

Leopoldo Farías Rodríguez/Valentín Merola Pilerici

# Propiedades de los fluidos del yacimiento



EDITORIAL REVERTÉ



# Propiedades de los fluidos del yacimiento

**Leopoldo Farías Rodríguez**

Ingeniero de Petróleo  
Universidad Central de Venezuela, 1987  
M.Sc. Universidad de Oklahoma, 1989

**Valentín Merola Pilerci**

Ingeniero Químico  
Universidad Central de Venezuela, 1999  
Ingeniero Civil  
Universidad Central de Venezuela, 2014



EDITORIAL  
REVERTÉ

Barcelona · Bogotá · Buenos Aires · México

© Leopoldo César Farías Rodríguez

© Valentín Merola Pilerici

*Edición en español:*

© Editorial Reverté, S. A., 2014

Edición en papel:

ISBN: 978-84-291-7916-3

Edición e-book (PDF):

ISBN 978-84-291-9338-1

MAQUETACIÓN: Reverté-Aguilar, S. L.

DISEÑO DE LA CUBIERTA: David Kimura + Gabriela Varela

**Propiedad de:**

**EDITORIAL REVERTÉ, S. A.**

Loreto, 13-15. Local B

08029 Barcelona. ESPAÑA

Tel: (34) 93 419 33 36

reverte@reverte.com

www.reverte.com

Reservados todos los derechos. La reproducción total o parcial de esta obra, por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo públicos, quedan rigurosamente prohibidas sin la autorización escrita de los titulares del copyright, bajo las sanciones establecidas por las leyes.

***A Aquiles Rodríguez Prado***



# ÍNDICE

## CAPÍTULO 1

<b>TERMODINÁMICA DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Definición de gas ideal .....	2
1.2 Ley de gas ideal .....	2
1.3 Mezclas de gases ideales .....	8
1.4 Gravedad específica .....	13
1.5 Ley de Dalton .....	14
1.6 Ley de estados correspondientes .....	15
1.7 Comportamiento de los gases reales .....	17
Factor de compresibilidad .....	17
Factor de compresibilidad para mezclas de gases .....	23
Ecuaciones de estado .....	30
Ecuación de Van der Waals .....	31
Ecuación de Peng–Robinson .....	35
1.8 Comportamiento de fase de una sustancia pura .....	42
Regla de Gibbs .....	43
Diagrama de fases .....	45
Curva de fusión (S–L) .....	46
Curva de presión de vapor o curva de vaporización (L–G) .....	46
Punto crítico (C) .....	47
Punto triple (T) .....	48
Curva de sublimación (S–G) .....	49
1.9 Comportamiento de fase de una mezcla de dos componentes .....	52
1.10 Comportamiento de fase de una mezcla multicomponentes .....	60
Yacimientos de gas .....	60
Yacimientos de gas condensado .....	62
Yacimientos de crudo volátil .....	63
Yacimientos de petróleo negro .....	65
<b>Problemas propuestos .....</b>	<b>67</b>

## CAPÍTULO 2

<b>PROPIEDADES DEL PETRÓLEO Y DEL GAS .....</b>	<b>73</b>
1.11 Clasificación del petróleo .....	74
1.12 Gravedad API del petróleo .....	75
1.13 Gravedad específica del gas ( $\gamma_g$ ) .....	77
1.14 Factor volumétrico de formación del petróleo ( $\beta_o$ ) .....	79
1.15 Gas en solución ( $R_g$ ) .....	83
1.16 Relación condensado gas (RCG) .....	86
1.17 Factor volumétrico de formación del gas ( $\beta_g$ ) .....	91

## VIII Índice

1.18	Factor volumétrico bifásico ( $\beta_v$ ) .....	94
1.19	Viscosidad ( $\mu$ ) .....	96
	Viscosidad del petróleo ( $\mu_o$ ) .....	104
	Viscosidad del gas ( $\mu_g$ ) .....	108
1.20	Coefficiente de compresibilidad isotérmica de petróleo ( $c_o$ ) .....	114
1.21	Coefficiente de compresibilidad isotérmica del gas ( $c_g$ ) .....	118
1.22	Densidad del petróleo en condiciones de yacimiento .....	120
	Problemas propuestos .....	121

## CAPÍTULO 3

<b>EQUILIBRIO VAPOR-LÍQUIDO .....</b>	<b>125</b>
1.23 Presión de vapor .....	126
1.24 Ley de Raoult .....	130
1.25 Constantes de equilibrio .....	131
1.26 Presión de convergencia .....	136
1.27 Cálculos de equilibrio vapor líquido .....	142
1.28 Densidad del líquido del yacimiento .....	153
1.29 Separación de fluidos .....	162
Problemas propuestos .....	171

## CAPÍTULO 4

<b>PROPIEDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN .....</b>		<b>175</b>
<b>1.30</b>	<b>Salinidad del agua de formación .....</b>	<b>177</b>
	Unidades de concentración utilizadas en análisis de agua de formación .....	178
<b>1.31</b>	<b>Densidad del agua de formación (<math>\beta_w</math>) .....</b>	<b>185</b>
<b>1.32</b>	<b>Solubilidad del gas en agua de formación .....</b>	<b>187</b>
<b>1.33</b>	<b>Solubilidad del agua en gas natural .....</b>	<b>191</b>
<b>1.34</b>	<b>Solubilidad del agua en petróleo .....</b>	<b>193</b>
<b>1.35</b>	<b>Compresibilidad del agua .....</b>	<b>195</b>
<b>1.36</b>	<b>Factor volumétrico de formación del agua (<math>\beta_w</math>) .....</b>	<b>196</b>
<b>1.37</b>	<b>Viscosidad del agua (<math>\mu_w</math>) .....</b>	<b>198</b>
<b>1.38</b>	<b>Compatibilidad de las aguas de formación .....</b>	<b>198</b>
<b>1.39</b>	<b>Aspectos ambientales .....</b>	<b>205</b>
<b>1.40</b>	<b>Eliminación del agua de formación .....</b>	<b>208</b>
<b>Problemas propuestos .....</b>		<b>210</b>

## CAPÍTULO 5

<b>ANÁLISIS PVT .....</b>		<b>213</b>
1.41	Composición de la muestra de fluido .....	215
1.42	Prueba de liberación instantánea .....	222
1.43	Prueba de liberación diferencial .....	227
1.44	Prueba de liberación a volumen constante .....	235
1.45	Liberación compuesta .....	240
1.46	Pruebas de separadores .....	242

1.47 Variación de viscosidad .....	246
Problemas propuestos .....	249

## CAPÍTULO 6

<b>CORRELACIONES PVT .....</b>	<b>253</b>
1.48 Gravedad específica del gas .....	255
Correlación de Meneven y TOTAL .....	255
1.49 Propiedades pseudocríticas del gas .....	255
1.50 Presión de rocío .....	255
Correlación de Nemeth y Kennedy .....	256
Correlación de Elsharkawy .....	257
Correlación de Marrufo, Maita, Him y Rojas .....	260
1.51 Presión de burbujeo .....	263
Correlación de Standing .....	263
Correlación de S. A. Menevén y TOTAL .....	264
Correlación de Lasater .....	266
Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt .....	267
Correlación de Glaso .....	268
1.52 Gas en solución .....	269
Correlación de Standing .....	269
Correlación de Meneven y TOTAL .....	269
Correlación de Beggs y Vázquez .....	270
1.53 Factor volumétrico de formación del petróleo .....	271
Correlación de Standing .....	271
Correlación de Vázquez y Beggs .....	272
Correlación de Meneven y TOTAL .....	274
Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt .....	274
1.54 Compresibilidad del petróleo .....	278
Correlación de Vázquez y Beggs .....	278
Correlación de Petrosky y Farshad .....	279
Correlación de Ahmed .....	280
Correlación de DeGhetto .....	280
1.55 Viscosidad del petróleo .....	281
Correlación de Beal .....	283
Correlación de Beggs y Robinson .....	286
Correlación de Vázquez y Beggs .....	288
Correlación de Chew y Connally .....	289
Correlación de Egbogah-Jack .....	291
Correlación de Kartoatmodjo y Schmidt .....	291
Correlación de viscosidad del petróleo a partir de su composición .....	295
1.56 Viscosidad del gas .....	303
Correlación de Carr, Kobayashi y Burrows .....	303
Correlación de Lee, González y Eakin .....	307
1.57 Caracterización de los fluidos usando correlaciones .....	308
Problemas propuestos .....	310

## CAPÍTULO 7

<b>MUESTREO DE FLUIDOS .....</b>	<b>315</b>
1.58 Representatividad de la muestra .....	317
1.59 Evaluación de las condiciones actuales del yacimiento .....	321
1.60 Selección y acondicionamiento del pozo .....	323
1.61 Selección del método de muestreo .....	330
1.62 Muestreo de superficie .....	333
1.63 Muestreo de fondo .....	339
1.64 Muestreo con herramienta de guaya .....	348
<b>Problemas propuestos .....</b>	<b>353</b>

## CAPÍTULO 8

<b>VALIDACIÓN Y AJUSTE DE ANÁLISIS PVT .....</b>	<b>357</b>
1.65 Representatividad de la muestra .....	358
1.66 Validación de la composición del fluido .....	360
1.67 Validación de la prueba de liberación instantánea .....	360
1.68 Validación de la prueba de liberación diferencial .....	365
1.69 Ajuste de los resultados PVT al comportamiento de producción .....	369
Ajuste de la presión de burbujeo al comportamiento de producción .....	370
Ajuste del factor volumétrico del petróleo y del gas en solución al comportamiento de producción .....	375
Ajuste de la viscosidad del petróleo a una nueva presión de burbujeo .....	378
Ajuste de la prueba diferencial a las condiciones de separación del campo ...	381
Procedimiento para extender información PVT a un nuevo valor de presión de burbujeo .....	384
<b>Problemas propuestos .....</b>	<b>392</b>

## CAPÍTULO 9

<b>CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO .....</b>	<b>397</b>
1.70 Variaciones verticales de las propiedades del fluido .....	398
Gradación vertical y cálculo del petróleo en sitio .....	400
Gradación vertical y su impacto sobre el plan de desarrollo del yacimiento ...	404
Gradación vertical en curso .....	406
1.71 Crudos espumosos .....	411
Presión de burbujeo termodinámica y pseudopresión de burbujeo .....	412
Factor volumétrico de formación del petróleo .....	413
Densidad .....	414
Relación gas-petróleo .....	414
Viscosidad del crudo .....	414
Efecto de la tasa de agotamiento del yacimiento .....	415
1.72 Sostenimiento del flujo .....	418
Hidratos .....	420
Ceras y parafinas .....	432
Depositación de asfaltenos .....	434
<b>Problemas propuestos .....</b>	<b>440</b>
<b>Índice alfabético de materias.....</b>	<b>445</b>

# PRÓLOGO

Considero un privilegio el que el Autor me haya elegido para escribir unas líneas de introducción al público lector de su primera obra en formato de texto de estudio o manual básico de referencia en el área de propiedades de los fluidos de un yacimiento.

Aunque la intención del autor era dedicar este esfuerzo a la preparación de un texto para usuarios estudiantes de nivel de pregrado, el producto logrado va bastante más allá. Digo esto porque pienso que lo escrito agrega a la teoría conocida un cúmulo de experiencia y observaciones operacionales que redundan a su vez en recomendaciones prácticas para realizar las operaciones, así como para la evaluación certera de las mediciones reportadas por el laboratorio y por los operarios en las mediciones de campo.

Como primero fue mi alumno y luego un distinguido compañero de trabajo, acepté de inmediato el encargo de preparar el prólogo del texto, sabiendo que no iba a ser defraudado. Además, pensé que cooperar con el Autor en su empeño por ayudar a formar mejores profesionales en la Ingeniería de Petróleo era lo menos que yo podía hacer, considerando el enorme esfuerzo involucrado en el proyecto completo.

Hoy que se entrega al público lector este Texto de Estudio, y después de haberlo estudiado línea por línea, puedo afirmar con propiedad que el objetivo del Autor se ha cumplido.

Me siento muy orgulloso de haber acompañado a Leopoldo en este esfuerzo, aunque en justicia debo reconocer que sólo él ha hecho el esfuerzo creativo que se ha requerido. Sin embargo, también yo debo aceptar cualquier crítica futura que se le haga al Texto, ya que tuve la oportunidad de hacer sugerencias y/o proponer modificaciones antes de que el Texto llegara al público.

En ese sentido, deseo al Autor que continúen sus éxitos en el plano profesional, y a los jóvenes lectores les propongo que usen con frecuencia este material como guía de estudio y operación, ya que en mi caso, a pesar de haber trabajado con este tipo de material por más de 40 años, al leer y releer sus líneas las he disfrutado enormemente por ser coherentes en los dos planos (teoría y campo), por ser de aplicación práctica, y por sobre todo por la honestidad profesional con la que se ha tratado cada tema.

Martín Essenfeld, Caracas



# INTRODUCCIÓN

El objeto de estudio del ingeniero de yacimientos es muy particular en tanto que es invisible, complejo e imposible de medir directamente. Tres fluidos —petróleo, gas y agua— saturan ese sistema. El petróleo, el más valioso de ellos, es una mezcla de miles de hidrocarburos y otros componentes como oxígeno, dióxido de carbono y ácido sulfúrico. Dichos fluidos fluyen a través de un medio poroso compuesto de una infinidad de microcanales con diámetros variables que se entrecruzan con altísima tortuosidad y área superficial. La complejidad del medio donde tiene lugar el flujo, a la que se le suma la complejidad del fluido del yacimiento, hacen que el modelaje de los procesos que ocurren tanto en el yacimiento como en la línea de transmisión a los tanques de almacenamiento se constituya en un reto tecnológico que coloca en un máximo de exigencia las capacidades de cálculo actuales.

Cuando el fluido se moviliza desde el yacimiento hasta las instalaciones de superficie experimenta cambios causados por las múltiples variaciones de presión y temperatura que inducen compresión, expansión y cambios de fase. El fluido del yacimiento es una mezcla compleja de muchos componentes, la cual exhibe un comportamiento de fases igualmente complejo. Las propiedades de los fluidos determinan el comportamiento de producción del yacimiento y forman parte de la mayoría de los cálculos de la ingeniería de petróleo. Actividades aparentemente tan disímiles como son la identificación de la roca madre, la evaluación de reservas de petróleo y gas, los pronósticos de producción de petróleo, la estimación de pérdidas de carga en flujo multifásico en tuberías, el diseño de equipos de superficie, la venta de hidrocarburos, la compatibilidad de refinerías y el combate de la corrosión, entre otras, comparten la necesidad de un cabal entendimiento de las características de los fluidos y de la manera como varían sus propiedades ante cambios de presión y temperatura.

El estudio de las propiedades de los fluidos del yacimiento se inicia describiendo el estudio del comportamiento del fluido más simple: el gas ideal. A continuación, a un breve resumen de las propiedades de las mezclas de gases ideales y de las ecuaciones de estado más sencillas le sigue una descripción de las propiedades de una sustancia pura. Luego se aborda la descripción de los gases reales con las ecuaciones de estado de van der Waals, Peng-Robinson y la Ley de Estados Correspondientes. La revisión de las características de las mezclas binarias y multicomponentes sirven de introducción al estudio de los hidrocarburos presentes en el yacimiento, en cada una de las formas en las que

pueden presentarse: gas seco, gas húmedo, gas condensado, petróleo volátil y petróleo negro.

A continuación se describen los análisis PVT realizados en el laboratorio, que constituyen la fuente óptima de información para definir los fluidos del yacimiento. En este texto se describen detalladamente tales procesos, sin discutir procedimientos ni instrumental de laboratorio. Se pone énfasis en la comprensión de métodos analíticos simples para validar los resultados de las mismas, evaluar su representatividad y adaptarlas a las condiciones de operación específicas del campo.

El recobro de los hidrocarburos depende, entre otros factores, de la manera como sus propiedades varíen a condiciones isotérmicas. La cuantificación de tales variaciones se puede obtener de tres formas distintas: (i) se miden directamente en muestras de fluido siguiendo procedimientos de laboratorio conocidos como análisis PVT, (ii) se calculan a partir de ecuaciones de estado y (iii) se estiman a través de correlaciones empíricas desarrolladas a partir de bases de datos de información de laboratorio.

En caso de que no se disponga de análisis PVT, el fluido se puede describir mediante ecuaciones de estado. Pero, aunque el poder de las computadoras personales facilita cada vez más la utilización de complejas ecuaciones de estado para caracterizar el fluido del yacimiento, lo cierto es que este proceso es todavía laborioso, frecuentemente iterativo y requiere una cantidad considerable de información. Sin embargo, el uso de las ecuaciones de estado es imprescindible cuando ocurre transferencia de masa entre las fases presentes en el yacimiento, como es el caso cuando se produce de yacimientos de gas condensado, se inyecta gas en procesos miscibles, o se inyecta agua de manera alternada con gas, entre otros.

Una tercera opción para caracterizar el fluido son las correlaciones PVT, que son regresiones estadísticas realizadas sobre bases de datos alimentadas con resultados de pruebas de laboratorio realizadas preferiblemente a gran cantidad de muestras de fluidos. Las correlaciones PVT expresan las variables volumétricas fundamentales de los fluidos del yacimiento en función de los parámetros que se miden rutinariamente en el campo, los cuales no son necesariamente aquellos que controlan primariamente las propiedades del fluido. Son muy convenientes por cuanto son simples de calcular y no requieren de mucha información de entrada. Sin embargo, deben ser usadas con mucha precaución.

A pesar del impacto que la descripción de los fluidos tiene sobre el plan de desarrollo del campo, lo usual es que se tomen pocas muestras para su análisis en el laboratorio. Además, algunas de estas muestras no representan las propiedades del fluido del yacimiento por causas atribuibles a deficiencias del procedimiento de adquisición de las mismas, fallas de los equipos de muestreo, manejo deficiente de la muestra en el campo y/o en el laboratorio, o cualquier combina-

ción de ellas, lo cual hace necesario verificar su representatividad. El importante tema de validación del PVT y su ajuste al comportamiento de producción en el campo se discute con merecida atención, ya que el uso de resultados de laboratorio incorrectos son a menudo la causa de costosos errores en las estimaciones de recobro y en el diseño de instalaciones de superficie.

El tema del muestreo de fluidos se presenta en consideración a la vinculación que tiene con la representatividad de la muestra usada para los ensayos en el laboratorio. Se describe la herramienta MDT por cuanto últimamente se ha constituido en una de las más utilizadas para adquirir muestras de fluidos y se incluye un ejercicio para ilustrar el uso de la misma.

El capítulo final incluye varios temas inconexos entre sí, pero que por su interés técnico o actualidad merecen ser considerados: gradientes de composición, petróleo espumoso y el importante tema del sostenimiento del flujo. La existencia de gradientes composicionales en el yacimiento desafía nuestra propensión natural a promediar y nos obliga a prestar atención a los valores fuera de tendencia. Un resultado de laboratorio que no parezca ceñirse a las tendencias promedio del yacimiento debe ser analizado cuidadosamente antes de ser descartado bajo el argumento de no representatividad.



# CAPÍTULO 1

## TERMODINÁMICA DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

Adquirir una profesión es como aprender un idioma. Son procesos análogos que se inician con la asimilación de los elementos básicos que luego se articulan en estructuras de lenguaje progresivamente más complejas. Razonar como un ingeniero consiste en manejar un discurso coherente sobre un tema de ingeniería usando las palabras y la “gramática” adecuadas para transmitir el mensaje con precisión.

Este capítulo ofrece al lector una revisión de aquellos conceptos termodinámicos básicos, los cuales, integrados en el marco del estudio de los fluidos presentes en el yacimiento de hidrocarburo, constituyen parte fundamental del lenguaje de la ingeniería de petróleo. Dicha revisión comienza con la definición de gas ideal como antesala al estudio de las

ecuaciones de estado, en particular la ecuación de Peng y Robinson. Se pone énfasis en el uso de algoritmos para el cálculo del factor de compresibilidad ( $Z$ ) en lugar del uso de gráficos. A continuación se discute el comportamiento de fase de sustancias puras y multicomponentes con referencia constante a la diferencia que existe en el estado físico del fluido en condiciones de yacimiento y en condiciones de superficie. Por último, el capítulo termina presentando los diferentes tipos de fluidos presentes en el yacimiento como ejemplos de mezclas multicomponentes.

Al finalizar este capítulo el estudiante debe estar dotado de los conceptos fundamentales sobre los que se construirá, en los capítulos sucesivos, el lenguaje necesario para describir y pronosticar los cambios físicos que experimenta el fluido del yacimiento en su tránsito desde las condiciones de presión y temperatura en el medio poroso hasta las del tanque de almacenamiento en la superficie.

## 1.1 Definición de gas ideal

---

Un gas es un fluido homogéneo, de baja densidad y viscosidad que llena completamente el recipiente que lo contiene. Las leyes que controlan el comportamiento de los gases son simples cuando se aplican a un fluido hipotético conocido como gas ideal. Un gas ideal está compuesto por moléculas que no interactúan entre sí y que ocupan un volumen infinitesimal. En general, el comportamiento real de los gases se desvía del comportamiento del gas ideal, pero ello ocurre especialmente en condiciones de alta presión y temperatura.

## 1.2 Ley de gas ideal

---

La ley de gas ideal es una combinación de las leyes de Boyle y la de Charles (también conocida como ley de Gay-Lussac). La ley de Boyle describe el comportamiento del gas ideal sometido a cambios de presión o volumen a temperatura constante y enuncia que el volumen de una masa de gas que se mantiene a temperatura constante varía de manera inversamente proporcional a la presión:

$$V \propto 1 / P$$

Es decir,

$$P \cdot V = \text{constante} = k_1$$

Por lo tanto:

$$P_1 \cdot V_1 = P_2 \cdot V_2$$

La ecuación  $P \cdot V = \text{constante} = k_1$  es la ecuación de una hipérbola. Así, al representar gráficamente el volumen que ocupa una masa de gas a diferentes presiones en condiciones isotérmicas, se obtiene una hipérbola. El valor de la constante  $k_1$  depende de la temperatura a la cual se efectúe el experimento.

La ley de Charles modela el efecto de la temperatura sobre el volumen y la presión del gas. Para una masa dada de gas a presión constante, el volumen varía de manera directamente proporcional con la temperatura absoluta, mientras que para la misma masa de gas a volumen constante, la presión varía de manera directamente proporcional con la temperatura absoluta:

$$V \propto T \quad \text{o bien} \quad P \propto T$$

Es decir,

$$V / T = \text{constante} = k_2 \quad \text{o bien} \quad P / T = \text{constante} = k_3$$

Por lo tanto:

$$\frac{V_1}{T_1} = \frac{V_2}{T_2} \quad \text{o bien} \quad \frac{P_1}{T_1} = \frac{P_2}{T_2}$$

La temperatura absoluta se debe expresar en grados rankine (°R) o kelvin (K).<sup>1</sup> El valor de la constante  $k_2$  depende de la presión y el valor de la constante  $k_3$  depende del volumen.

Según la ley de Charles, la relación entre el volumen que ocupa una masa de gas determinada y la temperatura en condiciones isobáricas es lineal. Si en el eje de abscisas se representa la temperatura y en el de ordenadas el volumen, las líneas rectas cortarían el eje de abscisas en un valor de temperatura de aproximadamente  $-273^\circ\text{C}$  cuando se extrapolan a un volumen igual a cero. Esto indica que un gas ideal a temperatura de cero absoluto ocupa un volumen nulo. Obviamente, en algún punto antes de alcanzar el cero absoluto, el gas real se licua y la ley de Charles no se cumple.

La combinación de las leyes de Boyle y Charles permite describir procesos en los que ocurren simultáneamente cambios de presión, volumen y temperatura. Para expresar esta combinación en forma de ecuación es necesario incorporar una tercera ley, la ley de Avogadro.

---

1.  $^\circ\text{R} = ^\circ\text{F} + 460^\circ$  y  $\text{K} = ^\circ\text{C} + 273^\circ$ .

La ley de Avogadro establece que volúmenes iguales de distintos gases, medidos en las mismas condiciones de presión y temperatura, contienen el mismo número de moléculas, a saber:

$$6,0221415 \times 10^{23}$$

Este valor constante se conoce como *número de Avogadro*.

Dos o más gases que ocupan un mismo volumen en las mismas condiciones de presión y temperatura contienen el mismo número de moles. Esto es equivalente a decir que un peso molecular de cualquier gas ideal ocupa el mismo volumen cuando está sujeto a las mismas condiciones de presión y temperatura. Un peso molecular en gramos/mol de cualquier gas ideal a 0 °C y una atmósfera ocupa un volumen de 22,4 litros. Asimismo, un peso molecular en libras/lbmol de cualquier gas a 60 °F y 14,7 lpca ocupa un volumen de 380,7 pies cúbicos. Se acostumbra definir estas condiciones de presión y temperatura como condiciones estándar.<sup>2</sup>

Combinando las leyes de Boyle, Charles y Avogadro y considerando un peso molecular de gas resulta en la ecuación de gas ideal:

$$PV = nRT$$

donde:

$P$ : presión

$V$ : volumen

$T$ : temperatura

$n$ : número de moles (peso del gas dividido por su peso molecular)

$R$ : constante universal de los gases

El valor de la constante  $R$  depende de las unidades usadas en la ecuación de gas ideal, así:

$P$	$V$	$T$	$n$	$R$
atm	litros	K	gramos/peso molecular	0,0821
atm	centímetro cúbico	K	gramos/peso molecular	82,058
psia	pie cúbico	°R	libras/peso molecular	10,72

---

2. Condiciones fiscales, estándar y normales se utilizarán como sinónimos, significando condiciones de 60 °F y 14,7 lpca de presión.

La ley de gases ideales también puede usarse para calcular la densidad del gas ideal a diferentes presiones y temperaturas. Dividiendo la masa por el volumen, se obtiene lo siguiente:

$$\frac{m}{V} = \frac{PM \cdot P}{R \cdot T} = \text{Densidad} = D_g$$

## Ejercicio 1.1

¿Cuál es el peso molecular de un gas ideal confinado en un recipiente si 0,058 g de éste ocupa un volumen de 40 cm<sup>3</sup> a una temperatura de 100 °C y 760 mmHg? Según la tabla de pesos moleculares que se indica a continuación, ¿con qué gas se está trabajando?

Gas	PM (g/mol)
metano	16
etano	30
propano	44

Aplicando la ley de los gases ideales se tiene que

$$PM = \frac{mRT}{PV}$$

donde,

$$m = 0,058 \text{ g}$$

$$R = 0,082 \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{K} \cdot \text{mol}}$$

$$T = 100 \text{ °C} = 373 \text{ K}$$

$$V = 40 \text{ cm}^3 = 0,04 \text{ L}$$

$$P = 760 \text{ mmHg} = 1 \text{ atm}$$

Sustituyendo estos valores en la ecuación anterior resulta en:

$$PM = \frac{0,058 \text{ g} \cdot 0,082 \frac{\text{atm} \cdot \text{L}}{\text{K} \cdot \text{mol}} \cdot 373 \text{ K}}{1 \text{ atm} \cdot 0,04 \text{ L}} = 44,35 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$$

El peso molecular calculado corresponde al peso molecular del gas propano.

## Ejercicio 1.2

Un yacimiento de gas a una presión de 1,798 lpca tiene un área de 1060 acres,<sup>3</sup> una porosidad de 13% y una saturación de agua inicial de 25%. El espesor del yacimiento es de 54 pies y su temperatura de 164 °F. Suponga que el gas del yacimiento es metano y que se comporta como un gas ideal. Calcule el recobro que se espera del yacimiento si la presión final de abandono es de 200 lpca.

Para calcular el recobro de gas desde la presión inicial hasta la presión de abandono es necesario expandir el volumen de gas desde la presión inicial hasta la de abandono y descontar del volumen expandido el volumen de gas que aún permanece en el yacimiento a la presión de abandono.

En primer lugar se estima el volumen de gas que existe en el yacimiento en las condiciones iniciales, que se corresponde con el volumen poroso disponible para ser ocupado por el gas:

$$V = \text{área}_{\text{yacimiento}} \times \text{espesor}_{\text{yacimiento}} \times \text{porosidad} \times \\ \times \text{fracción volumen poroso saturado con gas}$$

$$V = A \cdot h \cdot j \cdot (1 - S_{wi})$$

$$V = A (\text{acre}) \cdot 43\,560 \frac{\text{pie}^2}{\text{acre}} \cdot h (\text{pie}) \cdot \text{porosidad (fracción)} \cdot \\ \cdot (1 - S_{wi}) (\text{fracción})$$

$$V = 1060 \text{ acres} \cdot 43\,560 \frac{\text{pie}^2}{\text{acre}} \cdot 54 \text{ pies} \cdot 0,13 \cdot (1 - 0,25) = 243\,104\,004 \text{ pie}^3$$

El volumen de gas remanente en el yacimiento se estima sustrayendo el número de moles de metano que quedan en el yacimiento a la presión de abandono del número de moles de metano que se encontraban inicialmente en el yacimiento:

$$n = \frac{P \cdot V}{R \cdot T}$$

---

3. El acre es una unidad de superficie originada en agricultura que es muy usada como parte de las unidades de campo en la industria petrolera, un acre es igual a 43 560 pies cuadrados o 4046,85 metros cuadrados.

$$n = \frac{1798 \text{ lpca} \cdot 243 \, 104 \, 004 \text{ pie}^3}{\left(10,72 \frac{\text{lpca} \cdot \text{pie}^3}{\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}} \cdot (164 ^\circ\text{F} + 460)\right)}$$

$$n = 65 \, 367 \, 962 \text{ lbmol}$$

Luego se calcula el número de moles remanentes en el yacimiento a la presión de abandono de 200 lpc:

$$n = \frac{P \cdot V}{R \cdot T}$$

$$n = \frac{200 \text{ lpca} \cdot 243 \, 104 \, 004 \text{ pie}^3}{\left(10,72 \frac{\text{lpca} \cdot \text{pie}^3}{\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}}\right) \cdot (624 ^\circ\text{R})}$$

$$n = 7 \, 271 \, 186 \text{ lbmol}$$

Es decir, cuando el yacimiento alcanza la presión de abandono quedarán remanentes 7 271 186 lbmol de gas, luego de haber producido un total de 58 096 776 lbmol.

La producción total acumulada anticipada de gas es entonces el volumen ocupado por los moles producidos a presión y temperatura atmosférica (14,7 lpc y 60 °F):

$$V = \frac{nR \cdot T}{P}$$

$$V = \frac{58 \, 096 \, 776 \text{ moles} \cdot \left(10,72 \frac{\text{lpca} \cdot \text{pie}^3}{\text{lbmol} \cdot ^\circ\text{R}}\right) \cdot 520 ^\circ\text{R}}{14,7 \text{ lpca}}$$

$$V = 3 \, 920 \, 000 \text{ pie}^3$$

El recobro es entonces la diferencia entre los moles iniciales y los remanentes en el yacimiento:

$$\text{Recobro final} = 65 \, 367 \, 962 \text{ lbmol} - 7 \, 271 \, 186 \text{ lbmol} = 58 \, 096 \, 776 \text{ lbmol}$$

El porcentaje de moles producidos al momento de abandono será:

$$\text{Factor de recobro} = \frac{58\,096\,776 \text{ lbmol} \cdot 100}{65\,367\,962 \text{ lbmol}} = 88,9\%$$

El resultado indica que a la presión de abandono se habrá recuperado un aproximado de 89% de los moles totales del gas que se encontraban inicialmente en el yacimiento.

-----

### 1.3    Mezclas de gases ideales

---

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos, predominantemente metano, el cual representa entre el 70% y más del 99% de la composición de la mezcla. A continuación se muestra la composición de un gas natural asociado a petróleo de 17° API en la cuenca de Oficina, en Venezuela:

Componente	Composición, % molar	Componente	Composición, % molar
N <sub>2</sub>	0,67	<i>n</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,82
CO <sub>2</sub>	3,63	pseudoC <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0,76
H <sub>2</sub> S	0,00	pseudoC <sub>7</sub> H <sub>16</sub>	0,30
CH <sub>4</sub>	72,95	pseudoC <sub>8</sub> H <sub>18</sub>	0,13
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	6,81	pseudoC <sub>9</sub> H <sub>20</sub>	0,01
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	7,68	pseudoC <sub>10</sub> H <sub>22</sub>	0,00
<i>i</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	2,11	pseudoC <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	0,00
<i>n</i> -C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3,07	C <sub>12+</sub>	0,00
<i>i</i> -C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	1,08	Total	<b>100,00</b>

La composición del gas natural se expresa en porcentajes en peso, porcentaje en mol o, en ocasiones, en porcentaje en volumen de sus componentes. Estas concentraciones se definen de la siguiente manera:

Porcentaje en peso:

$$(\% \text{ peso})_i = \frac{W_i}{\sum W_i} \cdot 100\%$$

Porcentaje molar:

$$(\% \text{ molar})_i = \frac{n_i}{\sum n_i} \cdot 100\%$$

Porcentaje en volumen:

$$(\% \text{ volumen})_i = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100\%$$

Un concepto útil para caracterizar mezclas de gases ideales es el de peso molecular aparente. Aunque ciertamente no es riguroso hablar de peso molecular para mezclas de gases, no es menos cierto que esta mezcla se comporta como si tuviese un peso molecular definido. La ley de Avogadro establece que 1 libra de peso molecular de un gas ideal ocupa un volumen de 379 pie<sup>3</sup> a 14,7 lpca y 60 °F. De manera análoga, 379 pie<sup>3</sup> de una mezcla de gases ideales a una presión de 14,7 lpca y 60 °F tienen un peso molecular que se denominará, de aquí en adelante, *peso molecular aparente*. La mezcla de gases ideales se comporta como si fuese un gas puro con un peso molecular igual al peso molecular de la mezcla. Si  $y$  representa la fracción molar del componente  $i$ -ésimo en una mezcla de gases, el peso molecular aparente o peso molecular de la mezcla (PMA) queda definido como:

$$\text{PMA} = \text{PM}_{\text{MEZCLA}} = \sum (y_i \cdot \text{PM}_i)$$

La relación que existe entre el porcentaje molar y el porcentaje en peso es la siguiente:

$$(\% \text{ molar})_i = \frac{n_i}{\sum n_i} \cdot 100\% = \frac{\frac{W_i}{\text{PM}_i}}{\frac{\sum W_i}{\text{PM}_{\text{MEZCLA}}}} \cdot 100\% = \frac{W_i \cdot \text{PM}_{\text{MEZCLA}}}{\sum W_i \cdot \text{PM}_i} \cdot 100\%$$

como

$$(\% \text{ peso})_i = \frac{W_i}{\sum W_i} \cdot 100\%$$

y

$$W_{\text{MEZCLA}} = \sum W_i$$

Simplificando en la ecuación de % molar, se obtiene lo siguiente:

$$(\% \text{ molar})_i = (\% \text{ peso})_i \cdot \frac{PM_{\text{MEZCLA}}}{PM_i}$$

Según la ley de Avogadro, el volumen de cada componente debe ser proporcional al número de moles de cada uno de los componentes presentes en la mezcla, es decir:

$$V_i \propto n_i, \quad \text{es decir,} \quad V_i = k \cdot n_i$$

en donde  $k$  es una constante de proporcionalidad. Sustituyendo las definiciones anteriores:

$$(\% \text{ volumen})_i = \frac{V_i}{\sum V_i} \cdot 100 = \frac{k_i n_i}{\sum k_i n_i} \cdot 100 = \frac{n_i}{\sum n_i} \cdot 100 = (\% \text{ molar})$$

se deduce que para gases ideales, los cuales por definición obedecen la ley de Avogadro, el porcentaje en volumen es equivalente al porcentaje molar.

### Ejercicio 1.3

Calcular el porcentaje en peso de cada uno de los componentes de la siguiente mezcla de gases a partir de sus porcentajes molares.

Componente	Porcentaje molar	Peso molecular, lb/lbmol
CH <sub>4</sub>	78	16
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	14	30
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	5	44
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	3	58

Primero se calcula el peso molecular de la mezcla mediante la siguiente ecuación:

$$PM_{\text{MEZCLA}} = \sum y_i \cdot PM_i = 0,78 \cdot 16 + 0,14 \cdot 30 + 0,05 \cdot 44 + 0,03 \cdot 58 = 20,62$$

Una vez calculado el peso molecular de la mezcla se determinan los porcentajes en peso de cada componente. Esto se consigue con la ecuación que relaciona el porcentaje molar con el porcentaje en peso:

$$(\% \text{ peso})_i = \frac{\text{PM}_i}{\text{PM}_{\text{MEZCLA}}} \cdot (\% \text{ molar})_i$$

Haciendo el primer cálculo para el  $\text{CH}_4$ , se tiene:

$$(\% \text{ peso})_{\text{CH}_4} = \frac{\text{PM}_{\text{CH}_4}}{\text{PM}_{\text{MEZCLA}}} \cdot (\% \text{ molar})_{\text{CH}_4} = \frac{16}{20,62} \cdot 78 = 60,52\%$$

Repitiendo para los otros componentes, resultan los siguientes porcentajes:

Componente	(% peso) <sub>i</sub>
$\text{CH}_4$	60,52
$\text{C}_2\text{H}_6$	20,37
$\text{C}_3\text{H}_8$	10,67
$\text{C}_4\text{H}_{10}$	8,44
Total	100,00

## Ejercicio 1.4

Dada una muestra de gas natural con la siguiente composición:

Componente	Porcentaje molar	Peso molecular, lb/lbmol
$\text{CH}_4$	99,21	16
$\text{C}_2\text{H}_6$	0,02	30
$\text{C}_3\text{H}_8$	0,01	44
$\text{C}_4\text{H}_{10}$	0,01	58
$\text{C}_5\text{H}_{12}$	0,01	72
$\text{N}_2$	0,70	14
$\text{CO}_2$	0,04	44

Determine el nivel de toxicidad que tiene la concentración del  $\text{CO}_2$  en este gas natural.

El dióxido de carbono es uno de los gases de efecto invernadero que contribuye a que la Tierra tenga una temperatura habitable. El dióxido de carbono reduce la emisión de calor desde la Tierra hacia el espacio, promoviendo el calentamiento del planeta. La cantidad de dióxido de carbono en la atmósfera ha aumentado significativamente, desde unas 280 ppm en la era preindustrial a unas 379 ppm en el año 2005.

La toxicidad del CO<sub>2</sub> aumenta con su concentración, como se resume en la siguiente tabla:

Concentración, ppm	Efecto en la salud
1000	Mareos si la exposición es prolongada, 1000 ppm es la concentración de CO <sub>2</sub> en un lugar muy concurrido con ventilación pobre.
2000	Efecto narcótico suave, incremento del pulso y la presión arterial.
5000	Mareos, dificultades respiratorias, dolor de cabeza.
8000	Dolor de cabeza, sudoración copiosa, visión borrosa y pérdida de conciencia luego de 10 minutos de exposición.

El problema se resuelve transformando las unidades de concentración de porcentaje molar a partes por millón y luego comparando el resultado con la tabla de toxicidad del CO<sub>2</sub>.

Primero se calcula el peso molecular de la mezcla mediante la siguiente expresión:

$$\begin{aligned} \text{PM}_{\text{MEZCLA}} &= \sum y_i \cdot \text{PM}_i = 0,9921 \cdot 16 + 0,0002 \cdot 30 + 0,0001 \cdot 44 + \\ &+ 0,0001 \cdot 58 + 0,0001 \cdot 72 + 0,007 \cdot 140,000444 = 16,0126 \end{aligned}$$

Una vez calculado el peso molecular de la mezcla, se determinan los porcentajes en peso de cada componente y, finalmente, se calculan, a partir de los porcentajes, las partes por millón multiplicando los porcentajes (partes por ciento) por 10 000.

Los cálculos se resumen en la siguiente tabla:

Componente	% molar	Peso molecular, gmd	Peso de cada componente,		
			g	% peso	ppm
metano	99,21	16	15,8736	99,132	991 319
etano	0,02	30	0,006	0,037	375
propano	0,01	44	0,0044	0,027	275
butano	0,01	58	0,0058	0,036	362
pentano	0,01	72	0,0072	0,045	4450
nitrógeno	0,70	14	0,098	0,612	6120
CO <sub>2</sub>	0,04	44	0,0176	0,110	1099
Peso molecular de la mezcla			16,0126	100	1 000 000

La concentración de CO<sub>2</sub> de 0,04% molar en la muestra de gas es equivalente a 1099 ppm, es decir, no alcanza un nivel de toxicidad significativo.

## 1.4 Gravedad específica

Es la razón entre la densidad de la sustancia en estudio y la densidad de otra sustancia usada como patrón. En el caso de líquidos y sólidos, la sustancia patrón es el agua a 60 °F y 14,7 lpca. Para gases, el patrón de comparación es el aire seco y su densidad se mide a la misma presión y temperatura a las cuales se mide la densidad del gas. Para evitar ambigüedad, la temperatura y presión de la sustancia patrón deber ser especificada siempre. La gravedad específica de un gas es entonces:

$$GE = \frac{D_g}{D_a}$$

donde  $D_g$  y  $D_a$  se refieren a las densidades del gas y del aire, respectivamente. Recordando que la densidad de un gas ideal queda definida por:

$$D_g = \frac{PM \cdot P}{RT}$$

la gravedad específica es entonces:

$$GE = \frac{D_g}{D_a} = \frac{\frac{PM \cdot P}{RT}}{\frac{PMA_a \cdot P}{RT}} = \frac{PM}{29}$$

utilizando ambas densidades medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. La gravedad específica de una mezcla de gases se calcula de forma análoga:

$$GE = \frac{PMA}{29}$$

## 1.5 Ley de Dalton

---

La ley de Dalton establece que la presión total de una mezcla de gases es igual a la suma de las presiones parciales de sus componentes, siempre que los gases no reaccionen entre sí. En una mezcla de gases contenida en un volumen dado, cada gas ejerce una presión parcial igual a la que ejercería si estuviera solo, confinado en dicho volumen. La suma de las presiones parciales de cada gas es igual a la presión total de la muestra. Si la mezcla es de gases ideales, entonces la presión total ejercida por la mezcla puede calcularse a partir de la siguiente expresión:

$$P = \left( \sum n_i \right) \frac{RT}{V}$$

De forma similar, la presión parcial del  $i$ -ésimo componente se expresa por

$$P_i = n_i \frac{RT}{V}$$

De lo anterior se puede obtener que

$$\frac{P_i}{P} = \frac{n_i \frac{RT}{V}}{\left( \sum n_i \right) \frac{RT}{V}} = \frac{n_i}{\sum n_i} = \frac{n_i}{n_T} = y_i$$