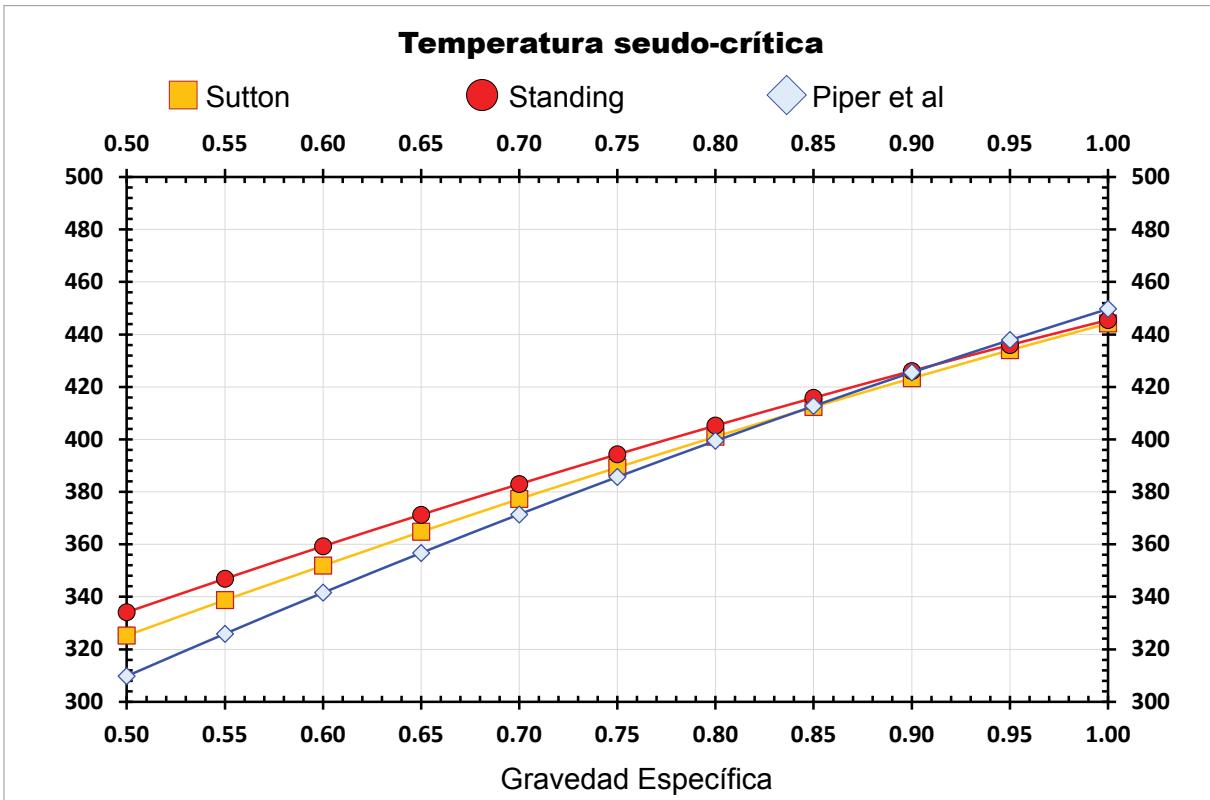


Figura 22. Comparación de correlaciones para estimar temperatura seudo-crítica en función de la gravedad específica

## 4.4. Corrección de propiedades seudo-críticas por contenido de impurezas

Las propiedades seudo-críticas son afectadas por las impurezas que existen en el gas natural. Estos efectos no son tomados en cuenta en el cálculo anterior. Para corregir las propiedades seudo-críticas se pueden utilizar dos métodos, los métodos son:

- Wichert-Aziz
- Carr-Kobayashi-Burrows

### Método Wichert-Aziz

Este método corrige los efectos de los componentes no hidrocarburos ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$ ) mediante la siguiente ecuación.

$$\varepsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4)$$

Las propiedades seudo-críticas corregidas son.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon$$

$$P'_{pc} = P_{pc} \frac{T'_{pc}}{(T_{pc} + B(1-B)\varepsilon)}$$

Donde:

$A$  = suma de las fracciones molares de  $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{S}$

$B$  = fracción molar de  $\text{H}_2\text{S}$

$T'_{pc}$  = temperatura seudo-crítica corregida

$P'_{pc}$  = presión seudo-crítica corregida

$\varepsilon$  = factor de corrección

La correlación fue desarrollada para los siguientes rangos:

$$154 < \text{Presión} < 7026$$

$$40 < \text{Temperatura, } ^\circ\text{F} < 300$$

$$0 < \text{CO}_2, \text{ fracción molar} < 0.5446$$

$$0 < \text{H}_2\text{S}, \text{ fracción molar} < 300$$

A continuación se describe un ejemplo para calcular propiedades seudo-críticas con corrección por su contenido de no hidrocarburos aplicando el método de Wichert-Aziz. A partir de la composición del gas calculamos las propiedades seudo-criticas (**Tabla 8**).

$$T_{pc} = \sum_{j=1}^n y_j \times T_{c,j} = 383.3 \text{ R}$$

$$P_{pc} = \sum_{j=1}^n y_j \times P_{c,j} = 720.0 \text{ psia}$$

Utilizando la composición de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S calculamos las variables A y B.

$$A = 0.0656 + 0.0465 = 0.112$$

$$B = 0.0465$$

Calculamos el factor de corrección

$$\varepsilon = 120(0.112^{0.9} - 0.112^{1.6}) + 15(0.047^{0.5} - 0.047^4) = 16.4$$

Con el factor de corrección calculamos la temperatura seudo-crítica corregida.

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon = 383.3 - 16.4 = 366.9$$

Con la temperatura seudo-crítica corregida calculamos la presión seudo-crítica corregida.

$$P'_{pc} = 720.0 \frac{366.9}{(383.3 + 0.047(1 - 0.047)16.4)} = 688.0 \text{ psia}$$

### **Método Carr-Kobayashi-Burrows (1954)**

Este método corrige los efectos de los componentes no hidrocarburos (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y N<sub>2</sub>) mediante la siguiente ecuación.

$$T'_{pc} = T_{pc} - 80 y_{\text{CO}_2} + 130 y_{\text{H}_2\text{S}} - 250 y_{\text{N}_2}$$

$$P'_{pc} = P_{pc} - 440 y_{\text{CO}_2} + 660 y_{\text{H}_2\text{S}} - 170 y_{\text{N}_2}$$

Utilizando las propiedades seudo-críticas calculadas en el ejemplo de la tabla 8 tenemos que las propiedades seudo-críticas corregidas son:

$$T'_{pc} = 383.3 - 80 \times 0.0656 + 130 \times 0.0465 - 250 \times 0.0033 = 383.3 \text{ R}$$

$$P'_{pc} = P_{pc} - 440 \times 0.0656 + 660 \times 0.0465 - 170 \times 0.0033 = 721.3 \text{ psia}$$

**Tabla 11.** Ejemplo de calculo de temperatura y presión seudo-crítica corregidas por CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S

Componente	j	T <sub>c,j</sub> , °R	j × T <sub>c,j</sub>	P <sub>c,j</sub> , psia	j × P <sub>c,j</sub>
Nitrógeno	0.0033	227.2	493.1	0.7	1.6
CO <sub>2</sub>	0.0656	457.6	1071.0	30.0	70.3
H <sub>2</sub> S	0.0465	672.1	1300.0	31.3	60.5
Metano	0.8255	343.1	666.4	283.2	550.1
Etano	0.0305	549.6	706.5	16.8	21.6
Propano	0.0149	665.7	616.0	10.0	9.2
Iso-butano	0.0018	734.1	527.9	1.3	0.9
N-butano	0.0052	765.3	550.6	4.0	2.9
Iso-pentano	0.0014	828.8	490.4	1.1	0.7
N-pentano	0.0018	845.5	488.6	1.5	0.9
N-hexano	0.0015	913.3	436.9	1.4	0.7
N-heptano	0.0020	972.4	396.8	2.0	0.8

5

# Propiedades Reducidas



## 5.1. Introducción

Las propiedades reducidas son variables adimensionales relativas a las propiedades críticas. Van Der Wals (1873) propuso que los gases que tienen un Factor-z similar cuando estas tienen las mismas propiedades reducidas ( $P_r$  y  $T_r$ ). Esto es conocido como el **teorema de estados correspondientes**.

$$z = f(T_r, P_r)$$

Estas variables son utilizadas en EOS de Peng-Robinson.

## 5.2. Temperatura reducida

La temperatura reducida de un fluido se define como la temperatura actual del fluido dividida entre su temperatura crítica, en forma de ecuación:

$$T_r = \frac{T}{T_c}$$

Donde:

$T_r$  = temperatura reducida

$T$  = temperatura actual

$T_c$  = temperatura crítica

El valor de la temperatura crítica de un gas natural depende de sus componentes. Cada componente del gas natural tiene una temperatura crítica diferente y dependiendo del porcentaje en el que se presenta tendrá mayor o menor influencia en la  $T_r$  de la mezcla. Los valores de temperatura crítica de los componentes del gas natural pueden encontrarse en tablas.

Cuando se utiliza la temperatura seudo-crítica en el cálculo de la temperatura reducida, la temperatura reducida que se obtiene es conocida con el nombre de temperatura seudo-reducida. En forma de ecuación se tiene:

$$T_{\text{seudo-reducida}} = \frac{T}{T_{\text{seudo-crítica}}}$$

**Problema 7.** Determinar la temperatura reducida del gas natural que se encuentra a una temperatura de 157.8 °F y que tiene la siguiente composición.

## 5.3. Presión reducida

La presión reducida de un fluido se define como la presión actual del fluido dividida entre su presión crítica, en forma de ecuación:

**Tabla 12.** Composición de gas (problema 1).

Nombre de componente	Formula de componente	Composición (%)
Metano	CH <sub>4</sub>	0.770
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.110
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.050
Iso-butano	i - C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.070
		1.000

### Solución

**Tabla 13.** Cálculos para determinar la temperatura seudo crítica (problema 1).

Nombre de componente	Composición (i)	Temperatura Crítica, T <sub>c</sub> (°R)	T <sub>c</sub> x i
Metano	0.770	343	264.11
Etano	0.110	550	60.50
Propano	0.050	666	33.30
Iso-butano	0.070	735	51.45
	1.000		409.36

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} = \frac{(157.8 \text{ °F} + 460.67) R}{409.4 R} = 1.51$$

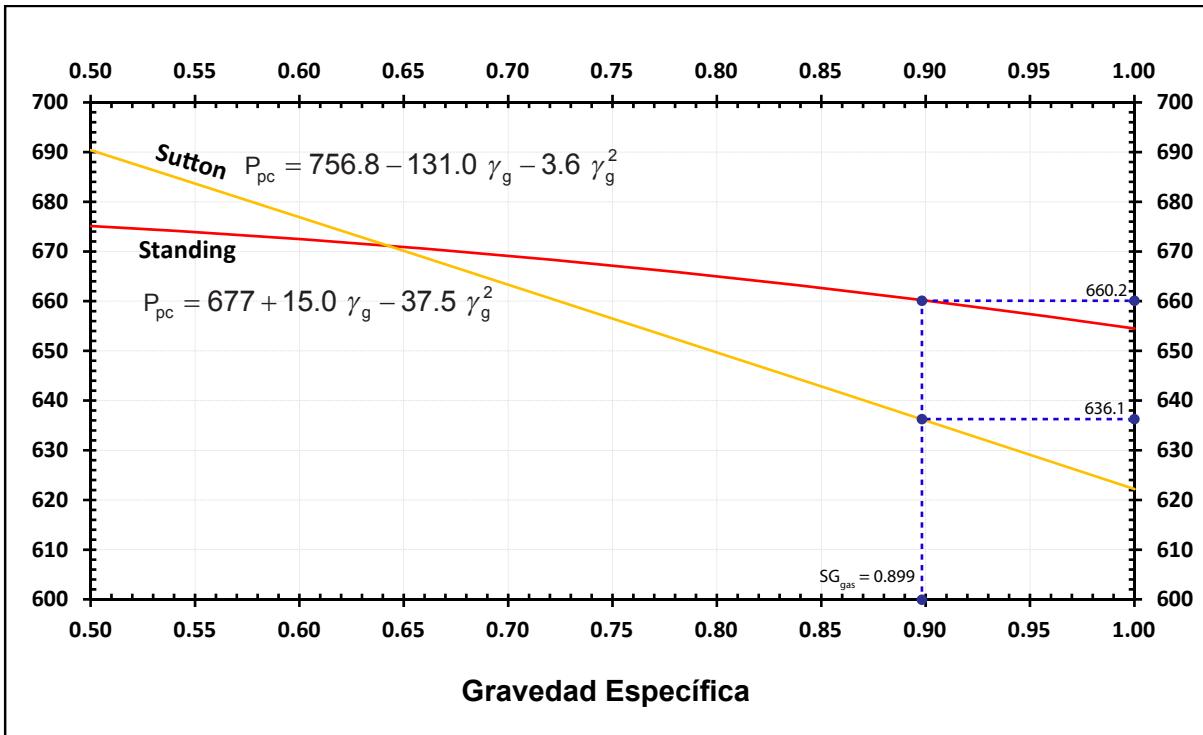


Figura 23. Estimación de presiones seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas.

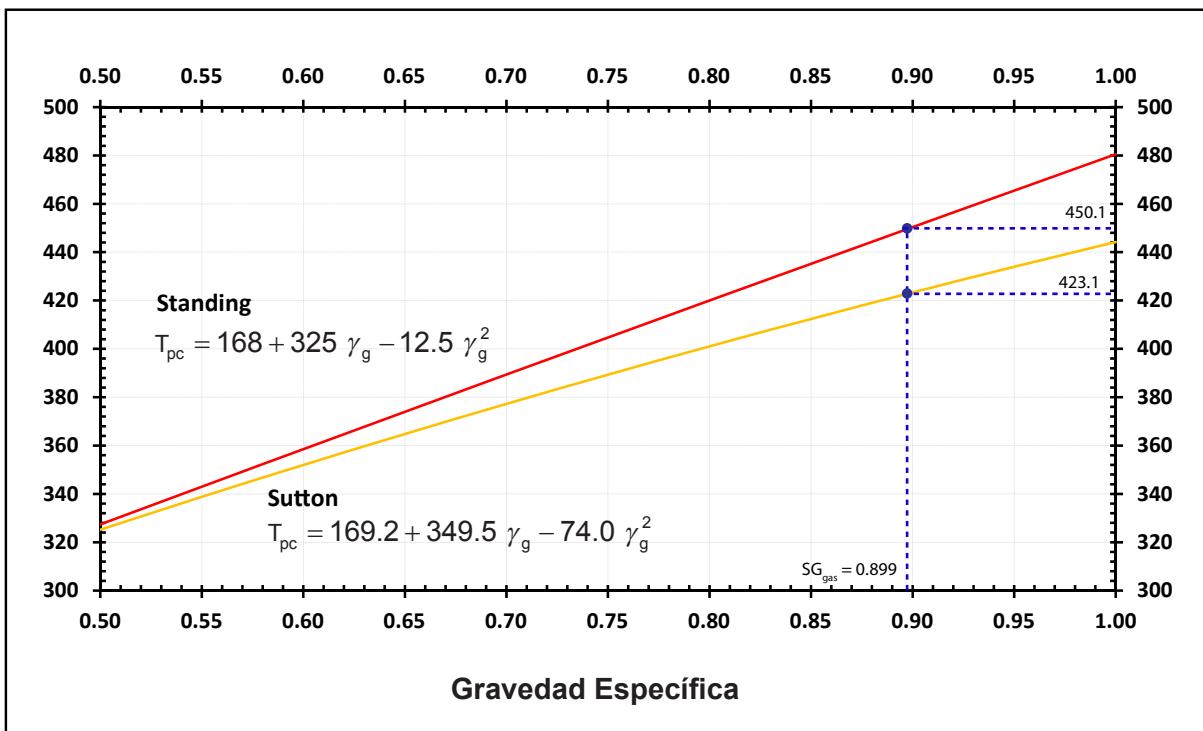


Figura 24. Estimación de temperaturas seudo-críticas a partir de la gravedad específica del gas.

$$P_r = \frac{P}{P_c}$$

Donde:

$P_r$ : presión reducida

$P$ : presión actual

$P_c$ : presión crítica

Para calcular la presión reducida primeramente se requiere determinar la presión seudo-crítica del gas natural. La presión seudo-crítica del gas natural se obtienen a partir de las presiones críticas de los componentes del gas natural, cuyos valores están disponibles en tablas. El procedimiento es idéntico al cálculo de la temperatura reducida. En los casos donde se tiene una mezcla de hidrocarburos se obtendrá propiedades seudo-críticas, por lo tanto la propiedades reducida será la presión seudo-reducida.

**Problema 8.** Determinar la presión reducida del ejemplo anterior que se encuentra a una presión de 3100 psia.

Inicialmente calcular la presión seudo-crítica a partir de la composición.

**Tabla 14.** Cálculos para determinar la presión seudo crítica (problema 2).

Nombre de componente	Composición (i)	Presión Crítica, Tc (psia)	Pc x i
Metano	0.770	666.4	513.1
Etano	0.110	706.5	77.7
Propano	0.050	616.0	30.8
Iso-butano	0.070	527.9	37.0
	1.000		658.6

Calcular la presión seudo-reducida.

$$P_{pr} = \frac{P}{P_c} = \frac{3100 \text{ psia}}{658.6 \text{ psia}} = 4.71$$

La composición del ejemplo no contiene impurezas, por lo tanto no se requiere realizar correcciones a las propiedades seudo-críticas.

6

# Factor z

Franco F. Sivila Angulo



## 6.1. Introducción

El Factor-z de compresibilidad puede ser definido como la desviación del comportamiento del gas natural en comparación al comportamiento perfecto o ideal. El Factor-z de compresibilidad también es conocido como **factor de desviación del gas natural**. El Factor-z no tiene unidades y por definición es el radio entre el volumen ocupado por un gas natural, a una determinada temperatura y presión, y el volumen ocupado por el mismo gas natural a la misma presión y temperatura pero comportándose como un gas ideal. Esto en forma de ecuación es:

$$z = \frac{V_a}{V_i} = \frac{\text{Volumen actual del gas natural compuesto por } n \text{ moléculas a } T \text{ y } P}{\text{Volumen ideal del gas natural compuesto por } n \text{ moléculas a } T \text{ y } P}$$

La utilización del Factor-z es común en los análisis de ingeniería petrolera. La correcta determinación de esta variable es importante en trabajos de: medición de gas natural, diseño de gasoductos, estimación de reservas y cálculos de balance de materia. Analizando esta lista podemos ver la importancia de esta variable.

Desde su publicación en 1942, el diagrama de Standing y Katz para el Factor-z, se convirtió en el método más común para estimarlo en la industria petrolera. Hoy en día se utilizan métodos más exactos que representan el diagrama en forma digital. Estos métodos hacen uso de ecuaciones (correlaciones) que se ajustan a las curvas que se presentan en el diagrama de Standing y Katz. En la industria se utiliza generalmente las correlaciones publicadas por:

- Hall y Yarborough (1974)
- Dranchuk
- Dranchuk y Abou Kassem (1975)

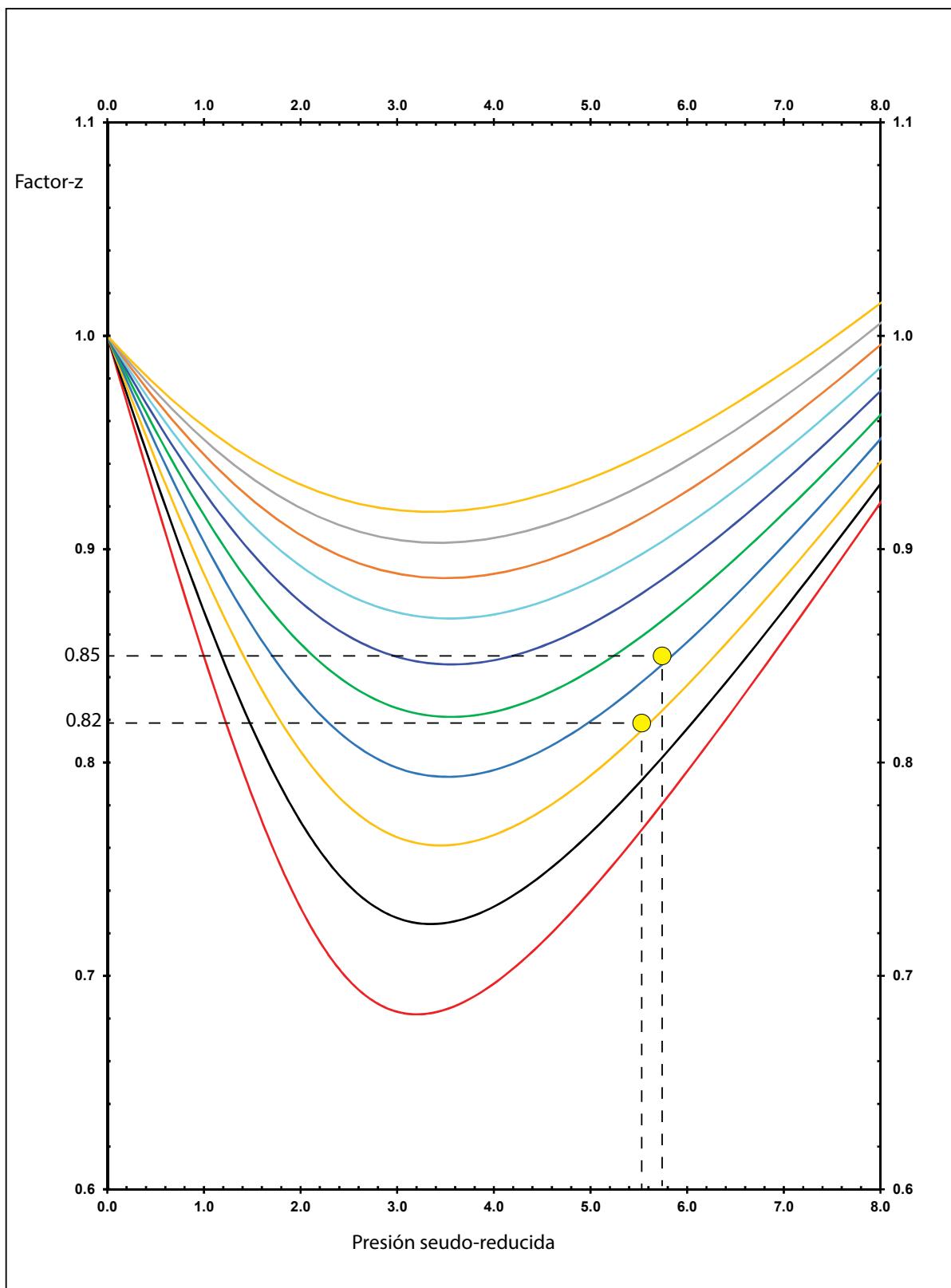
Otras correlaciones menos aplicadas son:

- Sarem (1961)
- Brill y Beggs (1974)
- Gopal (1977)

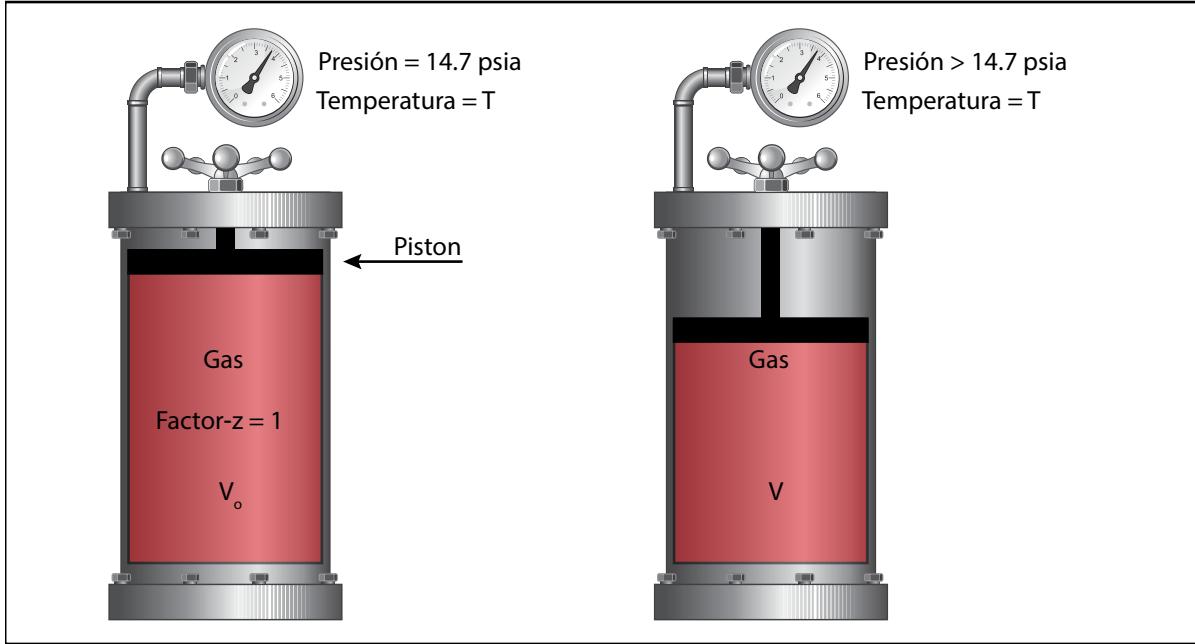
Todos estos métodos son aplicables a programas de computadora y utilizan algún tipo de ecuación que se ajuste al diagrama del factor de compresibilidad de Standing y Katz en función de la presión y temperatura del reservorio, además de las propiedades seudo-críticas del gas natural.

Otra forma de calcular el Factor-z son las ecuaciones de estado (EOS). Las EOS más populares en la industria petrolera son:

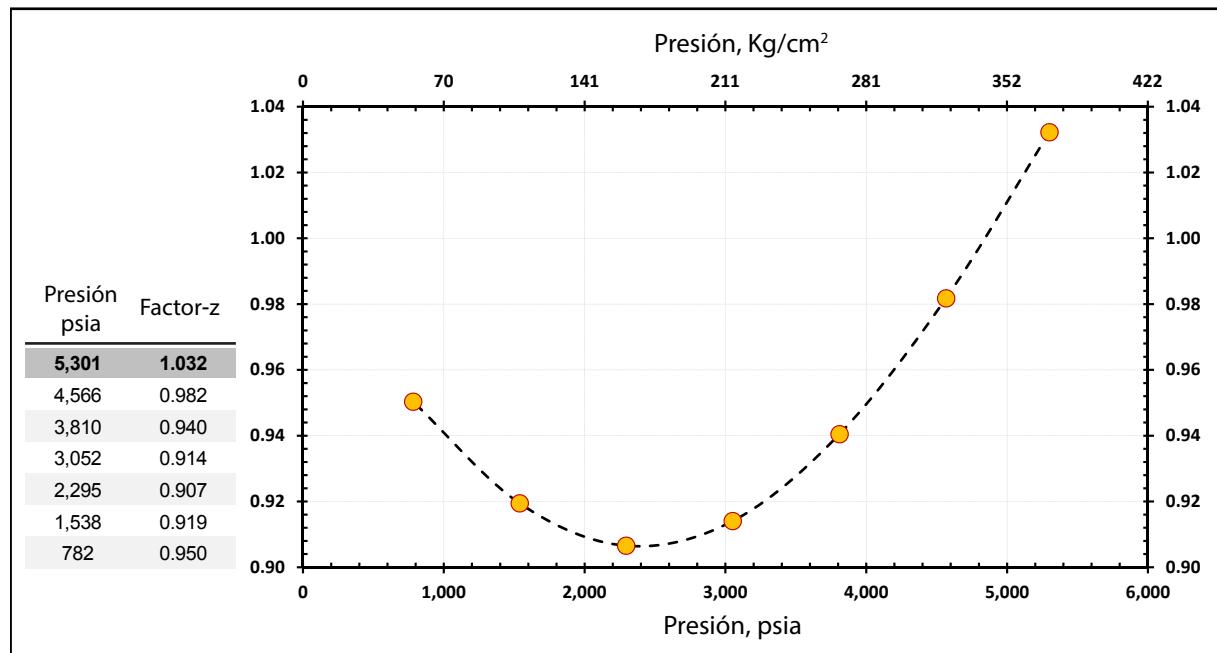
- Benedict-Webb Rubin (1951)



**Figura 25.** Factor-z en función de las propiedades seudo-reducidas, datos generados utilizando la ecuación de estado de Peng-Robinson.



**Figura 27.** Diagrama de prueba de laboratorio a temperatura constante.



**Figura 26.** Datos de Factor-z en función de presión obtenidos en laboratorio.

- Soave-Redlich Kwong (1972)
- Peng-Robinson (1977)
- Patel y Teja (1982)

## 6.2. Cálculo del Factor-z utilizando gráficas

Para determinar el Factor-z de un gas natural utilizando la gráfica de SK seguir los siguientes pasos:

- A partir de su composición o gravedad específica calcular las propiedades seudo-críticas.
- Corregir las propiedades seudo-críticas por su contenido de impurezas.
- Calcular las propiedades seudo-reducidas
- Utilizar propiedades seudo-reducidas en gráfica de SK para determinar Factor-z.

**Problema 9.** Determina el Factor-z para un gas natural que tiene un peso molecular de 26.07 y se encuentra a una temperatura y presión de 210 °F y 3658.5 psia respectivamente.

### Solución

Inicialmente determinamos la gravedad específica del gas a partir del peso molecular.

$$SG_{\text{gas}} = \frac{M_{\text{Etano}}}{M_{\text{Aire}}} = \frac{26.070}{28.97} = 0.899$$

Con la gravedad específica podemos estimar las propiedades seudo-críticas del gas. Ingresando en la gráfica o utilizando las correlaciones de Standing y Sutton tenemos las siguiente propiedades seudo-críticas:

$$P_{pc(\text{Sutton})} = 636.1 \text{ psia}, P_{pc(\text{Standing})} = 660.2 \text{ psia}, T_{pc(\text{Sutton})} = 432.1 \text{ R} \text{ y } T_{pc(\text{Standing})} = 450.1 \text{ R.}$$

Posteriormente procedemos a calcular las propiedades seudo-reducidas.

$$P_{pr(\text{Sutton})} = 5.75, P_{pr(\text{Standing})} = 5.54, T_{pr(\text{Sutton})} = 1.55 \text{ y } T_{pr(\text{Standing})} = 1.49$$

Con los valores seudo-reducidos podemos ingresar en la gráfica del Factor-z en función de las propiedades seudo-reducidas. Los valores estimados del Factor-z son:

Factor-z<sub>(Sutton)</sub> = 0.85

Factor-z<sub>(Standing)</sub> = 0.82

### 6.3. Determinación experimental del Factor-z

El Factor-z puede calcularse en un laboratorio a partir de una muestra de fluido de reservorio. Asuma un número n de moles de gas natural en un contenedor. El volumen de gas en el cilindro puede ser alterado mediante un pistón como se muestra en la **Figura 3**. La temperatura del contenedor cilíndrico es mantenida constante a una temperatura igual a la del reservorio durante todo el experimento. Si se tiene inicialmente un volumen  $V_o$ , el cual es el volumen del gas natural a una presión Standard ( $P = 14.696 \text{ psi}$ ), aplicando la Ley para gases reales tenemos:

$$\text{Ley de gases reales} \Rightarrow P \times V_o = n \times R \times T \times z$$

$$\text{En condiciones Standard} \Rightarrow 14.696 \text{ psia} \times V_o = n \times R \times T \times (1)$$

El valor del Factor-z es igual a 1 a condiciones Standard, las condiciones Standard en la industria del gas natural son:

- $P = 14,696 \text{ psia}$
- $T = 60^{\circ}\text{F}$

Si nos referimos a la gráfica del Factor-z podemos visualizar que a presiones bajas el valor del Factor-z es 1.

Para presiones mayores se tienen diferentes valores para el Factor-z, para estos casos se tiene la siguiente ecuación:

$$P \times V = n \times R \times T \times z$$

Comparando las ecuaciones tenemos:

$$14.696 \text{ psia} \times V_o = n \times R \times T \quad (\text{A})$$

$$P \times V = n \times R \times T \times z \quad (\text{B})$$

Dividiendo las ecuaciones se tiene:

$$\frac{14.696 \text{ psia} \times V_o}{P \times V} = \frac{n \times R \times T}{n \times R \times T \times z}$$

Si durante el experimento se mantiene la temperatura constante y la composición no se modifica (**Figura 3**), entonces podemos simplificar la ecuación:

$$\frac{14.696 \text{ psia} \times V_o}{P \times V} = \frac{1}{z} \quad \Rightarrow \quad z = \frac{P \times V}{14.696 \text{ psia} \times V_o}$$

Mediante la variación de la presión (moviendo el pistón) y la medición del volumen  $V$  se puede determinar la relación entre el Factor-z y la presión. En la **Figura 2** se muestra un ejemplo de datos de factor-z obtenidos en un estudio PVT a una temperatura de 223 °F (106.1 °C). Este tipo de experimento es conocido como depletación a volumen constante (constant-volume depletion, CVD).

## 6.4. Correlaciones para estimar el Factor-z

Antes del uso común de las computadoras, el Factor-z era estimado utilizando gráficas. Actualmente es más fácil estimar estos valores utilizando correlaciones y una computadora. Las correlaciones para estimar el Factor-z son:

- Hall y Yarborough (1974)
- Dranchuk
- Dranchuk y Abou Kassem (1975)

### Correlación de Hall-Yarborough

Uno de los métodos utilizados en los programas de ingeniería es el método de Hall-Yarborough (1973). Las ecuaciones Hall-Yarborough, desarrolladas a partir de la ecuación de estado de Starling-Carnahan, son:

$$z = \frac{0.06125 \times P_{pr} \times t \times e^{-1.2 \times (1-t)^2}}{y}$$

Donde:

$P_{pr}$ : presión seudo-reducida

$t$ : inversa de la temperatura seudo-reducida

$T_{pc}$ : temperatura seudo-crítica

y: densidad “reducida”

La densidad “reducida” de la ecuación de Hall-Yarborough se determina de la siguiente ecuación:

$$- 0.06125 P_{pr} t e^{-1.2(1-t)^2} + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1-y)^3} -$$

$$(14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3) y^2 +$$

$$+ (90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3) y^{(2.18 + 2.82 t)} = 0$$

La variable “y” no puede ser despejada de la ecuación, por lo tanto se debe resolver la ecuación mediante un método iterativo hasta encontrar el valor que satisface la ecuación.

**Problema 10.** Determinar el Factor-z donde la temperatura y presión seudo-críticas son 1.36 y 2.399 respectivamente, utilizando la correlación de Hall-Yarborough.

**Solución.**

Con las propiedades seudo-críticas calculamos el valor de la variable t.

$$t = \frac{1}{T_{pc}} = \frac{1}{1.36} = 0.735$$

Ingresando los valores de t y  $P_{pr}$  en la segunda ecuación y simplificando tenemos:

$$- 0.09947 + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1 - y)^3} - 7.4024 y^2 + (- 47.539) y^{4.2555} = 0$$

La solución de esta ecuación se puede obtener por cualquier método iterativo o procesos repetitivos. Para resolver la ecuación con fuerza bruta empezamos con un valor inicial de “y” y calculamos f(y), si la función f(y) es igual a cero o razonablemente próximo a cero se toma este valor de “y” como la solución.

$$f(y) = - 0.09945 + \frac{y + y^2 + y^3 + y^4}{(1 - y)^3} - 7.4024 y^2 - 47.539 y^{4.2555} = 0$$

Con el valor de “y” calculamos el Factor-z.

$$z = \frac{0.06125 \times 2.399 \times 0.736 \times e^{-1.2 \times (1 - 0.736)^2}}{0.1404} = 0.7085$$

Una forma mas eficiente para encontrar “y” es la aplicación del método de **Newton-Raphson**. En este método la convergencia a la solución esta en función al valor inicial. Al igual que el método por “fuerza bruta”, Newton-Raphson requiere de iteraciones. En la siguiente correlación se presenta un ejemplo de este método.

### Correlación de Dranchuk y Abou-Kassem

Dranchuk y Abou-Kassem propusieron una ecuación de estado con 11 constantes para calcular el Factor-z. La ecuación de Dranchuk y Abou-Kasem es la siguiente:

$$z = 1 + c_1 \rho_r + c_2 \rho_r^2 + c_3 \rho_r^5 + c_4$$

Donde:

$$c_1 = A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5}$$

$$c_2 = A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2}$$

$$c_3 = A_9 \times \left[ \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right]$$

$$c_4 = A_{10} \times \left[ 1 + A_{11} \rho_r^2 \right] \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp \left[ -A_{11} \rho_r^2 \right]$$

$$\rho_r = 0,27 \times \frac{P_{pr}}{z \times T_{pr}}$$

Los valores de las constantes determinadas al ajustar la ecuación a la gráfica de Standing y Katz utilizando modelos de regresión lineal son:

**Tabla 15.** Cálculos para determinar la función f(y), problema de estimación del Factor-z por la correlación de Hall-Yarborough.

Iteración	y	f(y)
1	0.9000	3058.6
2	0.0050	-0.09453
3	0.0500	-0.05671
4	0.1000	-0.02371
5	0.2500	0.09463
6	0.2200	0.05960
7	0.1900	0.03360
8	0.1800	0.02622
9	0.1500	0.00638
10	0.1404	0.00049

$$A_1 = 0.3265 ; A_2 = -1.0700 ; A_3 = -0.5339 ; A_4 = 0.01569$$

$$A_5 = -0.05165 ; A_6 = 0.5475 ; A_7 = -0.7361 ; A_8 = 0.1844$$

$$A_9 = 0.1056 ; A_{10} = 0.6134 ; A_{11} = 0.7210$$

Dranchuk y About-Kassem utilizaron 1500 datos en los siguientes rangos:

$$0.2 < P_{pr} < 30$$

$$1.0 < T_{pr} < 3.0$$

$$[P_{pr} < 1.0] \Rightarrow [0.7 < T_{pr} < 1.0]$$

Claramente, la ecuación de Dranchuk y Abou-Kassem es una ecuación implícita. Existen diversos métodos para resolver este tipo de ecuaciones, entre los cuales están:

- Método de la secante
- Método de bisección
- Método de Newton-Raphson.

El método de Newton-Raphson es el método mas rápido para resolver ecuaciones no lineares si se tiene disponible un valor inicial aproximado a la solución.

**Problema 11.** Determinar el Factor-z del problema anterior utilizando la correlación de Dranchuk y Abou-Kassem.

### Solución.

Del anterior problema tenemos que la temperatura y presión seudo-críticas son 1.36 y 2.399 respectivamente. Modificando la ecuación de Dranchuk y Abou-Kassem en términos de la densidad reducida e igualándola a cero:

$$z = 1 + c_1 \rho_r + c_2 \rho_r^2 + c_3 \rho_r^5 + c_4$$

$$f(\rho_r) = -\frac{0.27 P_{pr}}{\rho_r T_{pr}} + 1 + c_1 \rho_r + c_2 \rho_r^2 + c_3 \rho_r^5 + A_{10} \times \left[ 1 + A_{11} \rho_r^2 \right] \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp \left[ -A_{11} \rho_r^2 \right]$$

Evaluando la ecuación para un valor inicial de la densidad reducida; un buen valor inicial sería el valor de la densidad reducida para un Factor-z de compresibilidad igual a 1 (densidad

reducida ideal).

$$\rho_r = 0.27 \times \frac{P_{pr}}{z \times T_{pr}} = 0.27 \times \frac{2.399}{1 \times 1.359} = 0.4766$$

Calculando los valores de c1, c2 y c3

$$c_1 = 0.3265 + \frac{-1.0700}{1.359} + \frac{-0.5339}{1.359^3} + \frac{0.01569}{1.359^4} + \frac{-0.05165}{1.359^5} = -0.6801$$

$$c_2 = 0.5475 + \frac{-0.7361}{1.359} + \frac{0.1844}{1.359^2} = 0.1057$$

$$c_3 = 0.1056 \times \left[ \frac{-0.7361}{1.359} + \frac{0.1844}{1.359^2} \right] = -0.04665$$

Calculando la función

$$f(\rho_r) = -0.2465$$

Calculando y evaluando la derivada de la función f(ρ)

$$f'(\rho_r) = \frac{0.27 P_{pr}}{\rho_r^2 T_{pr}} + c_1 + 2 c_2 \rho_r + 5 c_3 \rho_r^4 + 2 A_{10} \times \left[ 1 + A_{11} \rho_r^2 - A_{11}^2 \rho_r^4 \right] \frac{\rho_r}{T_{pr}^3} \exp \left[ -A_{11} \rho_r^2 \right]$$

$$f'(\rho_r) = 3.5088$$

Calcular el nuevo valor de la densidad reducida con la siguiente ecuación:

$$\rho_{r, \text{nuevo}} = \rho_{r, \text{anterior}} - \frac{f(\rho_{r, \text{anterior}})}{f'(\rho_{r, \text{anterior}})}$$

$$\rho_{r, \text{nuevo}} = 0.4766 - \frac{-0.2465}{3.5088} = 0.5468$$

Si el nuevo valor de la densidad reducida es diferente del anterior, se requiere de una nueva iteración. Esta vez el valor calculado será utilizado para encontrar un nuevo valor de la densidad

**Tabla 16.** Cálculos iterativos para estimación de densidad reducida, problema de estimación del Factor-z por la correlación de Dranchuk y Abou-Kassem.

Iteración	$\rho_r$	$f(\rho_r)$	$f'(\rho_r)$	$\rho_{r,nuevo} - \rho_{r, anterior}$
1	0.4766	-0.2465	3.5088	
2	0.5468	-0.1426	2.6102	7.0 E-02
3	0.6015	-0.0811	2.1200	5.5 E-02
4	0.6397	-0.0455	1.8484	3.8 E-02
5	0.6643	-0.0253	1.6972	2.5 E-02
6	0.6792	-0.0139	1.6131	1.5 E-02
7	0.6878	-0.0077	1.5666	8.6 E-03
8	0.6927	-0.0042	1.5409	4.9 E-03
9	0.6954	-0.0023	1.5268	2.7 E-03
10	0.6970	-0.0013	1.5190	1.5 E-03
11	0.6978	-0.0007	1.5148	8.3 E-04
12	0.6982	-0.0004	1.5125	4.6 E-04
13	0.6985	-0.0002	1.5112	2.5 E-04
14	0.6986	-0.0001	1.5105	1.4 E-04
15	0.6987	-0.0001	1.5101	7.5 E-05

reducida. El nuevo valor es aceptable cuando la diferencia es de 1E-4.

$$|\rho_{r, nuevo} - \rho_{r, anterior}| < 1 \times 10^{-4}$$

A continuación se muestra una tabla con los resultados de las sucesivas iteraciones realizadas hasta obtener un valor aceptable.

De las iteraciones se tiene el valor de la densidad reducida es 0.6987. Con este valor calcular el Factor-z de compresibilidad.

$$\rho_r = 0.27 \times \frac{P_{pr}}{z \times T_{pr}} \Rightarrow z = 0.27 \times \frac{P_{pr}}{\rho_r \times T_{pr}}$$

$$z = 0.27 \times \frac{2.399}{0.6987 \times 1.359} = \underline{0.682}$$

7

# Factor Volumétrico de Formación del Gas

## B<sub>g</sub>



## 7.1. Introducción

El Factor de volumen de gas de formación ( $B_g$ ) esta definido como el volumen de gas natural en condiciones de reservorio (temperatura y presión) requerido para producir 1 pie cúbico Standard (1 SCF) de gas natural en la superficie. Las unidades del  $B_g$  generalmente se presentan de tres formas como se muestra a continuación:

$$B_g = \frac{\text{pies cúbicos}}{\text{pies cúbicos Standard}} = \frac{CF}{SCF}$$

$$B_g = \frac{\text{pies cúbicos en reservorio}}{\text{pies cúbicos Standard}} = \frac{RCF}{SCF}$$

$$B_g = \frac{\text{bariles de gas natural en reservorio}}{\text{pies cúbicos Standard}} = \frac{RB}{SCF}$$

$B_g$  puede ser calculado dividiendo el volumen de gas natural en condiciones de reservorio entre el volumen ocupado por el mismo gas natural en condiciones Standard.

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}}$$

El volumen de gas natural en condiciones de reservorio puede ser calculado por la siguiente ecuación de estado:

$$V_R = \frac{z n R T}{P}$$

En esta ecuación z, T y P representan las condiciones de reservorio (Factor-z de compresibilidad, temperatura y presión respectivamente). El volumen del mismo gas en condiciones Standard puede calcularse con la misma ecuación.

$$V_{sc} = \frac{z_{sc} n R T_{sc}}{P_{sc}}$$

Reemplazando ambas ecuaciones en la ecuación de  $B_g$  tenemos:

$$B_g = \frac{\frac{z n R T}{P}}{\frac{z_{sc} n R T_{sc}}{P_{sc}}} = \frac{z T P_{sc}}{z_{sc} P T_{sc}}$$

Las condiciones Standard son: T = 520 °R, P = 14,65 psia y z = 1. Reemplazando estos valores

en la ecuación:

$$B_g = \frac{z \times T \times 14,65}{1 \times P \times 520} = 0.0282 \frac{z \times T}{P} \frac{CF}{SCF}$$

En unidades de barriles en reservorio sobre pies cúbicos Standard

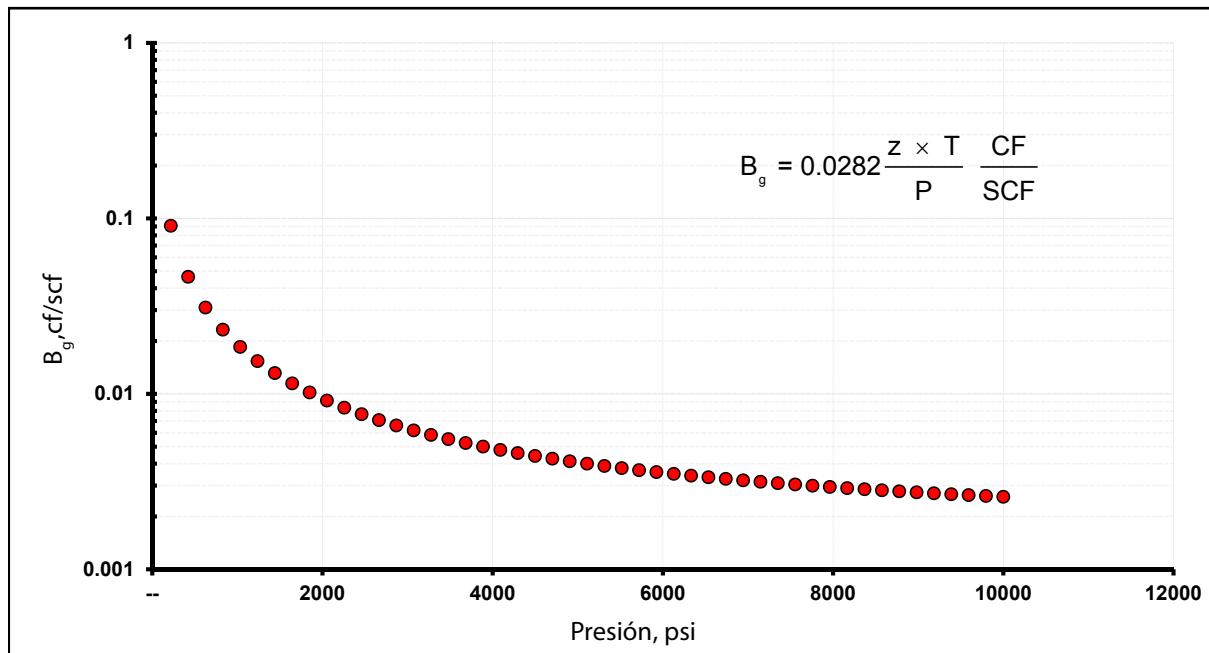
$$B_g = 0.0282 \frac{z \times T}{P} \frac{CF}{SCF} \times \frac{1 \text{ bbl}}{5.615 \text{ CF}} = 0.00502 \frac{z \times T}{P} \frac{RB}{SCF}$$

En ambas ecuaciones las variables deben tener las siguientes unidades: temperatura en grados Ranking ( $^{\circ}R$ ) y presión en psia. Otra variación de esta ecuación es la siguiente:

$$B_g = 5.035 \frac{z \times (T + 460)}{P} \frac{RB}{M SCF}$$

En este caso las variables tienen las siguientes unidades: temperatura en  $^{\circ}F$  y presión en psia. Los valores para el Factor-z pueden ser calculados utilizando cualquiera de los métodos descritos anteriormente en este capítulo.

Durante la vida productiva del reservorio  $B_g$  irá cambiando debido principalmente a la declinación de la presión del reservorio. Este cambio se puede ver gráficamente en la **Figura 1**, donde se muestra un cambio no lineal. Esto se debe a que  $B_g$  también cambiara en función del Factor-z y este último cambiara en función a los cambios de presión en el reservorio. Recuerde que el



**Figura 28.** Comportamiento de  $B_g$  en función de la presión.

Factor-z es función de la composición del fluido de reservorio y la temperatura.

**Problema 12.** Determine  $B_g$  para los valores del Factor-z de compresibilidad obtenidos por los métodos de Standing y Katz, Hall-Yarborough y Dranchuk y Abou-Kassem).

### Solución

$$T = 145 \text{ } ^\circ\text{F} = 605 \text{ } ^\circ\text{R} ; P = 1588 \text{ psia}$$

$$z_{\text{Standing y Katz}} = 0.730$$

$$z_{\text{Hall-Yarborough}} = 0.7085$$

$$z_{\text{Dranchuk y Abou-Kassem}} = 0.682$$

Reemplazando los valores del Factor-z estimado por cada método, tenemos:

$$B_{g - \text{Standing y Katz}} = 5.035 \frac{0.730 \times (145 + 460)}{1588 \text{ psia}} = 1.40032 \frac{\text{RB}}{\text{M SCF}}$$

$$B_{g - \text{Hall-Yarborough}} = 5.035 \frac{0.7085 \times (145 + 460)}{1588 \text{ psia}} = 1.35908 \frac{\text{RB}}{\text{M SCF}}$$

$$B_{g - \text{Dranchuk y Abou-Kassem}} = 5.035 \frac{0.682 \times (145 + 460)}{1588 \text{ psia}} = 1.30824 \frac{\text{RB}}{\text{M SCF}}$$

Como se observa  $B_g$  será diferente dependiendo del método seleccionado para estimar el Factor-z.

8

# Viscosidad del Gas

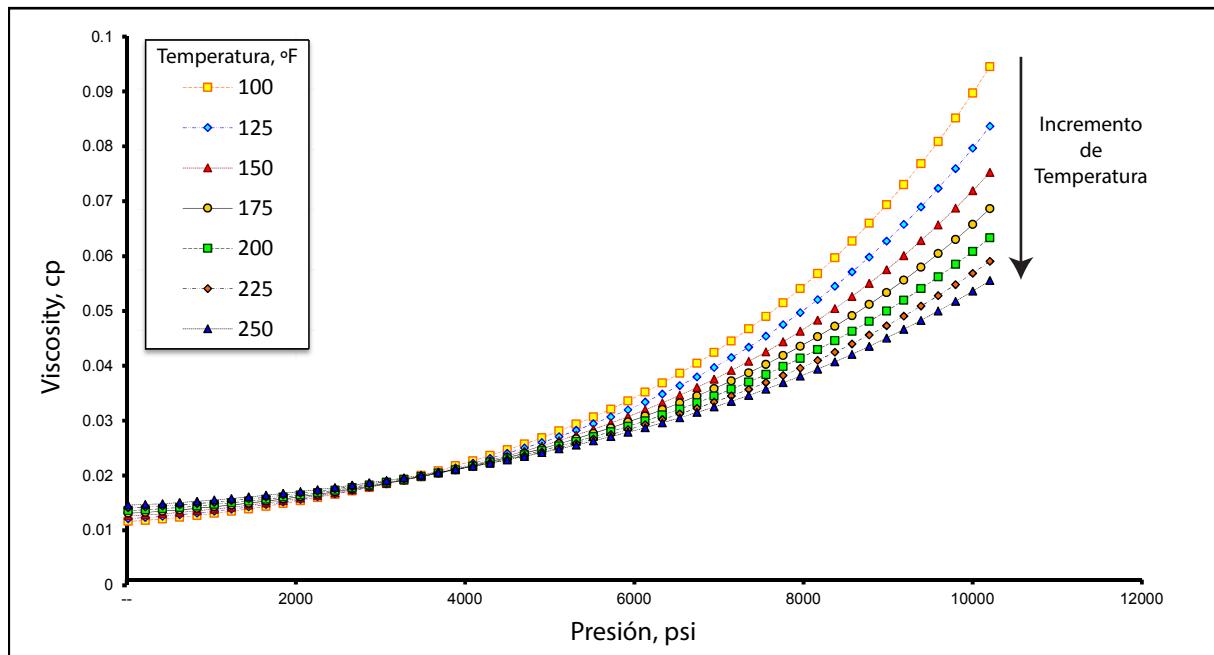


## 8.1. Introducción

La viscosidad de un fluido, también conocida como coeficiente de viscosidad o viscosidad dinámica, puede ser definida como la resistencia interna del fluido al flujo. La viscosidad es una propiedad del gas natural requerida por los ingenieros para hacer estimaciones del comportamiento del flujo.

La viscosidad es una propiedad importante por que es una variable requerida para calcular los caudales de producción. Esta ingresa como variable en la ecuación de Darcy para flujo de gas natural, tanto en la ecuación para flujo compresible como para flujo incompresible. La viscosidad del gas natural es función principalmente de la presión y composición del gas natural. También es dependiente de la temperatura pero en la mayoría de los reservorios de petróleo crudo y gas natural se asume un sistema isotérmico, por lo tanto la influencia del cambio de temperatura en el gas natural es de menor importancia que los cambios de presión (cuando se estudia el flujo en el reservorio).

La viscosidad esta representada por la letra griega  $\mu$  y en el sistema internacional tiene como unidades Pascal-segundo (Pa-s). En el sistema CGS (centímetros-gramos-segundo) la viscosidad tiene una unidad conocida como el poise; nombrado así en honor al físico-matemático francés Jean Louis Marie Poiseuille. En la industria petrolera es utilizada la expresión de centipoise (cp). A continuación se muestran algunas conversiones para el centipoise.



**Figura 29.** Comportamiento de viscosidad en función de la presión y temperaturas.

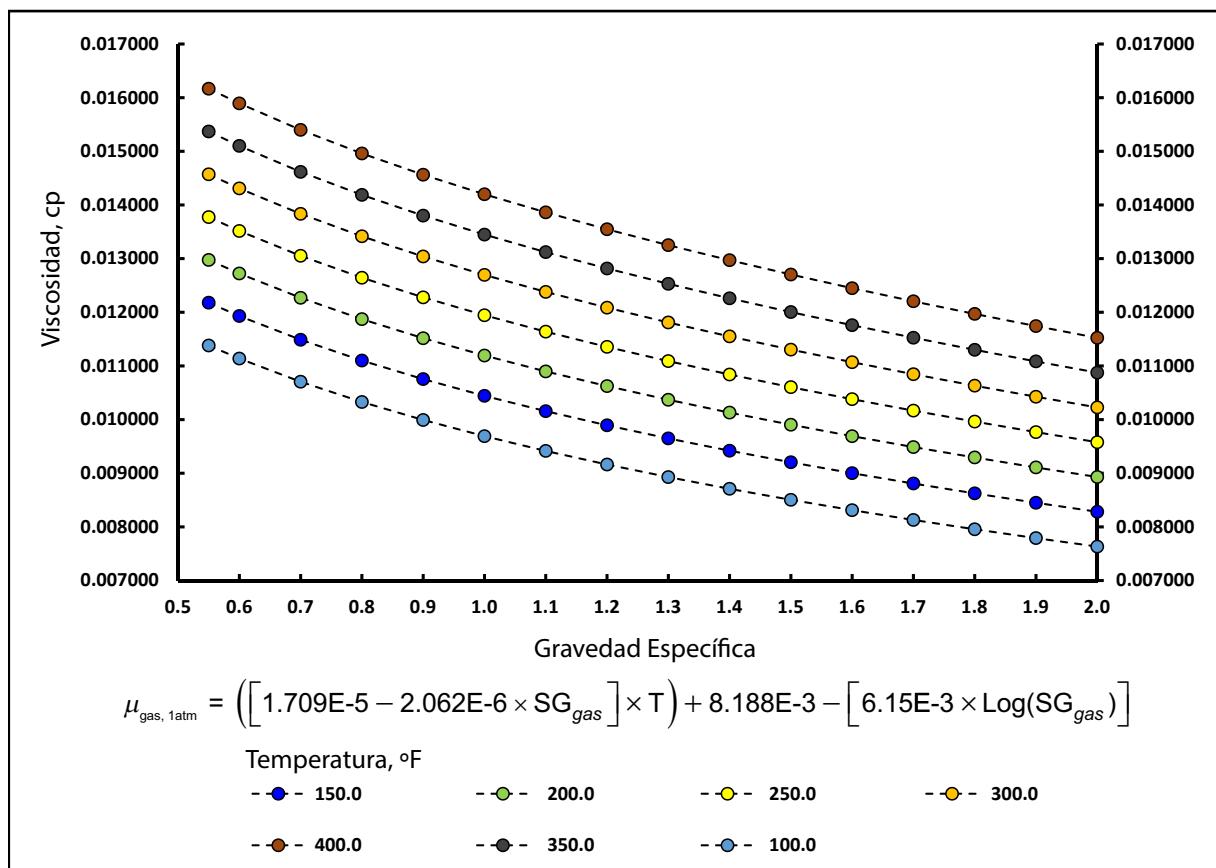


Figura 30. Viscosidad de gas en función de temperatura y gravedad específica.

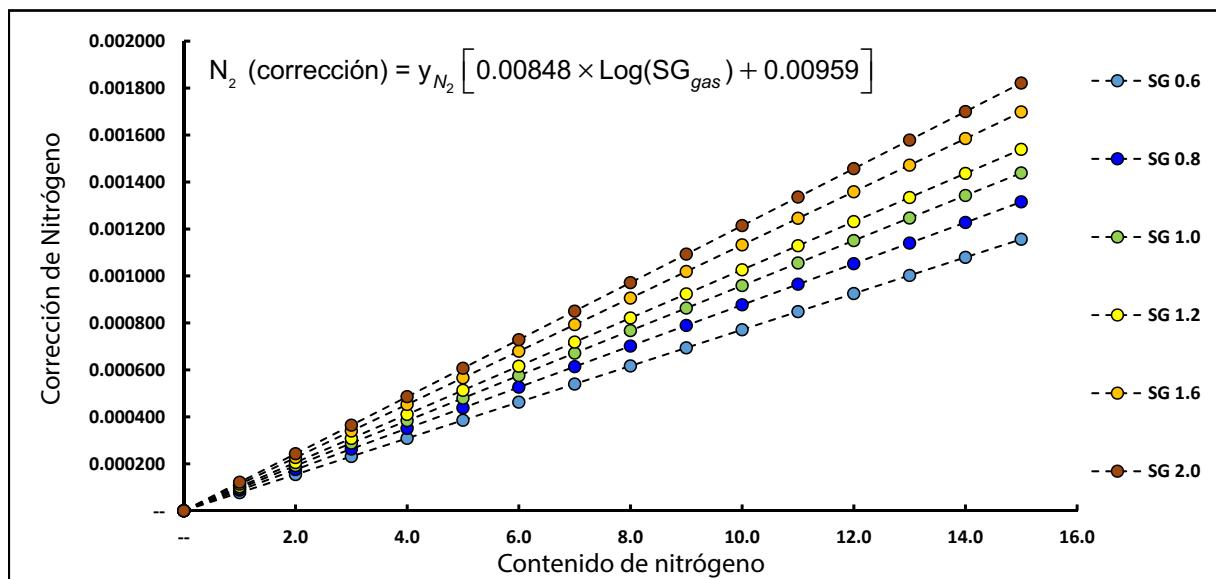
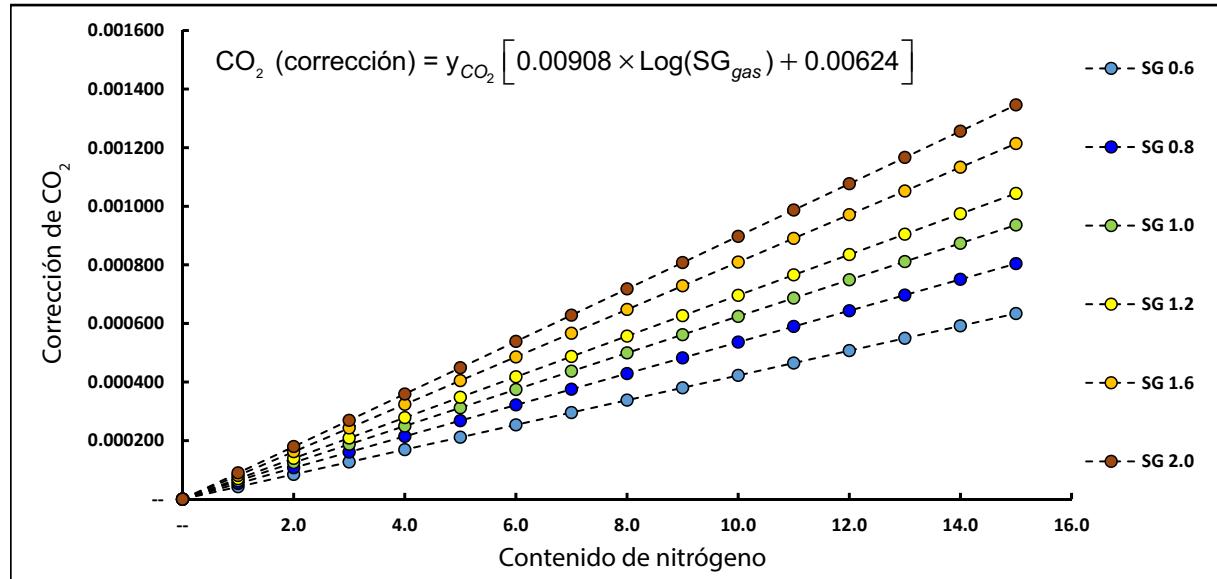
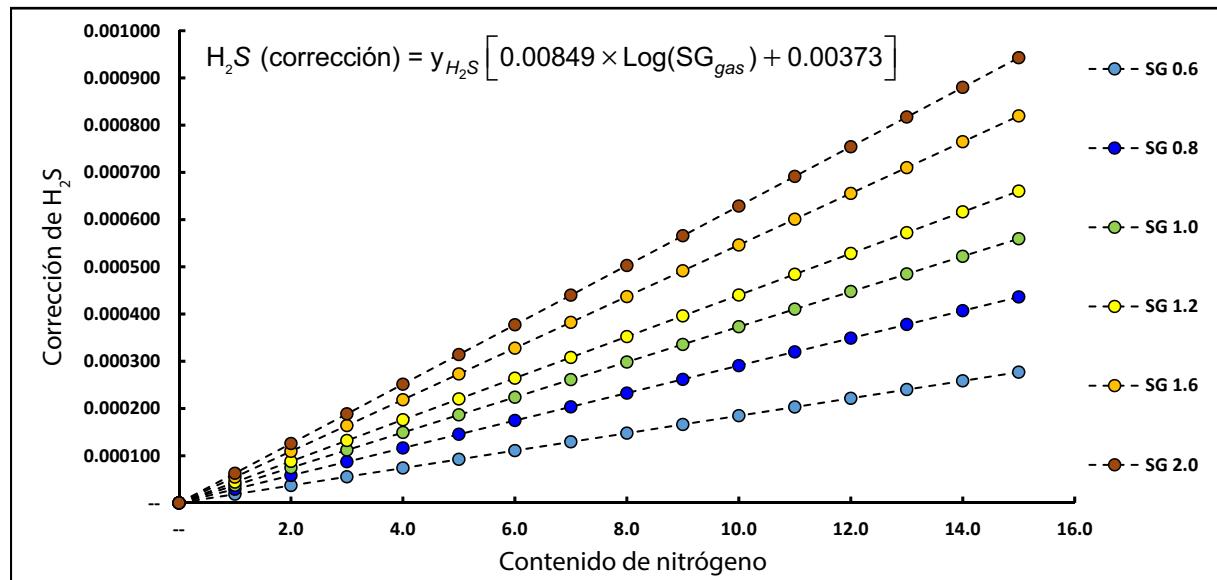
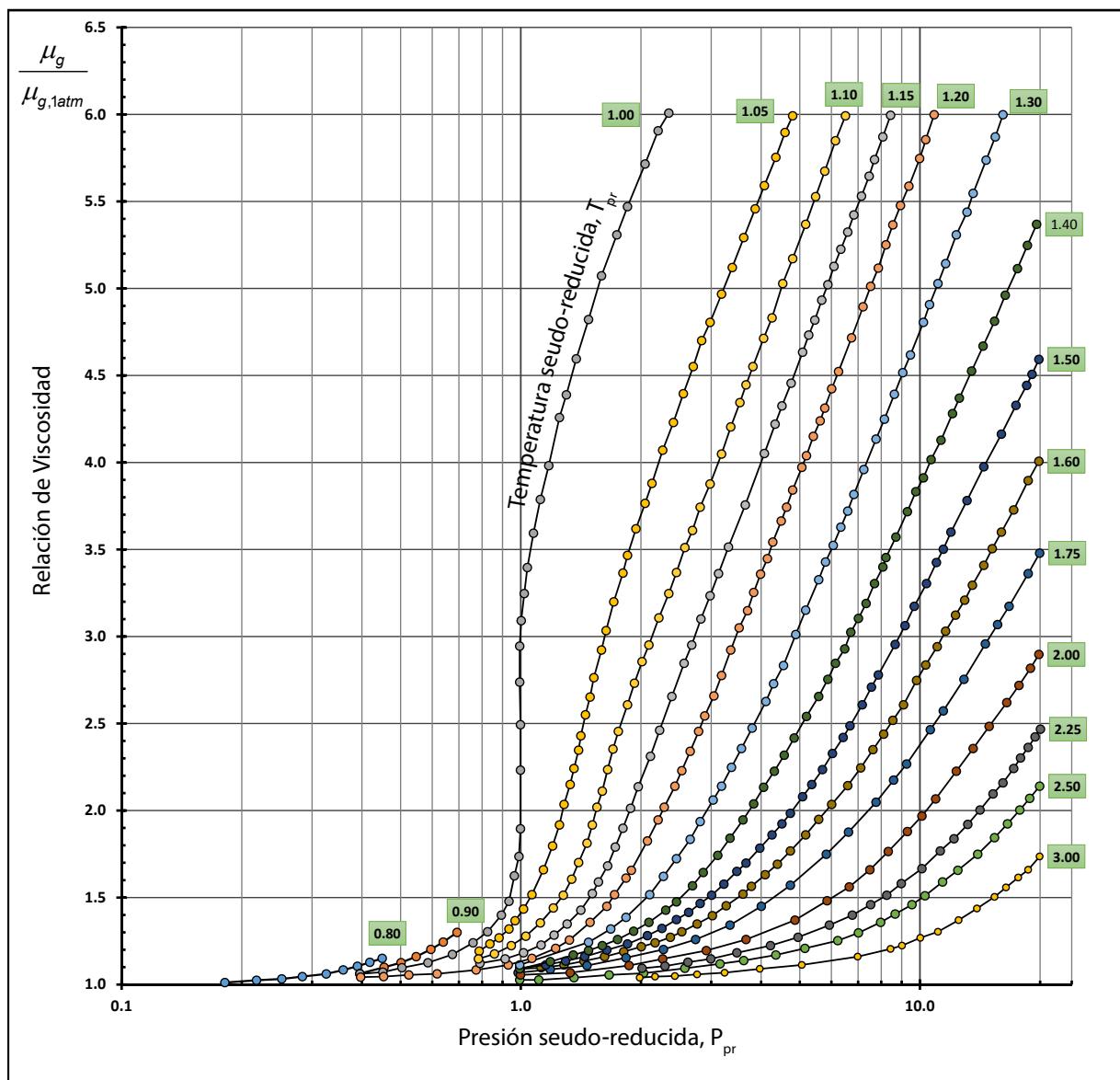


Figura 31. Corrección para viscosidad de gas por contenido de nitrógeno.

**Figura 32.** Corrección para viscosidad de gas por contenido de dióxido de carbono.**Figura 33.** Corrección para viscosidad de gas por contenido de H<sub>2</sub>S.



**Figura 34.** Relación de viscosidad en función de presión seudo-reducida (gráfica de Carr *et al.* digitalizada)

1 cp = 0,01 dyna seg /cm<sup>2</sup> ; 1 cp = 0,001 Pa seg ; 1 cp = 209 E-7 lbf seg/ft<sup>2</sup>

La viscosidad del gas natural se reduce a medida que la presión del reservorio declina. Esto se explica por que las moléculas que componen el gas natural se separan mas a medida que se reduce la presión, por lo tanto se pueden mover mas fácilmente o se tiene menos resistencia al flujo.

La **Figura 1** muestra el efecto de la temperatura en la viscosidad del gas natural. A presiones bajas, la viscosidad del gas natural se incrementa a medida que la temperatura se incrementa. Por el contrario, a presiones elevadas (las que generalmente se encuentran en reservorios) la viscosidad del gas natural se reduce a medida que la temperatura se incrementa.

## 8.2. Estimación de la viscosidad por correlaciones

La viscosidad del gas natural puede ser determinada por diferentes métodos, dependiendo también del tipo de información disponible. La viscosidad puede medirse en un laboratorio o ser estimada a partir de correlaciones. Las correlaciones pueden estimar valores de viscosidad con una precisión aceptable para las aplicaciones de ingeniería, por esta razón se puede prescindir de las mediciones en laboratorio. Los métodos por correlación utilizados para determinar la viscosidad del gas natural son:

- Carr, Kobayashi y Burrows (Carr *et al*)
- Lee, Gonzalez y Eakin (Lee *et al*)

### Carr, Kobayashi y Burrows (Carr *et al*)

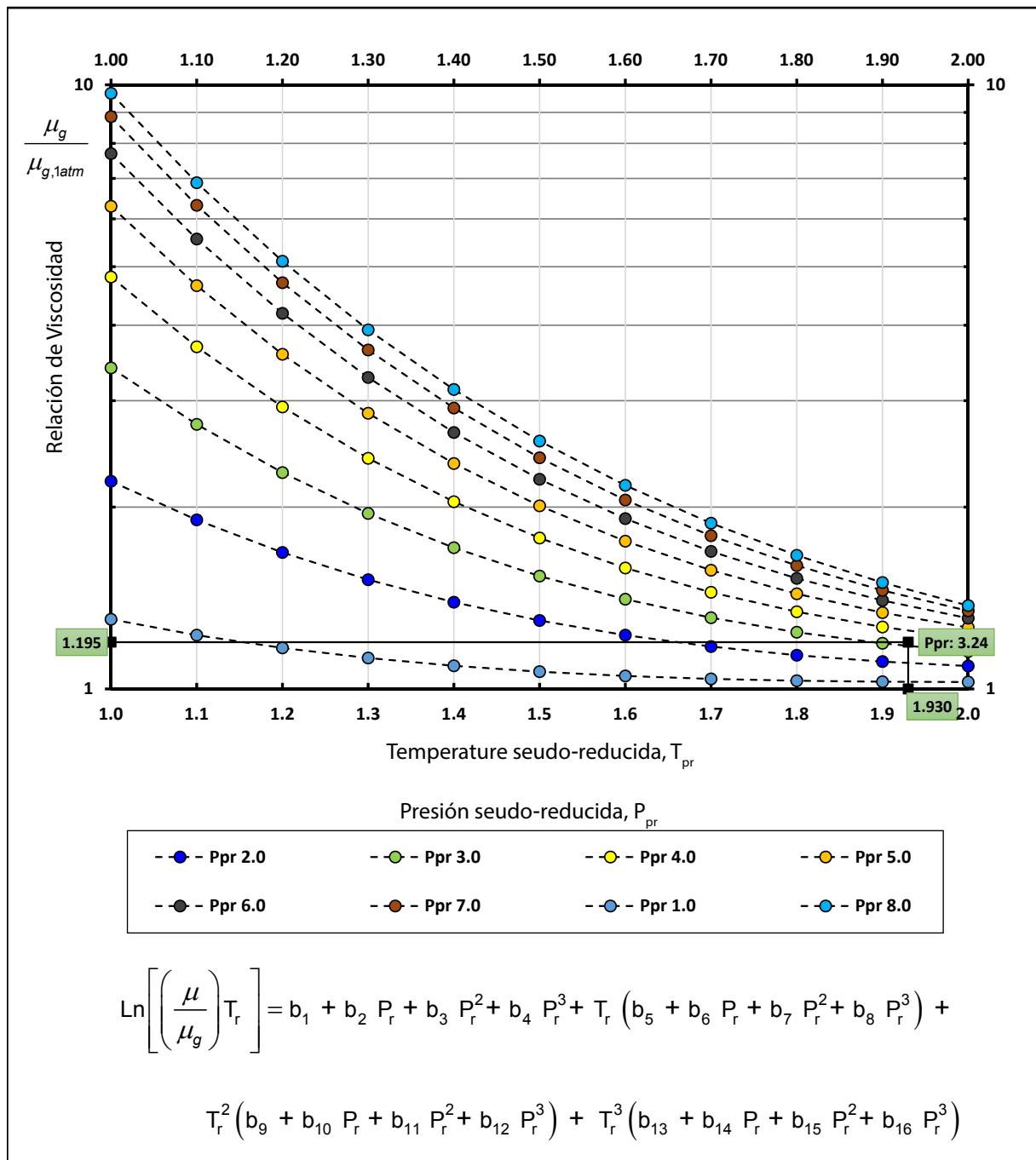
Este método permite determinar la viscosidad del gas natural cuando la composición del gas no esta disponible. Además, tomando en cuenta correcciones por las impurezas en la composición del gas (hasta 15%).

Los rangos establecidos para esta correlación son:

- Temperatura: 32 - 400 °F
- Presión: 1200 psia

El método de Carr *et al* requiere utilizar gráficas, donde inicialmente se estima la viscosidad a una presión de 1 atm. Esta viscosidad es corregida por contenido de impurezas. Luego, se estima la relación de viscosidad entre viscosidad a presión requerida y viscosidad a 1 atm. Esto no permite programar el calculo de la viscosidad. Para permitir la programación se presentaron regresiones ajustadas a las gráficas, estas regresiones son:

- Standing-Dempsey
- Dranchuk et al



**Figura 35.** Relación de viscosidad en función de temperatura seudo-reducida (gráfica generada a partir de la regresión de Dempsey)

## Standing-Dempsey correlación para viscosidad

Primero se determina la viscosidad del gas a **una atmósfera y a temperatura de reservorio** utilizando el peso molecular del gas natural (Standing 1977). La ecuación para estimar la viscosidad (no corregida) es:

$$\mu_{\text{gas}, 1\text{atm}} = \left( [1.709E-5 - 2.062E-6 \times \text{SG}_{\text{gas}}] \times T \right) + 8.188E-3 - \left[ 6.15E-3 \times \text{Log}(\text{SG}_{\text{gas}}) \right]$$

A esta viscosidad se requiere realizar correcciones por impurezas, las ecuaciones de Standing para estas correcciones son:

$$N_2 \text{ (corrección)} = y_{N_2} \left[ 0.00848 \times \text{Log}(\text{SG}_{\text{gas}}) + 0.00959 \right]$$

$$CO_2 \text{ (corrección)} = y_{CO_2} \left[ 0.00908 \times \text{Log}(\text{SG}_{\text{gas}}) + 0.00624 \right]$$

$$H_2S \text{ (corrección)} = y_{H_2S} \left[ 0.00849 \times \text{Log}(\text{SG}_{\text{gas}}) + 0.00373 \right]$$

Los valores resultantes de las correcciones tienen unidades de centipoise (cp).

Una vez corregida la viscosidad, utilizando la presión seudo-reducida y temperatura seudo-reducida se determina la relación de viscosidad para obtener la viscosidad a presión de reservorio. **Figura 6** es una digitalización de la gráfica de relación de viscosidad presentada por Carr et al. Para utilizar esta gráfica se requiere calcular las propiedades seudo-reducidas donde las propiedades seudo-críticas deben estar corregidas por el contenido de impurezas.

Una alternativa a la gráfica de Carr et al. es la correlación presentada por Dempsey. Dempsey realizó una regresión para la gráfica de Carr et al. obteniendo la siguiente ecuación:

$$\ln \left[ \left( \frac{\mu}{\mu_g} \right) T_r \right] = b_1 + b_2 P_r + b_3 P_r^2 + b_4 P_r^3 +$$

$$T_r \left( b_5 + b_6 P_r + b_7 P_r^2 + b_8 P_r^3 \right) +$$

$$T_r^2 \left( b_9 + b_{10} P_r + b_{11} P_r^2 + b_{12} P_r^3 \right) +$$

$$T_r^3 \left( b_{13} + b_{14} P_r + b_{15} P_r^2 + b_{16} P_r^3 \right)$$

**Tabla 17.** Constantes para correlación de Dempsey (viscosidad del gas).

Constante	Valor	Constante	Valor
b <sub>1</sub>	-2.462182000	b <sub>9</sub>	-0.793385684
b <sub>2</sub>	2.970547150	b <sub>10</sub>	1.396433060
b <sub>3</sub>	-0.286264054	b <sub>11</sub>	-0.149914493
b <sub>4</sub>	0.008054205	b <sub>12</sub>	0.004410155
b <sub>5</sub>	2.808694900	b <sub>13</sub>	0.083938718
b <sub>6</sub>	-3.498033050	b <sub>14</sub>	-0.186408848
b <sub>7</sub>	0.360373020	b <sub>15</sub>	0.020336788
b <sub>8</sub>	-0.010443241	b <sub>16</sub>	-0.000609579

**Problema 13.** Estimar la viscosidad de un gas con una gravedad específica de 0.68 a una presión y temperatura de 3659.5 psia y 256 °F respectivamente. Los contenidos de N<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son 1.1, 2.3 y 4.5 por ciento respectivamente.

### Solución

Calcular viscosidad a temperatura especificada a 1 atm.

$$\mu_{\text{gas, 1atm}} = \left( [1.709E-5 - 2.062E-6 \times 0.68] \times 256 \right) + 8.188E-3 - [6.15E-3 \times \log(0.68)]$$

$$\mu_{\text{gas, 1atm}} = 0.013234$$

Calcular correcciones por impurezas

$$N_2 \text{ (corrección)} = 0.011 [0.00848 \times \log(0.68) + 0.00959] = 0.00009$$

$$CO_2 \text{ (corrección)} = 0.045 [0.00908 \times \log(0.68) + 0.00624] = 0.000109$$

$$H_2S \text{ (corrección)} = 0.045 [0.00849 \times \log(0.68) + 0.00373] = 0.000104$$

Corregir por impurezas

$$\mu_{\text{gas, 1atm (corregida)}} = \mu_{\text{gas, 1atm (sin corregir)}} + N_2 + C_2O + H_2S$$

$$\mu_{\text{gas, 1 atm (corregida)}} = 0.013234 + 0.00009 + 0.000109 + 0.000104$$

$$\mu_{\text{gas, 1 atm (corregida)}} = 0.013536 \text{ cp}$$

Calcular propiedades seudo-críticas, aplicando Standing tenemos 669.9 psia y 383.2 °R para la presión seudo-crítica y temperatura seudo-crítica respectivamente. Las propiedades seudo-críticas corregidas por impurezas son 647.6 psia y 371 °R. Calculando las propiedades seudo-reducidas tenemos 3.24 y 1.93 para la presión seudo-reducida y temperatura seudo-reducida respectivamente. Con estos valores ingresar en la gráfica de Carr *et al.* ó aplicar la ecuación de Dempsey para calcular la relación de viscosidad.

$$\frac{\mu_g}{\mu_{\text{gas, 1 atm}}} = 1.195 \Rightarrow \mu_g = 1.195 \times 0.013535 = 0.016178 \text{ cp}$$

### Correlación Lee, Gonzalez y Eakin (Lee *et al.*)

Este es un método semi-empírico que proporciona resultados aceptables en la estimación de la viscosidad del gas natural. Los resultados obtenidos de este método son exactos cuando el factor de compresibilidad, utilizado en las ecuaciones, incluye los efectos de los contaminantes ( $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{N}_2$  y  $\text{CO}_2$ ) existentes en el gas natural. Lee *et al.* relaciona la viscosidad del gas con la temperatura, gravedad específica y el peso molecular.

Los rangos establecidos para esta correlación son:

- Temperatura: 100 - 340 °F
- Presión: 10 - 8000 psia

Las ecuaciones para calcular la viscosidad son:

$$Y1 = \frac{(9.4 + 0.02 \times M_g) \times (T + 460)^{1.5}}{209 + (19 \times M_g) + T + 460}$$

$$Y3 = 2.4 - \left[ 0.2 \times \left\{ 3.5 + (0.01 \times M_g) + \frac{986}{T + 460} \right\} \right]$$

$$Y5 = \left[ 3.5 + (0.01 \times M_g) + \frac{986}{T + 460} \right] \times \left[ 0.007532 \frac{M_g}{B_g} \right]^{Y3}$$

$$\mu_{\text{gas}} = \frac{Y_1 \times e^{Y_5}}{10^4} [=] \text{ cp}$$

Donde:

$M_g$ : peso molecular del gas natural

T: temperatura (°F)

$B_g$ : factor de volumen de gas de formación (RB/M CF)

$\mu_g$ : viscosidad del gas natural (cp)

**Problema 14.** Determinar la viscosidad del gas natural que tiene una gravedad específica de 0.87 y un Factor-z de 0.7085. Las condiciones de reservorio son: temperatura 145 °F y 1588 psia.

### Solución

El peso molecular del gas natural es:

$$SG_g = \frac{M_g}{M_{\text{aire}}} \Rightarrow M_g = M_{\text{aire}} \times SG_g = 29 \times 0.87 = 25.23$$

El factor de volumen de gas de formación ( $B_g$ ) es:

$$B_{g - \text{Hall-Yarborough}} = 5.035 \frac{0.7085 \times (145 + 460)}{1588 \text{ psia}} = 1.35908 \frac{\text{RB}}{\text{M SCF}}$$

Ingresando los valores a las ecuaciones y realizando cálculos

$$Y_1 = \frac{(9.4 + 0.02 \times 25.23) \times (145 + 460)^{1.5}}{209 + (19 \times 25.23) + 145 + 460} = 113.959$$

$$Y_3 = 2.4 - \left[ 0.2 \times \left\{ 3.5 + (0.01 \times 25.23) + \frac{986}{145 + 460} \right\} \right] = 1.3236$$

$$Y_5 = \left[ 3.5 + (0.01 \times 25.23) + \frac{986}{145 + 460} \right] \times \left[ 0.007532 \frac{25.23}{1.35908} \right]^{1.3236} = 0.2963$$

$$\mu_{\text{gas}} = \frac{113.959 \times e^{0.2963}}{10^4} = 0.0153 \text{ cp}$$



**9**

# **Estudio PVT**

Franco F. Sivila Angulo



## 9.1. Introducción

Para poder caracterizar el comportamiento del fluido de reservorio se requiere tomar una muestra de fluido y realizar pruebas de laboratorio que permiten medir diferentes propiedades. El conjunto de estas pruebas de laboratorio se conoce como estudio PVT. Para los reservorios de gas las pruebas standard son:

- Expansión a masa constante
- Depletación a volumen constante

Estas pruebas nos permiten determinar:

- El factor-z
- La viscosidad del gas
- Variación del GOR/CGR en función de la presión
- Propiedades asociadas al componente C<sub>7+</sub>
- El punto de rocío

### El factor-z

El factor-z esta relacionado con la recuperación del gas, recuerde la ecuación de balance de materia para un reservorio de gas. El condensado que se produce esta asociado al gas producido, por lo tanto el factor-z afecta la recuperación del condensado.

En las pruebas PVT se determina valores del factor-z por encima del punto de rocío y valores por debajo de esta presión son conocidos con factor-z de dos fases. Este último es una seudo propiedad que no tiene un significado físico.

El factor-z de dos fases puede ser utilizado en la estimación de volúmenes de hidrocarburos por el método de balance de materia.

### La viscosidad del gas

La viscosidad del gas puede estar en el rango de 0.02 a 0.05 cp. Este valor generalmente es calculado a partir de las otras propiedades medidas durante las pruebas de laboratorio. Para estimar la viscosidad se tiene las correlaciones de Carr et al. y Lee-Gonzalez. En el reporte PVT se especifica que correlación se utilizó para los cálculos.

### Variación del GOR/CGR

El GOR es una de las propiedades característica de los reservorios de gas condensado y es de vital importancia para planificar el desarrollo del campo. En reservorios de gas es mas adecuado trabajar con la relación condensado-gas (condensate-gas ratio, CGR en Ingles) o también conocido con yield (rendimiento) de condensado. El CGR representa el volumen de condensado que se produce en relación al volumen de gas producido. esta variable generalmente tiene como unidades bbl/MMscf.

En base a esta característica el fluido puede clasificarse como:

- Pobre: CGR < 50 STB/MMscf
- Medio: 50 < CGR < 125 STB/MMscf
- Rico: 125 < CGR < 250 STB/MMscf
- Muy rico: CGR > 250 STB/MMscf

En relación con el diagrama de fases, se tiene que los fluidos cuya temperatura esta cercana a la temperatura crítica son mas ricos y la cantidad de componentes pesados se reduce a medida que la temperatura de reservorio se aleja del punto crítico.

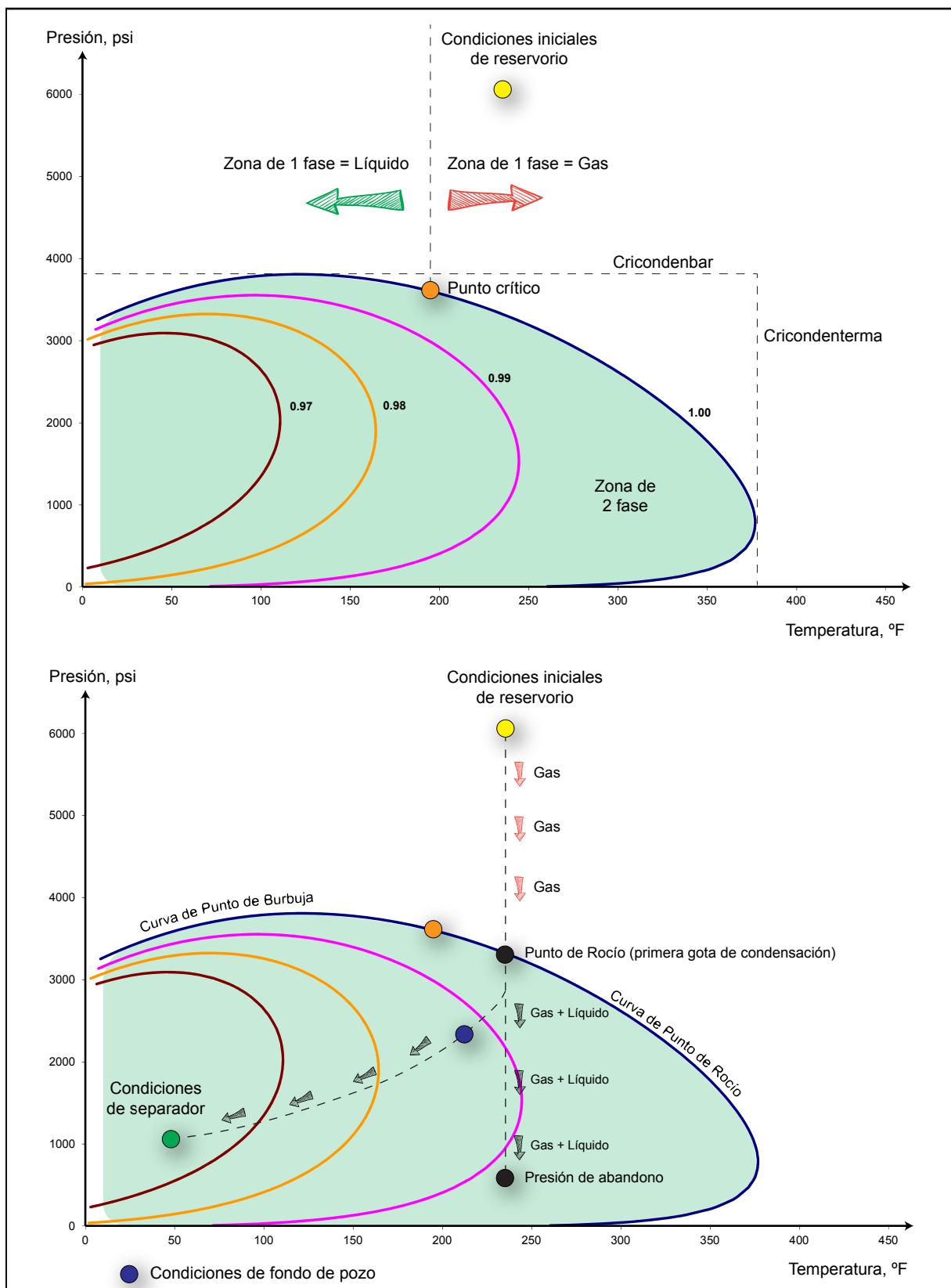
En las pruebas de laboratorio se puede determinar como el GOR cambia en función de la presión. Esto permite tener una idea de cuanto condensado se tendrá durante la producción. Con esta información se puede proceder al diseño de los equipos de superficie de modo que tengan la capacidad para los volúmenes estimados.

En la figura 24 se tiene como ejemplo el historial de CGR para tres campos. El reservorio A inicialmente tiene un CGR alto y se mantiene aproximadamente constante el periodo inicial, una vez que el reservorio alcanza el punto de rocío, se tiene condensación de líquido en el reservorio que no fluye y se queda en los poros. Por lo tanto, la composición del gas que llega a superficie tiene menor cantidad de componentes pesados. Estos se traduce en una reducción del CGR. El CGR del campo A pasa de aproximadamente 116 bbl/MMscf en el inicio de producción hasta 10.5 bbl/MMscf al final de su historial.

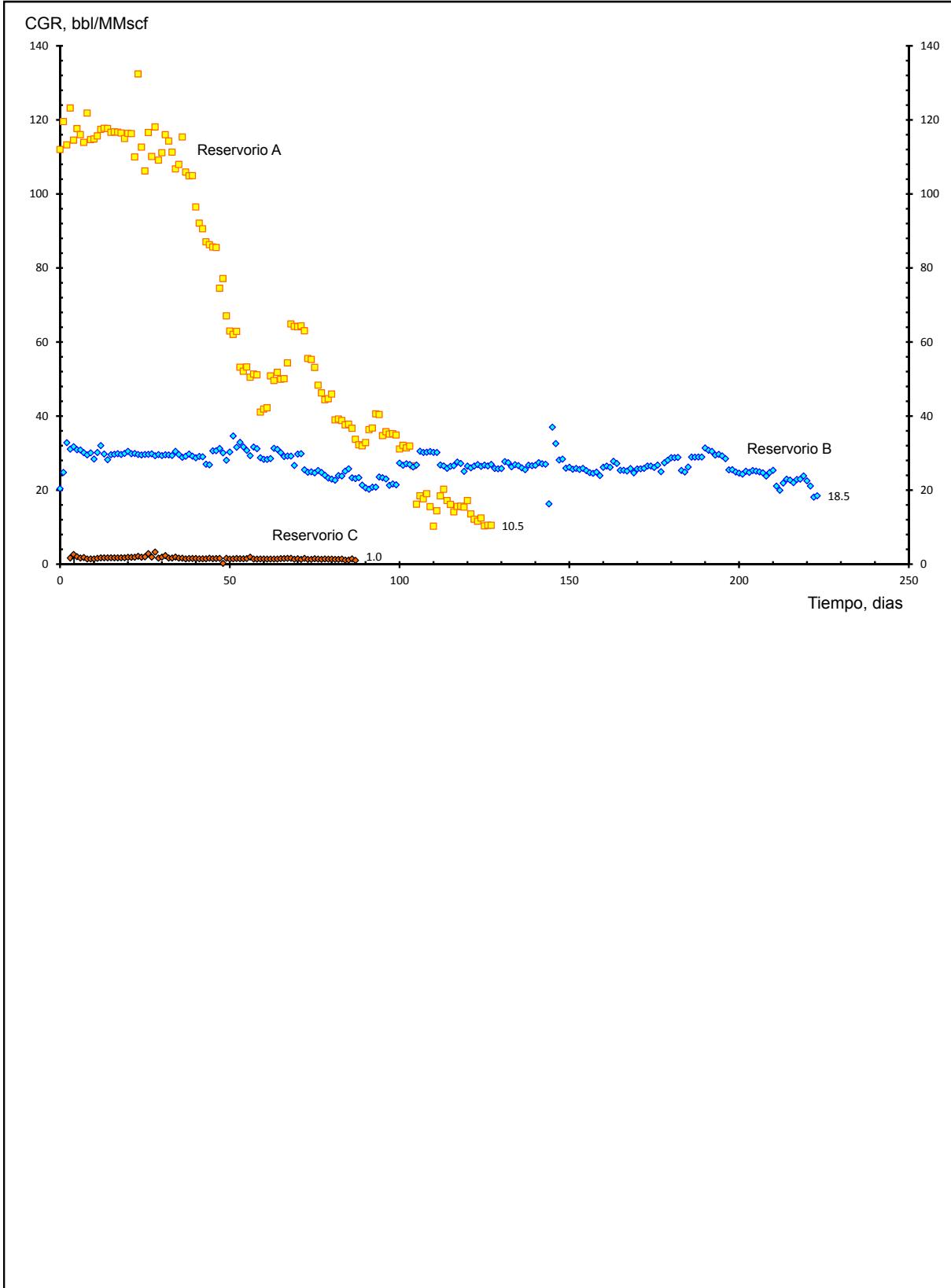
En el caso del campo B se tiene una leve reducción en el CGR desde el inicio de la producción. Esto puede indicar que el punto de rocío esta próximo a la presión inicial de reservorio por lo tanto al iniciar producción la presión de flujo esta por debajo del punto de rocío y esto ocasiona la condensación de componentes pesados teniendo como resultado la declinación del CGR desde el inicio de producción.

El reservorio C mantiene un CGR constante y reducido (1.0 bbl/MMscf). Este es un campo de gas seco y por lo tanto las condiciones de reservorio nunca ingresan en la zona de dos fases.

## **Componente C7+**



**Figura 36.** Diagrama de fases y sus características para reservorio de gas retrógrado (superior). Diagrama de fases y condiciones que caracterizan al fluido durante la vida del reservorio.



**Figura 37.** Ejemplo del comportamiento de CGR para 3 campos (superior).

El componente  $C_{7+}$  es una variable que describe a un grupo de elementos. Esta variable generalmente se extiende desde el heptano hasta elementos más pesados y se utiliza en la descripción del fluido de modo que no se ingresen todos los componentes. Por lo tanto, tiene como objetivo reducir el número de cálculos en la simulación numérica.

Las propiedades que se requieren del componente  $C_{7+}$  son:

- Peso molecular
- Gravedad específica
- Temperatura de ebullición
- Propiedades críticas ( $T_c$ ,  $P_c$  y factor acéntrico)

### **El punto de rocío**

El punto de rocío corresponde a la condición donde la fase de gas presenta la primera gota de condensación. Para una composición existe una curva de punto de rocío y el punto de rocío en el reservorio estará definido por las condiciones de presión y temperatura iniciales.

En los reservorios de gas el punto de rocío es importante por que:

- En el análisis de la economía del proyecto se requiere establecer de forma adecuada los volúmenes de condensado que el reservorio producirá. En algunos casos el GOR prácticamente constante, pero los reservorios de gas retrógrado tienen un GOR variable a lo largo de la vida del campo.
- Cuando la condensación ocurre en el reservorio tiene efectos negativos en la productividad de los pozos al reducir la permeabilidad relativa al gas, especialmente en las cercanías del pozo.

Existen correlaciones para estimar los valores del punto de rocío pero estas son empleadas únicamente en estudios previos a la obtención de un estudio PVT, como por ejemplo en la evaluación de áreas exploratorias.

## **9.2. Toma de muestras de fluido**

La toma de muestras de fluido es una etapa previa para el estudio PVT. Esta etapa es de gran importancia porque en caso de obtener una muestra no representativa del fluido de reservorio, el estudio PVT no tendrá valor. La toma de la muestra puede realizarse en dos ubicaciones, estas ubicaciones son:

- El fondo del pozo
- En la superficie (el separador)

Durante la toma de muestras es recomendable obtener la muestra cuando se tiene el flujo en una sola fase. Las condiciones de flujo del pozo deben ser estables (presión, caudal, CGR) y libre de elementos diferentes al fluido de reservorio como puede ser lodo de perforación o fluido de completación. La toma de muestras debe realizarse al inicio de la vida del reservorio.

### Toma de muestra en el fondo de pozo

La toma de muestras en el fondo de pozo tiene la ventaja de poder lograr obtener el fluido en una sola fase. Esto se logra cuando la presión de flujo en el fondo de pozo esta por encima del punto de rocío.

Cuando el fluido esta en fase gaseosa y la presión es reducida existe una presión a la cual se presenta la primera gota de condensado (fase líquida). Esta presión es conocida como punto de rocío. Esta propiedad es especialmente importante en los reservorios de gas retrógrado por que cuando se alcanza esta presión en el reservorio el líquido que se condensa no puede fluir debido a las fuerzas capilares. Por lo tanto, este volumen de hidrocarburo no se puede

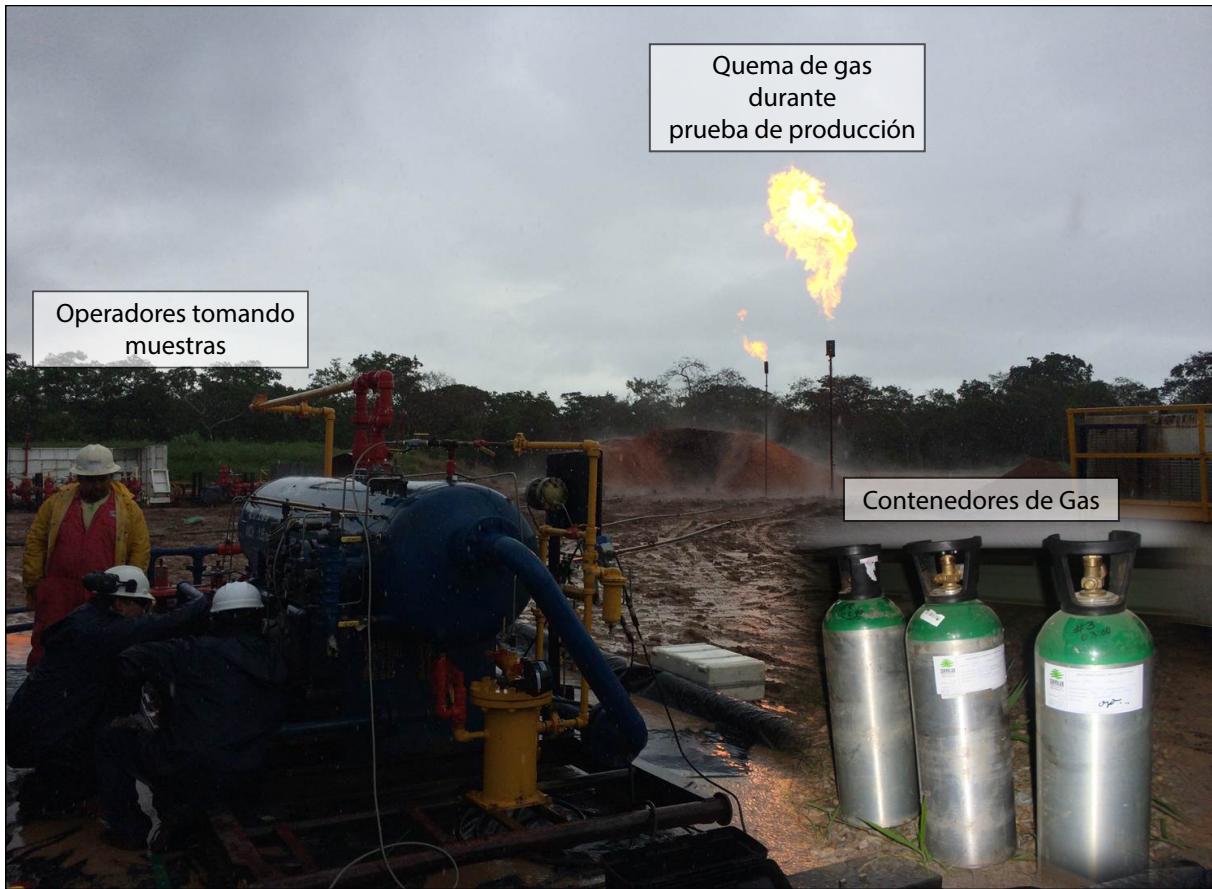


Figura 38. Toma de muestra de fluidos en separador para análisis PVT

recuperar.

El procedimiento general para obtener una muestra de fondo es el siguiente:

- Acondicionar el pozo para lograr recuperar una muestra que se encuentre en una sola fase, esto se logra fluyendo el pozo con un caudal reducido. El caudal debe ser tal que permita tener una presión de fondo superior al punto de rocío.
- Correr registros de presión y temperatura para determinar niveles de fluidos (si existen) y presiones.
- Seleccionar la profundidad en el pozo para la toma de la muestra y bajar el equipo y extraer la muestra.
- Repetir la operación para obtener mas de una muestra de modo que se pueda realizar una comparación de propiedades.
- Transferir los contenedores al laboratorio.

En caso de no poder obtener una presión de fondo mayor al punto de rocío, es recomendable obtener la muestra en superficie.

### **Toma de muestra en superficie (separador)**

La toma de muestra en separador es mas fácil y de menor costo, pero tiene sus desventajas. En condiciones de separador siempre se tiene el fluido en dos fases. Por lo tanto se requiere realizar una recombinación de las fases para obtener el fluido de reservorio.

Los volúmenes de líquido y gas son dependientes de la condiciones de separación (temperatura y presión). Esta dependencia hace que se requiera un monitoreo adecuado de estas condiciones. Un valor especialmente importante es el GOR de la prueba por que en base a este valor se establece los volúmenes de líquido y gas para la recombinación. Por esta razón, se monitorea el GOR y cuando este muestra una tendencia estable, se realiza la toma de la muestra de gas y líquido del separador.

## **9.3. Expansión a masa constante (CCE)**

La prueba de expansión a masa constante (constant mass study/constant composition expansion en Ingles) permite obtener el factor-z por encima del punto de rocío de manera visual.

Las etapas para esta prueba son:

- Un volumen del fluido de reservorio (recombinado) es introducido en la celda PVT. La muestra se mantiene a una temperatura constante (temperatura de reservorio).

- La presión de la celda PVT es incrementada hasta un valor por encima del punto de rocío. En estas condiciones se asegura tener el fluido en una sola fase.
- Desde la presión inicial se realizan mediciones del volumen de gas por etapas reduciendo la presión de la celda PVT en cada etapa. La reducción de presión se obtiene incrementando el volumen de la celda PVT.
- En la celda PVT existe una ventana que permite determinar visualmente la formación de la fase líquida (condensado). Cuando se registra la primera gota de líquido, se ha obtenido el punto de rocío.
- Por debajo del punto de rocío se realizan mediciones del líquido retrógrado y de la celda PVT a diferentes presiones.

Durante la prueba no se realiza la extracción de fluidos de la celda PVT, por lo tanto la masa se mantiene constante en la celda. Esta prueba permite determinar:

- El punto de rocío
- Factor-z para una sola fase
- El volumen relativo por debajo del punto de rocío (curva de líquido condensado)

## 9.4. Depletación a volumen constante (CVD)

La prueba de depletación a volumen constante (constant volume depletion, CVD en inglés) tiene como objetivo determinar los cambios de fase del fluido de reservorio simulando condiciones similares a las experimentadas durante la producción. Estos cambios se presentan cuando la presión de reservorio está por debajo del punto de rocío.

Cuando la presión de reservorio cae por debajo de la presión de rocío, los componentes más pesados del gas pasan a fase líquida (condensado). Si la presión inicial del reservorio está por encima del punto de rocío, en los poros solo existen gas y agua (irreducible). Con la aparición del condensado ingresa un nuevo fluido en los poros e inicialmente este condensado no puede fluir hasta sobrepasar el valor de saturación de condensado irreducible que es función tanto de las características petrofísicas de la roca como de los fluidos existentes en el reservorio.

La prueba CVD permite realizar predicciones para la recuperación del condensado. Mientras la presión del reservorio esté por encima del punto de rocío, la relación condensado/gas (CGR) se mantendrá constante. Una vez que la presión de reservorio esté por debajo del punto de rocío e ingrese en la zona bifásica, el CGR entra en un periodo de declinación que tiene como

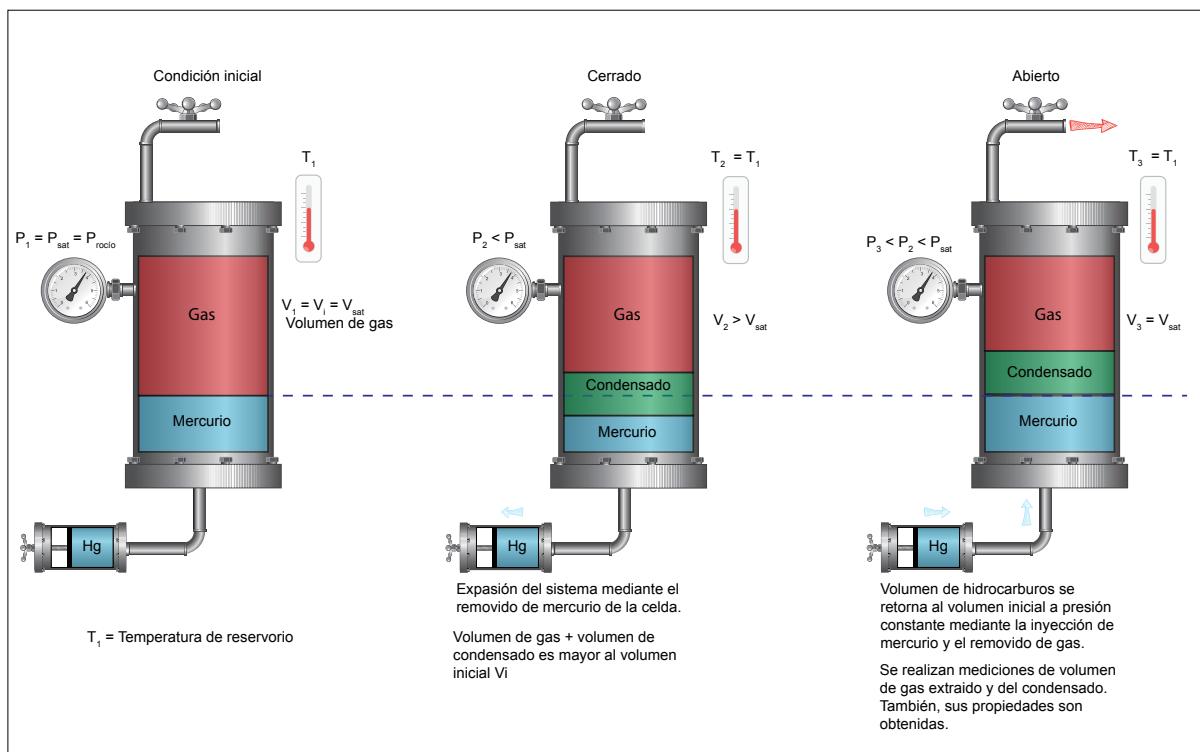


Figura 39. Ilustración de prueba de depletación a volumen constante CVD.

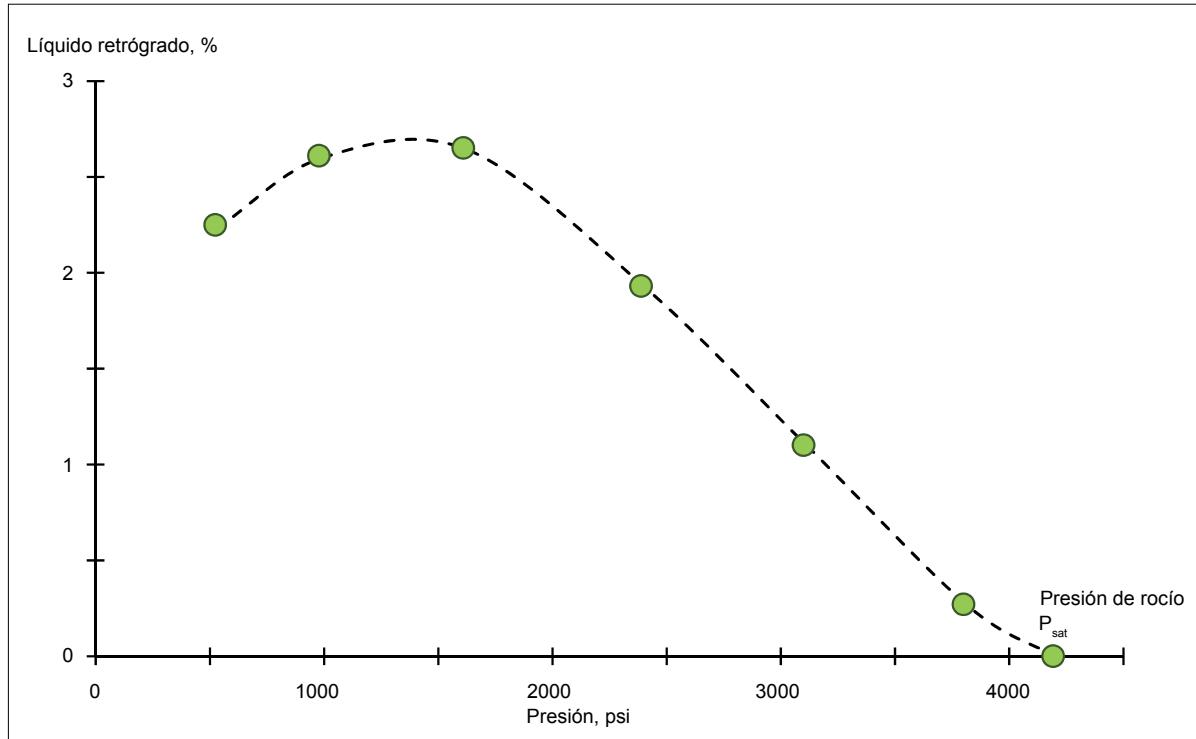
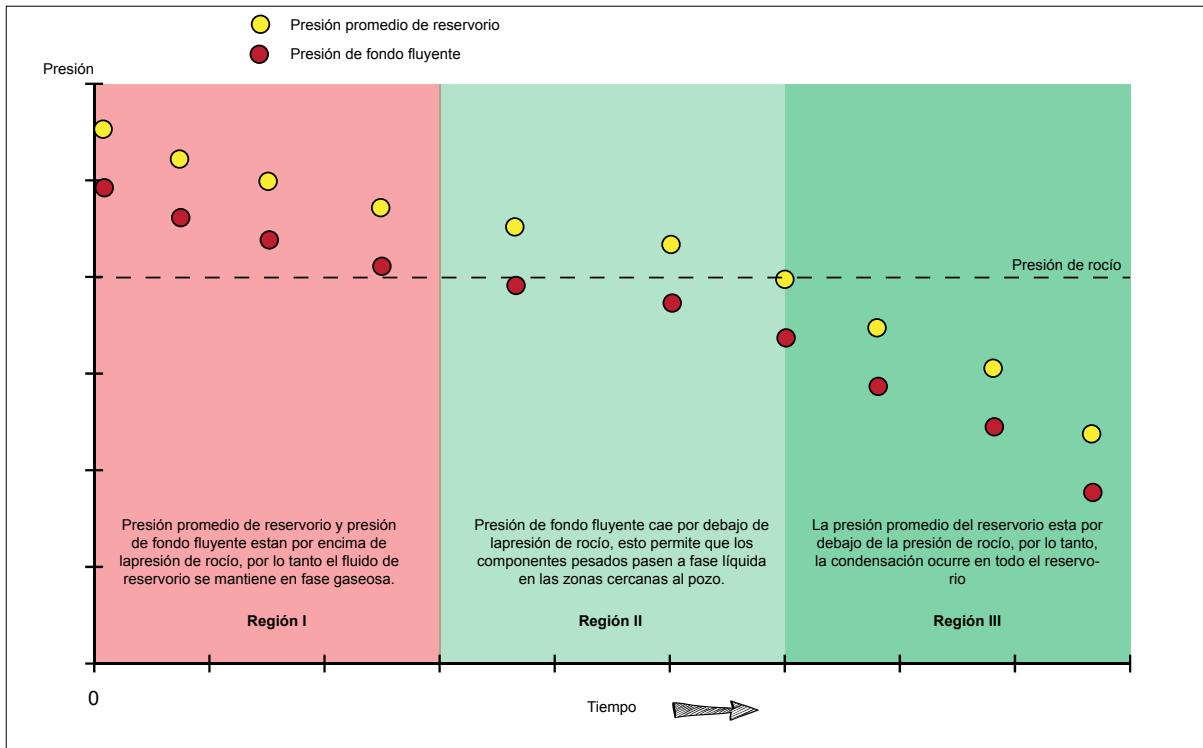


Figura 40. Porcentaje de líquido retrógrado en función de la presión, obtenido de prueba de depletación a volumen constante CVD.



**Figura 41.** Regiones presentes durante la producción de un reservorio de gas condensado.

**Tabla 18.** Ejemplo de resultados de una prueba CVD

Presión psi	Densidad de Gas g/cc	Gravedad Específica	Factor-z	Gas FVF	Líquido Retrógrado %	Líquido Acumulado
4191	0.238	0.721	0.862	0.00369	0.00	0.00
3799	0.187	0.702	0.831	0.00392	0.27	4.92
3099	0.153	0.678	0.794	0.00460	1.10	13.36
2388	0.118	0.664	0.790	0.00594	1.93	28.65
1610	0.078	0.657	0.830	0.00925	2.65	46.98
978	0.046	0.656	0.905	0.01660	2.61	64.04
524	0.025	0.662	0.962	0.03250	2.25	74.05

consecuencia menor recuperación de condensado.

Las etapas para la prueba son las siguientes:

- Un volumen de fluido de reservorio recombinado es introducido a una celda PVT.
- La temperatura de la celda se eleva a la temperatura de reservorio y se mantiene constante.
- La presión de la celda PVT se establece en la presión de rocío.
- La celda PVT se expande y como consecuencia la presión se reduce y se tiene condensación de líquido.
- El gas es desplazado (extraído) manteniendo la presión constante hasta retornar al volumen inicial de la celda PVT (volumen del punto de rocío).
- El volumen de gas extraído es medido, se analiza su composición y se determina el valor del factor-z . También el volumen de líquido es registrado y se determinar un factor-z de dos fases.
- El proceso de expansión de la celda y extracción del gas se repite para varias etapas.

# Anexos



Franco F. Sivila Angulo



## 10.1. Código VBA

### Calcular viscosidad Leet et al

```
Sub gas_viscosity_calc()

Dim MW As Double, Temp As Double, DEN As Double, ws As Worksheet
Dim x As Double, y As Double, vis As Double

Set ws = Sheet1

'*** Datos de Ingreso ***

MW = ws.Cells(24, 4)

Temp = ws.Cells(30, 4) - 460 ' Change Temp from R to °F

DEN = ws.Cells(81, 4)

'*** Iniciar cálculos ***

x = ((9.379 + 0.01607 * MW) * ((temp + 460) ^ 1.5))

y = (209.2 + (19.26 * MW) + (temp + 460))

aa = x / y

bb = 3.448 + (986.4 / (temp + 460)) + 0.01009 * MW

cc = 2.447 - (0.2224 * bb)

vis = aa * 0.0001 * Exp(bb * ((DEN * 0.01601846) ^ cc))

ws.Cells(87, 4) = vis

End Sub
```

## 10.2. Constantes físicas de compuestos del gas natural

Nombre de Componente	Formula	Masa Molar (Peso molecular)	Propiedades Críticas		
			Presión, $P_c$ psia	Temperatura, $T_c$ °F	Volumen, $V_c$ ft³/lbm
Metano	CH <sub>4</sub>	16.043	667.0	-116.66	0.0985
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	30.070	706.6	89.92	0.0775
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	44.097	615.5	205.92	0.0728
Iso-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	527.9	274.41	0.0715
N-Butano	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	58.123	550.9	305.55	0.0703
Iso-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	490.4	369.00	0.0685
N-Pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	488.8	385.80	0.0676
Neo-pentano	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	72.150	463.5	321.00	0.0690

# Bibliografía



Franco F. Sivila Angulo



## Bibliografía

- Naerheim, J.** (2012). *Mercury Guideline for the Norwegian Oil and Gas Industry*. SPE 164950.
- Erdmann, E., Ruiz, L.A., Martínez, J., Gutierrez, J.P. y Tarifa, E.** (2012). *Endulzamiento de Gas Natural con Aminas. Simulación del Proceso y Análisis de Sensibilidad Paramétrico*. Avances en Ciencias e Ingeniería.
- Maddox, R.N.** (1982). *Gas Conditioning and Processing. Volume 4: Gas and Liquid Sweetening*. Campbell Petroleum Series. Oklahoma, USA, pp. 59-128.
- McCain, W.** (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*. Tulsa: Penn Well Publishing.
- Londono, F.** (2001). *New correlation for hydrocarbon gas viscosity and gas density*. (Master's thesis, Texas A&M University).
- Petrucci, R. H., Herring, F. G., Madura, J. D. y Bissonnette, C.** (2011). *General Chemistry Principles and Modern Applications*. Toronto: Pearson Canada.
- Jeje, O. y Mattar, L.** (2004). *Comparison of Correlations for Viscosity of Sour Natural Gas*. presented at the Petroleum Society's 5th Canadian International Petroleum Conference, Calgary, Alberta, Canada, 8-10 Junio. 2004-2004-214.
- Carr, N., Kobayashi, R. y Burrows, D.** (1953). "Viscosity of Hydrocarbons Gases Under Pressure". Presentado en Petroleum Branch Fall Meeting, Dallas, Texas, US, 81-21 Octubre. SPE 297-G.
- Gawish, A. y Al-Homadhi, E.** (2005). "State of the Art - Natural Gases Viscosity under Reservoir Conditions". Presentado en SPE Technical Symposium of Saudi Arabia, Dhahran, Saudi Arabia, 14-16 Mayo. SPE 106326.
- Dranchuk, P. M., Ismail, M. R. y Bentsen, R. G.** (1986). "A mathematical Representation of the Carr, Kobayashi and Burrows Natural Gas Viscosity Correlations". JCPT 86-01-03.
- Chen, Z. A., y Ruth, D. W.** (1993). "On Viscosity Correlations of Natural Gas". PETSOC 93-02.
- Lee, A. L. y Gonzalez M. H.** (1966). "The Viscosity of Natural Gases". SPE 1340-PA.
- Saeedi, J. y Rowe A. M.** (1981). "Viscosity Correlations for Compositional Reservoir Simulators". SPE 9643.
- Erdogmus, M., Adewumi A. y Ibraheem, S. O.** (1997). "Viscosity Prediction of Natural Gases". SPE 39219.
- Potsch, K. y Gumpenberger, T.** (2011). "Is it Sufficient to Calculate Viscosities?". SPE 143525.
- Whitson, C.H., Fevang, O y Yang, T.** (1999). "Gas Condensate PVT - What's Really Important and Why". Conferencia IBC.

**Whitson, C.H. y Brule, M.R.** (2000). "Phase Behavior". SPE Monograph Series Vol.20.

**Rayes, D.G., Piper, L.D., McCain Jr. W.D. y Poston, S.W.** (1992). "Two-Phase Compressibility Factors for Retrograde Gases" SPE Formation Evaluation.

**Akpabio, J.U., Isehunwa, S.O. y Akinsete, O.O.** (2015). "PVT Fluid Sampling, Characterization and Gas Condensate Reservoir Modeling". AIR, 5(5): 1-11, 2015; Article no.AIR.16000.

**Elsharkawy, Adel & Elkamel, A..** (2000). Compressibility Factor for Sour Gas Reservoirs. SPE - Asia Pacific Oil and Gas Conference. 10.2118/64284-MS.

**Standing, M. B.: Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems, 9th printing, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, TX** (1981).