



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estudio comparativo de los
modelos de correlación PVT
y ecuaciones de estado
cúbicas con datos
experimentales**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

David Orlando Ruiseco Martínez

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Héctor Erick Gallardo Ferrera



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019

Índice de temas

Índice de temas	2
Introducción.....	8
Problemática	9
Objetivo	10
Alcances.....	10
1. Comportamiento PVT del gas y aceite en el yacimiento	11
1.1 Propiedades físicas del gas	12
1.1.1 Densidad relativa del gas, γ_g	12
1.1.2 Factor de compresibilidad del gas, z	13
1.1.3 Factor de volumen del gas, B_g	15
1.1.4 Compresibilidad del gas, c_g	16
1.1.5 Viscosidad del gas, μ_g	18
1.1.6 Densidad del gas, ρ_g	19
1.2 Propiedades físicas del aceite	21
1.2.1 Densidad relativa del aceite, γ_o	21
1.2.2 Presión de burbuja, P_b	22
1.2.3 Relación gas disuelto aceite, R_s	22
1.2.4 Factor de volumen del aceite, B_o	24
1.2.5 Factor de Volumen Total, B_t	25
1.2.6 Compresibilidad del aceite, c_o	26
1.2.7 Viscosidad del aceite, μ_o	27
1.2.8 Tensión interfacial de Gas-Aceite, σ_{go}	28
1.2.9 Densidad del aceite, ρ_o	29
2. Ecuaciones de estado empíricas para mezclas de gas.....	30
2.1 Presión y Temperatura Seudocríticas de Gases Naturales, P_{sc} y T_{sc}	30
2.1.1 Método de Kay, W. D.....	30
2.1.2 Método de Stewart, W. F., Burkhardt, S. F. y Voo, D.....	30
2.1.3 Correlación de Brown, G. G., Katz, D. L., Oberfell, G. G. y Alden, R. C.....	31
2.1.4 Correlación de Sutton, R. P.	33

2.1.5	Correlación de Mathews, T. A., Roland, C. H. y Katz, D. L.	33
2.1.6	Correlación de Kessler, M. G. y Lee, B. I.	34
2.2	Factor de compresibilidad del gas, z	35
2.2.1	Correlación gráfica de Standing, M. B. y Katz, D. L.	35
2.2.2	Ajuste de las curvas de Standing, M. B. y Katz, D. L.	38
2.2.2.1	Método de Sarem, A. M.	39
2.2.2.2	Método de Papay, J.	40
2.2.2.3	Método de Hall, K. R. y Yarborough, L.	41
2.2.2.4	Método de Brill, J. P. y Beggs, H. D.	42
2.2.2.5	Método de Dranchuk, P. M., Purvis, R. A. y Robinson, D. B.	43
2.2.2.6	Método de Dranchuk, P. M. y Abou-Kassem, J.H.	45
2.2.2.7	Método de Gopal, V. N.	46
2.3	Compresibilidad del gas, cg	48
2.3.1	Método de Mattar, L., Brar, G. S. y Aziz, K.	48
2.4	Viscosidad del gas, μg	49
2.4.1	Correlación de Carr, N. L., Kobayashi, R. y Borrows, D.B.	49
2.4.2	Correlación de Lee, A. L., González, M.H. y Eakin, B. E.	50
3.	Ecuaciones de estado empíricas para mezclas de aceite	52
3.1	Correlación de Standing, M. B. (1947)	52
3.1.1	Presión de Burbuja, Pb	53
3.1.2	Relación Gas Disuelto Aceite, Rs	53
3.1.3	Factor de Volumen del Aceite, Bo	54
3.2	Correlación de Lasater, J. A. (1958)	55
3.2.1	Presión de Burbuja, Pb	55
3.2.2	Relación Gas disuelto Aceite, Rs	57
3.3	Correlación de Vasquez, M. E. y Beggs, H. D. (1980)	59
3.3.1	Presión de Burbuja, Pb	59
3.3.2	Relación Gas Disuelto Aceite, Rs	60
3.3.3	Factor de Volumen del Aceite, Bob	61
3.3.4	Compresibilidad del Aceite, co	62
3.3.5	Viscosidad del Aceite Bajosaturado, μo	63

3.4 Correlación de Glaso, O. (1980)	65
3.4.1 Presión de Burbuja, Pb	65
3.4.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	66
3.4.3 Factor de Volumen del Aceite, Bo	66
3.4.4 Factor de Volumen Total, Bt	67
3.4.5 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}	67
3.5 Correlación de TOTAL, C. F. P. (1983).....	69
3.5.1 Presión de Burbuja, Pb	69
3.5.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	70
3.5.3 Factor de Volumen del Aceite, Bo	70
3.6 Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988).....	72
3.6.1 Presión de Burbuja, Pb	72
3.6.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	73
3.6.3 Factor de Volumen del Aceite, Bo	73
3.6.4 Factor de Volumen Total, Bt	74
3.7 Al-Marhoun (1992)	75
3.7.1 Factor de Volumen del Aceite, Bo	75
3.8 Correlación de Labedi, R. (1990)	77
3.8.1 Presión de Burbuja, Pb	77
3.8.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	78
3.9 Correlación de Dokla, M. E. y Osman, M. E. (1992)	79
3.9.1 Presión de Burbuja, Pb	79
3.9.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	80
3.9.3 Factor de Volumen del Aceite, Bo	80
3.10 Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. (1993)	82
3.10.1 Presión de Burbuja, Pb	82
3.10.2 Relación Gas disuelto aceite, Rs	83
3.10.3 Factor de Volumen del Aceite, Bo	83
3.10.4 Compresibilidad del aceite, co	84
3.11 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. (1994)	85
3.11.1 Presión de Burbuja, Pb	85

3.11.2 Relación Gas disuelto aceite, <i>Rs</i>	86
3.11.3 Factor de Volumen del Aceite, <i>Bo</i>	87
3.11.4 Compresibilidad del aceite, <i>co</i>	88
3.11.5 Viscosidad del Aceite Muerto, <i>μod</i>	88
3.11.6 Viscosidad del Aceite Saturado, <i>μob</i>	89
3.11.7 Viscosidad del Aceite Bajosaturado, <i>μo</i>	90
3.12 Correlación de De Ghetto, G., et al. (1994).....	91
3.12.1 Presión de Burbuja, <i>Pb</i>	91
3.12.2 Relación Gas disuelto aceite, <i>Rs</i>	94
3.12.3 Compresibilidad del aceite, <i>co</i>	98
3.12.4 Viscosidad del Aceite Muerto, <i>μod</i>	102
3.12.5 Viscosidad del Aceite Saturado, <i>μob</i>	104
3.12.6 Viscosidad del Aceite Bajosaturado, <i>μo</i>	106
3.13 Correlación de Farshad, F. F, Leblanc, J. L. y Garber, J.D. (1996).....	109
3.13.1 Presión de Burbuja, <i>Pb</i>	109
3.13.2 Relación Gas disuelto aceite, <i>Rs</i>	110
3.13.3 Factor de Volumen del Aceite, <i>Bo</i>	111
3.14 Correlación de Almehaideb, R. A. (1997).....	112
3.14.1 Presión de Burbuja, <i>Pb</i>	112
3.14.2 Factor de Volumen del Aceite, <i>Bo</i>	113
3.15 Correlación de Elsharkawy, M. A. y Alikhan, A. A. (1997).....	114
3.15.1 Relación Gas disuelto aceite, <i>Rs</i>	114
3.15.2 Factor de Volumen del Aceite, <i>Bo</i>	115
3.16 Correlación de Al-Shammasi, A. A. (1999)	116
3.16.1 Presión de Burbuja, <i>Pb</i>	116
3.16.2 Factor de Volumen del Aceite, <i>Bo</i>	117
3.17 Correlación de McCain, W. D., Jr., Rollins, J. B. y Vilena-Lanzi, A. J. (1988)	118
3.17.1 Compresibilidad del aceite, <i>co</i>	118
3.18 Correlación de Beal, C. (1943).....	120
3.18.1 Viscosidad de Aceite Muerto, <i>μod</i>	120

3.18.2 Viscosidad de Aceite Bajosaturado, μ_o	121
3.19 Correlación de Beggs, H. D. y Robinson, J. R. (1975)	122
3.19.1 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}	122
3.19.1 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}	123
3.20 Correlación de Egbogah, E. O. (1983)	124
3.20.1 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}	124
3.21 Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A., Jr. (1959)	125
3.21.1 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}	125
3.22 Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W. (1956)	127
3.22.1 Tensión interfacial de Gas-Aceite, σ_o	127
3.23 Densidad del aceite, ρ_o	128
4. Ecuaciones de estado cúbicas	130
4.1 Sistemas Puros	130
4.2 Sistemas Multicomponente	134
5. Experimentos PVT: análisis y validación	137
5.1 Análisis PVT	137
5.1.1 Análisis composicional de fluidos.....	137
5.1.2 Destilación	138
5.1.3 Cromatografía de gases	138
5.1.4 Prueba de expansión a composición constante.....	138
5.1.5 Prueba de expansión con liberación diferencial.....	140
5.1.5 Prueba de agotamiento a volumen constante.....	142
5.1.6 Prueba de separadores	142
5.2 Validación de los resultados de las pruebas PVT	144
5.2.1 Validación para muestras de aceite negro	145
5.2.1.1 Corrección de B_o y R_s	145
5.2.1.2 Función "Y"	145
5.2.1.3 Validación por prueba de densidad	146
5.2.1.4 Validación de la prueba de liberación diferencial por Balance de Masas	146
5.2.1.5 Validación por la prueba de desigualdad.....	147

5.2.2 Validación para muestras de aceite volátil y gas y condensado	147
5.2.2.1 Método de validación Whitson-Torp por balance de materia	148
5.2.2.2 Validación de balance molar por método de Bashbush	148
5.2.2.3 Validación por Hoffmann-Crump-Hocott	149
5.2.2.4 Máxima condensación retrograda	149
6. Desarrollo de la herramienta	151
6.1 Aceite	151
6.1.1 Datos del aceite	152
6.1.2 Datos del gas	153
6.1.3 Correlaciones	154
6.2 Gas	155
7. Estudio comparativo entre los resultados de las ecuaciones de estado y los resultados experimentales medidos	156
7.1 Presión de burbuja (<i>P_b</i>)	157
7.2 Relación gas disuelto aceite (<i>R_s</i>)	158
7.3 Factor de volumen del aceite (<i>B_o</i>)	160
7.4 Compresibilidad del aceite (<i>c_o</i>)	163
7.5 Factor de compresibilidad del gas (<i>z</i>)	165
7.6 Viscosidad del gas (<i>μ_g</i>)	168
7.7 Factor de volumen total (<i>B_t</i>)	170
7.8 Viscosidad del aceite muerto (<i>μ_{od}</i>)	172
7.9 Viscosidad del aceite saturado (<i>μ_{ob}</i>)	173
7.10 Viscosidad del aceite bajosaturado (<i>μ_o</i>)	176
8. Conclusiones y Recomendaciones	179
Referencias	183

Introducción

Predecir el comportamiento de las propiedades volumétricas de los fluidos del yacimiento es primordial para la ingeniería petrolera, pues puede ayudar a realizar una caracterización, extracción y transporte eficiente de los mismos. Se pueden listar algunas áreas que se ven afectadas al momento de estimar las propiedades de los fluidos, como: diseño de instalaciones; estimación de volúmenes originales, remanentes y reservas; evaluación económica de proyectos; selección de métodos de recuperación; etcétera.

La predicción del comportamiento de las propiedades volumétricas de los fluidos es indispensable al comienzo de la vida productiva de un pozo, además de que se debe realizar una continua monitorización de las propiedades a lo largo de la vida del mismo. Para estimar las propiedades se usan estudios PVT, que permiten obtener información importante acerca del fluido, como presión de saturación, factores de volumen del aceite y gas, relación gas disuelto en el aceite, factor de compresibilidad Z, entre otras. Sin embargo, una alternativa a la constante toma de muestras es el uso de ecuaciones de estado que simulen el comportamiento del fluido, siendo de interés para este trabajo las correlaciones empíricas y las ecuaciones de estado cúbicas. Mediante estas herramientas y el ajuste de experimentos PVT realizados, es posible construir un modelo para el fluido, con el que es posible predecir comportamientos a condiciones de interés, a lo largo de la vida productiva del yacimiento.

En este trabajo se hará una revisión de algunas de las correlaciones más comúnmente utilizadas en la práctica y se comparará su desempeño con las ecuaciones de estado cúbicas de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong, todas antes del ajuste. Las comparaciones se realizarán contra experimentos PVT de 17 yacimientos mexicanos. Como resultado se presenta un estudio del error de la ecuación de estado respecto a la densidad API. Se espera que esto facilite la elección de expresiones para construir el modelo de los fluidos del yacimiento.

Problemática

Como parte del proceso de caracterización de los yacimientos, se han desarrollado experimentos de laboratorio para estudiar los cambios volumétricos y composicionales de los fluidos petroleros con respecto al cambio de la presión. Los experimentos que se realizan convencionalmente son: Análisis composicional del fluido, expansión a composición constante, expansión con liberación diferencial, agotamiento a volumen constante y pruebas de separador. Además, se mide la viscosidad del aceite a las condiciones que resultan de interés.

La importancia de contar con estudios PVT a lo largo de la vida productiva de un yacimiento petrolero es de especial importancia. No obstante, por diversos factores técnico-económicos, no siempre es posible contar con esta información. Es por ello que es importante contar con un modelo representativo para la definición de las propiedades del fluido a condiciones de interés. Este modelo se constituye por una ecuación de estado ajustada a las mediciones existentes, que además deberán estar previamente validadas para su uso.

Debido a los diferentes tipos de ecuaciones de estado que se encuentran disponibles en la industria, la construcción del modelo adecuado requiere utilizar una o más expresiones que reduzcan los errores inherentes y representen de forma adecuada el comportamiento de los fluidos. Es por ello que este trabajo busca desarrollar comparaciones entre el desempeño de diferentes ecuaciones de estado de interés, facilitando la selección de expresiones útiles y representativas, usando el error relativo y la desviación estándar como parámetros de estudio.

Objetivo

Este trabajo tiene como objetivo comparar los valores de parámetros PVT usualmente utilizados en los cálculos de la ingeniería petrolera, obtenidos mediante correlaciones, ecuaciones de estado cúbicas y valores experimentales. Para ello se desarrolló un programa de cómputo, acoplado a una herramienta para cálculos de equilibrio líquido-vapor de trabajos anteriores, que permitió observar el comportamiento de las propiedades volumétricas del gas y el aceite mediante correlaciones.

Alcances

En este trabajo se estudiarán algunas de las correlaciones más comúnmente utilizadas, presentando así una revisión de la literatura de estos modelos empíricos. Estas correlaciones se programarán como un complemento de Excel. Asimismo, se hará uso de un paquete para la resolución de cálculos de equilibrio líquido-vapor previamente desarrollado, haciendo uso de las ecuaciones de estado cúbicas de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong.

1. Comportamiento PVT del gas y aceite en el yacimiento

El conocimiento cualitativo del comportamiento PVT del aceite y gas en el yacimiento es necesario para que los usuarios de los diferentes tipos de ecuaciones de estado puedan realizar estimaciones congruentes en los problemas requeridos.

A continuación, se presentan las definiciones y comportamientos generales de las diferentes propiedades PVT de interés para este trabajo. Las principales fuentes en las cuales se basó este trabajo, y el desarrollo de la herramienta de cómputo, son: el libro “Correlaciones numéricas P.V.T.” del autor Bánzer, C.; las notas de clase proporcionadas por Gallardo, H., la tesis titulada “Aplicaciones de las ecuaciones de estado cúbicas y la teoría de fases en la ingeniería petrolera” de Pérez, G.; y la tesis “Análisis, desarrollo, selección y calibración de correlaciones PVT de aceite saturado para campos petroleros de México” de González, Y.

1.1 Propiedades físicas del gas

Para describir el comportamiento de los gases se usan relaciones llamadas ecuaciones de estado. La ecuación de estado más conocida y sencilla de usar es la ecuación de los gases ideales:

$$PV = nRT , \dots\dots\dots (1.1)$$

Donde V es el volumen de n moles de gas a la presión P y temperatura T , siendo R la constante universal de los gases. Si se considera el volumen V en pies cúbicos, los moles n en libras-mol, la presión P en libras por pulgada cuadrada absoluta y la temperatura T en grados Rankine, la constante universal de los gases toma un valor de $R = 10.73 \frac{psia \text{ ft}^3}{lb\text{-mol}^\circ R}$.

1.1.1 Densidad relativa del gas, γ_g

La densidad relativa de un gas (γ_g) es la relación de la densidad del gas, a una presión y temperatura, respecto a la densidad de un gas de referencia, en este caso el aire, a la misma presión y temperatura ($T = 60^\circ F$ y $P = P_{atm}$):

$$\gamma_g = \frac{\rho_{gas}}{\rho_{aire}} , \dots\dots\dots (1.2)$$

Debido a que los gases se comportan como gases ideales a las condiciones de presión y temperatura antes mencionadas, se tiene que:

$$\gamma_g = \frac{\frac{PM_{gas}}{RT}}{\frac{PM_{aire}}{RT}} = \frac{M_{gas}}{M_{aire}}, \dots\dots\dots (1.3)$$

donde la masa molecular promedio del aire (M_{aire}) es 28.966 lb-mol.

Si no se conoce la masa molecular promedio del gas, pero se conocen las masas moleculares promedio de las fracciones molares de la mezcla, M_i , se determina el peso molecular aparente de la mezcla como sigue:

$$M = \sum_{i=1}^n y_i M_i, \dots\dots\dots (1.4)$$

M_i : Peso molecular del componente i en la mezcla, lbs/lb-mol.

y_i : Componente i en la mezcla, fracción molar.

n : Número de componentes en la mezcla.

1.1.2 Factor de compresibilidad del gas, z

Para usar la ecuación de los gases ideales a presiones y temperaturas mayores a las cuales funciona bien (presiones y temperaturas relativamente bajas), se introduce un factor de corrección, el cual recibe el nombre de: factor de compresibilidad, factor de desviación o factor z del gas.

$$PV = nzRT . \dots\dots\dots (1.5)$$

Cuando el factor z toma un valor de **1.00**, significa que se tiene un comportamiento ideal bajo las condiciones de presión y temperatura bajas.

Entonces, este factor está afectado por la presión, temperatura y, además, por la composición del gas. Su valor, por lo general, varía entre **0.70** y **1.20**.

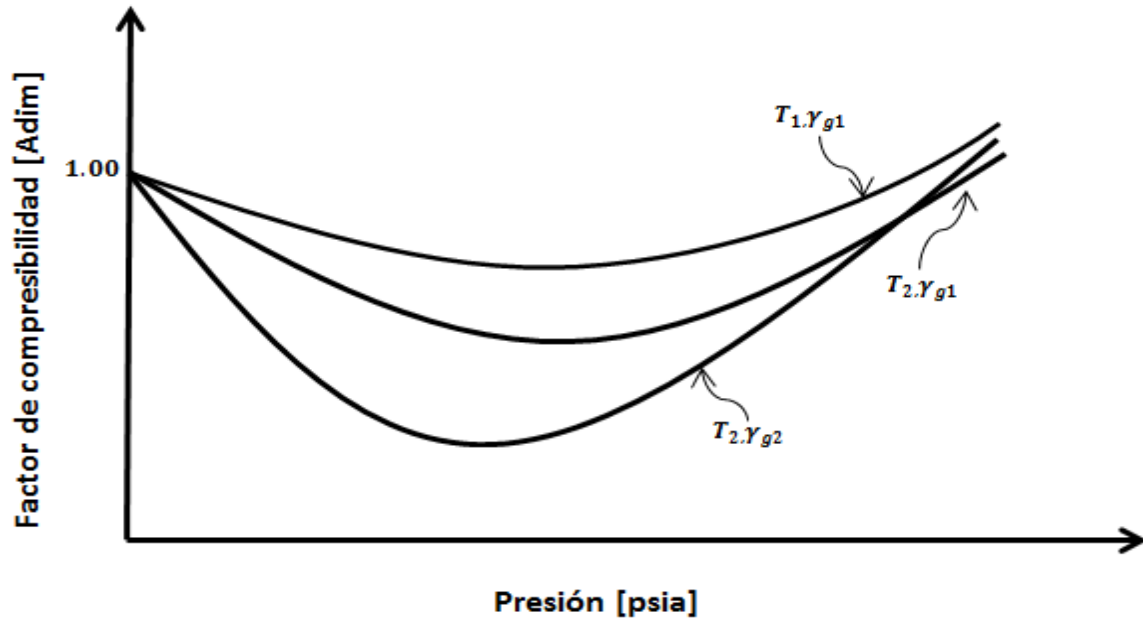


Figura 1.1. Comportamiento del factor de desviación respecto a la presión, temperatura y composición del gas (Banzer, 1996).

El valor del factor z , para diferentes gases, se determina mediante el Teorema de los Estados Correspondiente: a las mismas condiciones de presión y temperatura seudorreducidas, todos los gases tienen el mismo factor de compresibilidad z .

La presión y temperatura seudorreducidas, P_{sr} y T_{sr} , que se obtienen mediante:

$$P_{sr} = \frac{P}{P_{scM}}, \dots\dots\dots (1.6)$$

$$T_{sr} = \frac{T}{T_{scM}}, \dots\dots\dots (1.7)$$

-
- P_{sr} : Presión seudorreducida, fracción.
 - P : Presión absoluta a la cual se desea determinar el factor z , psia.
 - P_{scM} : Presión pseudocrítica, psia.
 - T_{sr} : Temperatura seudorreducida, fracción.
 - T : Temperatura absoluta a la cual se desea determinar el factor z , psia.
 - T_{scM} : Temperatura pseudocrítica, psia.

1.1.3 Factor de volumen del gas, B_g

El factor de volumen de gas relaciona el volumen de gas en el yacimiento (V_{gy}) al volumen del mismo en superficie (V_{ge}), es decir, a condiciones estándar ($P_e = 14.7 \text{ psia}$ y $T_e = 60^\circ F$). Aplicando la Ley de los Gases reales ($PV = nzRT$) a las condiciones normales y a las condiciones de superficie:

$$B_g = \frac{V_{gy}}{V_{ge}} = \frac{\frac{nzRT}{P}}{\frac{nz_eRT_e}{P_e}}, \dots\dots\dots (1.8)$$

Sustituyendo las variables a condiciones estándar ($P_e = 14.7 \text{ psia}$, $T_e = 60^\circ F$ y $z_e \cong 1.0$) y cancelando nR , debido a que se trata de la misma masa de gas, nos queda:

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{P}, \dots\dots\dots (1.9)$$

- B_g : Factor de volumen del gas, ft^3/ft^3 .
- z : Factor de compresibilidad del gas, fracción.

T : Temperatura, °R.

P : Presión, psia.

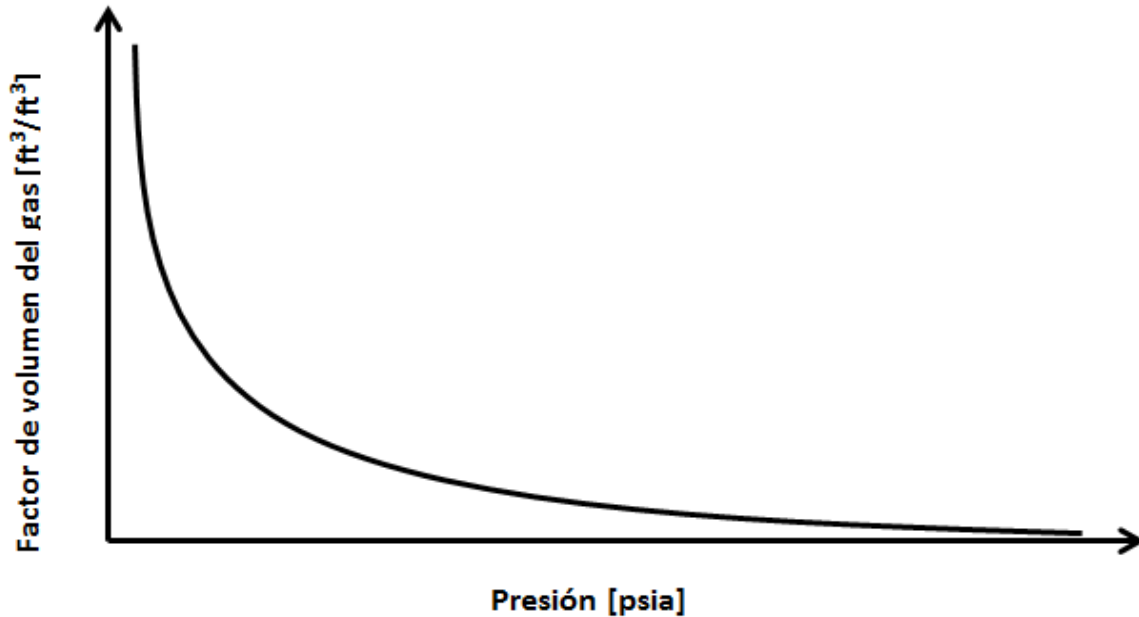


Figura 1.2. Comportamiento del factor de desviación respecto a la presión, temperatura y composición del gas (Banzer, 1996).

1.1.4 Compresibilidad del gas, c_g

La compresibilidad isotérmica de un gas se define como el cambio de volumen relativo cuando la presión varía a temperatura constante:

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T, \dots\dots\dots (1.10)$$

Aplicando la ecuación de los gases reales a la ecuación anterior se obtiene la siguiente expresión:

$$c_g = \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T, \dots\dots\dots (1.11)$$

Para el caso de un gas ideal el valor del factor de compresibilidad es $z \cong 1.0$, entonces $\left(\frac{\partial z}{\partial P} \right)_T = 0$. Así, la compresibilidad es el recíproco de la presión:

$$c_g = \frac{1}{P}, \dots\dots\dots (1.12)$$

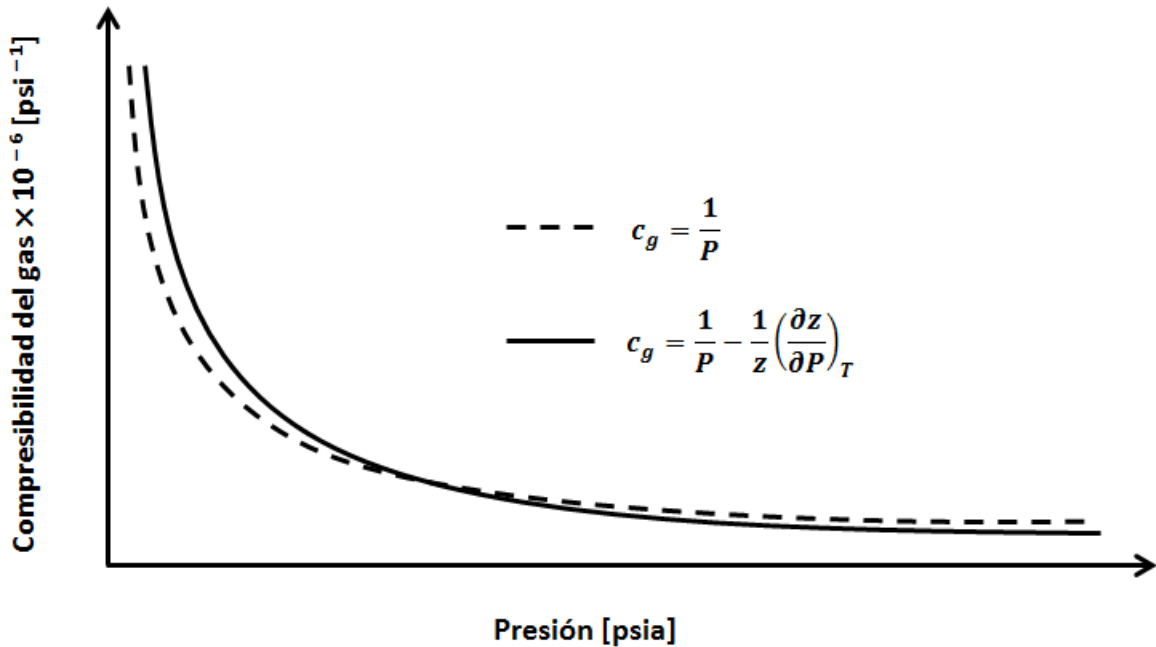


Figura 1.3. Comportamiento típico de la compresibilidad del gas respecto a la presión a temperatura constante (Banzer, 1996).

Debido a lo complicado que es obtener un gráfico de z contra P a temperatura constante, se reemplazó la presión por el producto de la presión pseudocrítica y la presión seudorreducida, $P = P_{sc} \cdot P_{sr}$ y $\partial P = P_{sc} \cdot \partial P_{sr}$. Así, la compresibilidad puede ser expresada en término de P_{sr} y T_{sr} :

$$c_g = \frac{1}{P_{sc}P_{sr}} - \frac{1}{zP_{sc}} \left(\frac{\partial z}{\partial P_{sr}} \right)_{T_{sr}}, \dots\dots\dots (1.13)$$

Al multiplicar ambos miembros de la ecuación por la presión pseudocrítica, P_{sc} , se obtiene el producto $c_g \cdot P_{sc}$, el cual fue definido como compresibilidad seudorreducida c_r :

$$c_r = c_g \cdot P_{sc} = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial P_{sr}} \right)_{T_{sr}}, \dots\dots\dots (1.14)$$

Así, con esta ecuación se obtiene c_r y finalmente c_g .

1.1.5 Viscosidad del gas, μ_g

La viscosidad es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen las moléculas de un fluido a desplazarse. La viscosidad de los gases es considerablemente más baja que la de un líquido ya que la distancia entre las moléculas de un gas es mayor que la distancia entre las moléculas en los líquidos.

La viscosidad de los gases naturales se puede determinar experimentalmente o por medio de ecuaciones. Sin embargo, la determinación de la viscosidad en laboratorio es difícil debido a que su valor es muy pequeño. Por esta razón es más frecuente el uso de correlaciones gráficas o numéricas para su determinación.

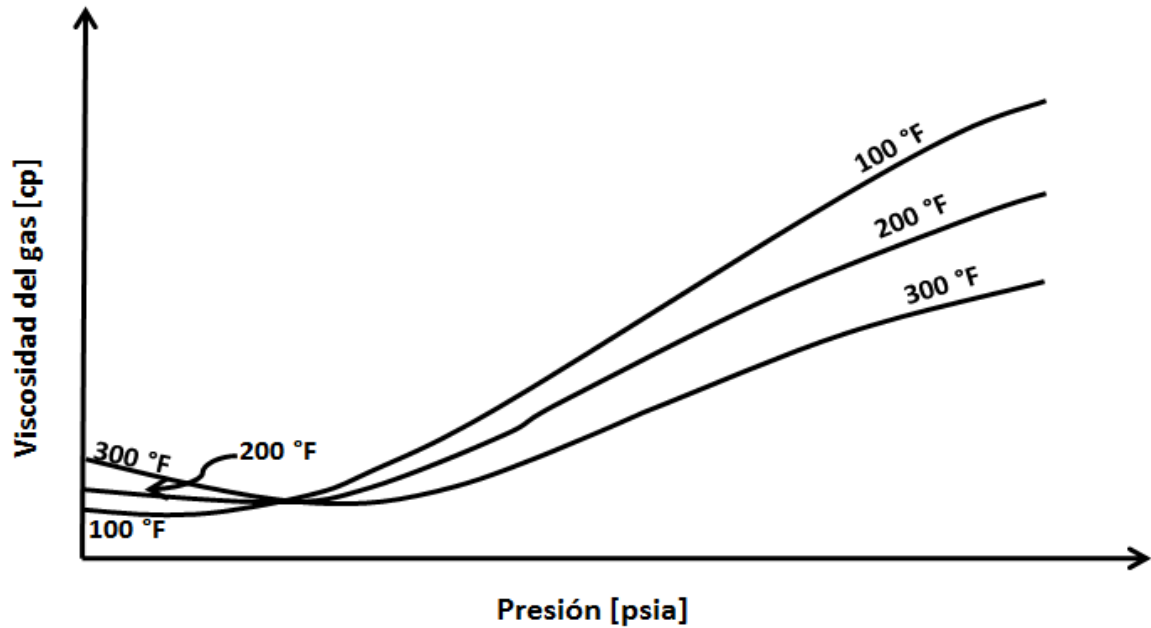


Figura 1.4. Comportamiento típico de la viscosidad del gas respecto a la presión a tres temperaturas diferentes (Banzer, 1996).

1.1.6 Densidad del gas, ρ_g

La densidad se define como la cantidad de masa, en este caso de gas, por unidad de volumen. La densidad del gas puede determinarse aplicando la ley de los gases reales:

$$PV = nzRT , \dots\dots\dots (1.15)$$

El número de moles puede ser expresado mediante:

$$n = \frac{m}{28.96\gamma_g} , \dots\dots\dots (1.16)$$

Combinando las ecuaciones anteriores y tomando la presión P en psia, el volumen V en pies cúbicos, el número de moles n en libras-mol, la temperatura T en Rankine y la constante R con valor de $10.73 \frac{\text{psia ft}^3}{\text{lb-mol}^\circ\text{R}}$; la densidad del gas se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{(28.96)P\gamma_g}{(10.73)zT} = 2.7 \frac{P\gamma_g}{zT}, \dots\dots\dots (1.17)$$

- ρ_g : Densidad del gas a P y T , lb/ft³.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- z : Factor de compresibilidad, fracción.
- P : Presión, psia.
- T : Temperatura, °R.

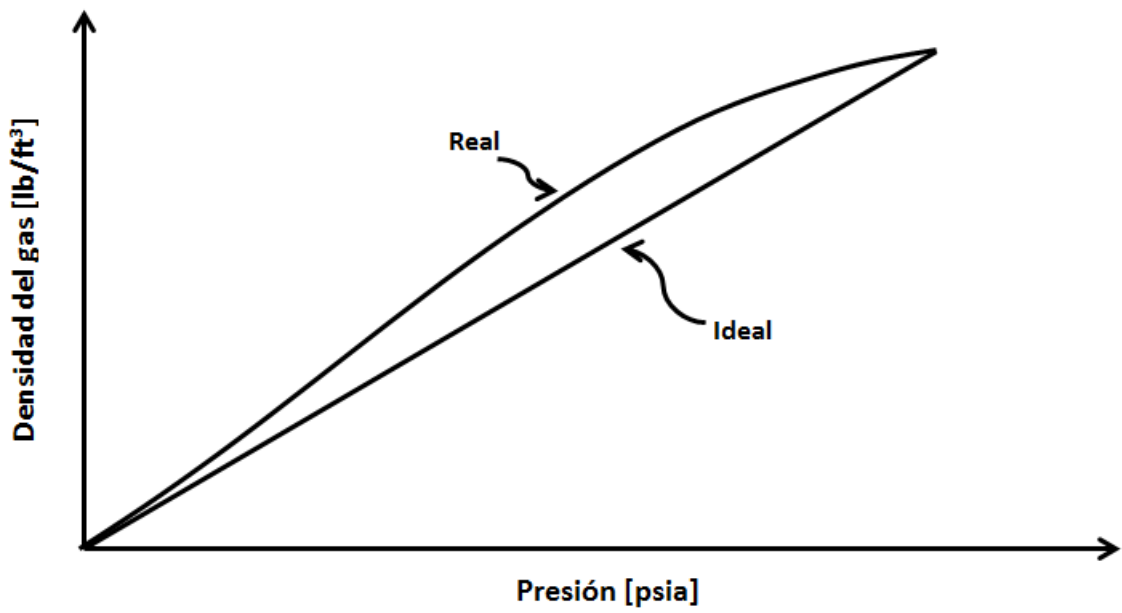


Figura 1.5. Comportamiento típico de la densidad del gas respecto a la presión a temperatura y masa constantes (Gallardo, 2018).

1.2.2 Presión de burbuja, P_b

La presión de burbuja, también conocida como presión de saturación, se define como la presión a la cual el aceite libera la primera burbuja de gas. Cuando el aceite se encuentra a una presión mayor a la de burbuja ($P > P_b$), se le llama aceite bajosaturado. Cuando el aceite se encuentra a una presión menor o igual a la de burbuja ($P \leq P_b$), se le llama aceite saturado.

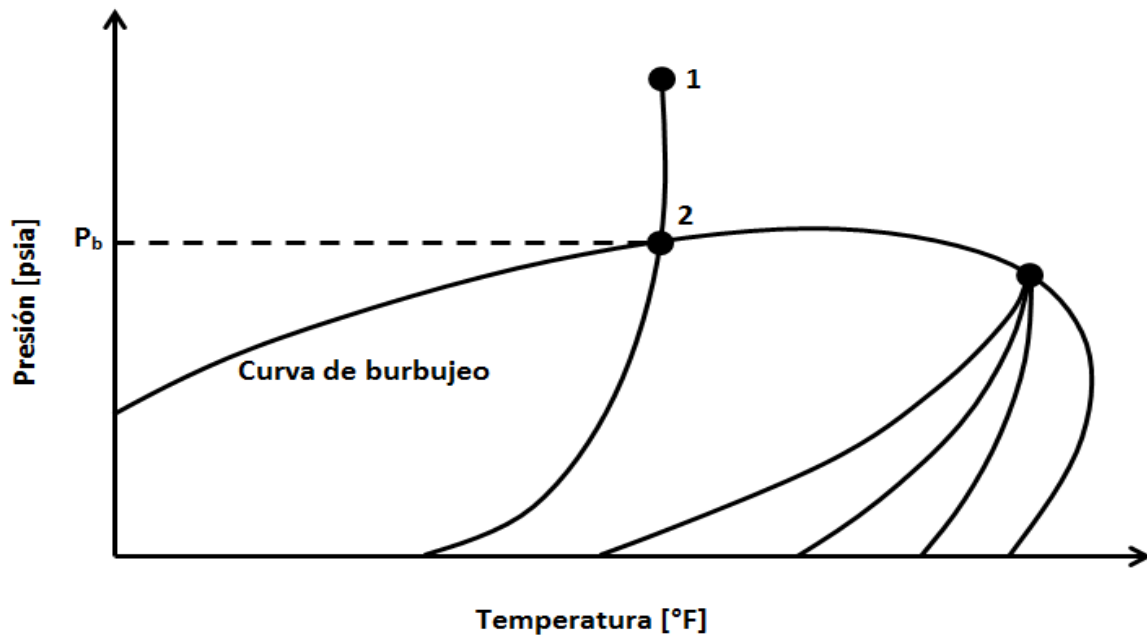


Figura 1.6. Ejemplo de punto de burbuja (González, 2014).

1.2.3 Relación gas disuelto aceite, R_s

La relación de gas disuelto aceite, o relación de solubilidad, se define como la razón entre el volumen de gas que se encuentra disuelto en el aceite a condiciones de presión y temperatura dadas, por cada unidad de volumen de aceite, ambos medidos a condiciones estándar.

$$R_s = \frac{V_g \text{ a una } P \text{ y } T @ C.E.}{V_o @ C.E.} \dots\dots\dots (1.20)$$

Si la presión del sistema es mayor a la del punto de burbuja (p_b), los cambios de volumen del aceite ocurren sin liberación de gas y la relación de solubilidad permanece constante ($R_s = R_{sb} = R_{si} = R$), por lo que se trata de un fluido bajo-saturado.

Una vez alcanzado el punto de burbuja, el volumen de gas disuelto se reducirá progresivamente, con lo que el aceite pasa a ser saturado ($R_s < R_{sb}$). A condiciones estándar $R_s = 0$ porque el aceite ya no tiene gas disuelto.

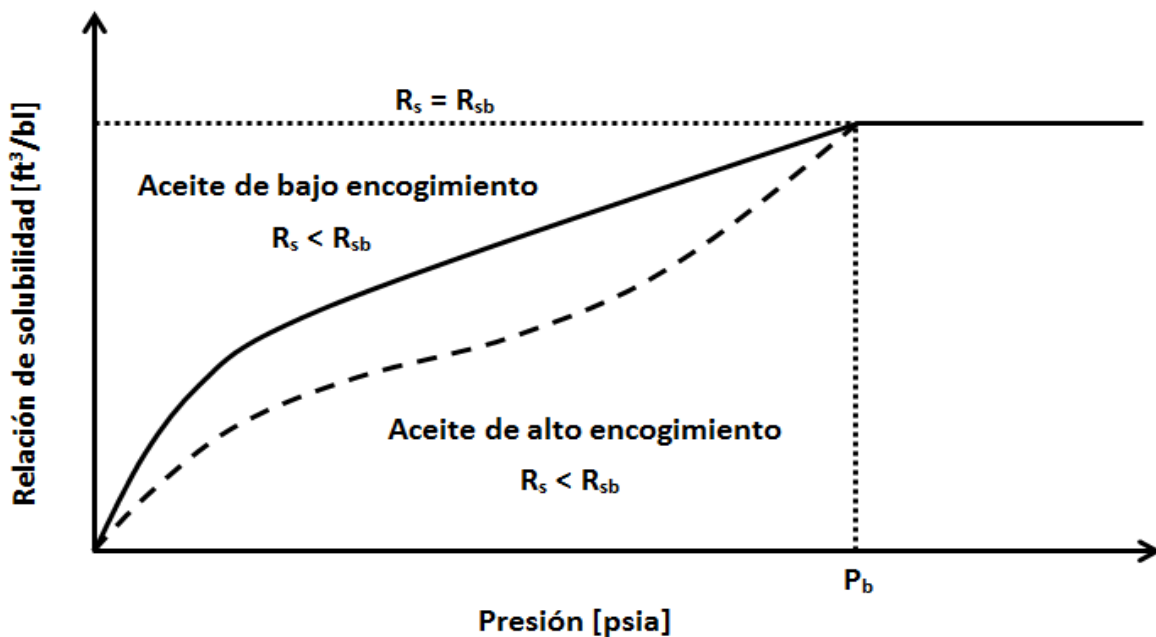


Figura 1.7. Comportamiento típico de la relación de solubilidad del aceite (González, 2014).

1.2.4 Factor de volumen del aceite, B_o

El factor de volumen de aceite se define como el volumen de aceite más gas disuelto medido a condiciones de flujo, por unidad de volumen de aceite a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{V_{o+gd} @ C.F.}{V_o @ C.E.}, \dots\dots\dots (1.21)$$

también se puede definir como el cambio en el volumen que experimenta el aceite, al pasar de condiciones de yacimiento a condiciones de superficie, debido a la expansión del aceite y la liberación de gas. A condiciones estándar $B_o = 1$.

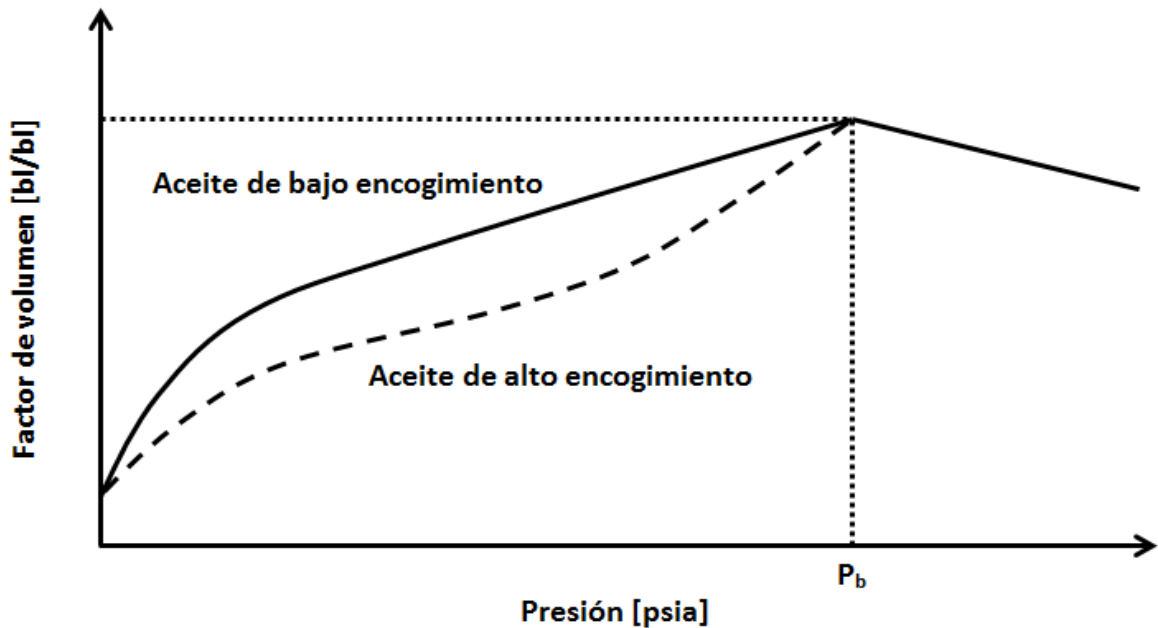


Figura 1.8. Comportamiento típico del factor de volumen del aceite (González, 2014).

1.2.5 Factor de Volumen Total, B_t

El factor de volumen total se define como el volumen de aceite con gas disuelto más el gas libre a ciertas condiciones de presión y temperatura, ambas cantidades por unidad de volumen de aceite a condiciones estándar. De esta manera, su determinación requiere conocer el factor de volumen del líquido, B_o , así como el volumen de gas libre por unidad de aceite muerto, que se obtiene por la diferencia entre las relaciones de solubilidad inicial y a condiciones actuales del yacimiento, ambas afectadas por el factor de volumen del gas, $(R_{s_i} - R_s) B_g$.

El factor de volumen total se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$B_t = B_o + B_g(R_{s_i} - R_s) , \dots\dots\dots (1.22)$$

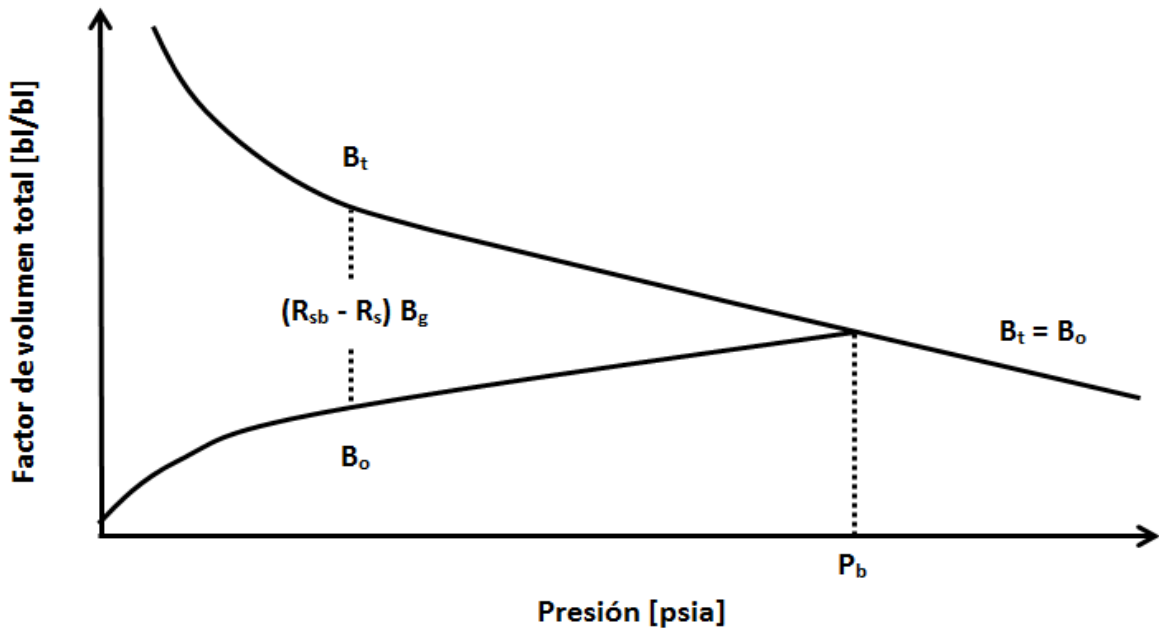


Figura 1.9. Comparación del factor de volumen total y del aceite (González, 2014).

1.2.6 Compresibilidad del aceite, c_o

El factor de compresibilidad del aceite se define en términos del estado de saturación de la fase. Cuando la presión está por encima de la presión de saturación ($P \geq P_b$) la compresibilidad del aceite se define como el cambio volumétrico que experimenta el fluido con respecto a la variación de la presión por unidad de volumen, a temperatura constante:

$$c_o = -\frac{1}{V_o} \left(\frac{\partial V_o}{\partial P} \right)_T \cdot \dots\dots\dots (1.23)$$

Por otro lado, cuando la presión está por debajo de la presión de saturación ($P < P_b$), la variación del volumen del aceite es afectada por la liberación del gas disuelto, y la compresibilidad es:

$$c_o = -\frac{1}{B_o} \left[\left(\frac{\partial V_o}{\partial p} \right)_T - B_g \left(\frac{\partial R_s}{\partial p} \right)_T \right] \cdot \dots\dots\dots (1.24)$$

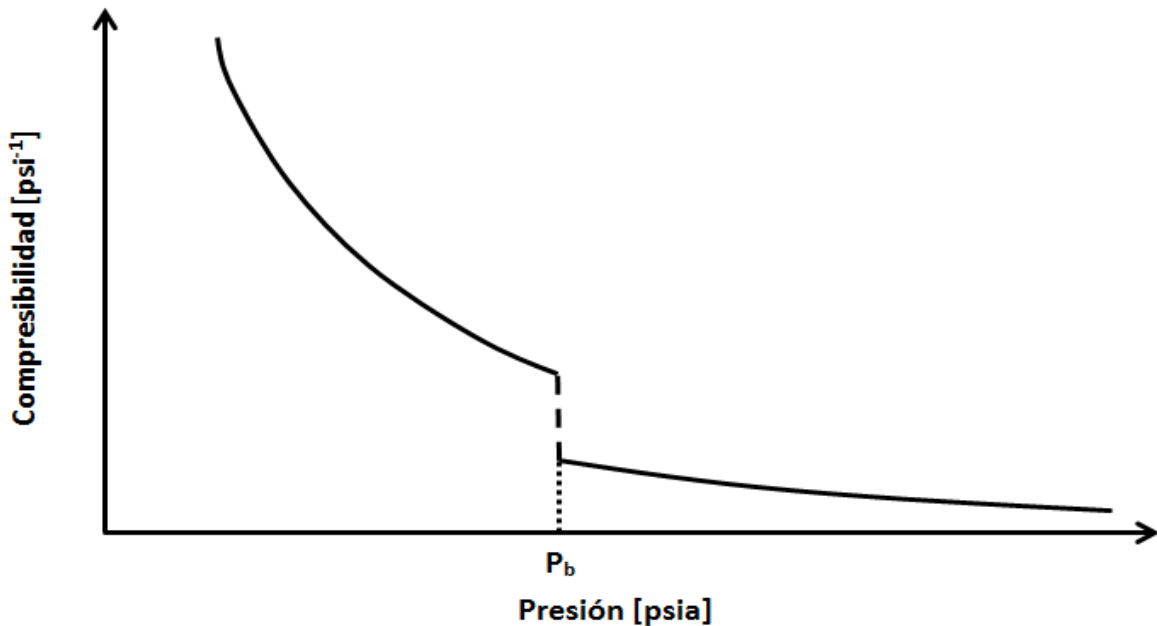


Figura 1.10. Comportamiento típico del factor de compresibilidad del aceite (Banzer, 1996).

1.2.7 Viscosidad del aceite, μ_o

La viscosidad de un fluido es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir, moverse.

Cuando el aceite se encuentra a presiones mayores que la presión de saturación ($P > P_b$), la viscosidad se conoce como viscosidad del aceite bajosaturado (μ_o). Si el aceite se encuentra a presiones menores o iguales a la presión de saturación ($P \leq P_b$), la viscosidad se denomina como viscosidad del aceite saturado (μ_{ob}). Finalmente, se conoce como viscosidad del aceite muerto (μ_{od}), a la viscosidad del aceite que ya no tiene gas disuelto y se encuentra a condiciones estándar ($P_e = 14.7 \text{ psia}$ y $T_e = 60^\circ F$).

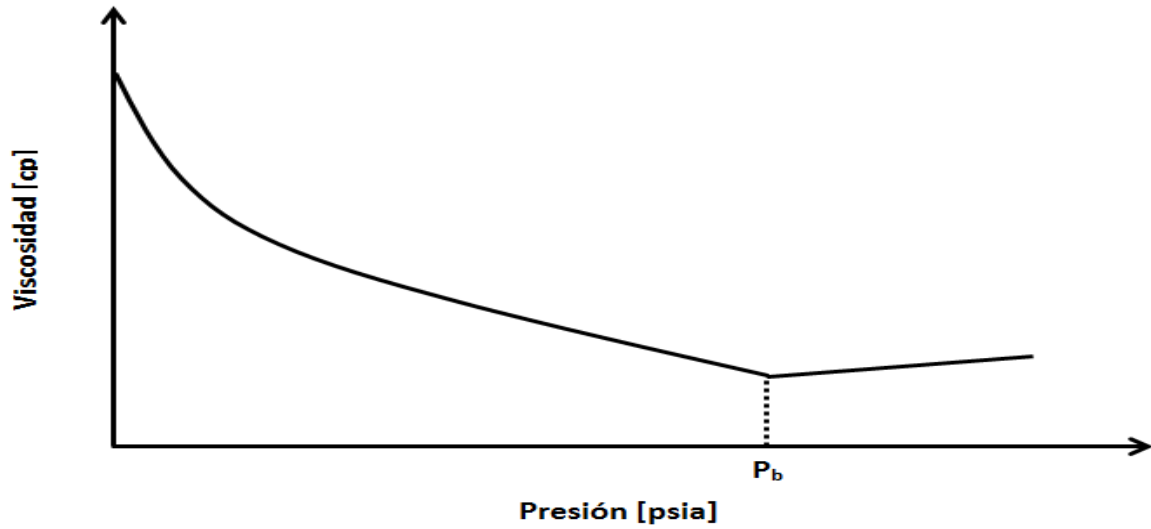


Figura 1.11. Comportamiento típico del factor de viscosidad del aceite (González, 2014).

1.2.8 Tensión interfacial de Gas-Aceite, σ_{go}

Se define como la fuerza por unidad de longitud de la interfase entre dos fluidos inmiscibles, en este caso entre el gas y el aceite.

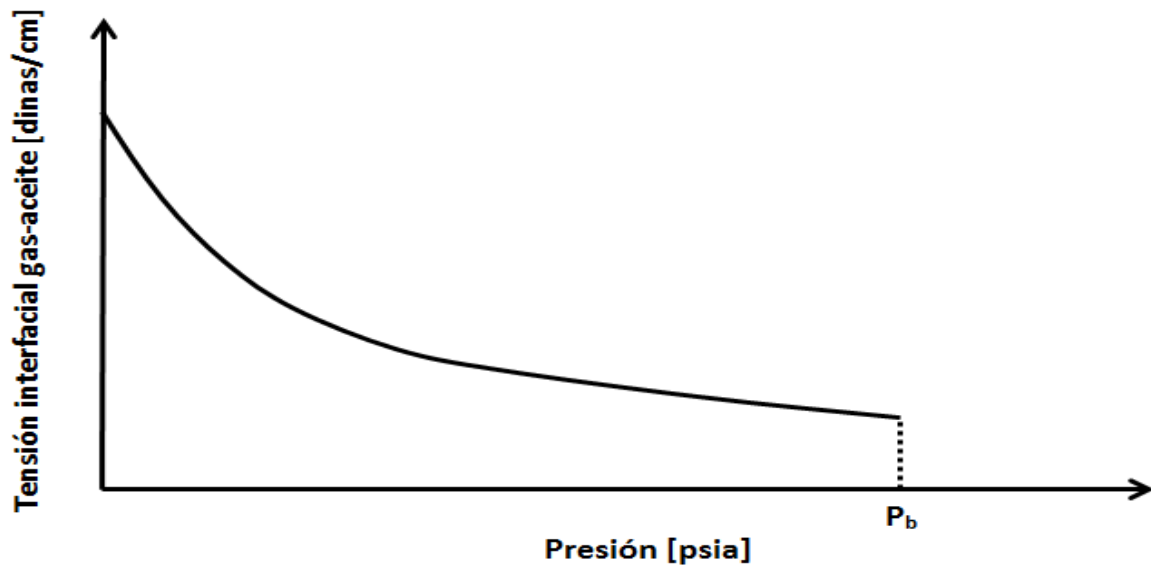


Figura 1.12. Comportamiento típico del factor de tensión interfacial de gas-aceite (González, 2014).

1.2.9 Densidad del aceite, ρ_o

Se define como la relación que existe entre la masa de aceite (con gas disuelto) y el volumen que ocupa a ciertas condiciones. Esta propiedad se calcula según la presión esté por arriba o por debajo de la presión de saturación (P_b).

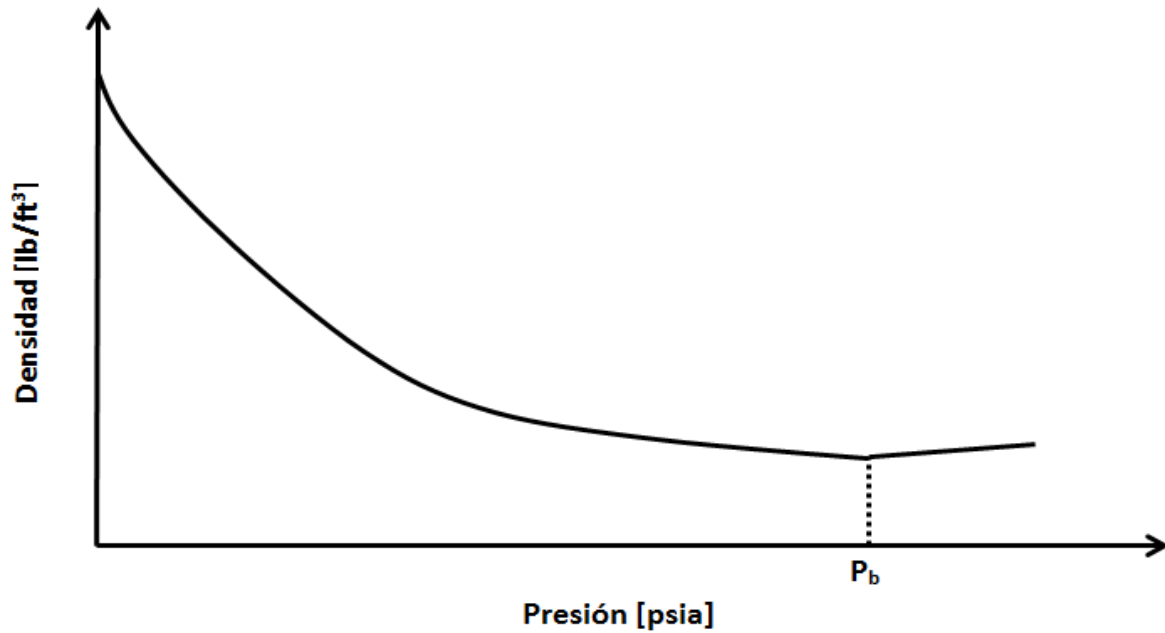


Figura 1.13. Comportamiento típico de la densidad del aceite (González, 2014).

2. Ecuaciones de estado empíricas para mezclas de gas

2.1 Presión y Temperatura Seudocríticas de Gases Naturales, P_{sc} y T_{sc}

2.1.1 Método de Kay, W. D.

$$P_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i P_{ci} , \dots\dots\dots (2.1)$$

$$T_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} , \dots\dots\dots (2.2)$$

P_{scM} : Presión pseudocrítica de la mezcla, psia.

T_{scM} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla, °R.

y_i : Componente i en la mezcla, fracción molar.

n : Número de componentes en la mezcla.

P_{ci} : Presión crítica del componente i , psia.

T_{ci} : Temperatura crítica del componente i , °R.

2.1.2 Método de Stewart, W. F., Burkhardt, S. F. y Voo, D.

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right)_i + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^n y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right)_i^2 \right] , \dots\dots\dots (2.3)$$

$$K = \sum_{i=1}^n y_i \left(\frac{T_c}{P_c^{1/2}} \right)_i , \dots\dots\dots (2.4)$$

Donde:

$$T_{scM} = \frac{K^2}{J}, \dots\dots\dots (2.5)$$

$$P_{scM} = \frac{T_{scM}}{J}, \dots\dots\dots (2.6)$$

Sutton modificó este método para usarlo con gases de alto peso molecular ($\gamma_g > 1.25$). Así los términos J y K fueron ajustados por los siguientes factores:

$$J' = J - \varepsilon_J, \dots\dots\dots (2.7)$$

$$K' = K - \varepsilon_K, \dots\dots\dots (2.8)$$

$$\varepsilon_J = 0.6081F_J + 1.1325F_J^2 - 14.004F_J y_{C7+} + 64.434F_J y_{C7+}^2, \dots\dots\dots (2.9)$$

$$\varepsilon_K = \left(\frac{T_c}{P_c^{1/2}} \right)_{C7+} [0.3129y_{C7+} - 4.8156y_{C7+}^2 + 27.3751y_{C7+}^3], \dots\dots\dots (2.10)$$

$$F_J = \frac{1}{3} \left[\sum_{i=1}^n y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right) \right]_{C7+} + \frac{2}{3} \left[\sum_{i=1}^n y_i \left(\frac{T_c}{P_c} \right)^{\frac{1}{2}} \right]_{C7+}^2, \dots\dots\dots (2.11)$$

Así, la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla se determinan usando los valores ajustados J' y K' .

2.1.3 Correlación de Brown, G. G., Katz, D. L., Oberfell, G. G. y Alden, R. C.

Si no se conoce la composición del gas, pero se conoce la densidad relativa del gas, se puede determinar la presión y temperatura pseudocríticas mediante esta correlación.

Si la mezcla gaseosa contiene cantidades significativas de componentes no hidrocarburos (mayor de 5% por volumen), la densidad relativa de la mezcla se corrige. Así, si γ_{gM} es la densidad relativa de la mezcla total del gas, la densidad relativa de la porción de gas hidrocarburo, γ_{gHC} , está dada por:

$$\gamma_{gHC} = \frac{\gamma_{gM} - 0.967\gamma_{N_2} - 1.52\gamma_{CO_2} - 1.18\gamma_{H_2S}}{1 - \gamma_{N_2} - \gamma_{CO_2} - \gamma_{H_2S}}, \dots\dots\dots (2.12)$$

- γ_{gHC} : Densidad relativa de la porción de gas hidrocarburo, fracción (aire=1).
- γ_{gM} : Densidad relativa de la mezcla total de gas, fracción (aire = 1).
- γ_{N_2} : Contenido de N_2 , fracción molar.
- γ_{CO_2} : Contenido de CO_2 , fracción molar.
- γ_{H_2S} : Contenido de H_2S , fracción molar.

Para el gas natural se usan las siguientes ecuaciones:

$$P_{scHC} = 677 + 15\gamma_{gHC} - 37.5\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.13)$$

$$T_{scHC} = 168 + 325\gamma_{gHC} - 12.5\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.14)$$

Para el gas condensado se usan las siguientes ecuaciones:

$$P_{scHC} = 706 - 51.7\gamma_{gHC} - 11.1\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.15)$$

$$T_{scHC} = 187 + 330\gamma_{gHC} - 71.5\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.16)$$

2.1.4 Correlación de Sutton, R. P.

Si no se conoce la composición del gas, pero se conoce la densidad relativa del gas, se puede determinar la presión y temperatura pseudocríticas mediante esta correlación.

Las siguientes ecuaciones fueron obtenidas a partir de 264 muestras diferentes de gas en el siguiente rango de gravedades específicas: $0.571 < \gamma_{gHC} < 1.679$.

$$P_{scHC} = 756.8 - 131\gamma_{gHC} - 3.6\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.17)$$

$$T_{scHC} = 169.2 + 349.5\gamma_{gHC} - 74\gamma_{gHC}^2, \dots\dots\dots (2.18)$$

$$P_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})P_{scHC} + 493y_{N_2} + 1071y_{CO_2} + 1306y_{H_2S}, \quad (2.19)$$

$$T_{scM} = (1 - y_{N_2} - y_{CO_2} - y_{H_2S})T_{scHC} + 227y_{N_2} + 548y_{CO_2} + 672y_{H_2S}. \quad \dots\dots (2.20)$$

Presión y Temperatura Seudocríticas del componente pesado, P_{scC7+} y T_{scC7+}

2.1.5 Correlación de Mathews, T. A., Roland, C. H. y Katz, D. L.

$$P_{scC7+} = 1188 - 431\log(M_{C7+} - 61.1) + [2319 - 852\log(M_{C7+} - 53.71)](\gamma_{C7+} - 0.8), \dots\dots\dots (2.21)$$

$$T_{scC7+} = 608 + 364\log(M_{C7+} - 71.2) + (2450\log M_{C7+} - 3800)\log\gamma_{C7+}, \quad (2.22)$$

P_{scC7+} : Presión pseudocrítica del C_{7+} , psia.

T_{scC7+} : Temperatura pseudocrítica del C_{7+} , °R.

M_{C7+} : Peso molecular del C_{7+} , lbs/lb-mol.

γ_{C7+} : Densidad relativa del C_{7+} , fracción (agua = 1).

2.1.6 Correlación de Kessler, M. G. y Lee, B. I.

$$P_{scC7+} = \exp \left[8.3634 - \frac{0.0566}{\gamma_{C7+}} - \left(0.24244 + \frac{2.2898}{\gamma_{C7+}} + \frac{0.11857}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b \times 10^{-3} + \right. \\ \left. \left(1.4685 + \frac{3.648}{\gamma_{C7+}} + \frac{0.47227}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^2 \times 10^{-7} - \left(0.42019 + \frac{1.6977}{\gamma_{C7+}^2} \right) T_b^3 \times 10^{-10} \right], \quad (2.23)$$

$$T_{scC7+} = 341.7 + 811\gamma_{C7+} + (0.4244 + 0.1174\gamma_{C7+})T_b + (0.4669 - \\ 3.2623\gamma_{C7+}) \times \frac{10^5}{T_b}, \quad (2.24)$$

P_{scC7+} : Presión pseudocrítica del C_{7+} , psia.

T_{scC7+} : Temperatura pseudocrítica del C_{7+} , °R.

γ_{C7+} : Densidad relativa del C_{7+} , fracción (agua = 1).

T_b : Peso molecular del C_{7+} , lbs/lb-mol.

2.2 Factor de compresibilidad del gas, z

2.2.1 Correlación gráfica de Standing, M. B. y Katz, D. L.

Standing y Katz se basaron en el Teorema de Estados Correspondientes para desarrollar una correlación gráfica que permite obtener el factor de compresibilidad de un gas natural a partir de la presión y temperaturas seudorreducidas. Este método tiene bastante aceptación dentro de la industria debido a que brinda una exactitud dentro de un 3% en relación a los valores experimentales del factor de compresibilidad z y la facilidad de los cálculos para obtenerlo.

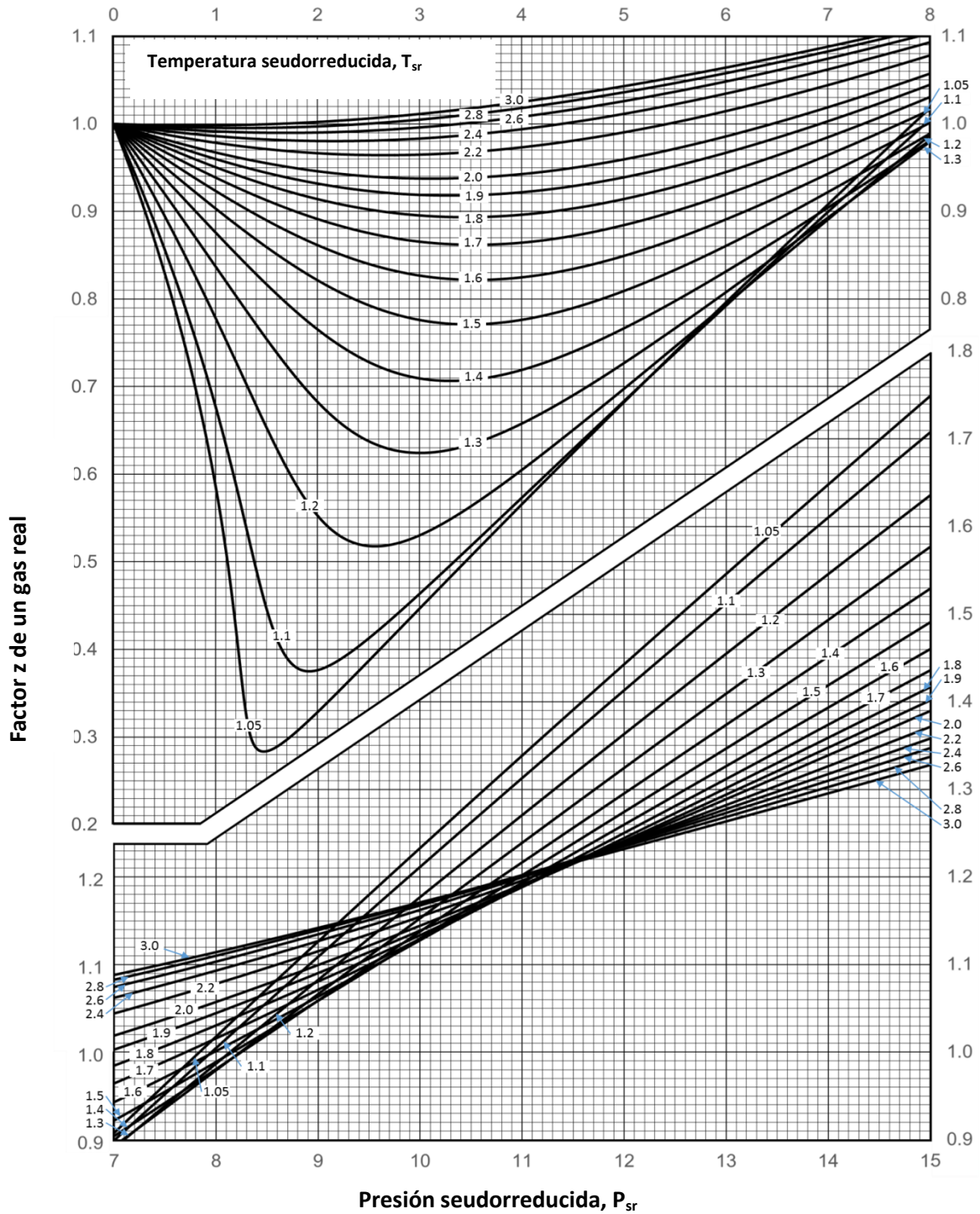


Figura 2.1. Correlación gráfica del factor z de Standing-Katz generada con la correlación de Dranchuk-Abou-Kassem (Banzer, 1996).

Si el gas contiene cantidades significativas de CO_2 y/o de H_2S se recomienda utilizar la corrección hecha por Wichert y Aziz. Esta corrección consiste en calcular la presión y temperatura pseudocríticas utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\varepsilon = 120 \left[(y_{CO_2} + y_{H_2S})^{0.9} - (y_{CO_2} + y_{H_2S})^{1.6} \right] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^4), \quad \dots\dots\dots (2.25)$$

$$T'_{scM} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} - \varepsilon \quad \dots\dots\dots (2.26)$$

$$P'_{scM} = \frac{(\sum_{i=1}^n y_i P_{ci}) T'_{scM}}{\sum_{i=1}^n y_i T_{ci} + y_{H_2S} (1 - y_{H_2S}) \varepsilon} \quad \dots\dots\dots (2.27)$$

- ε : Factor de ajuste, °R.
- P_{ci} : Presión crítica del componente i , psia.
- T_{ci} : Temperatura crítica del componente i , °R.
- y_{CO_2} : Contenido de CO_2 , fracción molar.
- y_{H_2S} : Contenido de H_2S , fracción molar.
- y_i : Componente i en la mezcla, fracción molar.
- P'_{scM} : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por CO_2 y/o H_2S , psia.
- T'_{scM} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por CO_2 y/o H_2S , °R.

Estas ecuaciones presentan un error absoluto del 0.97% a un error máximo de 6.59% usando los siguientes rangos de datos:

Dato	Valor mínimo	Valor máximo
P (psia)	154	7026
T (°F)	40	300
CO_2 (% molar)	---	54.46
H_2S (% molar)	---	73.85

Una vez considerados los efectos por CO_2 y de H_2S se puede proceder a corregir por N_2 y/o H_2O , mediante la correlación desarrollada por Lee y Wattenbarger:

$$T_{scC} = -246.1y_{N_2} + 400.0y_{H_2O}, \quad \dots\dots\dots (2.28)$$

$$P_{scC} = -162.0y_{N_2} + 1270.0y_{H_2O}, \quad \dots\dots\dots (2.29)$$

$$T''_{scM} = \frac{T'_{scM} - 227.2y_{N_2} - 1165.0y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + T_{scC}, \quad \dots\dots\dots (2.30)$$

$$P''_{scM} = \frac{P'_{scM} - 493.1y_{N_2} - 3200.0y_{H_2O}}{1 - y_{N_2} - y_{H_2O}} + P_{scC}. \quad \dots\dots\dots (2.31)$$

- T_{scC} : Temperatura crítica , °R.
- P_{scC} : Presión crítica , psia.
- y_{N_2} : Contenido de N_2 , fracción molar.
- y_{H_2O} : Contenido de H_2O , fracción molar.
- P'_{scM} : Presión pseudocrítica de la mezcla corregida por N_2 y/o H_2O , psia.
- T'_{scM} : Temperatura pseudocrítica de la mezcla corregida por N_2 y/o H_2O , °R.

2.2.2 Ajuste de las curvas de Standing, M. B. y Katz, D. L.

Al ser un método confiable se ha buscado realizar un ajuste numérico al método de Standing y Katz para obtener valores de z por medio de computadoras.

2.2.2.1 Método de Sarem, A. M.

El método de Sarem se basa en Polinomios de Legendre de grado 0 al 5 para determinar z . La ecuación básica de ajuste es la siguiente:

$$z = \sum_{i=0}^5 \sum_{j=0}^5 A_{ij} P_i(x) P_j(y) , \dots\dots\dots (2.32)$$

donde:

$$x = \frac{2P_{sr} - 15}{14.8} , \dots\dots\dots (2.33)$$

$$y = \frac{2T_{sr} - 4}{1.9} , \dots\dots\dots (2.34)$$

Los Polinomios de Legendre de grados 0 a 5, P_i y P_j tienen las siguientes formas:

$$P_0(a) = 0.7071068$$

$$P_1(a) = 1.224745a$$

$$P_2(a) = 0.7905695(3a^2 - 1)$$

$$P_3(a) = 0.9354145(5a^3 - 3a)$$

$$P_4(a) = 0.265165(35a^4 - 30a^2 + 3)$$

$$P_5(a) = 0.293151(63a^5 - 70a^3 + 15a)$$

donde a se reemplaza por “ x ” y “ y ” al efectuar la suma.

Tabla 2.1. Valores de los coeficientes A_{ij}

i	$j = 0$	$j = 1$	$j = 2$	$j = 3$	$j = 4$	$j = 5$
0	2.1433504	0.0831762	-0.0214670	-0.0008714	0.0042846	-0.0016595
1	0.3312352	-0.1340361	0.0668810	-0.0271743	0.0088512	-0.002152
2	0.1057287	-0.0503937	0.0050925	0.0105513	-0.0073182	0.0026860
3	0.0521840	0.0443121	-0.0193294	0.0058973	0.0015367	-0.0028327
4	0.0197040	-0.0263834	0.019262	-0.0115354	0.0042910	-0.0081303
5	0.0053096	0.0089178	-0.0108948	0.0095594	-0.0060114	0.0031175

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue menor al 4% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.1	14.9
T_{sr}	1.05	2.95

2.2.2.2 Método de Papay, J.

Para el cálculo de z se usa la siguiente ecuación:

$$z = 1 - \frac{3.52P_{sr}}{10^{0.9813T_{sr}}} + \frac{0.274P_{sr}^2}{10^{0.8157T_{sr}}}, \dots\dots\dots (2.35)$$

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue de -4.873% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.2	15.0
T_{sr}	1.2	3.0

2.2.2.3 Método de Hall, K. R. y Yarborough, L.

Para el desarrollo de sus ecuaciones los autores se basaron en la ecuación de estado de Starling-Carnaban:

$$z = \frac{0.06125 P_{sr} t \exp[-1.2(1-t)^2]}{y}, \dots\dots\dots (2.36)$$

donde:

t : Recíproco de la temperatura seudorreducida, $t = \frac{T_{sc}}{T}$

y : Densidad reducida, la cual se obtiene a partir de la solución de la siguiente ecuación:

$$-AP_{sr} + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3} - By^2 + Cy^D = 0, \dots\dots\dots (2.37)$$

Donde:

$$A = 0.06125 t \exp[-1.2(1-t)^2]$$

$$B = 14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3$$

$$C = 90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3$$

$$D = 2.18 + 2.82 t$$

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz fue de -0.518% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.1	24.0
T_{sr}	1.2	3.0

2.2.2.4 Método de Brill, J. P. y Beggs, H. D.

La ecuación para el cálculo de z es la siguiente:

$$z = A + \frac{1 - A}{\exp(B)} + CP_{sr}^D, \dots \dots \dots (2.38)$$

donde:

$$A = 1.39(T_{sr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{sr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{sr})P_{sr} + \left[\frac{0.066}{T_{sr} - 0.86} - 0.037 \right] P_{sr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{sr}-1)}} P_{sr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{sr}$$

$$D = \text{antilog}(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)$$

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz, con un total de 24 puntos, fue de 0.19% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.0	5.0
T_{sr}	1.3	1.7

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz, con un total de 70 puntos, fue de 0.02% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.0	13.0
T_{sr}	1.2	2.4

Este método no es válido para temperaturas seudorreducidas fuera del rango de 1.2 a 2.4.

2.2.2.5 Método de Dranchuk, P. M., Purvis, R. A. y Robinson, D. B.

Para este método se realizó un ajuste a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin (BWR), la cual se expresa de la siguiente manera:

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} \right) \rho_r + \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}} \right) \rho_r^2 + \frac{A_5 A_6 \rho_r^5}{T_{sr}} + A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_8 \rho_r^2) \dots \quad (2.39)$$

La densidad reducida, ρ_r , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{z_c P_{sr}}{z T_{sr}} = 0.27 \frac{P_{sr}}{z T_{sr}}, \dots \quad (2.40)$$

Para la ecuación anterior se tomó el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico, $z_c = 0.27$, considerado el valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano. Finalmente, haciendo uso de datos de 1500 puntos, se determinaron los siguientes valores para las constantes $A_1 - A_8$:

- $A_1 = 0.31506237$ $A_5 = -0.61232032$
- $A_2 = -1.0467099$ $A_6 = -0.10488813$
- $A_3 = -0.57832729$ $A_7 = 0.68157001$
- $A_4 = 0.53530771$ $A_8 = 0.68446549$

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz, con un total de 1500 puntos, fue de 0.54% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.2	30.0
T_{sr}	1.05	3.0

2.2.2.6 Método de Dranchuk, P. M. y Abou-Kassem, J.H.

Este método es similar al de Dranchuk, Purvis y Robinson, sin embargo, para este método se usó la ecuación de estado de Starling, resultando de la siguiente manera:

$$z = 1 + \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + \frac{A_4}{T_{sr}^4} + \frac{A_5}{T_{sr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{sr}} + \frac{A_8}{T_{sr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{sr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) , \quad \dots \quad (2.41)$$

La densidad reducida, ρ_r , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{z_c P_{sr}}{z T_{sr}} = 0.27 \frac{P_{sr}}{z T_{sr}} , \quad \dots \quad (2.42)$$

Para la ecuación anterior se tomó el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico, $z_c = 0.27$, considerado el valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano.

Haciendo uso de datos de 1500 puntos, se determinaron los siguientes valores para las constantes $A_1 - A_{11}$:

$A_1 = 0.3265$	$A_5 = -0.05165$	$A_9 = 0.1056$
$A_2 = -1.07$	$A_6 = 0.5475$	$A_{10} = 0.6134$
$A_3 = -0.5339$	$A_7 = -0.7361$	$A_{11} = 0.721$
$A_4 = 0.01569$	$A_8 = 0.1844$	

El error que presenta este método respecto a los valores leídos en las curvas de Standing y Katz, con un total de 1500 puntos, fue de 0.307% para los siguientes intervalos:

	Valor mínimo	Valor máximo
P_{sr}	0.2	30.0
T_{sr}	1.0	3.0

2.2.2.7 Método de Gopal, V. N.

Gopal desarrolló las siguientes ecuaciones para el cálculo del factor z :

Rango de P_{sr}	Rango de T_{sr}	Ecuaciones para z	
$0.2 \leq P_{sr} \leq 1.2$	$1.05 \leq T_{sr} \leq 1.2$	$P_{sr}(1.6643T_{sr} - 2.2114) - 0.3647T_{sr}$ + 1.4385	(2.43)
	$1.2 < T_{sr} \leq 1.4$	$P_{sr}(0.0522T_{sr} - 0.8511) - 0.0364T_{sr}$ + 1.0490	(2.44)
	$1.4 < T_{sr} \leq 2.0$	$P_{sr}(0.1391T_{sr} - 0.2988) + 0.0007T_{sr}$ + 0.9969	(2.45)
	$2.0 < T_{sr} \leq 3.0$	$P_{sr}(0.0295T_{sr} - 0.0825) + 0.0009T_{sr}$ + 0.9967	(2.46)
$1.2 < P_{sr} \leq 2.8$	$1.05 \leq T_{sr} \leq 1.2$	$P_{sr}(-1.3570T_{sr} + 1.4942) + 4.6315T_{sr}$ - 4.7009	(2.47)
	$1.2 < T_{sr} \leq 1.4$	$P_{sr}(0.1717T_{sr} - 0.3232) + 0.5869T_{sr}$ + 0.1229	(2.48)
	$1.4 < T_{sr} \leq 2.0$	$P_{sr}(0.0984T_{sr} - 0.2053) + 0.0621T_{sr}$ + 0.8580	(2.49)
	$2.0 < T_{sr} \leq 3.0$	$P_{sr}(0.0211T_{sr} - 0.0527) + 0.0127T_{sr}$ + 0.9549	(2.50)

$$2.8 < P_{sr} \leq 5.4 \quad 1.05 \leq T_{sr} \leq 1.2 \quad P_{sr}(-0.3278T_{sr} + 0.4752) + 1.8223T_{sr} - 1.9036 \quad (2.51)$$

$$1.2 < T_{sr} \leq 1.4 \quad P_{sr}(-0.2521T_{sr} - 0.3871) + 1.6087T_{sr} - 1.6635 \quad (2.52)$$

$$1.4 < T_{sr} \leq 2.0 \quad P_{sr}(-0.0284T_{sr} + 0.0625) + 0.4714T_{sr} - 0.0011 \quad (2.53)$$

$$2.0 < T_{sr} \leq 3.0 \quad P_{sr}(0.0041T_{sr} + 0.0039) + 0.0607T_{sr} + 0.7927 \quad (2.54)$$

$$5.4 < P_{sr} \leq 15 \quad 1.05 \leq T_{sr} \leq 3.0 \quad P_{sr}(0.711 + 3.66T_{sr})^{-1.4667} - \frac{1.637}{(0.319T_{sr} + 0.522)} + 2.071 \quad (2.55)$$

2.3 Compresibilidad del gas, c_g

2.3.1 Método de Mattar, L., Brar, G. S. y Aziz, K.

Mattar, y demás, desarrollaron la siguiente expresión analítica para calcular la compresibilidad seudorreducida:

$$c_r = \frac{1}{P_{sr}} - \frac{0.27}{z^2 T_{sr}} \left[\frac{\left(\frac{\partial z}{\partial \rho_r}\right)_{T_{sr}}}{1 + \frac{\rho_r}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial \rho_r}\right)_{T_{sr}}} \right], \dots\dots\dots (2.56)$$

La derivada $\left(\frac{\partial z}{\partial \rho_r}\right)_{T_{sr}}$ se obtiene diferenciando la ecuación de estado desarrollada por Dranchuk, Purvis y Robinson. Es decir:

$$\begin{aligned} \left(\frac{\partial z}{\partial \rho_r}\right)_{T_{sr}} = & A_1 + \frac{A_2}{T_{sr}} + \frac{A_3}{T_{sr}^3} + 2 \left(A_4 + \frac{A_5}{T_{sr}}\right) \rho_r + \frac{5A_5 A_6 \rho_r^4}{T_{sr}} + \\ & \frac{2A_7 \rho_r}{T_{sr}^3} [1 + A_8 \rho_r^2 - (1 + A_8 \rho_r^2)] \exp(-A_8 \rho_r^2), \dots\dots\dots (2.57) \end{aligned}$$

Usando las ecuaciones anteriores y la definición de compresibilidad seudorreducida se puede determinar la compresibilidad de un gas, siempre que la presión y temperatura del gas se encuentren dentro de los rangos especificados por la ecuación de Dranchuk, Purvis y Robinson.

2.4 Viscosidad del gas, μ_g

2.4.1 Correlación de Carr, N. L., Kobayashi, R. y Borrows, D.B.

Esta correlación permite determinar la viscosidad del gas a presión atmosférica y temperatura del yacimiento, μ_{g1} , a partir de su peso molecular o densidad relativa:

$$\mu_{g1} = (1.709 \times 10^{-5} - 2.602 \times 10^{-6} \gamma_g)T + 8.188 \times 10^{-3} - 6.15 \times 10^{-3} \log \gamma_g \quad (2.58)$$

μ_{g1} : Viscosidad del gas a 1 atm. y T .

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire=1).

T : Temperatura, °F.

Si el gas contiene impurezas la viscosidad se corrige de la siguiente manera:

$$\mu_{g1c} = \mu_{g1} + C_{CO_2} + C_{H_2S} + C_{N_2}, \quad (2.59)$$

$$C_{CO_2} = y_{CO_2} (9.08 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 6.24 \times 10^{-3}), \quad (2.60)$$

$$C_{H_2S} = y_{H_2S} (8.49 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 3.73 \times 10^{-3}), \quad (2.61)$$

$$C_{N_2} = y_{N_2} (8.48 \times 10^{-3} \log \gamma_g + 9.59 \times 10^{-3}), \quad (2.62)$$

μ_{g1c} : Temperatura crítica, °R.

$C_{CO_2}, C_{H_2S}, C_{N_2}$: Contenido de N_2 , fracción molar.

La viscosidad del gas a la presión requerida se obtiene mediante la determinación del cociente $\frac{\mu_g}{\mu_{g1c}}$, que se puede calcular analíticamente mediante el ajuste de Dempsey:

$$\ln\left(\frac{\mu_g}{\mu_{g1}} T_{sr}\right) = a_0 + a_1 P_{sr} + a_2 P_{sr}^2 + a_3 P_{sr}^3 + T_{sr}(a_4 + a_5 P_{sr} + a_6 P_{sr}^2 + a_7 P_{sr}^3) + T_{sr}^2(a_8 + a_9 P_{sr} + a_{10} P_{sr}^2 + a_{11} P_{sr}^3) + T_{sr}^3(a_{12} + a_{13} P_{sr} + a_{14} P_{sr}^2 + a_{15} P_{sr}^3), \quad \dots \quad (2.63)$$

$a_0 = -2.46211820$	$a_8 = -0.793385684$
$a_1 = 2.97054714$	$a_9 = 1.39643306$
$a_2 = -0.286264054$	$a_{10} = -0.149144925$
$a_3 = 0.00805420522$	$a_{11} = 0.00441015512$
$a_4 = 2.80860949$	$a_{12} = 0.0839387178$
$a_5 = -3.49803305$	$a_{13} = -0.186408848$
$a_6 = 0.360373020$	$a_{14} = 0.0203367881$
$a_7 = -0.0104432413$	$a_{15} = -0.000609579263$

El ajuste de Dempsey presenta buenos resultados cuando P_{sr} y T_{sr} están entre los siguientes valores: $1.0 \leq P_{sr} \leq 20$ y $1.2 \leq T_{sr} \leq 3.0$.

2.4.2 Correlación de Lee, A. L., González, M.H. y Eakin, B. E.

Se midió experimentalmente la viscosidad de cuatro gases naturales con impurezas (CO_2 , N_2) a temperaturas desde 100 hasta 300 °F y presiones desde

100 a 8 000 psia. A partir de estos datos experimentales se desarrolló la siguiente ecuación:

$$\mu_g = \frac{K \exp(X\rho_g^Y)}{10^4}, \dots\dots\dots (2.64)$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M) T^{1.5}}{209 + 19 M + T}, \dots\dots\dots (2.65)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M, \dots\dots\dots (2.66)$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X, \dots\dots\dots (2.67)$$

$$\rho_g = 1.4935 \times 10^{-3} \frac{PM}{zT}, \dots\dots\dots (2.68)$$

μ_g : Viscosidad del gas a P y T , cp.

ρ_g : Densidad del gas, $\frac{g}{cm^3}$.

M : Peso molecular del gas (= 28.96 γ_g), $\frac{lb}{lb-mol}$.

T : Temperatura, °R.

P : Presión, psia.

z : Factor de compresibilidad del gas, adimensional.

3. Ecuaciones de estado empíricas para mezclas de aceite

3.1 Correlación de Standing, M. B. (1947)

Para el desarrollo de esta correlación fueron utilizados un total de 105 puntos de datos determinados experimentalmente de 22 mezclas diferentes de crudo/gas natural de California.

Tabla 3.1. Rangos de aplicación para la correlación de **Standing**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16.5	63.8
P_b	Psia	130	7000
T_y	°F	100	258
B_o	bl/bl	1.024	2.15
R	pie ³ /bl	20	1425
γ_{gsp}	Fracción (aire=1)	-----	-----
γ_g	Fracción (aire=1)	0.59	0.95
P_{sep}	Psia	265	465
T_{sep}	°F	100 (promedio)	
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.1.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 18.2[F - 1.4] , \dots\dots\dots (3.1)$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T_y - 0.0125\gamma_{API})} , \dots\dots\dots (3.2)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.1.2 Relación Gas Disuelto Aceite, R_s

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{(0.0125 \gamma_{API} - 0.00091T_y)} \right]^{1.2048} , \dots\dots\dots (3.3)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.1.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 0.9759 + 12 \times 10^{-5} F^{1.2}, \dots\dots\dots (3.4)$$

$$F = R_{sb} \sqrt{\frac{\gamma_g}{\gamma_o}} + 1.25 T_y, \dots\dots\dots (3.5)$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.2 Correlación de Lasater, J. A. (1958)

Para el desarrollo de esta correlación se utilizaron 158 mediciones experimentales de 137 sistemas independientes de crudos de Canadá, EE. UU. y Sudamérica.

Tabla 3.2. Rangos de aplicación para la correlación de **Lasater**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	17.9	51.1
P_b	Psia	48	5780
T_y	°F	82	272
B_o	bl/bl	-----	-----
R	pie ³ /bl	3	2095
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.574	1.223
P_{sep}	Psia	15	605
T_{sep}	°F	34	106
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.2.1 Presión de Burbuja, P_b

$$y_g = \frac{\frac{R_{sb}}{379.3}}{\frac{R_{sb}}{379.3} + \frac{350\gamma_o}{M_o}}, \dots\dots\dots (3.6)$$

Para $\gamma_{API} \leq 40$:

$$M_o = 630 - 10 \gamma_{API} , \dots\dots\dots (3.7)$$

Para $\gamma_{API} > 40$:

$$M_o = 73110 \gamma_{API}^{-1.562} , \dots\dots\dots (3.8)$$

Para $\gamma_g \leq 0.60$:

$$\frac{P_b \gamma_g}{T_y} = 0.679 \exp(2.786 \gamma_g) - 0.323 , \dots\dots\dots (3.9)$$

Para $\gamma_g > 0.60$:

$$\frac{P_b \gamma_g}{(T_y + 460)} = 8.26 \gamma_g^{3.56} + 1.95 , \dots\dots\dots (3.10)$$

- P_b : Presión de Burbuja, psia.
- γ_g : Fracción molar de gas en el sistema, frac.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
- M_o : Peso molecular efectivo del aceite, .
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.2.2 Relación Gas disuelto Aceite, R_s

Para $\gamma_{API} \leq 40$:

$$M_o = 630 - 10 \gamma_{API} , \dots\dots\dots (3.11)$$

Para $\gamma_{API} > 40$:

$$M_o = 73110 \gamma_{API}^{-1.562} , \dots\dots\dots (3.12)$$

Para $\frac{P_b \gamma_g}{T_y} < 3.29$:

$$y_g = 0.359 \ln \left(\frac{1.473 P \gamma_g}{(T_y + 460)} + 0.476 \right) , \dots\dots\dots (3.13)$$

Para $\frac{P_b \gamma_g}{T_y} \geq 3.29$:

$$y_g = \left(\frac{0.121 P \gamma_g}{(T_y + 460)} - 0.236 \right)^{0.281} , \dots\dots\dots (3.14)$$

$$R_s = \frac{132755 \gamma_o \gamma_g}{M_o (1 - \gamma_g)} , \dots\dots\dots (3.15)$$

-
- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- M_o : Peso molecular efectivo del aceite, .
- $\frac{P_b \gamma_g}{T_y}$: Factor de presión de Burbuja, psi/°F.
- γ_g : Fracción molar de gas en el sistema, fracción.
- P : Presión de interés, psia.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.3 Correlación de Vasquez, M. E. y Beggs, H. D. (1980)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 6004 puntos de datos de análisis PVT de todo el mundo.

Tabla 3.3: Rangos de aplicación para la correlación de **Vasquez y Beggs**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	15.3	59.5
P_b	Psia	15	6055
T_y	°F	170 (promedio)	
B_o	bl/bl	1.028	2.226
R	pie ³ /bl	0	2199
γ_{gsp}	(aire=1)	0.511	1.351
γ_g	(aire=1)	-----	-----
P_{sep}	Psia	60	565
T_{sep}	°F	76	150
P_y	Psia	141	9515
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.3.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_{gc} \exp\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460}\right)} \right]^{\frac{1}{C_2}}, \dots\dots\dots (3.16)$$

Valor de las constantes			
	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.17)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Nota: si T_{sep} y P_{sep} son desconocidas, se debe usar la gravedad específica sin corregir (γ_g) en las correlaciones desarrolladas por Vasquez y Beggs.

3.3.2 Relación Gas Disuelto Aceite, R_s

$$R_s = C_1 \gamma_{gc} P^{C_2} \exp \left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460} \right), \dots\dots\dots (3.18)$$

Valor de las constantes			
	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	0.0362	1.0937	25.724
$\gamma_{API} > 30$	0.0178	1.1870	23.931

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.19)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

P : Presión de interés, psia.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

Nota: si T_{sep} y P_{sep} son desconocidas, se debe usar la gravedad específica sin corregir (γ_g) en las correlaciones desarrolladas por Vasquez y Beggs.

3.3.3 Factor de Volumen del Aceite, B_{ob}

$$B_{ob} = 1.0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right), \dots\dots (3.20)$$

Valor de las constantes			
	C_1	C_2	C_3
$\gamma_{API} \leq 30$	4.677×10^{-4}	1.751×10^{-5}	-1.8106×10^{-8}
$\gamma_{API} > 30$	4.670×10^{-4}	1.100×10^{-5}	1.3370×10^{-9}

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.21)$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Nota: si T_{sep} y P_{sep} son desconocidas, se debe usar la gravedad específica sin corregir (γ_g) en las correlaciones desarrolladas por Vasquez y Beggs.

3.3.4 Compresibilidad del Aceite, c_o

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2T_y - 1180\gamma_{gc} + 12.61 \gamma_{API}}{P \times 10^5}, \dots\dots\dots (3.22)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 5.912 \times 10^{-5} \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.23)$$

-
- c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .
 R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .
 T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).
 γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
 P : Presión de interés, psia.
 γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
 P_{sep} : Presión del separador, psia.

Nota: si T_{sep} y P_{sep} son desconocidas, se debe usar la gravedad específica sin corregir (γ_g) en las correlaciones desarrolladas por Vasquez y Beggs.

3.3.5 Viscosidad del Aceite Bajosaturado, μ_o

Esta correlación fue obtenida a partir de 3143 puntos de datos.

Tabla 3.4: Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de **Vasquez y Beggs**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	15.3	59.5
T_y	°F	-----	-----
P_y	psia	141	9515
R	pie^3/bl	9.3	2199
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	-----	-----
μ_{ob}	cp	0.117	148

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m, \dots\dots\dots (3.24)$$

$$m = 2.6P^{1.187} \exp(-11513 - 8.98 \times 10^{-5}P), \dots\dots\dots (3.25)$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

3.4 Correlación de Glaso, O. (1980)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 45 muestras de crudos la mayoría de la región del Mar del Norte.

Tabla 3.5: Rangos de aplicación para la correlación de **Glaso**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	22.3	48.1
P_b	Psia	165	7142
T_y	°F	80	280
B_o	bl/bl	1.025	2.588
R	pie ³ /bl	90	2637
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.650	0.1276
P_{sep}	Psia	415 (promedio)	
T_{sep}	°F	125 (promedio)	
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.4.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 10^{[1.7669+1.7447\log F-0.30218(\log F)^2]} , \dots\dots\dots (3.26)$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.816} \frac{T_y^{0.172}}{\gamma_{API}^{0.989}} , \dots\dots\dots (3.27)$$

-
- P_b : Presión de Burbuja, psia.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 - γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.4.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \gamma_g \left[F \frac{\gamma_{API}^{0.989}}{T_y^{0.172}} \right]^{1.225}, \dots \quad (3.28)$$

$$F = 10^{[2.8869 - (14.1811 - 3.3093 \log P)^{0.5}]}, \dots \quad (3.29)$$

- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- P : Presión de interés, psia.

3.4.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1.0 + 10^{[-6.58511 + 2.91329 \log F - 0.27683 (\log F)^2]}, \dots \quad (3.30)$$

$$F = R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.526} + 0.968 T_y, \dots \quad (3.31)$$

-
- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.4.4 Factor de Volumen Total, B_t

$$B_t = 10^{[8.0135 \times 10^{-2} + 4.7557 \times 10^{-1} \log F + 1.7351 \times 10^{-1} (\log F)^2]} , \dots \quad (3.32)$$

$$F = R_s \left(\frac{T_y^{0.5}}{\gamma_g^{0.3}} \right) P^{-1.1089} \gamma_o^{2.9 \times 10^{-0.00027 R_s}} , \dots \quad (3.33)$$

- B_t : Factor de volumen total, bl/bl.
- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- P : Presión de interés, psia.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.4.5 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}

Esta correlación fue desarrollada a partir de 26 muestras diferentes de crudos.

Tabla 3.6: Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de **Glaso**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	20.1	48.1
T_y	°F	50	300
P_y	psia	-----	-----
R	pie ³ /bl	-----	-----
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	0.616	39.1
μ_{ob}	cp	-----	-----

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T_y^{-3.444} (\log \gamma_{API})^{(10.313 \log T_y - 36.447)}, \dots\dots\dots (3.34)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite sin gas disuelto (aceite muerto) a 1 atm y T, cp.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.5 Correlación de TOTAL, C. F. P. (1983)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 336 análisis PVT de crudos del Oriente de Venezuela.

Tabla 3.7: Rangos de aplicación para la correlación de **TOTAL**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	----	----
P_b	Psia	----	----
T_y	°F	----	----
B_o	bl/bl	----	----
R	pie ³ /bl	----	----
γ_{gsp}	(aire=1)	----	----
γ_g	(aire=1)	----	----
P_{sep}	Psia	----	----
T_{sep}	°F	----	----
P_y	Psia	----	----
R_{st}	pie ³ /bl	----	----
R_{sp}	pie ³ /bl	----	----

3.5.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = C_1 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} 10^{(C_3 T_y - C_4 \gamma_{API})}, \dots\dots\dots (3.35)$$

Valor de las constantes				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 10$	12.847	0.9636	0.000993	0.034170
$10 < \gamma_{API} \leq 35$	25.2755	0.7617	0.000835	0.011292
$35 < \gamma_{API} \leq 45$	216.4711	0.6922	-0.000427	0.023140

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.5.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \gamma_g \left[\frac{P}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T_y)} \right]^{C_4}, \dots\dots\dots (3.36)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.5.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = C_1 + C_2 R_{sb} - C_3 (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right) + C_4 R_{sb} (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_g} \right), \dots\dots\dots (3.37)$$

$$C_1 = 1.022.$$

$$C_2 = 4.857 \times 10^{-4}.$$

$$C_3 = 2.009 \times 10^{-6}.$$

$$C_4 = 17.569 \times 10^{-9}.$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

3.6 Correlación de Al-Marhoun, M. A. (1988)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de muestras de crudos de los Emiratos Árabes Unidos.

Tabla 3.8: Rangos de aplicación para la correlación de **Al-Marhoun (1989)**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	19.4	44.6
P_b	Psia	130	3573
T_y	°F	74	240
B_o	bl/bl	1.032	1.997
R	pie ³ /bl	26	1602
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.752	1.367
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	20	3573
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.6.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 5.38088 \times 10^{-3} R_{sb}^{0.715082} \gamma_g^{-1.87784} \gamma_o^{3.1437} (T_y + 460)^{1.32657}, \dots\dots\dots (3.38)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.6.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \left[185.84321 P \gamma_g^{1.87784} \gamma_o^{-3.1437} (T_y + 460)^{-1.32657} \right]^{1.3984}, \dots\dots\dots (3.39)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

P : Presión de interés, psia.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.6.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = C_1 + C_2(T_y + 460) + C_3F + C_4F^2, \dots\dots\dots (3.40)$$

$$C_1 = 0.497069.$$

$$C_2 = 0.862963 \times 10^{-3}.$$

$$C_3 = 0.182594 \times 10^{-2}.$$

$$C_4 = 0.318099 \times 10^{-5}.$$

$$F = R_{sb}^{0.74239} \gamma_g^{0.323294} \gamma_o^{-1.20204}, \dots\dots\dots (3.41)$$

- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.6.4 Factor de Volumen Total, B_t

$$B_t = 0.314693 + 0.106253 \times 10^{-4}F + 0.18883 \times 10^{-10}F^2, \dots\dots\dots (3.42)$$

$$F = R_s^{0.644516} \gamma_g^{-1.07934} \gamma_o^{0.724874} P^{-0.76191} (T_y + 460)^{2.00621}, \dots\dots\dots (3.43)$$

- B_t : Factor de volumen total, bl/bl.
- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
- P : Presión de interés, psia.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.7 Al-Marhoun (1992)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 160 puntos de datos determinados experimentalmente de 69 análisis PVT de crudos del Medio Oriente.

Tabla 3.9: Rangos de aplicación para la correlación de **Al-Marhoun (1991)**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	9.5	55.9
P_b	Psia	15	6641
T_y	°F	75	300
B_o	bl/bl	1.01	2.96
R	pie ³ /bl	0	3265
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.579	1.251
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.7.1 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1 + C_1 R_{sb} + C_2 R_{sb} \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right) + C_3 R_{sb} \left((T_y + 460) - 60 \right) (1 - \gamma_o) + C_4 \left((T_y + 460) - 60 \right), \dots \quad (3.44)$$

Valor de las constantes			
C_1	C_2	C_3	C_4
0.177342×10^{-3}	0.220163×10^{-3}	4.292580×10^{-6}	0.528707×10^{-3}

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.8 Correlación de Labedi, R. (1990)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 97 muestras de crudos de Libia, 27 de Nigeria y 4 de Angola.

Tabla 3.10: Rangos de aplicación para la correlación de **Labedi**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	22.9	52
P_b	Psia	121	6557
T_y	°F	75	320
B_o	bl/bl	1.088	2.92
R	pie ³ /bl	13	3366
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.579	1.251
P_{sep}	Psia	34.7	789.7
T_{sep}	°F	60	220
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.8.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 21.38F, \dots\dots\dots (3.45)$$

$$F = \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T_y - 0.0125\gamma_{API})}, \dots\dots\dots (3.46)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.8.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \gamma_g \left[\left(\frac{P}{21.38} \right)^{\frac{1}{0.9653}} 10^{(0.0125 \gamma_{API} - 0.00091T_y)} \right]^{1.2048}, \dots\dots\dots (3.47)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.9 Correlación de Dokla, M. E. y Osman, M. E. (1992)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 51 Análisis PVT de crudos de los Emiratos Árabes Unidos.

Tabla 3.11: Rangos de aplicación para la correlación de **Dokla y Osman.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	28	40
P_b	Psia	590	4640
T_y	°F	190	275
B_o	bl/bl	1.216	2.493
R	pie ³ /bl	81	2266
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.789	1.290
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.9.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 0.836386 \times 10^4 R_{sb}^{0.724047} \gamma_g^{-1.01049} \gamma_o^{0.107991} (T_y + 460)^{-0.952584}, \dots\dots (3.48)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.9.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \left[0.11956 P \gamma_g^{1.01049} \gamma_o^{-0.107991} (T_y + 460)^{0.952584} \right]^{1.3811}, \dots\dots\dots (3.49)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

P : Presión de interés, psia.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.9.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = C_1 + C_2(T_y + 460) + C_3F + C_4F^2, \dots\dots\dots (3.50)$$

$$C_1 = 0.431935 \times 10^{-1}.$$

$$C_2 = 0.156667 \times 10^{-2}.$$

$$C_3 = 0.139775 \times 10^{-2}.$$

$$C_4 = 0.380525 \times 10^{-5}.$$

$$F = R_{sb}^{0.773572} \gamma_g^{0.40402} \gamma_o^{-0.882605}, \dots\dots\dots (3.51)$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.10 Correlación de Petrosky, G. E. y Farshad, F. F. (1993)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 81 Análisis PVT de crudos del Golfo de México.

Tabla 3.12: Rangos de aplicación para la correlación de **Petrosky y Farshad.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16.3	45
P_b	Psia	1574	6523
T_y	°F	114	288
B_o	bl/bl	1.1178	1.6229
R	pie ³ /bl	217	1406
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.5781	0.8519
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	1700	10692
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.10.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 112.727[F - 12.34], \dots\dots\dots (3.52)$$

$$F = \frac{R_{sb}^{0.5774}}{\gamma_g^{0.8439}} 10^{(4.561 \times 10^{-5} T_y^{1.3911} - 7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541})}, \dots\dots\dots (3.53)$$

-
- P_b : Presión de Burbuja, psia.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 - γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.10.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \left[\gamma_g^{0.8439} \left(\frac{P}{112.727} + 12.34 \right) 10^{(7.916 \times 10^{-4} \gamma_{API}^{1.541} - 4.561 \times 10^{-5} T_y^{1.3911})} \right]^{1.73184}, \quad \dots (3.54)$$

- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- P : Presión de interés, psia.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.10.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1.0113 + 7.2046 \times 10^{-5} F^{3.0936}, \quad \dots (3.55)$$

$$F = R_{sb}^{0.3738} \left(\frac{\gamma_g^{0.2914}}{\gamma_o^{0.6265}} \right) + 0.24626 T_y^{0.5371}, \quad \dots (3.56)$$

- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.10.4 Compresibilidad del aceite, c_o

$$c_o = 1.705 \times 10^{-7} R_s^{0.69357} \gamma_g^{0.1885} \gamma_{API}^{0.3272} T_y^{0.6729} P^{-0.5906}, \dots\dots\dots (3.57)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

P : Presión de interés, psia.

3.11 Correlación de Kartoatmodjo, T. y Schmidt, Z. (1994)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 5392 datos de 740 muestras diferentes de crudos del Sureste de Asia (Indonesia), Medio Oriente, Norte América Y América Latina.

Tabla 3.13: Rangos de aplicación para la correlación de **Kartoatmodjo y Schmidt.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	14.4	58.95
P_b	Psia	0	6040
T_y	°F	75	320
B_o	bl/bl	1.022	2.747
R	pie ³ /bl	0	2890
γ_{gsp}	(aire=1)	0.4824	1.668
γ_g	(aire=1)	0.379	1.709
P_{sep}	Psia	100 (Promedio)	
T_{sep}	°F	38	294
P_y	Psia	10	6000
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.11.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = \left[\frac{R_{sb}}{C_1 \gamma_g^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460} \right)}} \right]^{C_4}, \dots \dots \dots (3.58)$$

Valor de las constantes				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.59)$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

3.11.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} P^{C_4} 10^{\frac{1}{C_3} \left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460} \right)}, \dots\dots\dots (3.60)$$

Valor de las constantes				
	C_1	C_2	C_3	C_4
$\gamma_{API} \leq 30$	0.05958	0.7972	13.1405	0.9986
$\gamma_{API} > 30$	0.03150	0.7587	11.2895	0.9143

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.61)$$

- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).
- P : Presión de interés, psia.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
- P_{sep} : Presión del separador, psia.

3.11.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 0.98496 + 1.0 \times 10^{-4} F^{1.5}, \dots\dots\dots (3.62)$$

$$F = R_{sb}^{0.755} \gamma_{gc}^{0.25} \gamma_o^{-1.5} + 0.45 T_y, \dots\dots\dots (3.63)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.64)$$

- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).
 - γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
-

P_{sep} : Presión del separador, psia.

3.11.4 Compresibilidad del aceite, c_o

$$c_o = \frac{6.8257 R_s^{0.5002} \gamma_{API}^{0.3613} T_y^{0.76606} \gamma_{gc}^{0.35505}}{P \times 10^6}, \dots\dots\dots (3.65)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.66)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

3.11.5 Viscosidad del Aceite Muerto, μ_{od}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 661 muestras diferentes de crudos.

Tabla 3.14: Rangos de aplicación para la correlación de viscosidad de Kartoatmodjo y Schmidt.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	14.4	58.95
T_y	°F	80	320
P_y	psia	15	7171
R	pie ³ /bl	1	2044
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	0.5062	682
μ_{ob}	cp	0.096	586

$$\mu_{od} = 16.0 \times 10^8 T_y^{-2.8177} (\log \gamma_{API})^{(5.7526 \log T_y - 26.9718)}, \dots\dots\dots (3.67)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite sin gas disuelto (aceite muerto) a 1 atm y T, cp.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.11.6 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron un total de 5321 puntos de datos.

$$\mu_{ob} = -0.06821 + 0.9824A + 40.34 \times 10^{-5} A^2, \dots\dots\dots (3.68)$$

$$A = (0.2001 + 0.8428 \times 10^{-0.000845R_s}) \mu_{od}^{(0.43+0.5165b)}, \dots\dots\dots (3.69)$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}, \dots\dots\dots (3.70)$$

μ_{ob} : Viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

μ_{od} : Viscosidad del aceite sin gas disuelto (aceite muerto) a 1 atm y T, cp.

3.11.7 Viscosidad del Aceite Bajosaturado, μ_o

$$\mu_o = C_1\mu_{ob} + C_2(P - P_b)(C_3\mu_{ob}^{1.8148} + C_4\mu_{ob}^{1.59}), \dots\dots\dots (3.71)$$

$$C_1 = 1.00081.$$

$$C_2 = 1.127 \times 10^{-3}.$$

$$C_3 = -65.17 \times 10^{-4}.$$

$$C_4 = 0.038.$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia,

3.12 Correlación de De Ghetto, G., et al. (1994)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 195 muestras de crudos del Mediterráneo, África, Golfo Pérsico y del Mar del Norte.

Tabla 3.15: Rangos de aplicación para la correlación de **De Ghetto**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	6	56.8
P_b	Psia	107.33	6613.82
T_y	°F	80.6	341.6
B_o	bl/bl	1.034	2.887
R	pie ³ /bl	8.61	3298.66
γ_{gsp}	(aire=1)	0.605	1.530
γ_g	(aire=1)	0.624	1.789
P_{sep}	Psia	14.5	868.79
T_{sep}	°F	59	194
P_y	Psia	242.22	15304.62
R_{st}	pie ³ /bl	4.39	527.43
R_{sp}	pie ³ /bl	8.33	2985.87

3.12.1 Presión de Burbuja, P_b

Aceites pesados ($10 < \text{°API} \leq 22.3$):

$$P_b = C_1 \left[\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T_y}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right], \dots \dots \dots (3.72)$$

$$C_1 = 15.7285.$$

$$C_2 = 0.7885.$$

$$C_3 = 0.0020.$$

$$C_4 = 0.0142.$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

Aceites medios ($22.3 < \text{°API} \leq 31.1$):

$$P_b = \left(\frac{R_{sb}}{C_1(\gamma_{gc})^{C_2} 10^{\left(\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460}\right)}} \right)^{C_4}, \dots \dots \dots (3.73)$$

$$C_1 = 0.09902.$$

$$C_2 = 0.2181.$$

$$C_3 = 7.2153.$$

$$C_4 = 0.9997.$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1.0 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots \dots \dots (3.74)$$

-
- P_b : Presión de Burbuja, psia.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).
 - γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
 - P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites ligeros (°API > 31.1):

$$P_b = C_1 \left[\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T_y}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right], \dots \dots \dots (3.75)$$

$C_1 = 31.7648.$

$C_2 = 0.7857.$

$C_3 = 0.0009.$

$C_4 = 0.0148.$

- P_b : Presión de Burbuja, psia.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq \text{°API} \leq 56.8$):

$$P_b = C_1 \left[\left(\frac{R_{sb}}{\gamma_g} \right)^{C_2} \frac{10^{C_3 T_y}}{10^{C_4 \gamma_{API}}} \right], \dots\dots\dots (3.76)$$

$$C_1 = 21.4729.$$

$$C_2 = 0.75646.$$

$$C_3 = 0.00119.$$

$$C_4 = 0.0101.$$

P_b : Presión de Burbuja, psia.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.12.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

Aceites extra pesados ($\text{°API} \leq 10$):

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{P}{C_1} 10^{(C_2 \gamma_{API} - C_3 T_y)} \right)^{C_4}, \dots\dots\dots (3.77)$$

$$C_1 = 10.7025.$$

$$C_2 = 0.0169.$$

$$C_3 = 0.00156.$$

$$C_4 = 1.1128.$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

Aceites pesados ($10 < \text{°API} \leq 22.3$):

$$R_s = \frac{\gamma_{gc} P^{C_1}}{C_2} 10^{\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460}}, \dots\dots\dots (3.78)$$

$$C_1 = 1.2057.$$

$$C_2 = 56.434.$$

$$C_3 = 10.9267.$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.79)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites medios ($22.3 < \text{°API} \leq 31.1$):

$$R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} P^{C_3} 10^{\frac{C_4 \gamma_{API}}{T_y + 460}}, \dots\dots\dots (3.80)$$

$$C_1 = 0.10084.$$

$$C_2 = 0.2556.$$

$$C_3 = 0.9868.$$

$$C_4 = 7.4576.$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.81)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl;.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites ligeros ($^{\circ}\text{API} > 31.1$):

$$R_s = C_1 \gamma_{gc}^{C_2} P^{C_3} 10^{\frac{C_4 \gamma_{API}}{T_y + 460}}, \dots\dots\dots (3.82)$$

$$C_1 = 0.01347.$$

$$C_2 = 0.3873.$$

$$C_3 = 1.1715.$$

$$C_4 = 12.753.$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.1595 \gamma_{API}^{0.4078} T_{sep}^{-0.2466} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right], \dots\dots\dots (3.83)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl;.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, $^{\circ}\text{API}$.

T_y : Temperatura del Yacimiento, $^{\circ}\text{F}$.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, $^{\circ}\text{F}$.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq ^{\circ}\text{API} \leq 56.8$):

$$R_s = \frac{\gamma_{gc} P^{C_1}}{C_2} 10^{\frac{C_3 \gamma_{API}}{T_y + 460}}, \dots\dots\dots (3.84)$$

$$C_1 = 1.1535.$$

$$C_2 = 37.966.$$

$$C_3 = 9.441.$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.85)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).

P : Presión de interés, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.12.3 Compresibilidad del aceite, c_o

Aceites extra pesados (°API ≤ 10):

$$c_o = \frac{-889.6 + 3.1374 R_s + 20 T_y - 627.3 \gamma_{gc} - 81.4476 \gamma_{API}}{P \times 10^5}, \dots\dots\dots (3.86)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.87)$$

- c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .
- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- P : Presión de interés, psia.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
- T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
- P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites pesados ($10 < \text{°API} \leq 22.3$):

$$c_o = \frac{-2841.8 + 2.9646 R_s + 25.5439 T_y - 1230.5 \gamma_{gc} + 41.91 \gamma_{API}}{P \times 10^5}, \dots\dots\dots (3.88)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912 \gamma_{API} T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.89)$$

- c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .
 - R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
 - γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).
 - γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
 - P : Presión de interés, psia.
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - T_{sep} : Temperatura del separador, °F.
-

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites medios ($22.3 < \text{°API} \leq 31.1$):

$$c_o = \frac{-705.288 + 2.2246R_s + 26.0644T_y - 2080.823\gamma_{gc} - 9.6807\gamma_{API}}{P \times 10^5}, \dots\dots\dots (3.90)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912\gamma_{API}T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.91)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

P : Presión de interés, psia.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

Aceites ligeros ($\text{°API} > 31.1$):

$$c_o = (10^{-6.1646} B_o^{1.8789} \gamma_{API}^{0.3646} T_y^{0.1966}) - \left(1 - \frac{P_b}{P} \right) (10^{-8.98} B_o^{3.9392} T_y^{0.1966}), \dots\dots (3.92)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

B_o : Factor de volumen del aceite, bl/bl .

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

P : Presión de interés, psia.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq \text{°API} \leq 56.8$):

$$c_o = \frac{-1682.8 + 4.133R_s + 22.12T_y - 1323.8\gamma_{gc} - 10.5\gamma_{API}}{P \times 10^5}, \dots\dots\dots (3.93)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g \left[1 + 0.5912\gamma_{API}T_{sep} \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) 10^{-4} \right], \dots\dots\dots (3.94)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie^3/bl .

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida a 100 psi, fracción (aire = 1).

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

P : Presión de interés, psia.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

T_{sep} : Temperatura del separador, °F.

P_{sep} : Presión del separador, psia.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.12.4 Viscosidad del Aceite Muerto, μ_{od}

Aceites extra pesados ($^{\circ}\text{API} \leq 10$):

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.90296 - 0.012619\gamma_{API} - 0.61748\log T_y, \quad \dots\dots\dots (3.95)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, $^{\circ}\text{API}$.

T_y : Temperatura del yacimiento, $^{\circ}\text{F}$.

Aceites pesados ($10 < ^{\circ}\text{API} \leq 22.3$):

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 2.06492 - 0.0179\gamma_{API} - 0.70226\log T_y, \quad \dots\dots\dots (3.96)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, $^{\circ}\text{API}$.

T_y : Temperatura del yacimiento, $^{\circ}\text{F}$.

Aceites medios ($22.3 < ^{\circ}\text{API} \leq 31.1$):

$$\mu_{od} = 220.15 \times 10^9 T_y^{-3.5560} (\log \gamma_{API})^{(12.5428 \log T_y - 45.7874)}, \quad \dots\dots\dots (3.97)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

T_y : Temperatura del Yacimiento, $^{\circ}\text{F}$.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

Aceites ligeros (°API > 31.1):

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.67083 - 0.017628\gamma_{API} - 0.61304\log T_y, \dots\dots\dots (3.98)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del yacimiento, °F.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq \text{°API} \leq 56.8$):

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8513 - 0.025548\gamma_{API} - 0.56238\log T_y, \dots\dots\dots (3.99)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del yacimiento, °F.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.12.5 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}

Aceites extra pesados ($^{\circ}\text{API} \leq 10$):

$$\mu_{ob} = 2.3945 + 0.8927A + 156.7 \times 10^{-5}A^2, \dots\dots\dots (3.100)$$

$$A = (-0.0335 + 1.0785 \times 10^{-0.000845R_s})\mu_{od}^{(0.5798+0.3432b)}, \dots\dots\dots (3.101)$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}, \dots\dots\dots (3.102)$$

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

Aceites pesados ($10 < ^{\circ}\text{API} \leq 22.3$):

$$\mu_{ob} = -0.6311 + 1.078A + 365.3 \times 10^{-5}A^2, \dots\dots\dots (3.103)$$

$$A = (0.2478 + 0.6114 \times 10^{-0.000845R_s})\mu_{od}^{(0.4731+0.5158b)}, \dots\dots\dots (3.104)$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}, \dots\dots\dots (3.105)$$

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

Aceites medios ($22.3 < \text{°API} \leq 31.1$):

$$\mu_{ob} = 0.0132 + 0.9821A + 521.5 \times 10^{-5}A^2, \dots\dots\dots (3.106)$$

$$A = (0.2038 + 0.8591 \times 10^{-0.000845R_s})\mu_{od}^{(0.3855+0.5664b)}, \dots\dots\dots (3.107)$$

$$b = 10^{-0.00081R_s}, \dots\dots\dots (3.108)$$

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

Aceites ligeros ($\text{°API} > 31.1$):

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b, \dots\dots\dots (3.109)$$

$$a = 25.1921(R_s + 100)^{-0.6487}, \dots\dots\dots (3.110)$$

$$b = 2.7516(R_s + 150)^{-0.2135}, \dots\dots\dots (3.111)$$

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq \text{°API} \leq 56.8$):

$$\mu_{ob} = -0.032124 + 0.9289A - 286.5 \times 10^{-4}A^2, \dots\dots\dots (3.112)$$

$$A = (0.1615 + 0.7024 \times 10^{-0.000583R_s})\mu_{od}^{(0.172+0.7881b)}, \dots\dots\dots (3.113)$$

$$b = 10^{-0.000396R_s}, \dots\dots\dots (3.114)$$

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.12.6 Viscosidad del Aceite Bajosaturado, μ_o

Aceites extra pesados ($\text{°API} \leq 10$):

$$\mu_o = \mu_{ob} - \left[\left(1 - \frac{P}{P_b} \right) \left(\frac{10^{-2.19} \mu_{od}^{1.055} P_b^{0.3132}}{10^{0.0099\gamma_{API}}} \right) \right], \dots\dots\dots (3.115)$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

Aceites pesados ($10 < \text{°API} \leq 22.3$):

$$\mu_o = C_1\mu_{ob} + C_2(P - P_b)(C_3\mu_{ob}^{1.7933} + C_4\mu_{ob}^{1.5939}), \dots\dots\dots (3.116)$$

$$C_1 = 0.9886.$$

$$C_2 = 2.763 \times 10^{-3}.$$

$$C_3 = -115.3 \times 10^{-4}.$$

$$C_4 = 0.0316.$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

Aceites medios ($22.3 < \text{°API} \leq 33.1$):

$$\mu_o = \mu_{ob} - \left[\left(1 - \frac{P}{P_b} \right) \left(\frac{10^{-3.8055} \mu_{od}^{1.4131} P_b^{0.6957}}{10^{-0.00288\gamma_{API}}} \right) \right], \dots\dots\dots (3.117)$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

Considerando toda la muestra de AGIP* ($6 \leq \text{°API} \leq 56.8$):

$$\mu_o = \mu_{ob} - \left[\left(1 - \frac{P}{P_b} \right) \left(\frac{10^{-1.9} \mu_{od}^{0.7423} P_b^{0.5026}}{10^{0.0243 \gamma_{API}}} \right) \right], \dots\dots\dots (3.118)$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad del aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

*Azienda Generale Italiana Petroli, Compañía General Italiana de Petróleo. Subsidiaria de Eni (Ente Nazionale Idrocarburi, Corporación Nacional de Hidrocarburos).

3.13 Correlación de Farshad, F. F, Leblanc, J. L. y Garber, J.D. (1996)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 98 análisis PVT de crudos de Colombia.

Tabla 3.16: Rangos de aplicación para la correlación de **Farshad, Leblanc y Garber.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	20.5	39.6
P_b	Psia	-----	-----
T_y	°F	-----	-----
B_o	bl/bl	-----	-----
R	pie ³ /bl	66	1230
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.573	1.337
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	68	100
P_y	Psia	34.7	514.7
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.13.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = 33.22 \left(\frac{R_{sc}}{\gamma_{gc}} \right)^{0.8283} 10^{(0.000037T_y - 0.0142\gamma_{API})}, \dots\dots\dots (3.119)$$

$$R_{sc} = R_{sep} \left(1 + 27.6417 \left(\frac{\gamma_o}{T_{sep}} \right) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right) \right), \dots\dots\dots (3.120)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g + 15.5727 \left(\frac{\gamma_o}{T_{sep}} \right) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right), \dots\dots\dots (3.121)$$

- P_b : Presión de Burbuja, psia.
- R_{sc} : Relación Gas disuelto – Aceite corregida, pie³/bl.
- γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.
- R_{sep} : Relación Gas disuelto – Aceite de separador, pie³/bl.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
- T_{sep} : Temperatura de separador, °F.
- P_{sep} : Presión de separador, psia.
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

3.13.2 Relación Gas disuelto aceite, R_s

$$R_s = \frac{0.01456 \gamma_{gc} P^{1.2073} 10^{(0.01714 \gamma_{API} - 0.00004467 T_y)}}{1 - 24.663 \left(\frac{\gamma_o}{T_{sep}} \right)}, \dots\dots\dots (3.122)$$

$$\gamma_{gc} = \gamma_g + 15.5727 \left(\frac{\gamma_o}{T_{sep}} \right) \log \left(\frac{P_{sep}}{114.7} \right), \dots\dots\dots (3.123)$$

- R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.
- γ_{gc} : Densidad relativa del gas corregida, fracción (aire = 1).
- P : Presión de interés, psia.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_{sep} : Temperatura de separador, °F.

3.13.3 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1 + 10^{[-2.6541+0.5576\log A+0.3331(\log A)^2]}, \dots\dots\dots (3.124)$$

$$A = R_{sb}^{0.5956} \gamma_g^{0.2369} \gamma_o^{-1.3282} + 0.0976T_y, \dots\dots\dots (3.125)$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.14 Correlación de Almehaideb, R. A. (1997)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos PVT de 15 yacimientos de los Emiratos Árabes Unidos.

Tabla 3.17: Rangos de aplicación para la correlación de **Almehaided**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	30.9	48.6
P_b	Psia	501	4822
T_y	°F	190	306
B_o	bl/bl	1.142	3.562
R	pie ³ /bl	128	3871
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.746	1.116
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.14.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = -620.592 + 6.23087 \frac{R_{sb}\gamma_o}{\gamma_g B_{ob}^{1.38559}} + 2.89868T_y, \dots\dots\dots (3.126)$$

-
- P_b : Presión de Burbuja, psia.
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.14.2 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1.122018 + 1.41 \times 10^{-6} \frac{R_{sb} T_y}{\gamma_o^2}, \dots\dots\dots (3.127)$$

- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.15 Correlación de Elsharkawy, M. A. y Alikhan, A. A. (1997)

Para el desarrollo de esta correlación se utilizaron datos de 175 análisis PVT de crudos de Kuwait.

Tabla 3.18: Rangos de aplicación para la correlación de **Elsharkawy y Alikhan.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	19.9	42.76
P_b	Psia	302	4375
T_y	°F	130	250
B_o	bl/bl	1.076	1.969
R	pie ³ /bl	39	1586
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.663	1.268
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.15.1 Relación Gas disuelto aceite, R_s

Para °API ≤ 30:

$$R_s = \gamma_g P_b^{1.18026} 10^{-1.2179 + 0.4636 \frac{\gamma_{API}}{T_y}}, \dots \quad (3.128)$$

Para °API > 30:

$$R_s = P_b^{0.94776} \gamma_g^{0.04439} \gamma_{API}^{1.1394} 10^{-2.188+0.0008392T_y}, \dots\dots\dots (3.129)$$

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite a $P < P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

P_b : Presión de Burbuja, psia.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.15.2 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1 + C_1 R_{sb} + C_2 (T_y - 60) + C_3 R_{sb} (T_y - 60) \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right), \dots\dots\dots (3.130)$$

$$C_1 = 40.428 \times 10^{-5}.$$

$$C_2 = 63.802 \times 10^{-5}.$$

$$C_3 = 0.780 \times 10^{-5}.$$

B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).

3.16 Correlación de Al-Shammasi, A. A. (1999)

Para el desarrollo de esta correlación se compararon las diferentes correlaciones publicadas hasta la fecha usando una base de datos global de 1243 mediciones publicadas en la literatura.

Tabla 3.19: Rangos de aplicación para la correlación de **Al-Shammasi**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	6	63.7
P_b	Psia	31.7	7127
T_y	°F	74	341.6
B_o	bl/bl	1.02	2.916
R	pie ³ /bl	6	3298.6
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.51	3.44
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	-----	-----
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----

3.16.1 Presión de Burbuja, P_b

$$P_b = \gamma_o^{5.527215} \exp(-1.841408(\gamma_o \gamma_g)) (R_{sb} T_y \gamma_g)^{0.783716}, \dots \quad (3.131)$$

-
- P_b : Presión de Burbuja, psia.
 - γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
 - γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).
 - R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
 - T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

3.16.2 Factor de Volumen del Aceite, B_o

$$B_{ob} = 1 + C_1 R_{sb} (T_y - 60) + C_2 \left(\frac{R_{sb}}{\gamma_o} \right) + C_3 \left(\frac{T_y - 60}{\gamma_o} \right) + C_4 \left(\frac{R_{sb} \gamma_g}{\gamma_o} \right), \quad \dots \quad (3.132)$$

$$C_1 = 5.53 \times 10^{-7}.$$

$$C_2 = 18.1 \times 10^{-5}.$$

$$C_3 = 44.9 \times 10^{-5}.$$

$$C_4 = 20.6 \times 10^{-5}.$$

- B_{ob} : Factor de volumen del aceite a P_b , bl/bl.
- R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.
- T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.
- γ_o : Densidad relativa del aceite, fracción (agua = 1).
- γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

3.17 Correlación de McCain, W. D., Jr., Rollins, J. B. y Vilena-Lanzi, A. J. (1988)

Tabla 3.20: Rangos de aplicación para la correlación de McCain, Rollins y Vilena-Lanzi.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	18	52
P_b	Psia	763	5300
T_y	°F	78	330
B_o	bl/bl	-----	-----
R	pie ³ /bl	15	1947
γ_{gsp}	(aire=1)	-----	-----
γ_g	(aire=1)	0.58	1.2
P_{sep}	Psia	-----	-----
T_{sep}	°F	-----	-----
P_y	Psia	500	5300
R_{st}	pie ³ /bl	-----	-----
R_{sp}	pie ³ /bl	-----	-----
C_o	Psi ⁻¹ x 10 ⁻⁶	31	6600

3.17.1 Compresibilidad del aceite, c_o

$$lnc_o = -7.573 - 1.450lnP - 0.383lnP_b + 1.402lnT_y + 0.256ln\gamma_{API} + 0.449lnR_{sb}, \dots (3.133)$$

Si no se tiene la presión de burbuja, P_b , se usa la siguiente correlación:

$$lnc_o = -7.663 - 1.497 \ln P - 1.115 \ln T_y + 0.533 \ln \gamma_{API} + 0.184 \ln R_{sb}, \quad (3.134)$$

Si no se tiene la presión de burbuja, P_b , ni la relación de solubilidad, R_{sb} , se usa la siguiente correlación:

$$lnc_o = -7.114 - 1.394 \ln P - 0.981 \ln T_y + 0.770 \ln \gamma_{API} + 0.446 \ln \gamma_g, \quad (3.135)$$

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia.

T_y : Temperatura del Yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

R_{sb} : Relación Gas disuelto – Aceite a $P \geq P_b$, pie³/bl.

γ_g : Densidad relativa del gas, fracción (aire = 1).

3.18 Correlación de Beal, C. (1943)

Tabla 3.21: Rangos de aplicación para la correlación de **Beal**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	10	52.5
T_y	°F	98	250
P_y	psia	-----	-----
R	pie ³ /bl	-----	-----
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	0.865	1.55
μ_{ob}	cp	-----	-----

3.18.1 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 655 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución a 100 °F y 98 a temperaturas mayores de 100 °F obtenidos de 492 campos diferentes, 358 de los cuales correspondían a los Estados Unidos.

$$\mu_{od} = \left[0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\gamma_{API}^{4.53}} \right] \left[\frac{360}{T_y + 200} \right]^a, \dots\dots\dots (3.136)$$

$$a = \text{antilog} \left(0.43 + \frac{8.33}{\gamma_{API}} \right), \dots\dots\dots (3.137)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del yacimiento, °F.

Nota: El antilogaritmo (antilog) se puede usar de la siguiente manera:

$$\text{antilog}(x) = 10^x$$

3.18.2 Viscosidad de Aceite Bajosaturado, μ_o

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 52 datos de viscosidades tomados de 26 muestras de crudos de 20 campos diferentes, 11 de los cuales correspondían a California. La mitad de los datos fueron tomados de crudos a la presión de Burbuja, mientras los datos restantes fueron obtenidos de crudos a presiones mayores que la presión de saturación.

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0.001(P - P_b)} = 0.024\mu_{ob}^{0.56}, \dots\dots\dots (3.138)$$

μ_o : Viscosidad del aceite bajosaturado ($P > P_b$), cp.

μ_{ob} : Viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

P : Presión de interés, psia.

P_b : Presión de Burbuja, psia,

3.19 Correlación de Beggs, H. D. y Robinson, J. R. (1975)

Tabla 3.22: Rangos de aplicación para la correlación de **Beggs y Robinson.**

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	16	58
T_y	°F	70	295
P_y	psia	15	5625
R	pie ³ /bl	20	2070
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	-----	-----
μ_{ob}	cp	-----	-----

3.19.1 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}

Para el desarrollo de esta correlación se usaron 460 datos de viscosidades de crudos sin gas en solución obtenidos de 600 muestras diferentes de crudos.

$$\mu_{od} = 10^x - 1, \quad \dots\dots\dots (3.139)$$

$$x = yT_y^{1.163}, \quad \dots\dots\dots (3.140)$$

$$y = 10^z, \quad \dots\dots\dots (3.141)$$

$$z = 3.0324 - 0.02023\gamma_{API}, \quad \dots\dots\dots (3.142)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

T_y : Temperatura del yacimiento, °F.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

3.19.1 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}

Se usaron 2073 datos de viscosidades de crudos con gas disuelto obtenidos de 600 muestras diferentes para el desarrollo de esta correlación.

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b, \dots\dots\dots (3.143)$$

$$a = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}, \dots\dots\dots (3.144)$$

$$b = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}, \dots\dots\dots (3.145)$$

μ_{ob} : Viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

μ_{od} : Viscosidad del aceite sin gas disuelto (aceite muerto) a 1 atm y T, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

3.20 Correlación de Egbogah, E. O. (1983)

Tabla 3.23: Rangos de aplicación para la correlación de **Egbogah**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	5	58
T_y	°F	59	176
P_y	psia	-----	-----
R	pie ³ /bl	-----	-----
P_b	psia	-----	-----
μ_{od}	cp	-----	-----
μ_{ob}	cp	-----	-----

3.20.1 Viscosidad de Aceite Muerto, μ_{od}

$$\log[\log(\mu_{od} + 1)] = 1.8653 - 0.025086\gamma_{API} - 0.5644\log T_y, \quad \dots\dots\dots (3.146)$$

μ_{od} : Viscosidad del aceite libre de gas a 1 atm y T_y , cp.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

T_y : Temperatura del yacimiento, °F.

3.21 Correlación de Chew, J. N. y Connally, C. A., Jr. (1959)

Para el desarrollo de esta correlación se usaron datos de 457 muestras de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sadamérica.

Tabla 3.24: Rangos de aplicación para la correlación de **Chew y Connally**.

Propiedad	Unidades	Valor mínimo	Valor Máximo
γ_{API}	°API	-----	-----
T_y	°F	72	292
P_y	psia	-----	-----
R	pie ³ /bl	51	3544
P_b	psia	132	5645
μ_{od}	cp	0.38	50
μ_{ob}	cp	-----	-----

3.21.1 Viscosidad del Aceite Saturado, μ_{ob}

Se usaron 457 muestras de crudos de Canadá, Estados Unidos y Sudamérica para el desarrollo de esta correlación.

$$\mu_{ob} = A(\mu_{od})^b, \dots\dots\dots (3.147)$$

$$A = \text{antilog}[R_s(2.2 \times 10^{-7}R_s - 7.4 \times 10^{-4})], \dots\dots\dots (3.148)$$

$$b = \frac{0.68}{10^{8.62 \times 10^{-5} R_s}} + \frac{0.25}{10^{1.1 \times 10^{-3} R_s}} + \frac{0.062}{10^{3.74 \times 10^{-3} R_s}}, \dots\dots\dots (3.149)$$

μ_{ob} : Viscosidad de aceite saturado (punto de burbuja) a $P \leq P_b$, cp.

μ_{od} : Viscosidad del aceite sin gas disuelto (aceite muerto) a 1 atm y T, cp.

R_s : Relación Gas disuelto – Aceite, pie³/bl.

3.22 Correlación de Baker, O. y Swerdloff, W. (1956)

3.22.1 Tensión interfacial de Gas-Aceite, σ_o

$$\sigma_{T_y} = \sigma_{68} - \frac{(T_y - 68)(\sigma_{68} - \sigma_{100})}{32}, \quad \dots\dots\dots (3.150)$$

$$\sigma_{68} = 39 - 0.2571\gamma_{API}, \quad \dots\dots\dots (3.151)$$

$$\sigma_{100} = 37.5 - 0.2571\gamma_{API}, \quad \dots\dots\dots (3.152)$$

σ_{68} : Tensión interfacial a 68 °F, dinas/cm.

σ_{100} : Tensión interfacial a 100 °F, dinas/cm.

γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

σ_{T_y} : Tensión interfacial en el rango de 68 °F < T(°F) < 100 °F, dinas/cm.

T_y : Temperatura, °F.

La tensión interfacial del aceite libre de gas (muerto), σ_{od} , se corrige por efectos del gas disuelto mediante la siguiente ecuación:

$$F_c = 1.0 - 0.024P^{0.45}, \quad \dots\dots\dots (3.153)$$

P : Presión, psia.

Entonces, la tensión interfacial gas-aceite a cualquier presión está dada por:

$$\sigma_{go} = F_c \sigma_{T_y}, \dots\dots\dots (3.154)$$

3.23 Densidad del aceite, ρ_o

Para determinar la densidad del aceite a presiones menores o iguales a la presión de saturación ($P \leq P_b$) se usa la siguiente expresión:

$$\rho_o = \frac{350\gamma_o + 0.0764\gamma_{gd}R_s}{5.615B_o}, \dots\dots\dots (3.155)$$

$$\gamma_{gd} = \frac{12.5 + \gamma_{API}}{50} - 3.5715 \times 10^{-6} \gamma_{API} R_s, \dots\dots\dots (3.156)$$

- ρ_o : Densidad del aceite, lbs/pie³.
- γ_o : Gravedad específica del aceite, fracción (agua=1).
- γ_{gd} : Gravedad específica del gas disuelto, fracción (aire=1).
- R_s : Relación gas disuelto-aceite, pie³/bl.
- B_o : Factor de volumen del aceite, bl/bl.
- γ_{API} : Densidad del aceite, °API.

La densidad del aceite a presiones mayores que la presión de saturación ($P > P_b$), se determina mediante la siguiente ecuación:

$$\rho_o = \rho_{ob} \exp[C_o(P_b - P)], \dots\dots\dots (3.157)$$

- ρ_o : Densidad del aceite a $P > P_b$, lbs/pie³.
- ρ_{ob} : Densidad del aceite a P_b , lbs/pie³.

c_o : Compresibilidad isotérmica del aceite, psi^{-1} .

P_b : Presión de saturación, psia.

P : Presión de interés, psia.

4. Ecuaciones de estado cúbicas

Una ecuación de estado es una expresión constitutiva de la materia que relaciona las variables de presión, volumen y temperatura, por lo que es posible describir el estado de un sistema a través de ellas. No obstante, estas herramientas por sí mismas no permiten predecir el comportamiento de las fases, sino que deben ser usadas con otras condiciones que definan los estados esperados. De esta manera, para sistemas de componentes puros la condición es:

$$f^{P_1} = f^{P_1} \dots \dots \dots (4.1)$$

Mientras que para un sistema multicomponente es:

$$f_i^{P_1} = f_i^{P_2} \dots \dots \dots (4.2)$$

4.1 Sistemas Puros

Existen diversas ecuaciones de estado cúbicas, muchas de las cuales pueden ser representadas como una forma extendida del modelo de Van Der Waals:

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a\alpha(T, T_c, \omega)}{v^2 + \delta v - \epsilon^2}, \dots \dots \dots (4.3)$$

donde R es la constante universal de los gases, T la temperatura, v el volumen molar, a y α representan las fuerzas intermoleculares, que se definen como:

$$a = \Omega_a \frac{\alpha(T_r, \omega) R^2 T_c^2}{P_c}, \dots \dots \dots (4.4)$$

$$\alpha = [1 + m]^2 \quad \dots\dots\dots (4.5)$$

b es el volumen molecular:

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c}, \quad \dots\dots\dots (4.6)$$

los parámetros δ y ϵ se incluyen para mejorar los cálculos; y los subíndices c indican las condiciones críticas del componente. La siguiente tabla define las variables δ , ϵ , Ω_a , Ω_b de algunos modelos.

Tabla 4.1: Parámetros para modelos de ecuaciones de estado cúbicas comúnmente utilizados.

Ecuación	δ	ϵ	Ω_a	Ω_b	Parámetros
Van der waals	0	0	27/64	1/8	a, b
Redlich-Kwong	b	0	0.42748	0.08664	a, b
Soave	b	0	0.42748	0.08664	a, b, α
Peng-Robinson	$2b$	b	0.45724	0.07790	a, b, α
Patel-Teja	$b + c$	\sqrt{bc}	$f(\omega)$	$f(\omega)$	a, b, c, α

La tabla que se presenta a continuación indica las funciones utilizadas para obtener el valor de m .

Tabla 4.2. Funciones para estimar el parámetro m para las EDEC.

Ecuación	m
VDW	0
RK	$\sqrt[4]{T_c/T} - 1$
SRK	$(0.48 + 1.574\omega - 0.17\omega^2)(1 - \sqrt{T_c/T})$

PR	$\begin{cases} (0.37464 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2)(1 - \sqrt{T_c/T}) & \omega \leq 0.49 \\ (0.3796 + 1.485\omega - 1.1644\omega^2 + 0.01667\omega^2)(1 - \sqrt{T_c/T}) & \omega > 0.49 \end{cases}$
PT	$b + c$

El número de parámetros en una ecuación de estado depende de la sustancia analizada. En general, los modelos que poseen dos parámetros son útiles para estimar el comportamiento de sustancias puras, los que poseen tres son útiles para mezclas ligeras no polares y las que poseen cuatro para sistemas con componentes polares.

Como se observa en las tablas, los términos Ω_a y Ω_b son constantes para la mayoría de las ecuaciones de estado y sus valores se determinan evaluando una Z_c (que es propuesta por cada autor) en las condiciones de Van Der Waals:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial v}\right)_{PC} = 0 \text{ y } \left(\frac{\partial^2 P}{\partial v^2}\right)_{PC} = 0, \dots\dots\dots (4.7)$$

Por otro lado, en la ecuación de Patel-Teja, donde el volumen intermolecular también depende de un factor c , que se define como:

$$c = \frac{\Omega_c RT_c}{P_c}, \dots\dots\dots (4.8)$$

y los valores de Ω_a , Ω_b y Ω_c son correlacionados mediante el parámetro experimental ξ mediante las siguiente expresiones:

$$\Omega_a = 3\xi^2 + 3(1 - 2\xi)\Omega_b + \Omega_b^2 + \Omega_c, \dots\dots\dots (4.9)$$

$$\Omega_c = 1 - 3\xi, \dots\dots\dots (4.10)$$

Donde Ω_b es la raíz positiva menor de la siguiente ecuación cúbica:

$$\Omega_b^3 + (2 - 3\xi)\Omega_b^2 + 3\xi^2\Omega_b - \xi^3 = 0, \dots\dots\dots (4.11)$$

y ξ es un término experimental definido como:

$$\xi = 0.329032 - 0.076799\omega + 0.0211947\omega^2, \dots\dots\dots (4.12)$$

Cuando la ecuación (4.3) se reescribe y es resuelta para el factor Z , se llega a:

$$Z^3 + AZ^2 + BZ + C = 0, \dots\dots\dots (4.13)$$

$$A = (\delta_D - b_D - 1), \dots\dots\dots (4.14)$$

$$B = [a_D - \varepsilon_D^2 - \delta_D(b_D + 1)], \dots\dots\dots (4.15)$$

$$C = [\varepsilon_D^2(b_D + 1) - a_D b_D], \dots\dots\dots (4.16)$$

en los cuales, el subíndice D indica que los parámetros son adimensionales y se definen como:

$$a_D = \frac{aP}{(RT)^2}, \delta_D = \frac{\partial P}{RT}, b_D = \frac{bP}{RT}, \varepsilon_D = \frac{\varepsilon P}{RT}, Z = \frac{vP}{RT} \dots\dots\dots (4.17)$$

La ecuación (4.13) implica que se obtendrán tres raíces para cada conjunto de valores, que pueden ser tres reales o una real y dos imaginarias. De estas debe seleccionarse la que sea más estable para las fases (la que indique menor energía de Gibbs); no obstante, un criterio común es utilizar la raíz más pequeña para la fase líquida y la más grande para el vapor.

Además, debe resolverse la ecuación:

$$\ln|\phi^P| = \ln\left|\frac{f^P}{P}\right| = \int_{P_0}^P \frac{(Z^P - 1)}{P} dP, \dots\dots\dots (4.18)$$

lo cual para un componente puro resulta en:

$$\ln|\phi^P| = a_D I - \ln|Z^P - b_D| - (1 - Z), \dots\dots\dots (4.19)$$

Donde *I* puede ser:

$$I = \begin{cases} (\delta_d^2 + 4\varepsilon_d^2)^{-\frac{1}{2}} \ln\left|2Z + \delta_D - (\delta_d^2 + 4\varepsilon_d^2)^{\frac{1}{2}}\right|, (\delta_d^2 + 4\varepsilon_d^2) \neq 0 \\ -\frac{1}{Z + \frac{\delta_D}{2}}, (\delta_d^2 + 4\varepsilon_d^2) = 0 \end{cases} \dots\dots\dots (4.20)$$

4.2 Sistemas Multicomponente

Para el caso de las mezclas, deben usarse promedios ponderados de las propiedades de cada especie. Para esto, se utilizan reglas de mezclado derivadas de diferentes criterios estadísticos. Las expresiones más utilizadas para obtener las propiedades de las mezclas se derivan de la forma de las ecuaciones de estado de Virial, se denominan reglas de mezclado aleatorias o de van der Waals y se definen como:

$$a_{mix}^P = \sum_i^N \sum_j^N X_i^P X_j^P \sqrt{a_i^P a_i^P a_j^P a_j^P (1 - d_{ij})} , \quad \dots \quad (4.21)$$

$$b_{mix}^P = \sum_i^N X_i^P b_i^P , \quad \dots \quad (4.22)$$

$$\delta_{mix}^P = \sum_i^N X_i^P \delta_i^P , \quad \dots \quad (4.23)$$

$$\varepsilon_{mix}^P = \sum_i^N X_i^P \varepsilon_i^P , \quad \dots \quad (4.24)$$

donde el subíndice *mix* corresponde a un parámetro de la mezcla y *d* representa a los coeficientes de interacción binaria entre los componentes *i* y *j*, siendo *d_{ii}* = 0 y *d_{ij}* = *d_{ji}*. El coeficiente de interacción binaria, es un parámetro que busca ajustar los datos calculados a los reales tomando en cuenta los efectos que existen entre moléculas de diferente tipo. Este último ha demostrado ser eficiente sobretodo en mezclas multicomponente que contienen componentes no hidrocarburos o que tengan un amplio rango de hidrocarburos. Este puede determinarse a manera de que se minimicen los errores entre los datos calculados y los reales, o bien, puede calcularse mediante el uso de correlaciones, siendo la de Chueh y Prausnitz (1967) la más usada:

$$d_{ij} = \psi_i \left[1 - \left(2 \frac{v_{ci}^{\frac{1}{6}} v_{cj}^{\frac{1}{6}}}{v_{ci}^{\frac{1}{3}} + v_{cj}^{\frac{1}{3}}} \right)^\theta \right] , \quad \dots \quad (4.25)$$

Donde *v_c* es el volumen molar (*V/n*) medido en el punto crítico de los componentes. *θ* y *ψ* son parámetros ajustables del modelo (es usual que se usen los valores de 6 y 1, respectivamente).

La solución a la ecuación (4.18) extendida al caso de las mezclas resulta en:

$$\ln|\phi_i| = -D + E + F \times G - H , \quad \dots\dots\dots (4.26)$$

donde:

$$D = \ln|Z - b_D| , \quad \dots\dots\dots (4.27)$$

$$E = \frac{b_D \left(\frac{b_i}{b_{mix}} \right)}{Z - b_D} , \quad \dots\dots\dots (4.28)$$

$$F = \frac{a_D}{\sqrt{\delta_D^2 + 4\varepsilon_D^2}} \left[2 \sum_j^N \frac{x_j a_{ij}}{a_{mix}} - \frac{\left(\frac{\delta_i}{\delta_{mix}} \right) \delta_D^2 + 4 \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{mix}} \right) \varepsilon_D^2}{\delta_D^2 + 4\varepsilon_D^2} \right] , \quad \dots\dots\dots (4.29)$$

$$G = \ln \left| \frac{2Z + \delta_D - \sqrt{\delta_D^2 + 4\varepsilon_D^2}}{2Z + \delta_D + \sqrt{\delta_D^2 + 4\varepsilon_D^2}} \right| , \quad \dots\dots\dots (4.30)$$

$$H = a_D \left[\frac{2(2Z + \delta_D) \left(\frac{\varepsilon_i}{\varepsilon_{max}} \right) \varepsilon_D^2 + (\delta_D Z - 2\varepsilon_D^2) \left(\frac{\delta_i}{\delta_{mix}} \right) \delta_D}{(Z^2 + \delta_D Z - \varepsilon_D^2)(\delta_D^2 + 4\varepsilon_D^2)} \right] , \quad \dots\dots\dots (4.31)$$

$$\ln|\phi_i^P| = \ln \left| \frac{f_i^P}{PX_i} \right| , \quad \dots\dots\dots (4.32)$$

$$a_{ij} = (a_i a_j)^{\frac{1}{2}} (1 - d_{ij}) , \quad \dots\dots\dots (4.33)$$

5. Experimentos PVT: análisis y validación

Se han desarrollado experimentos de laboratorio para estudiar los cambios volumétricos que presentan los fluidos de los yacimientos con respecto al cambio de la presión. Los experimentos convencionales que se realizan son: Análisis composicional del fluido, expansión a composición constante, expansión con liberación diferencial, agotamiento a volumen constante y pruebas de separador. Además, se suelen realizar pruebas para medir la viscosidad del aceite.

El análisis composicional de fluidos corresponde a la identificación y a la determinación de la cantidad de los componentes que están presentes en el fluido, ya sea en el aceite o el gas. En la prueba de expansión a composición constante el gas liberado siempre se mantiene en contacto con el aceite, por lo que la composición global del sistema no cambia. La expansión con liberación diferencial es aquella en la que el gas liberado se separa al final de cada abatimiento de presión y no permanece en contacto con el aceite. En la prueba de agotamiento a volumen constante se busca mantener un volumen inicial constante, extrayendo cierto volumen de gas de la celda, de manera que se simula un modelo de una formación de volumen constante. Las pruebas de separador se realizan para simular el comportamiento volumétrico del aceite al pasar de las condiciones del punto de burbuja, a las condiciones de los separadores en la superficie.

5.1 Análisis PVT

5.1.1 Análisis composicional de fluidos

En general existen dos técnicas para analizar las muestras de hidrocarburos, la destilación fraccionada (generalmente aplicada a fluidos en fase líquida) y la cromatografía de gases.

5.1.2 Destilación

La destilación fraccionada se utiliza cuando la mezcla de productos líquidos que se pretende destilar contiene sustancias volátiles de diferentes puntos de ebullición. Al calentar una mezcla de líquidos de diferentes presiones de vapor, el vapor se enriquece en el componente más volátil y esta propiedad se aprovecha para separar los diferentes compuestos líquidos mediante este tipo de destilación.

5.1.3 Cromatografía de gases

Para la realización de una separación mediante cromatografía de gases, se inyecta una pequeña cantidad de la muestra a separar en una corriente de gas inerte a elevada temperatura; esta corriente de gas, atraviesa una columna cromatografía que separa los componentes de la mezcla por medio de un mecanismo de partición (cromatografía gas-líquido), de adsorción (cromatografía gas-sólido) o, en muchos casos, por medio de una mezcla de ambos. Los componentes separados, emergerán de la columna a intervalos discretos y pasarán a través de algún sistema de detección adecuado, o bien serán dirigidos hacia un dispositivo de recogida de muestras.

5.1.4 Prueba de expansión a composición constante

Se coloca una muestra de aceite dentro de una celda de acero, capaz de resistir altas presiones (mayores a 10,000 psia) y altas temperaturas (mayores a 350 °F). El experimento se realiza a temperatura de yacimiento y a presión mayor que la de yacimiento; a continuación, la presión del sistema se reduce en etapas. En cada etapa, el gas disuelto en el aceite se expande y el volumen del líquido aumenta. Cuando la presión es menor que la de burbuja, comienza a liberarse el gas, manteniéndose en contacto y en equilibrio con la fase líquida. Se realizan

decrementos adicionales de presión que generan incrementos del volumen total de la muestra (gas liberado más aceite). Al graficar el volumen total con respecto a la presión, se puede identificar la presión de burbuja (punto donde cambia la pendiente).

De la prueba de Expansión a Composición Constante se obtiene la presión de burbuja (P_b), la compresibilidad del aceite (c_o , a $P \geq P_b$) y la densidad del aceite (ρ_o , a $P \geq P_b$).

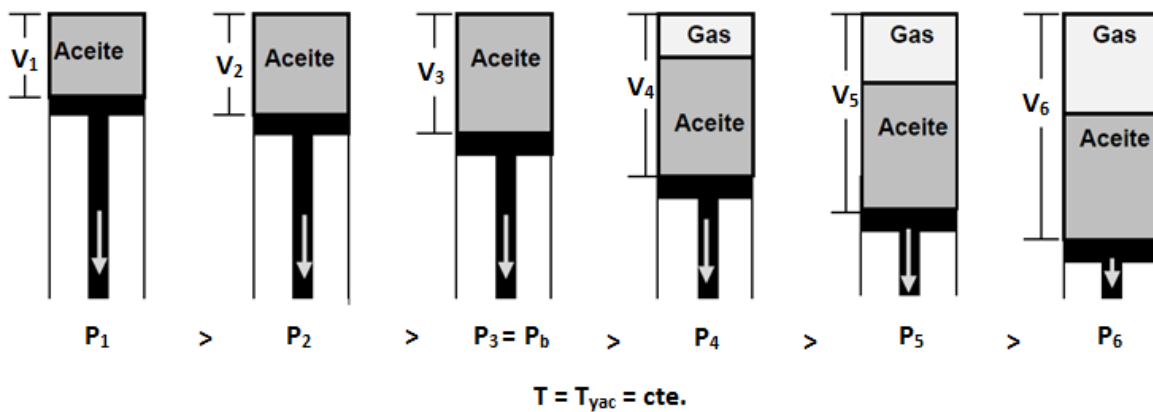


Figura 5.1: Representación de la prueba de expansión a composición constante (González, 2014).

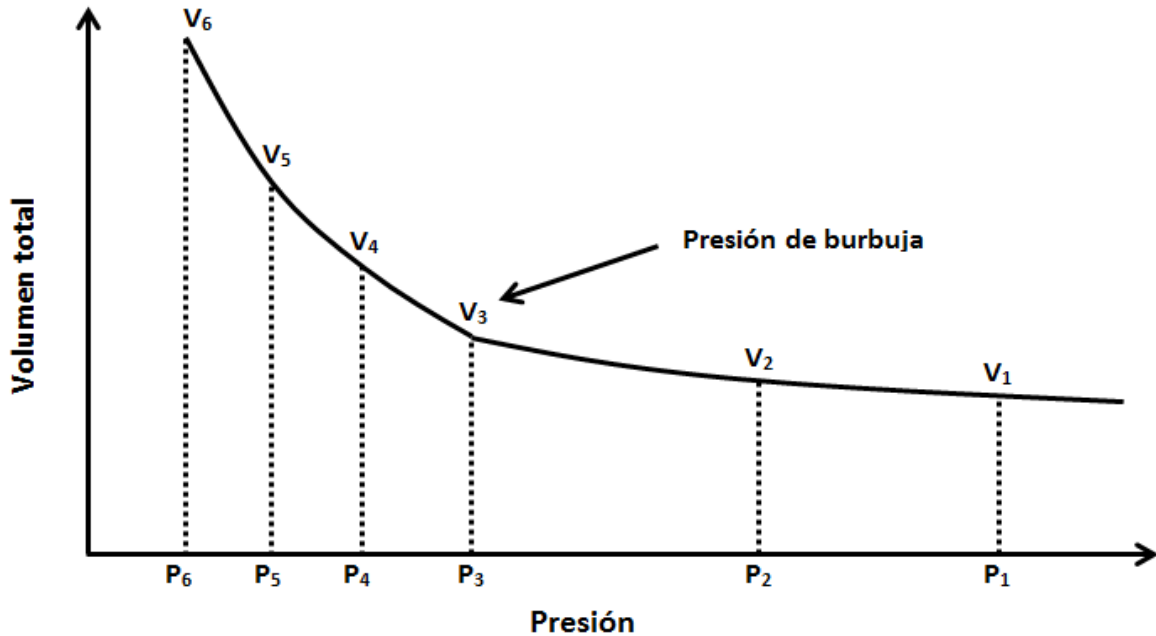


Figura 5.2. Variación del volumen total de hidrocarburos en cada nivel de presión (González, 2014)

5.1.5 Prueba de expansión con liberación diferencial

El experimento comienza con una muestra de aceite a la presión de burbuja y a la temperatura del yacimiento. A continuación se reduce la presión de la celda y se libera cierto volumen de gas. Una vez que el sistema ha alcanzado el equilibrio, se cuantifican los volúmenes de gas libre y aceite remanente. El gas liberado se expulsa a presión constante. Este proceso se repite (generalmente en diez etapas) hasta la presión atmosférica. Finalmente, la temperatura se reduce a 60 °F y se mide el volumen del aceite residual.

A presiones mayores que la de burbuja, el aceite aumenta su volumen debido a la expansión del gas disuelto. Cuando la presión es menor de P_b , el volumen total de hidrocarburos dentro de la celda aumenta debido a la liberación del gas. El volumen de aceite disminuye en cada etapa de liberación.

De la prueba de liberación diferencial se puede determinar la relación de solubilidad (R_s), el factor de volumen del aceite (B_o), el factor de volumen total (B_t), la densidad del aceite (ρ_o), la densidad API del aceite residual (γ_{API}), el factor de compresibilidad del gas (z), el factor de volumen del gas (B_g) y la densidad relativa del gas (γ_g).

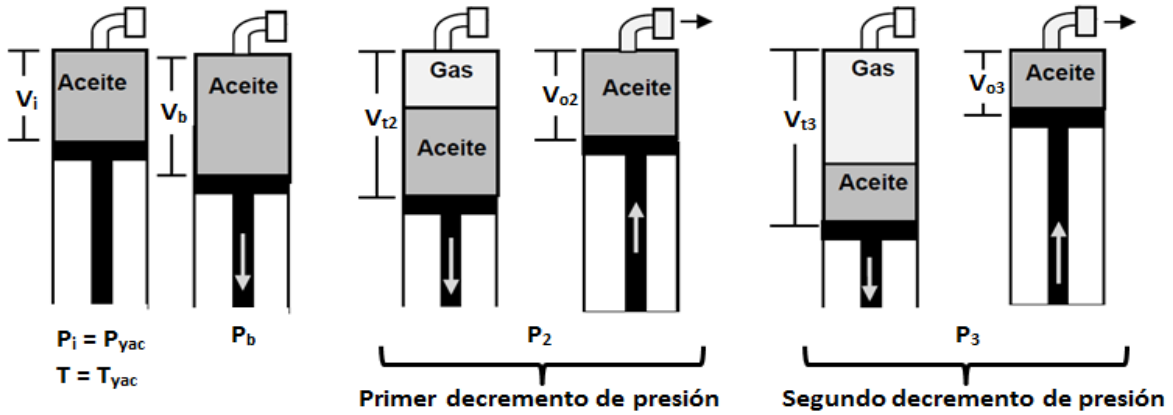


Figura 5.3: Representación de la prueba de liberación diferencial (González, 2014).

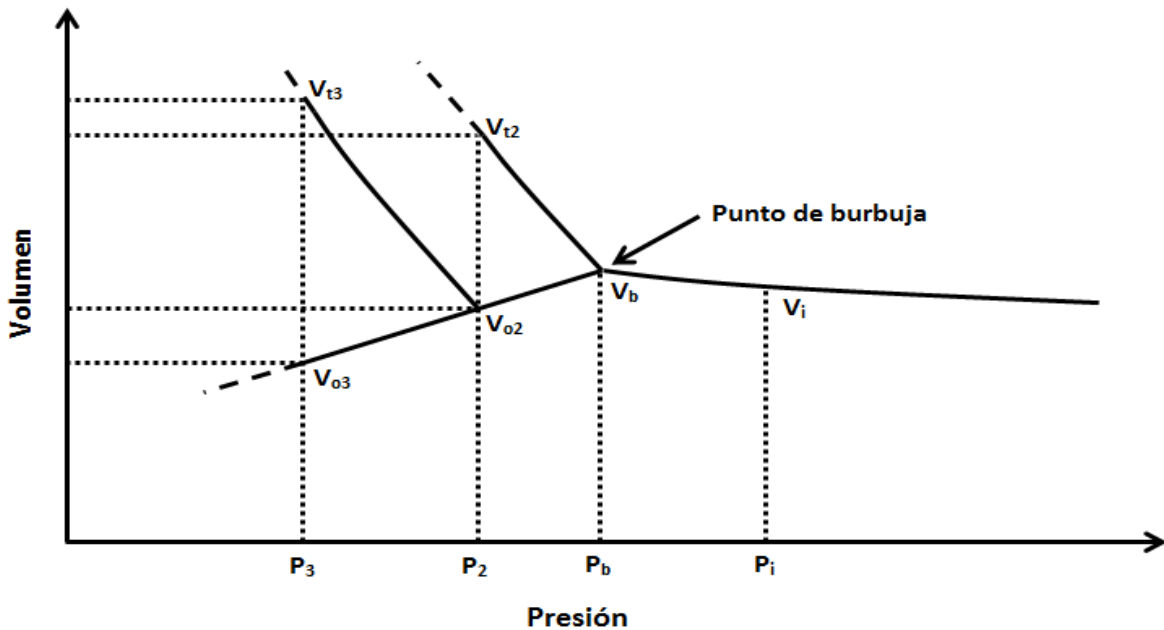


Figura 5.4: Variación del volumen diferencial en cada nivel de presión (González, 2014).

5.1.5 Prueba de agotamiento a volumen constante

Consiste en acondicionar una muestra de fluido representativa en donde las condiciones iniciales deben ser un volumen de muestra definido, a condiciones de presión de saturación y temperatura de yacimiento. La presión se reduce, de tal forma que el gas es liberado dentro de la celda, después de esto y manteniendo la presión de la etapa correspondiente, se extrae parte del gas de la celda, hasta tener de nuevo el volumen inicial, de manera que no se extrae todo el gas. Este procedimiento se repite en periodo de 10 a 15 etapas hasta llegar a las condiciones atmosféricas.

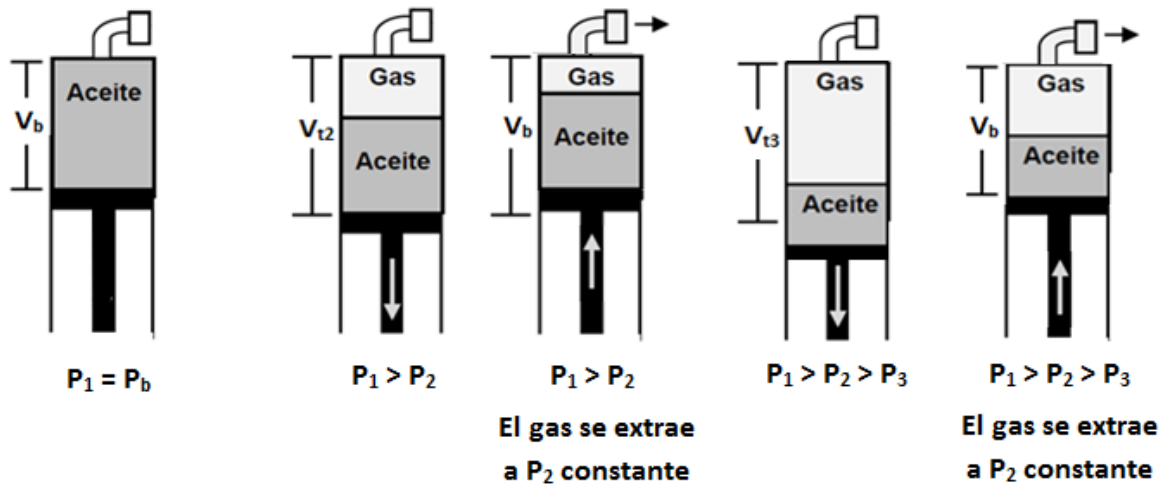


Figura 5.5: Representación de la prueba de agotamiento a volumen constante (González, 2014).

5.1.6 Prueba de separadores

La fase gaseosa se remueve de la fase líquida mediante dos o más etapas, correspondientes a las condiciones de los separadores. Se cuantifica el efecto de la presión y la temperatura de separación en la densidad del aceite muerto, la relación gas-aceite (R_{sb}) y el factor de volumen en el punto de burbuja (B_{ob}).

Mediante estas pruebas puede determinarse la presión óptima de separación. Para ello, en cada presión del separador se obtiene: Factor volumétrico del aceite a P_b , B_{ob} . Relación de solubilidad a P_b , R_{sb}). Densidad API del aceite en el tanque, γ_{API} . Composición del gas separado

Para cada presión de separación, se grafican γ_{API} , B_{ob} y R_{sb} contra P_{sep} . La presión óptima de separación es aquella en la que se obtienen: γ_{API} máxima, relación de solubilidad mínima y factor volumétrico de aceite mínimo.

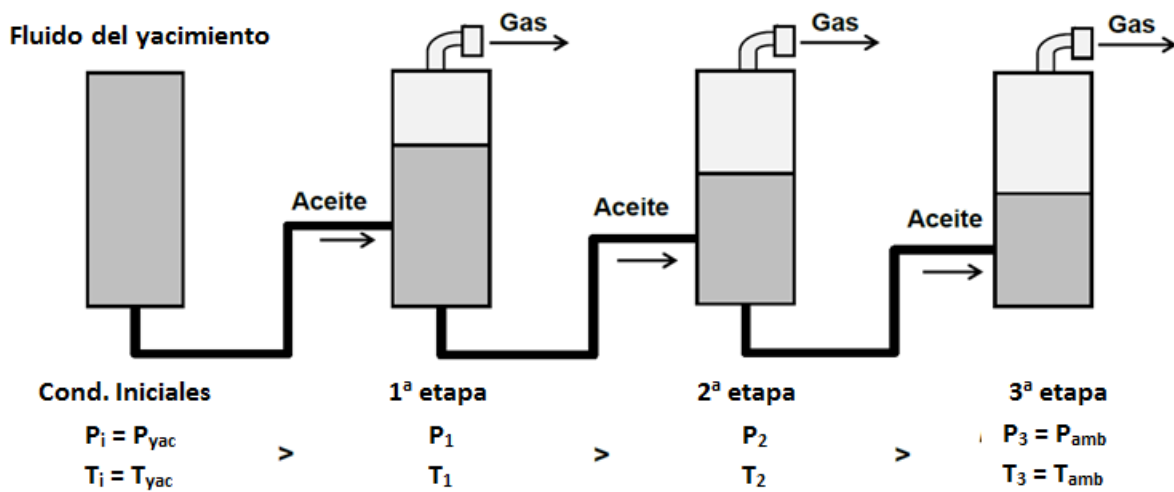


Figura 5.6: Representación de la prueba de separadores en el laboratorio (González, 2014).

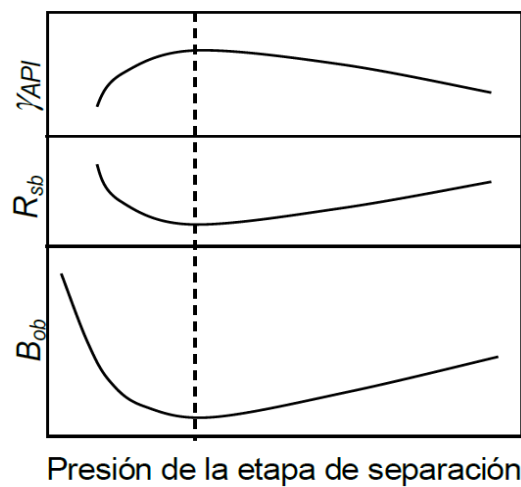


Figura 5.7: Efecto de P_{sep} sobre γ_{API} , R_{sb} y B_{ob} (González, 2014).

5.2 Validación de los resultados de las pruebas PVT

La validación de los datos de un PVT debe ser parte fundamental del estudio de las propiedades de los fluidos, puesto que, gracias a estas posteriormente se podrán utilizar para una diversidad muy grande de cálculos, en lo cual radica la importancia de obtener datos lo más confiable posible. La calidad de los datos PVT debe ser primordial y para asegurar de que así sea, se debe de implementar una metodología para verificar que los datos medidos y analizados sean consistentes.

La validación de los datos PVT consiste en comparar los datos medidos experimentalmente en las pruebas de laboratorio, con los datos recreados del mismo experimento por medio de ecuaciones conocidas o correlaciones empíricas. La finalidad de esto es que la diferencia entre estos datos sea mínima o que el porcentaje de error sea mínimo.

Tabla 5.1: Metodología de validación según el tipo de fluido.

Aceite negro	Aceite volátil	Gas y condensado
Corrección B_o	Validación por Bashbush	Validación por Bashbush
Corrección R_s	Validación por Whitson	Validación por Whitson
Validación por el método de la función “Y”	Validación por Hoffmann-Crump-Hocott	Validación por Hoffmann-Crump-Hocott
Validación por la prueba de densidad		Validación del PMLR
Validación por la prueba de Liberación Diferencial por Balance de Masas		
Validación por la prueba de desigualdad		

5.2.1 Validación para muestras de aceite negro

5.2.1.1 Corrección de B_o y R_s

Una corrección para los datos de la prueba de separación diferencial más reciente es propuesta por Al-Marhoun, anteriormente existían correlaciones propuestas que estiman valores negativos de R_s y valores por debajo de uno para el B_o al extrapolar a las condiciones de superficie, debido a esto Muhammad propone una nueva aproximación al ajuste de los datos del experimento de separación diferencial a condiciones de separador.

Esta corrección se basa en el hecho de que tanto los datos de la prueba de separación diferencial como la prueba de separación flash deben dar el mismo valor de densidad relativa del aceite a condiciones de yacimiento.

5.2.1.2 Función "Y"

La presión de burbuja, P_b , es el resultado más importante de la prueba de expansión a composición constante, y su medición es más precisa en tanto que mayor sea el contraste entre las compresibilidades del flujo bajo saturado y el saturado, el cual se ve reflejado en los cambios de volumen que sufre la muestra de aceite, con forme transcurre la prueba.

La función "Y" se define mediante la siguiente expresión:

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left[\left(\frac{V_t}{V_b} \right) - 1 \right]}, \dots\dots\dots (5.1)$$

$$V_r = \left(\frac{V_t}{V_b} \right) \cdot \dots\dots\dots (5.2)$$

La validación se realiza graficando la función "Y" con respecto a la presión en cada etapa de separación del experimento de liberación instantánea y determinando la mejor recta con mínimos cuadrados. Si el gráfico obtenido presenta un comportamiento lineal, la prueba es válida.

En caso contrario, se considera que el análisis es inconsistente; si la curva no presenta una desviación severa, ésta se puede modificar para hacerla rectilínea y obtener la presión de burbuja corregida.

5.2.1.3 Validación por prueba de densidad

Esta prueba consiste en comparar la densidad del aceite saturado con gas, a la presión de burbuja durante la prueba de liberación diferencial, sea igual a la calculada a partir de los datos obtenidos a condiciones de separación. Esta prueba se considera consistente cuando la diferencia entre la densidad del aceite en el punto de burbuja (dato de la prueba de separación diferencial), y la densidad del aceite en el punto de burbuja calculada de la prueba de separador en laboratorio, sea menor al 5 %.

5.2.1.4 Validación de la prueba de liberación diferencial por Balance de Masas

La prueba de liberación diferencial, puede ser validada recalculando los valores de R_s , en función del B_o , ρ_o , γ_g , y comparándolos con los valores medidos. Los cálculos consisten en un balance de masas del gas, realizado entre cada etapa de separación sucesiva de la prueba. Para el cálculo de la R_s se inicia de la presión

más baja, de la última etapa de expansión, es decir, desde la presión y temperatura atmosférica y finaliza hasta la presión de burbuja y temperatura de yacimiento.

Para el cálculo de las masas, se toma como referencia 1 litro de aceite residual a condiciones atmosféricas de 60 °F y 14.7 psia.

5.2.1.5 Validación por la prueba de desigualdad

La prueba de desigualdad consiste en que se cumpla la desigualdad entre la derivada parcial del factor volumétrico obtenido con respecto a la presión sea menor al producto del factor volumétrico del gas por derivada parcial de la relación de solubilidad respecto a la presión y esta condición se debe cumplir cuando la caída de presión en cada intervalo es positiva, es decir:

$$\frac{\partial B_{od}}{\partial P} < B_{gd} \frac{\partial R_{sd}}{\partial P}, \dots\dots\dots (5.3)$$

5.2.2 Validación para muestras de aceite volátil y gas y condensado

Para la validación de muestras de aceite volátil y gas y condensado (debido a que son fluidos cercanos al punto crítico, además de que muestran un comportamiento retrogrado), se implementan los mismos métodos de validación, salvo algunos métodos adicionales para gas y condensado, las cuales se muestran a continuación:

5.2.2.1 Método de validación Whitson-Torp por balance de materia

El método de validación de Whitson-Torp, está basado en realizar un balance de materia, con los datos obtenidos de la prueba de agotamiento a volumen contante. De manera general se comienza por definir un volumen de hidrocarburos que ocuparía 1 mol a la presión de saturación (presión de burbuja para aceite volátil y presión de rocío para gas y condensado) del fluido de estudio. Para gas y condensado se utiliza la ley general de los gases y para aceite volátil se requiere conocer el peso molecular y la densidad del aceite a la presión de burbuja.

Esta metodología utiliza información contenida de los análisis composicionales del gas obtenidos en cada etapa de separación de las pruebas. De esta manera, al comparar los datos medidos con los calculados y observar qué tanto difieren unos de otros, se puede determinar la consistencia de estos análisis.

Con esta prueba se pueden obtener y comparar: Composición del líquido, las constantes de equilibrio, densidad del líquido y masa molecular de la fracción C_{7+} del líquido, en cada etapa de separación.

5.2.2.2 Validación de balance molar por método de Bashbush

El método más completo para corregir los errores experimentales consiste en utilizar información obtenida en el experimento de agotamiento a volumen constante y efectuar un balance molar para cuantificar las moles de gas extraído, de gas en la celda y de líquido en cada etapa del experimento.

Este método consiste en la aplicación de un balance molar, al fluido original presente a condiciones de la presión de saturación (presión de burbuja o presión de rocío). El objetivo es obtener la composición del gas obtenido en laboratorio para calcular los valores de K , incluyendo los componentes no hidrocarburos.

Para verificar la consistencia del experimento de laboratorio se utiliza una gráfica de valores de K_i contra la presión de las etapas de separación; si se presentan deformación o inflexiones bruscas en las curvas obtenidas para cada componente, es indicativo de que existen errores experimentales, para lo cual se deben corregir las composiciones registradas de laboratorio hasta lograr obtener curvas suaves y sin inflexiones. Otra manera de verificar la exactitud del experimento PVT es a través de la comparación de la composición del líquido calculada mediante la técnica de balance molar con la obtenida en la última etapa del experimento a volumen constante; el error debe ser mínimo.

5.2.2.3 Validación por Hoffmann-Crump-Hocott

El método de Hoffmann-Crump consiste en determinar un Factor de Caracterización " B ", que está en función de las Temperaturas Críticas de los componentes C_1 a C_6 . Este factor al ser graficado por el producto de las constantes de equilibrio K con la presión en cada etapa de separación.

Se debe tomar en cuenta que las dispersiones de los puntos muestran malas mediciones y/o deficiencias en el equilibrio termodinámico entre las fases. Alta dispersión de los puntos muestra inconsistencia de los resultados.

5.2.2.4 Máxima condensación retrograda

La validación de la máxima condensación retrograda, se basa en una correlación que puede ser empleada para validar o predecir el porcentaje máximo de líquido retrogrado para cualquier yacimiento de gas y condensado, la cual está fundamentada en el análisis de la relación que existe el peso molecular de la mezcla original y la RGA, este análisis a partir de más de 50 estudios PVT.

La metodología propuesta puede corregir la curva completa de la propiedad de líquido retrogrado a partir de MRC calculado. Adicionalmente se establecieron rangos de la RGA y el peso molecular promedio que permiten realizar una validación inicial con lo cual se puede identificar si existen inconsistencias en la propiedad de líquido retrogrado.

6. Desarrollo de la herramienta

Se desarrolló una rutina de cómputo en la forma de un complemento del programa Microsoft Excel, capaz de simular comportamientos PVT mediante correlaciones empíricas, las cuales se describen en los capítulos 2 y 3.

Al instalar el complemento, se añadirá una nueva pestaña dentro de la interfaz de Excel como se muestra en la Figura 6.1. Dentro de esta pestaña se encontrarán botones para seleccionar el tipo de fluido con el cual se trabajará, así como las correlaciones a usar.



Figura 6.1. Pestaña añadida por el complemento desarrollado.

El programa consta de dos partes importantes. Según el fluido a analizar se seleccionará el botón de aceite o de gas. Dentro de esta sección se describirá cada una de estas partes.

6.1 Aceite

Si el usuario trabajará con aceite debe seleccionar el botón “llamar formulario aceite” (Figura 6.2). Este formulario cuenta con tres partes, las cuales se describen a continuación:

The image shows a software window titled "Aceite" with three tabs: "Datos del Aceite", "Datos del Gas", and "Correlaciones". The "Datos del Aceite" tab is active. It contains several input fields and checkboxes:

- Oil Data:** Ty [F], °API, Drg [Fr.], Rsb [pc/bl], and Pb Lab [psi].
- Separator Conditions:** A checkbox "Se tienen condiciones de separador" and fields for Tsep [°F], Psep [psi], Pi [psi], and Pf [psi].
- Impurities:** A checkbox "Se conoce el contenido de impurezas" and fields for N2 [%mol], CO2 [%mol], and H2S [%mol].

A "Cancelar" button is located at the bottom right of the window.

Figura 6.2. Formulario de Excel que permite al usuario introducir datos para calcular propiedades del fluido mediante correlaciones.

6.1.1 Datos del aceite

Dentro de esta pestaña (Figura 6.2) se solicitan al usuario datos básicos, como la temperatura del yacimiento (T_y), la densidad del aceite ($^{\circ}\text{API}$) y la densidad relativa del gas (D_{rg}). El usuario puede seleccionar el dato que posea entre la presión de saturación (P_b) o la relación de solubilidad a presión mayor o igual a la presión de saturación (R_{sb}). Adicionalmente, el usuario puede seleccionar si cuenta con los datos de componentes no hidrocarburos como nitrógeno (N_2), dióxido de carbono (CO_2), ácido sulfhídrico (H_2S); y con los datos de presión (P_{sep}) y temperatura (T_{sep}) del separador. Finalmente, el usuario puede escribir la presión inicial (P_i) a la cual quiere simular el comportamiento de las propiedades físicas del aceite; y la presión final (P_f) a la cual terminará la simulación.

6.1.2 Datos del gas

En esta pestaña el usuario puede ingresar los componentes hidrocarburos (C1, C2, C3, etc.) y/o no hidrocarburos (N2, CO2, H2S) del fluido, si es que son conocidos. También puede ingresar los datos de la fracción pesada (C7+) como el peso molecular (MC7+), la densidad relativa (Geg7+) y la correlación mediante la cual desea calcular la presión pseudocrítica (PscM7+). En seguida, el usuario deberá seleccionar la correlación mediante la cual se calcularán la presión y temperatura pseudocríticas de la mezcla (PscM y TscM), y si se corregirán por componentes como H2S, N2, CO2 o H2O. Por último, el usuario elegirá la correlación para calcular el factor z. (Figura 6.3)

The screenshot shows a software window titled "Aceite" with three tabs: "Datos del Aceite", "Datos del Gas" (selected), and "Correlaciones". Under "Datos del Gas", there are two radio buttons: "Se conocen los componentes" (unselected) and "No se conocen los componentes" (selected). The form contains the following fields and controls:

- Input fields for gas components: N2 [%mol], CO2 [%mol], H2S [%mol], H2O [%mol], C1 [%mol], C2 [%mol], C3 [%mol], i-C4 [%mol], n-C4 [%mol], i-C5 [%mol], n-C5 [%mol], C6 [%mol], and C7+ [%mol].
- Input field for MC7+ [lb/lb-mol] with the value 142.
- Input field for Geg7+ [Fracc.] with the value 0.807.
- Dropdown menu for PscM7+ y TscM7+.
- Dropdown menu for PscM y TscM with the value Sutton.
- Checkbox for "Corregir por H2S y CO2 (Wichertz y Aziz)" (unchecked).
- Checkbox for "Corregir por N2 y H2O (Lee y Wattenbarger)" (unchecked).
- Dropdown menu for Z with the value Papay.

Figura 6.3. Pestaña que permite ingresar valores del gas dentro del formulario del aceite.

6.1.3 Correlaciones

En esta última pestaña (figura 6.4) el usuario puede seleccionar las propiedades que desea ver en la hoja de resultados y la correlación que desea usar para simular su comportamiento. El último dato solicitado son los saltos de presión (Delta P) en los cuales se presentarán los resultados.

The screenshot shows a software window titled "Aceite" with three tabs: "Datos del Aceite", "Datos del Gas", and "Correlaciones". The "Correlaciones" tab is active. It contains the following controls:

- Checkboxes and dropdowns for: Pb, Rs, Bo, Bt, Co BS (Vasquez y Beggs), Co S (McCain, Rollins y Villena), Uo, Uo Sat, Uo Bajo Sat, Rho o, and Sgo (Baker y Swederloff).
- A text input field for "Delta P" with the value "100".
- Buttons for "Calcular" and "Salir".

Figura 6.4. Pestaña para la selección de propiedades y correlaciones.

6.2 Gas

Este formulario funciona de manera similar a la pestaña del apartado 6.1.2 (figura 6.3), sin embargo, se agrega la opción de las demás propiedades que se desea se muestren en la hoja de resultados, como: factor de volumen del gas (bg), compresibilidad del gas (cg), viscosidad del gas (Ug) y densidad del gas ($Rhog$). Adicionalmente, se pide que el usuario introduzca la presión inicial y final para la simulación, los saltos de presión y la temperatura a la cual se lleva a cabo el experimento.

The screenshot shows a software window titled "Gas" with a close button in the top right corner. The window contains two radio buttons at the top: "Se conocen los componentes" (unselected) and "No se conocen los componentes" (selected). Below these are several input fields and dropdown menus:

- On the left, a vertical list of gas components with empty input boxes: N2 [%mol], CO2 [%mol], H2S [%mol], H2O [%mol], C1 [%mol], C2 [%mol], C3 [%mol], i-C4 [%mol], n-C4 [%mol], i-C5 [%mol], n-C5 [%mol], C6 [%mol], and C7+ [%mol].
- In the middle, input fields for MC7+ [lb/lb-mol] (value: 142), GeC7+ [Fracc.] (value: 0.807), and a dropdown for PscM7+ y TscM7+ (selected: Mathews y Roland). Below this is another dropdown for PscM y TscM (selected: Sutton).
- On the right, input fields for Pi [psi], Pf [psi] (value: 15), Delta P (value: 100), and Ty [F].
- Below the dropdowns are four checkboxes: "Corregir por H2S y CO2 (Wichertz y Aziz)", "Corregir por N2 y H2O (Lee y Wattenbarger)", "z" (selected: Papay), and "Bg".
- At the bottom, there are two more checkboxes: "Cg" (selected: Mattar, Brar y Aziz) and "Ug" (selected: Carr, Kobayashi y Burrc). A "Rhog" checkbox is also present but unchecked.
- At the bottom right, there are two buttons: "Calcular" and "Cancelar".

Figura 6.5. Formulario que permite ingresar datos y seleccionar propiedades y correlaciones para el gas.

7. Estudio comparativo entre los resultados de las ecuaciones de estado y los resultados experimentales medidos

Se contó con una base datos de 25 experimentos PVT, mismos que se sometieron a validación para hacer una correcta comparación entre los parámetros de interés, quedando un total de 17 experimentos para su análisis volumétrico y composicional completo. Para el cálculo de las propiedades volumétricas del gas y el aceite se usó el software que se desarrolló para este trabajo, así como rutinas para determinar el equilibrio de fases desarrolladas en trabajos previos (Gallardo, León y Samaniego, 2013; Maldonado y Gallardo, 2015, Pérez, Gallardo y León 2018). Para el cálculo de las propiedades volumétricas se usaron las correlaciones presentadas en este trabajo y las ecuaciones de estado cúbicas para la comparación fueron las de Peng-Robinson (PR) y Soave-Redlich-Kwong (SRK), además del modelo de viscosidad de Lohrenz-Bray-Clark (LBC) para ambas ecuaciones.

Al usar estas dos herramientas se buscó identificar el error que existe entre los valores calculados y el valor medido mediante experimento, pero no solo eso, si no también identificar si el valor calculado fue mayor o menor al valor de referencia. Para este fin se usó la siguiente operación para el cálculo del error:

$$\text{Error} = \frac{\text{Valor}_{\text{experimental}} - \text{Valor}_{\text{calculado}}}{\text{Valor}_{\text{experimental}}} \cdot \dots\dots\dots (7.1)$$

Este error fue presentado contra la densidad API pues se buscó comprobar la validez de los rangos de aplicación propuestos por los autores o identificar qué tanto se desvían del comportamiento esperado.

Los errores que presentan las correlaciones y las ecuaciones estado cúbicas contra el valor medido para cada propiedad volumétrica se muestran a continuación.

7.1 Presión de burbuja (P_b)

Lasater fue la correlación que mejores resultados presentó a lo largo del intervalo de densidades analizadas y en los intervalos de aceites ligeros y de aceites pesados tuvo errores más pequeños, a diferencia del resto de las correlaciones. Sin embargo, la correlación de Standing y TOTAL tuvieron un comportamiento similar y tuvieron errores menor error que las demás correlaciones (después de la correlación de Lasater). En cuanto a las ecuaciones de estado cúbicas tanto Peng-Robinson como Soave-Redlich-Kwong tuvieron un comportamiento casi idéntico y brindaron muy buenos resultados (figura 7.1).

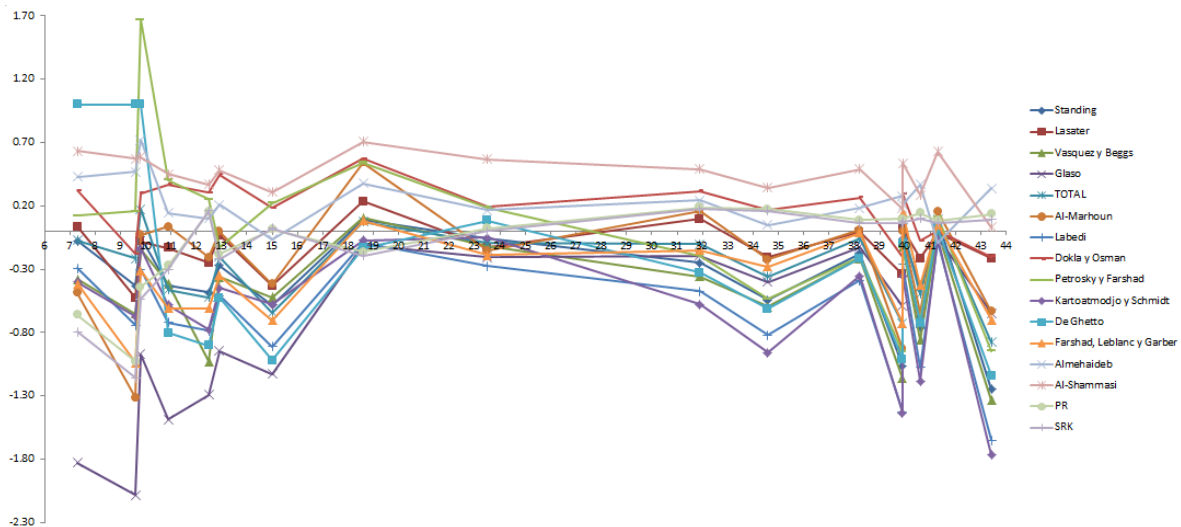


Figura 7.1. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la presión de burbujeo.

7.2 Relación gas disuelto aceite (R_s)

Para esta propiedad se pudo notar un punto el cual genera dispersión de la tendencia del error (figura 7.2). Quitando este punto se puede apreciar que el error se puede encontrar en un rango más estable y reducido (figura 7.3). De nueva cuenta se nota que para los aceites pesados y ligeros los errores son mayores y más dispersos contra los aceites intermedios. En la figura 7.4 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.5.

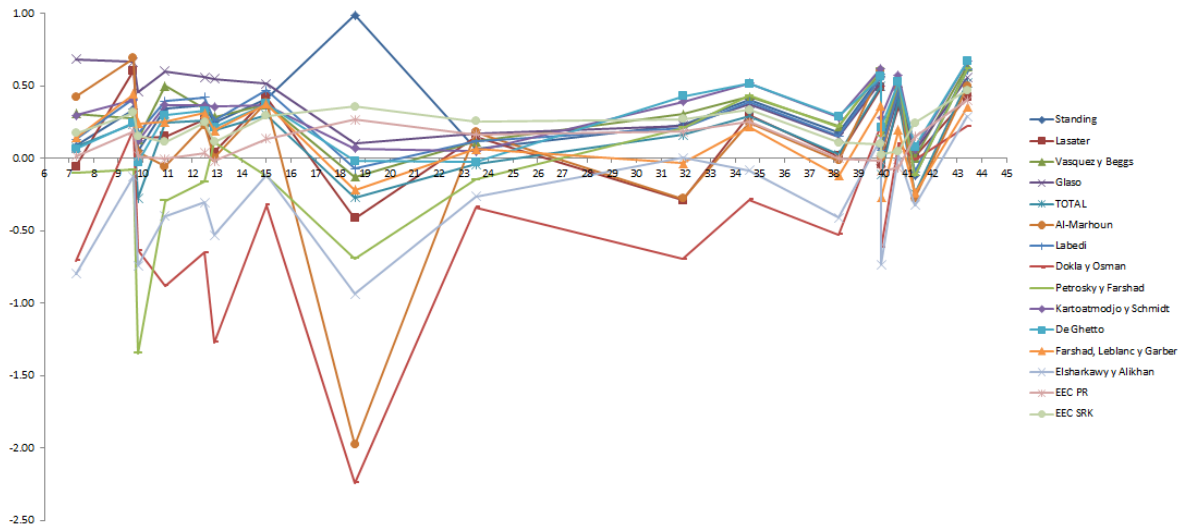


Figura 7.2. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la relación gas aceite al punto de burbuja.

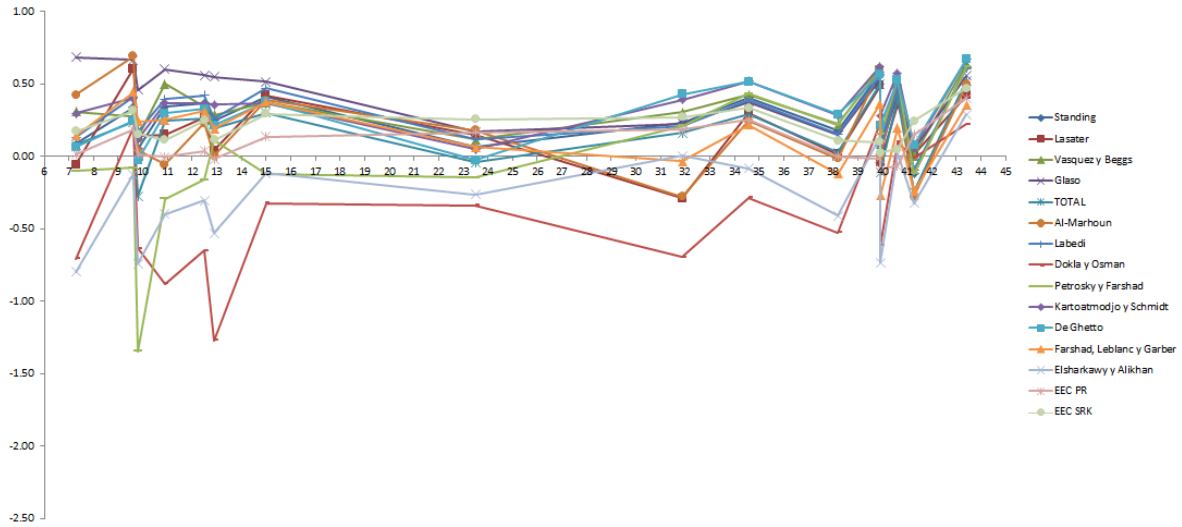


Figura 7.3. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la relación gas aceite al punto de burbuja sin tomar en cuenta el punto disperso.

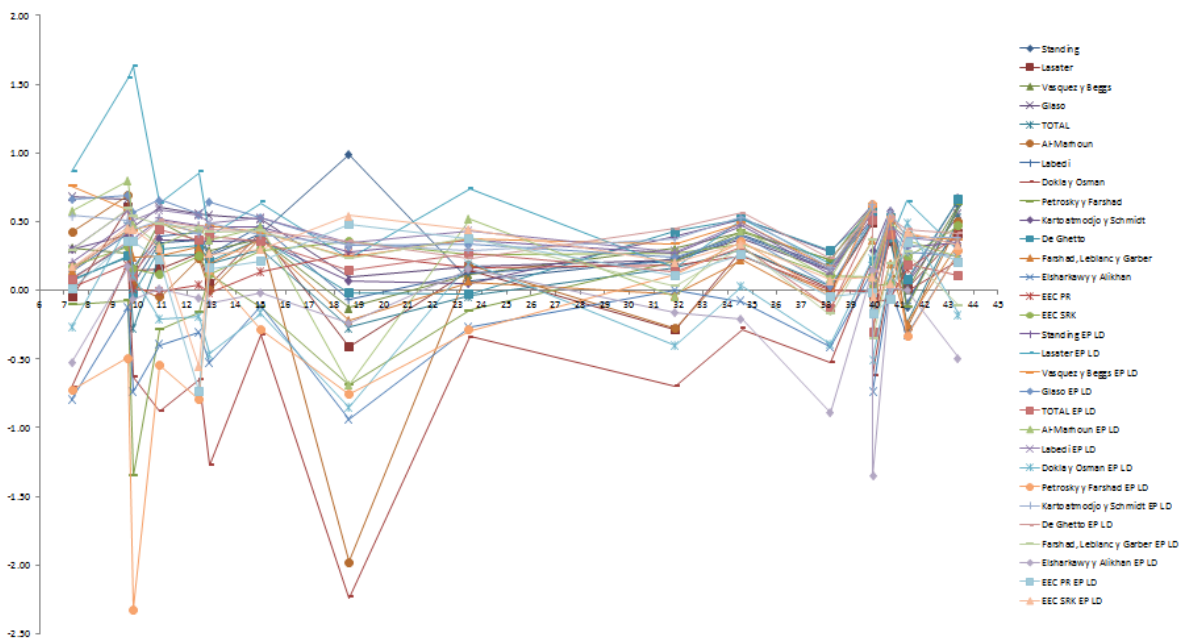


Figura 7.4. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar la relación de solubilidad de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

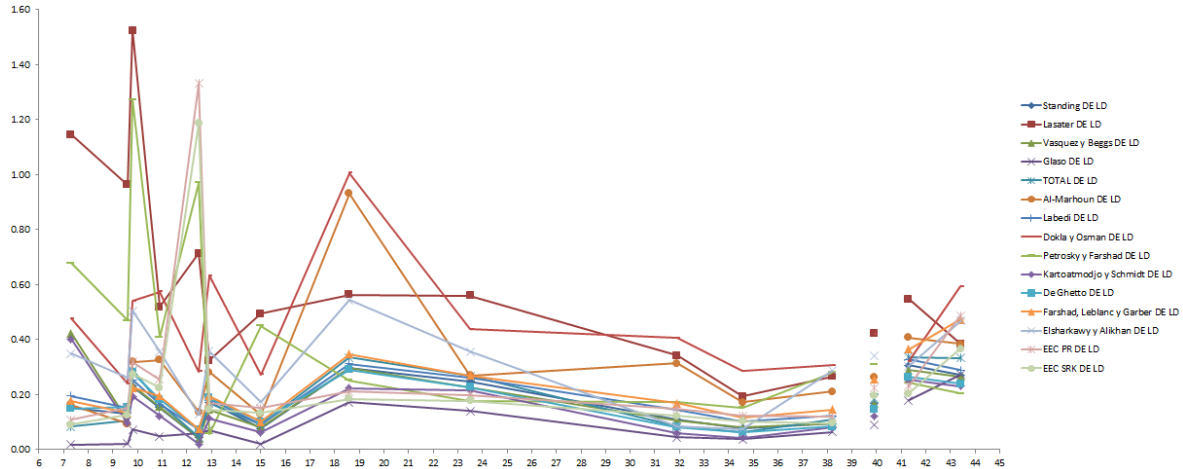


Figura 7.5. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar la relación de solubilidad de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.3 Factor de volumen del aceite (B_o)

Para el factor de volumen se puede notar que la mayoría de correlaciones presentan errores muy grandes en los extremos, sobre todo en el extremo de aceites ligeros. En el intervalo de aceites intermedios las correlaciones de Kartoatmodjo y Schmidt, Farshad, Leblanc y Garber, Almehaideb y Al-Shammasi brindan buenos resultados. La correlación de Elsharkawy y Alikhan es la correlación que mayores errores tiene, sobre todo al aumentar la densidad y es por eso que resulta inadecuada para calcular el factor de volumen de aceites pesados, pues el error que brinda es demasiado grande (figura 7.6). Al retirar la correlación de Elsharkawy y Alikhan se notó que el intervalo de error disminuyó notablemente, sin embargo, aún se notó cierta dispersión en la parte de los aceites ligeros (figura 7.7). En la figura 7.8 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.9.

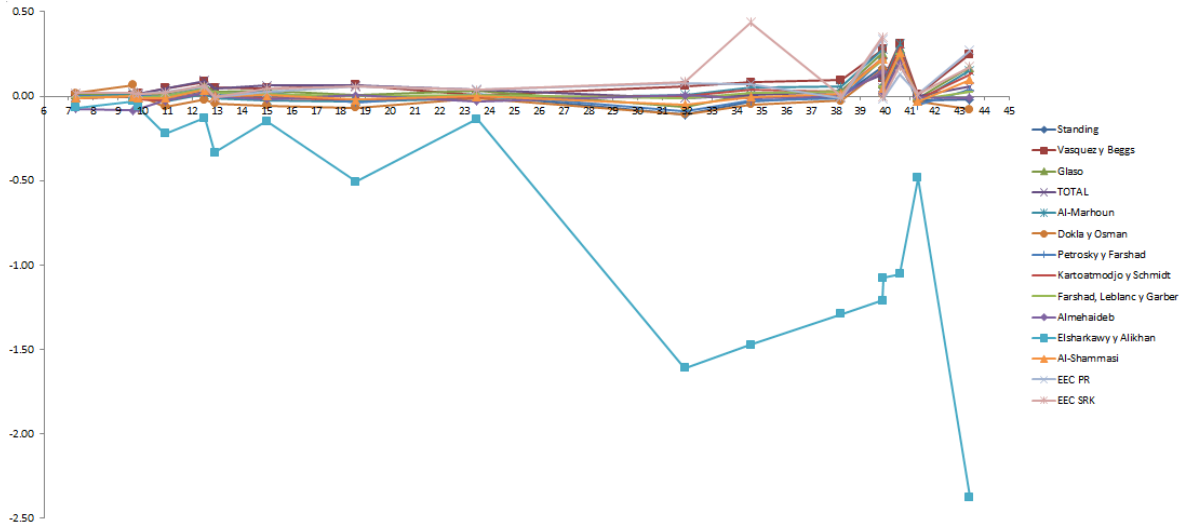


Figura 7.6. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja.

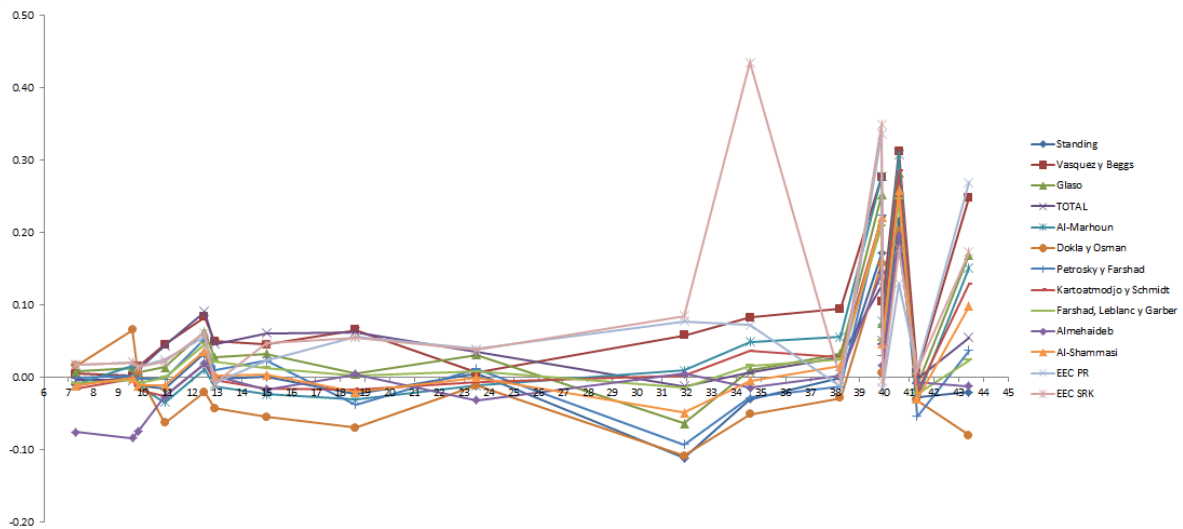


Figura 7.7. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular el factor de volumen del aceite a la presión de burbuja sin considerar la correlación de Elsharkawy y Alikhan.

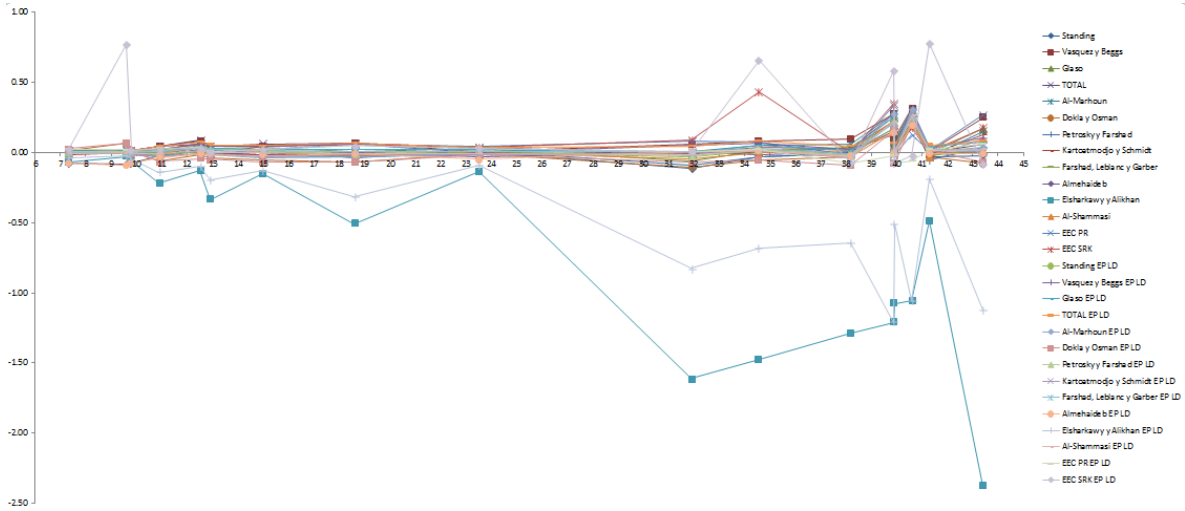


Figura 7.8. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar el factor de volumen de aceite de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

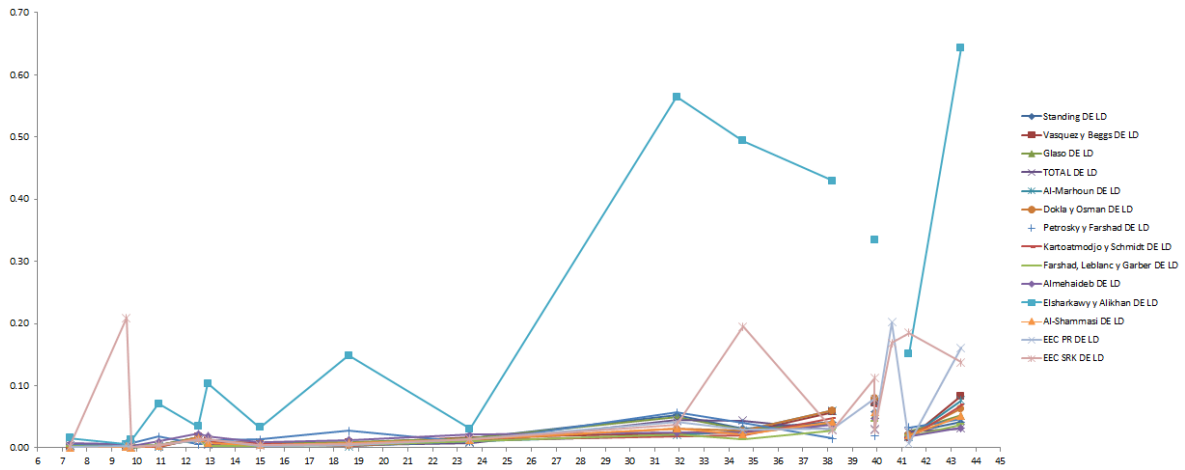


Figura 7.9. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar el factor de volumen del aceite de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.4 Compresibilidad del aceite (c_o)

Para la compresibilidad del aceite se comprobó que la correlación de McCain, Rollins y Vilena-Lanzi no funciona para aceites ligeros, pues brinda errores demasiado altos (figura 7.10). Retirando la correlación de McCain et al., se pudo observar un rango menor de error (figura 7.11). La correlación que más se ajustó fue la de Petrosky y Farshad, y la ecuación de estado cúbica que mejores resultados brindó fue la de Peng-Robinson. En la figura 7.12 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.13.

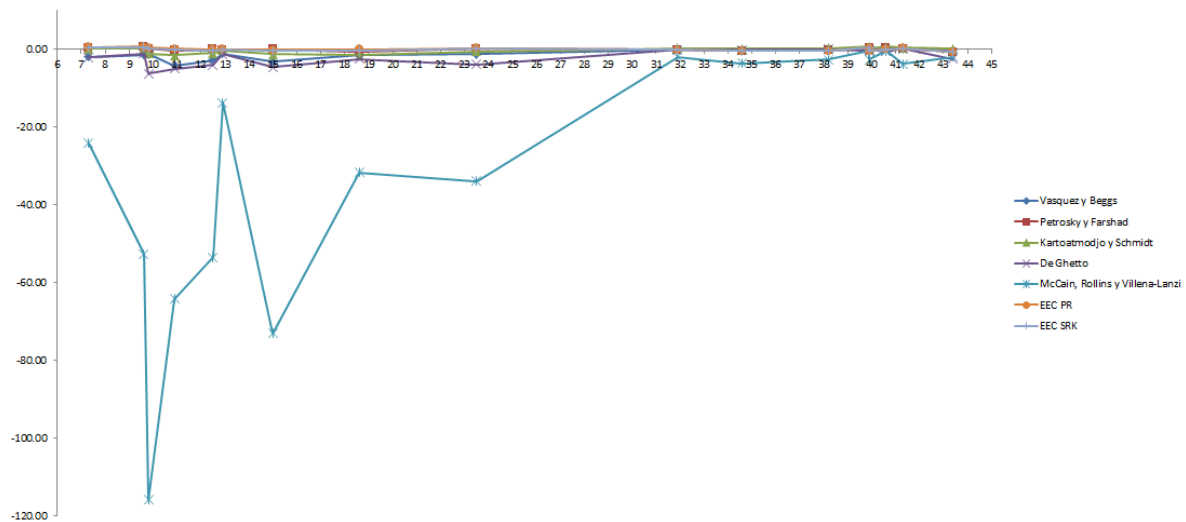


Figura 7.10. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la compresibilidad del aceite a la presión de burbuja.

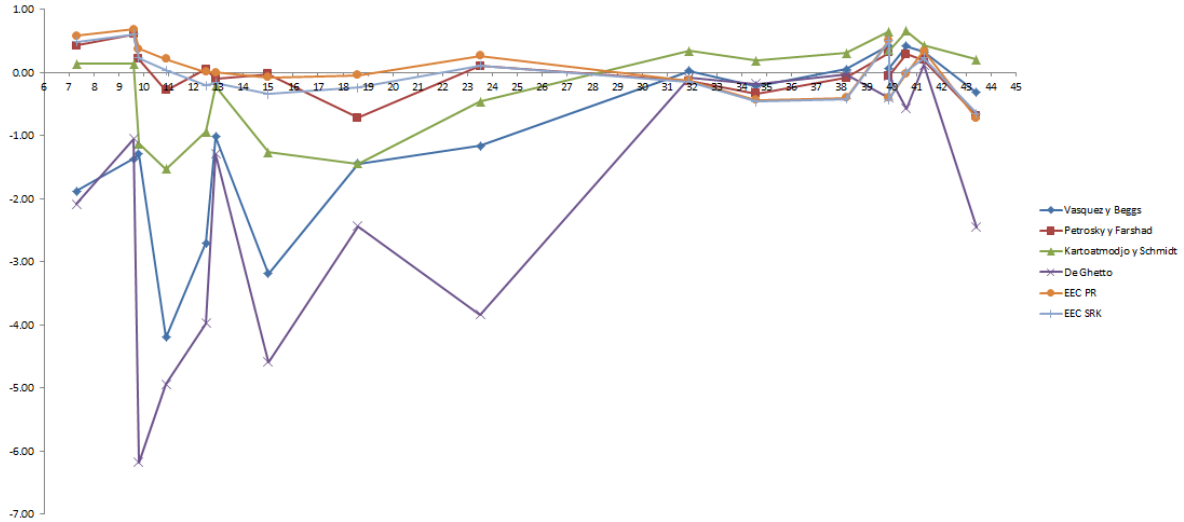


Figura 7.11. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la compresibilidad del aceite a la presión de burbuja sin considerar la correlación de McCain.

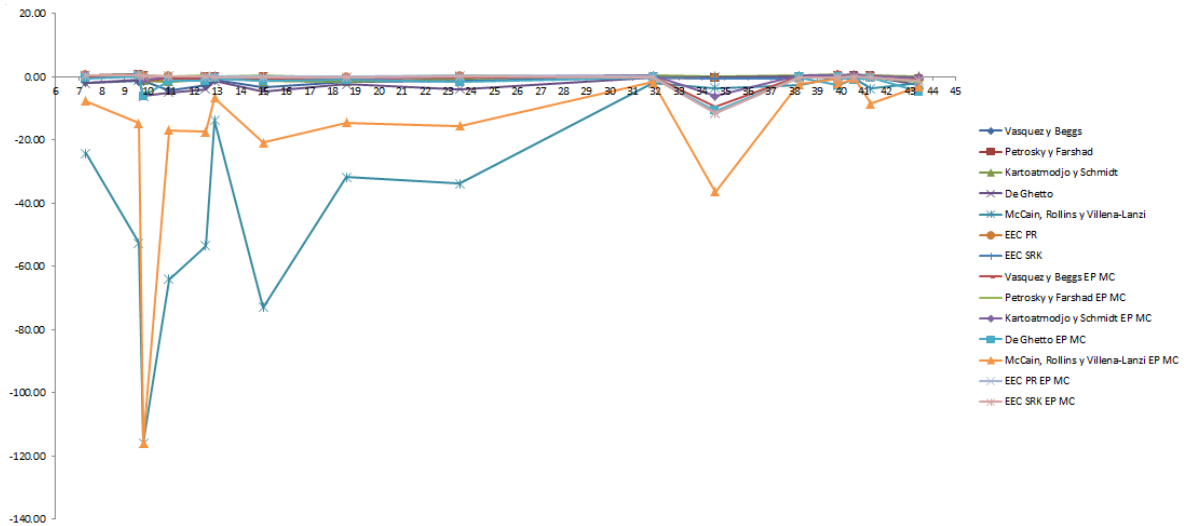


Figura 7.12. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar el factor de compresibilidad del aceite de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

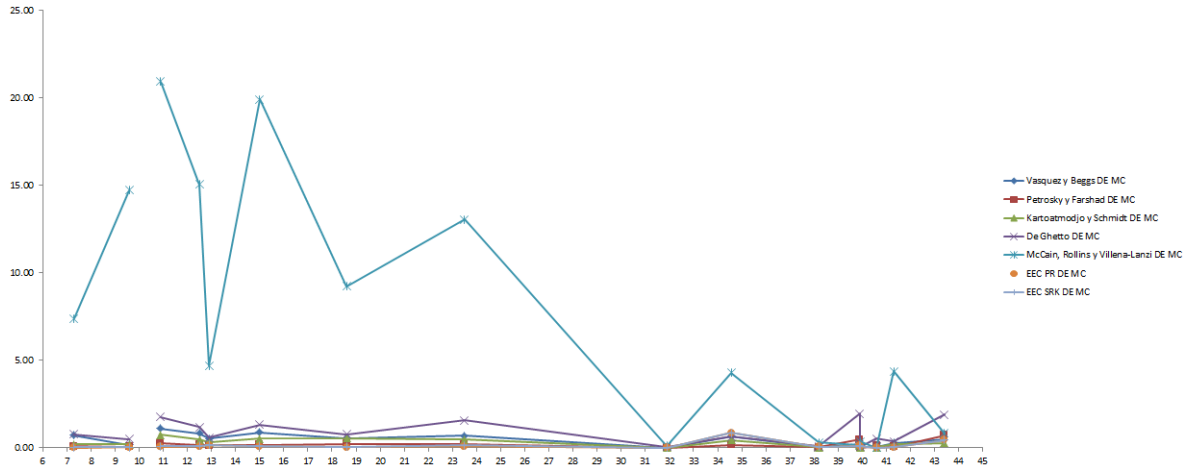


Figura 7.13. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar el factor de compresibilidad del aceite de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.5 Factor de compresibilidad del gas (z)

Para esta propiedad tanto las correlaciones como las ecuaciones cúbicas de estado presentan buenos resultados, sin embargo, la correlación de Gopal es la que mayor error presenta. Además, existe un punto en el cual hay una mayor dispersión (figura 7.14). Quitando este punto y la correlación mencionada, se puede apreciar mejor el rango de error que presentan la mayoría de correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas (figura 7.15). La correlación de Papay presentó errores menores que las demás correlaciones o ecuaciones de estado, lo cual resulta en un buen punto de partida para realizar un cálculo más certero, pues su método es una ecuación directa, a diferencia de los demás, que son métodos iterativos. En cuanto a las ecuaciones cúbicas de estado, la que mejor representó el comportamiento de esta propiedad fue la de Peng-Robinson. En la figura 7.16 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.17.

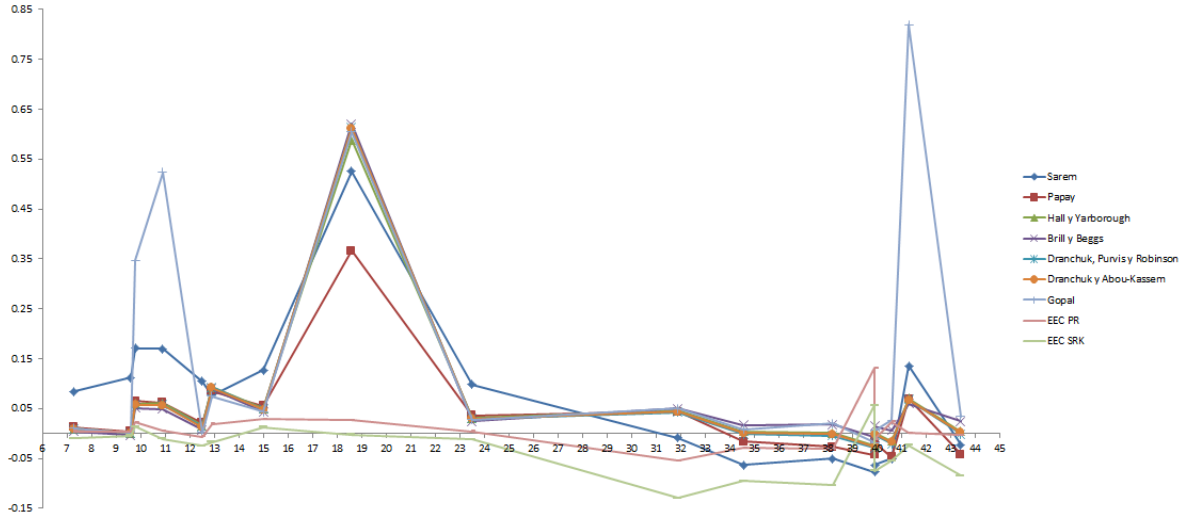


Figura 7.14. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular el factor de compresibilidad z del gas.

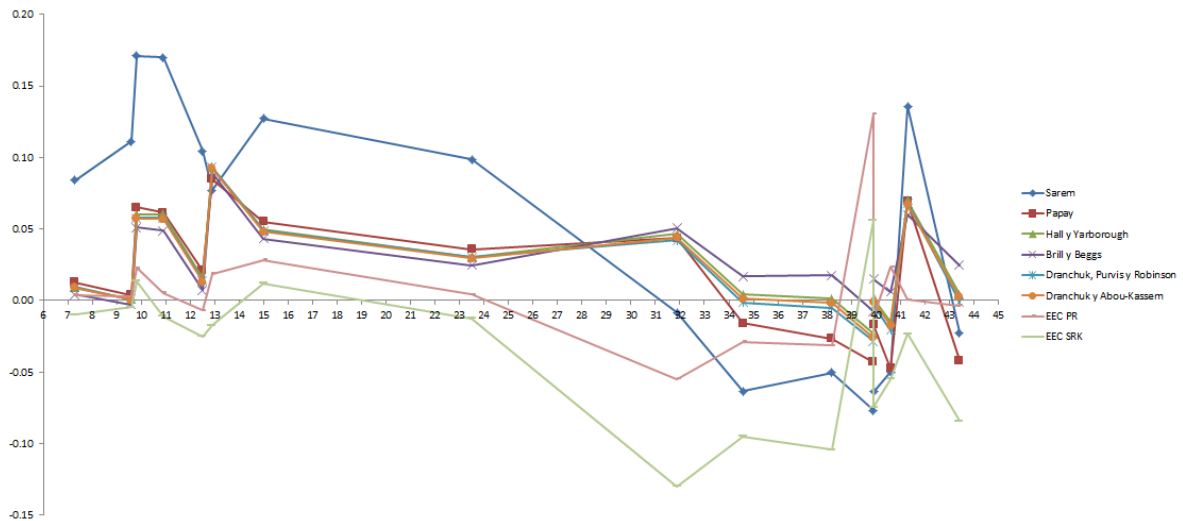


Figura 7.15. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular el factor de compresibilidad z del gas sin considerar la correlación de Gopal ni el punto que causa dispersión.

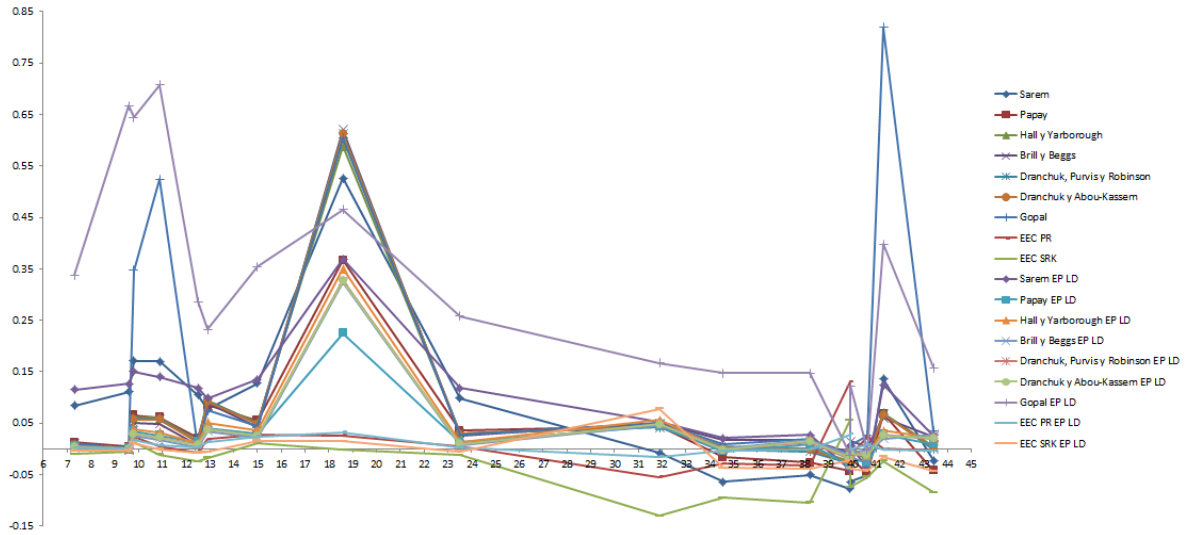


Figura 7.16. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar el factor z del gas de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

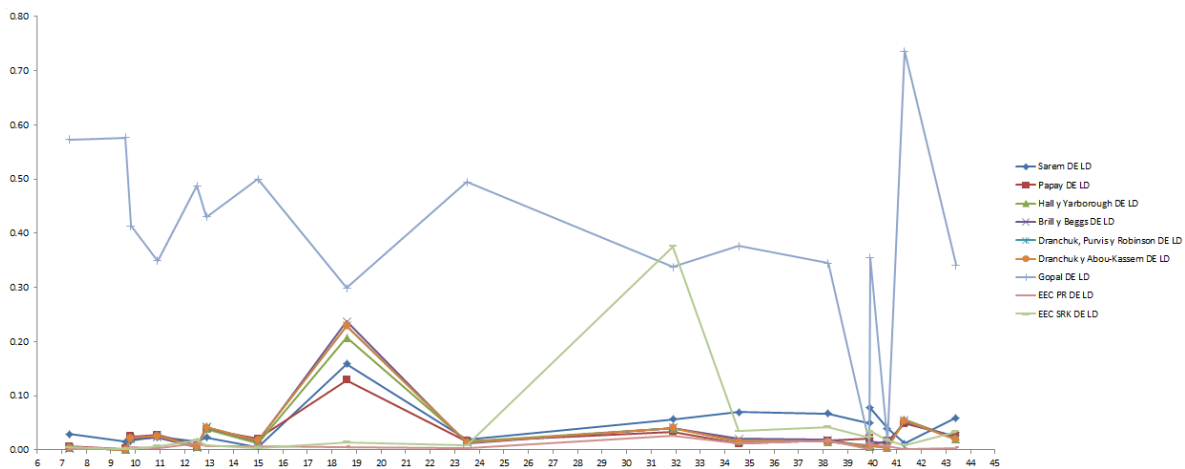


Figura 7.17. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar el factor z del gas de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.6 Viscosidad del gas (μ_g)

En la figura resultante de la viscosidad de gas se puede observar que las correlaciones tienen poca dispersión en los aceites pesados y conforme se avanza hacia los aceites ligeros el error crece, culminando con valores de error y dispersión mayores en la parte de los aceites ligeros, en contraste con los aceites pesados (figura 7.18). En la figura 7.19 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.20.

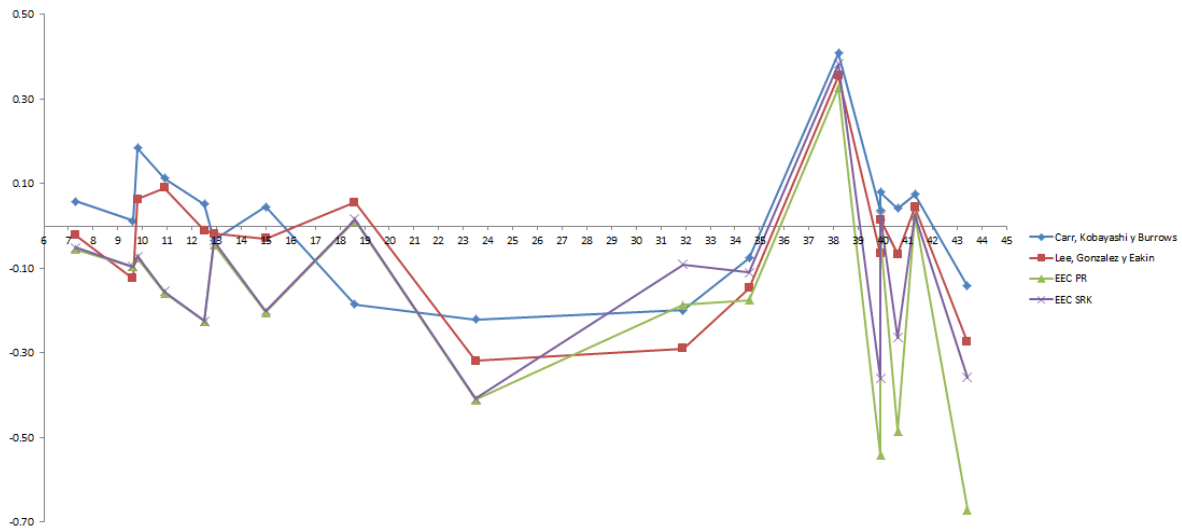


Figura 7.18. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del gas.

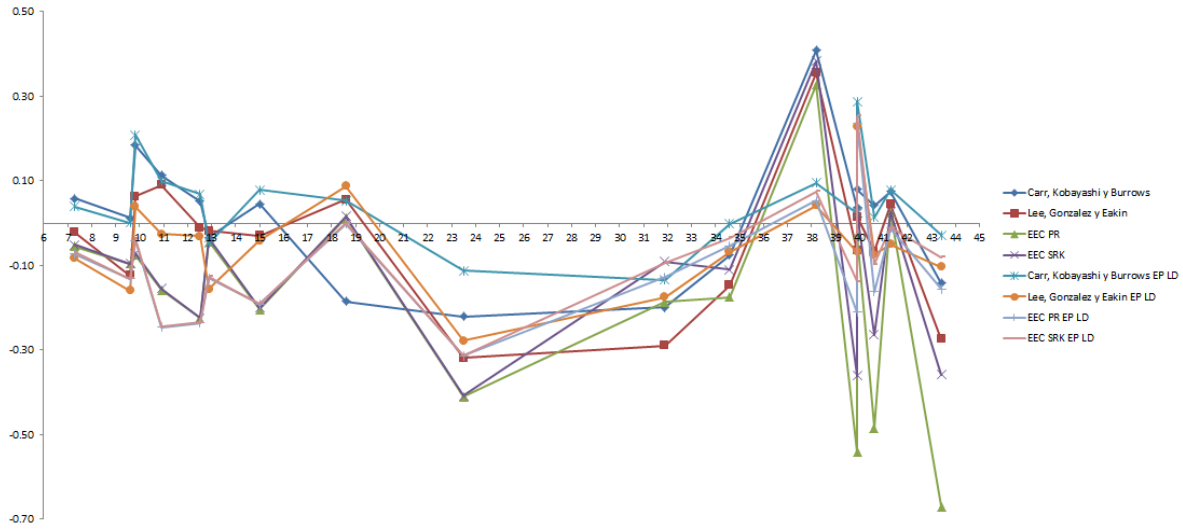


Figura 7.19. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar la viscosidad del gas de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

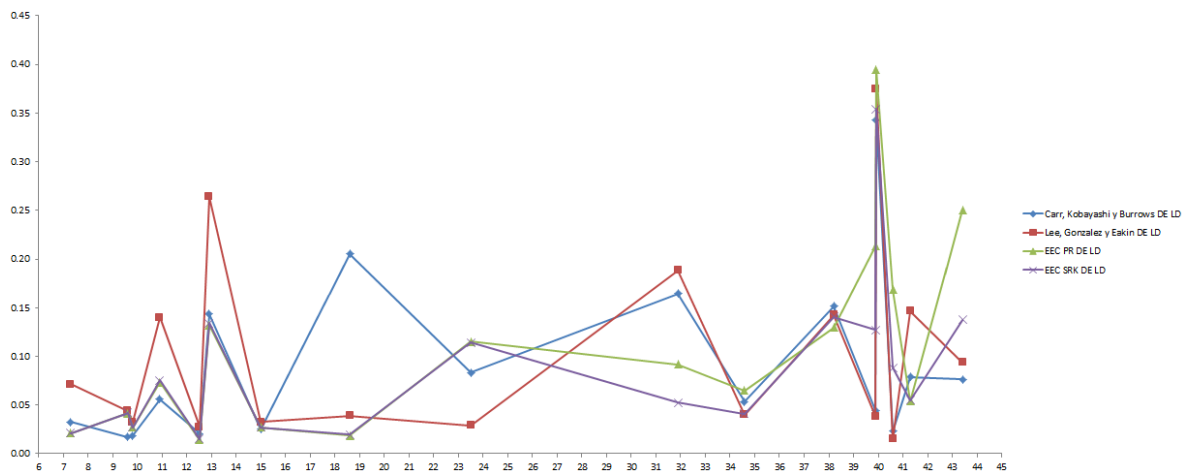


Figura 7.20. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar la viscosidad del gas de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.7 Factor de volumen total (B_t)

Para esta propiedad se puede apreciar que la correlación que mayor dispersión y error tuvo fue la de Al-Marhoun. Las ecuaciones de estado resultaron buenas para estimar el factor de volumen total, aunque errores significativos en la sección de aceites ligeros y pesados. Las correlaciones presentaron errores muy grandes en general (en comparación con las ecuaciones de estado), sin embargo, la de Glaso podría servir para aceites con densidad intermedia (figura 7.21). En la figura 7.22 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.23.

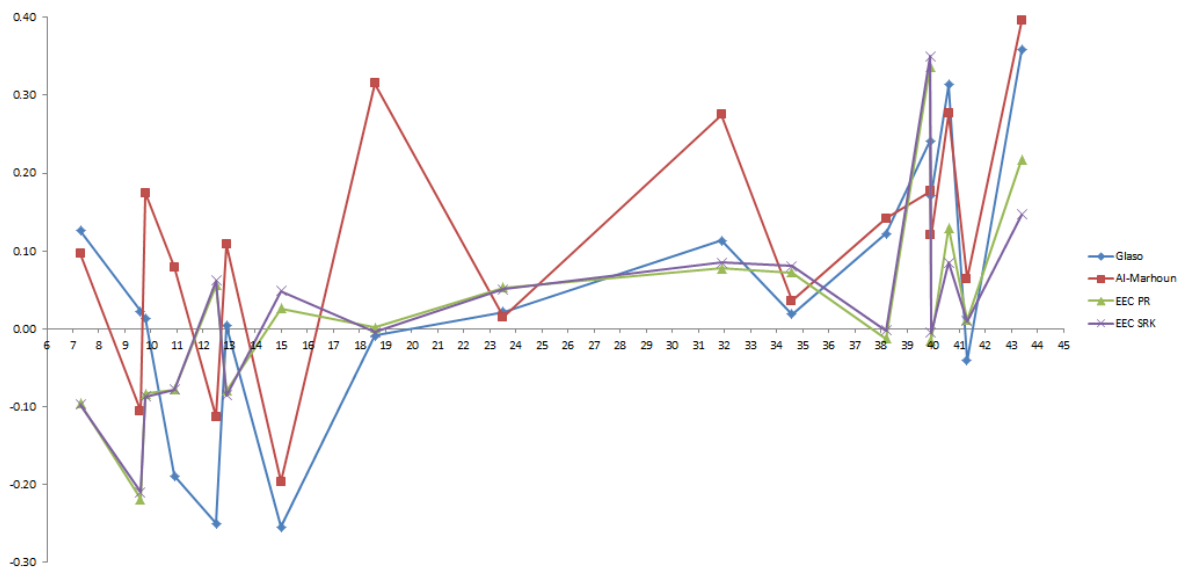


Figura 7.21. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular el factor de volumen total.

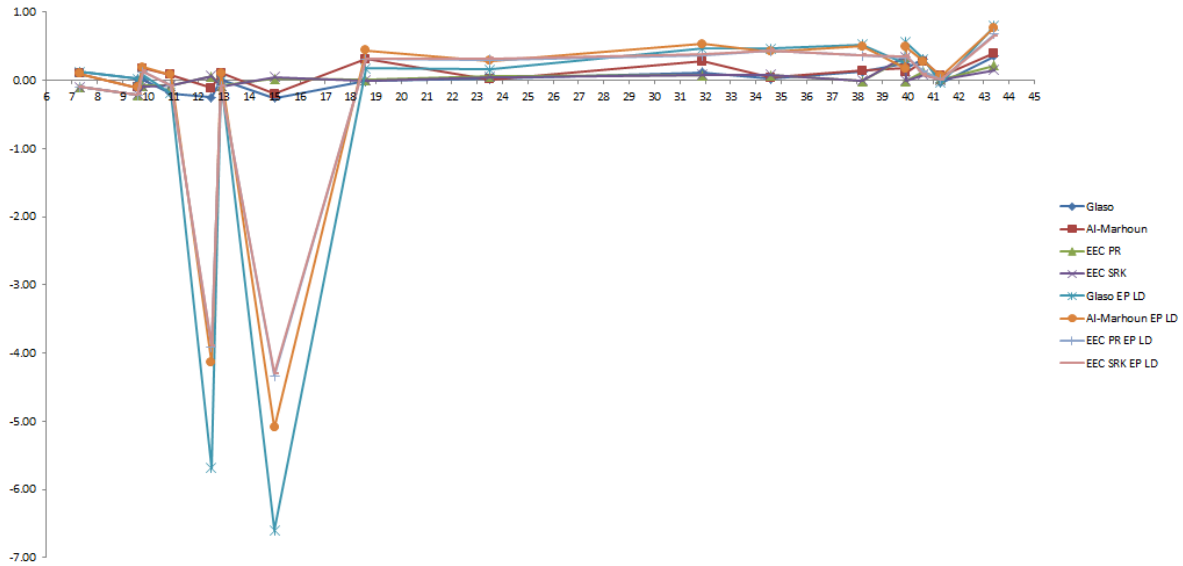


Figura 7.22. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar el factor de volumen total de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

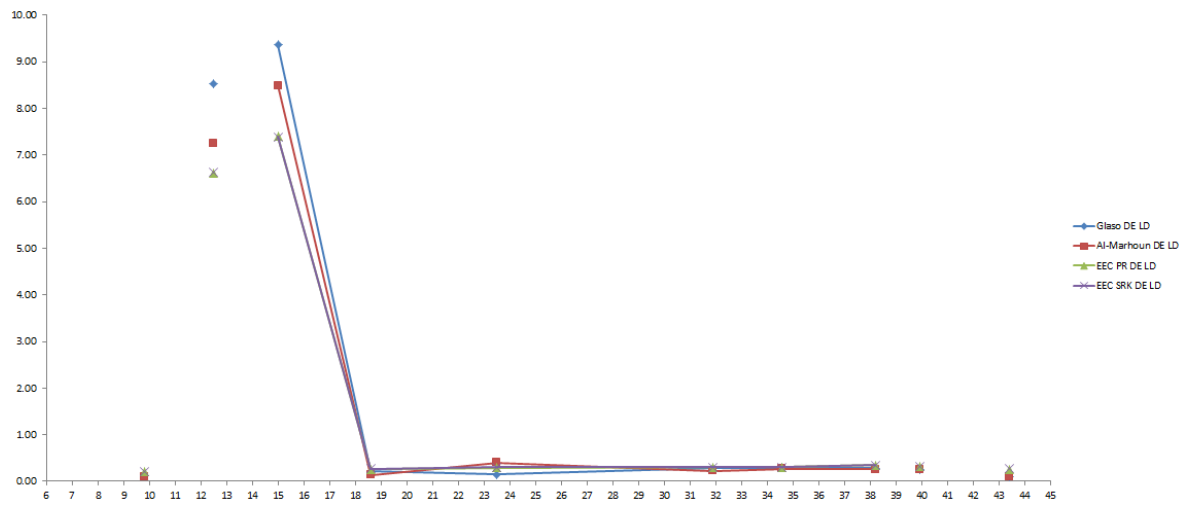


Figura 7.23. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar el factor de volumen total de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.8 Viscosidad del aceite muerto (μ_{od})

En esta propiedad la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson presentó errores muy grandes para diversas densidades, en comparación con las correlaciones e incluso con la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, en específico en el extremo de los aceites ligeros y en un punto del lado de los aceites pesados (Figura 7.11). Removiendo la ecuación de estado de Peng-Robinson el rango de error disminuye, sin embargo, persiste la tendencia de obtener una mayor dispersión para aceites ligeros y pesados (figura 7.12). La ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson (con el modelo de viscosidad de LBC) resultó pobre para calcular la viscosidad del aceite muerto. La correlación que mejores resultados presentó fue la de Glaso.

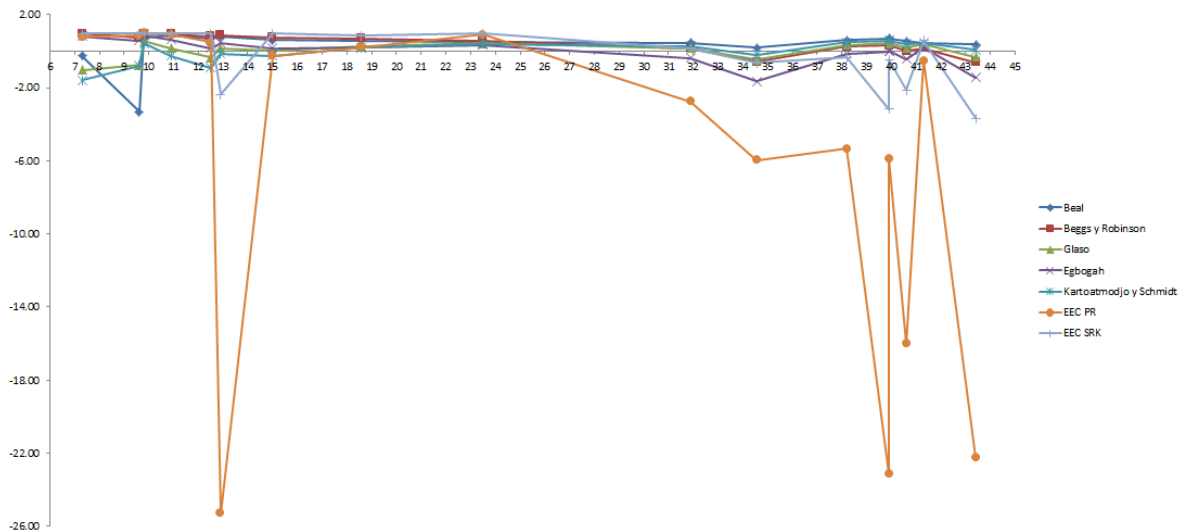


Figura 7.24. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite muerto.

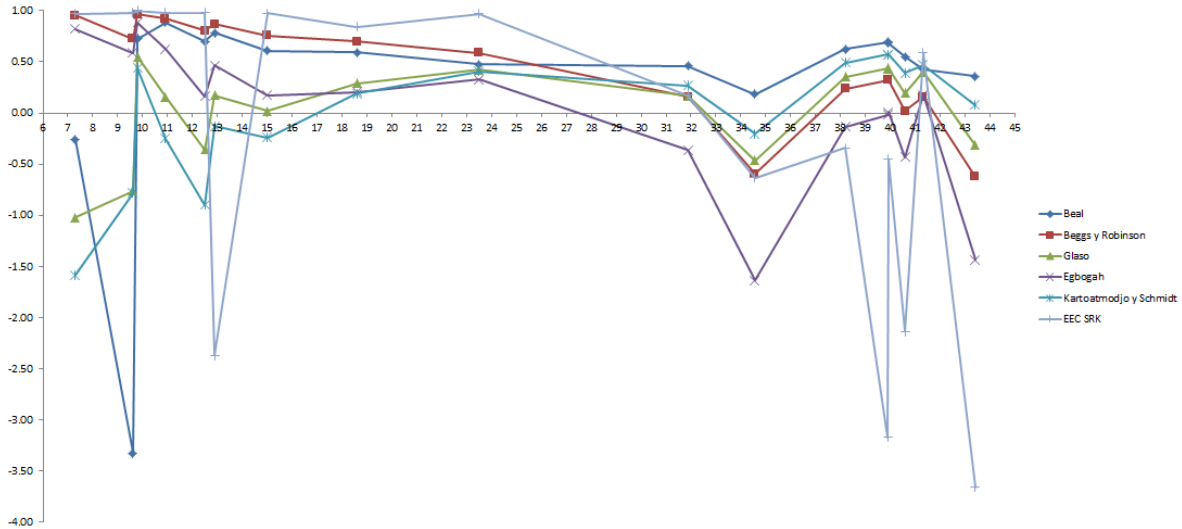


Figura 7.25. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite muerto sin considerar la ecuación de estado de Peng-Robinson.

7.9 Viscosidad del aceite saturado (μ_{ob})

La correlación de Chew y Conally presenta un punto de error muy grande al llegar a las densidades de los aceites más ligeros, en contraste con su comportamiento para las demás densidades. Por su parte, la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson aporta un punto con error grande, a diferencia de las demás correlaciones y ecuaciones de estado, en la región de aceites ligeros (figura 7.26). Al retirar los puntos antes mencionados se puede apreciar que el rango de error disminuye, y se puede observar algunos puntos con error disparado para aceites ligeros y pesados (figura 7.27). Las ecuaciones de estado cúbicas (con el modelo de viscosidad de LBC) no presentaron buenos resultados para calcular la viscosidad de aceite saturado. En cambio, hubo dos correlaciones que tuvieron errores aceptables: Beggs y Robinson, y Kartoatmodjo y Schmidt. En la figura 7.28 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.29.

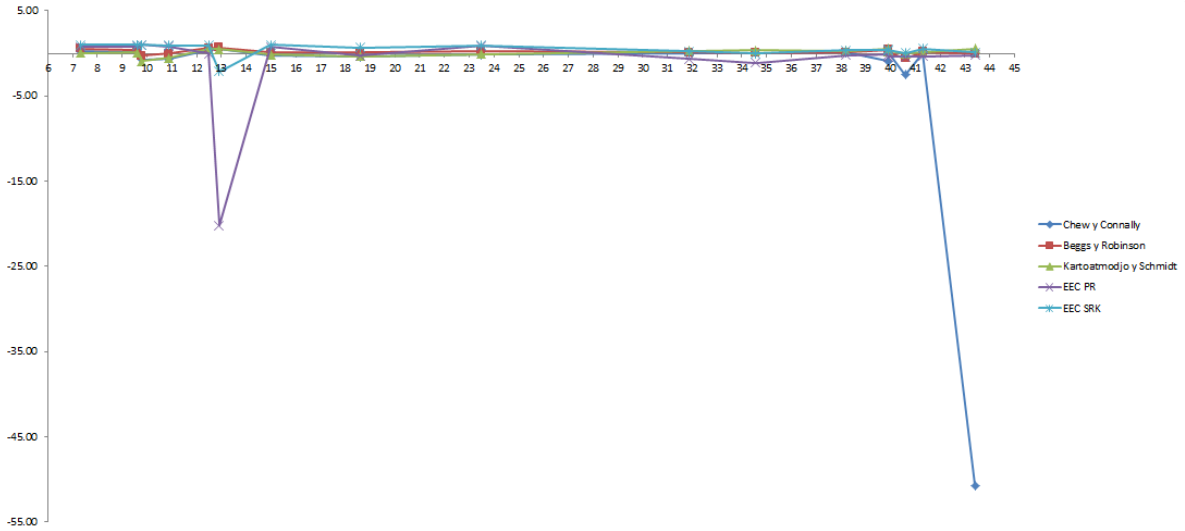


Figura 7.26. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite saturado.

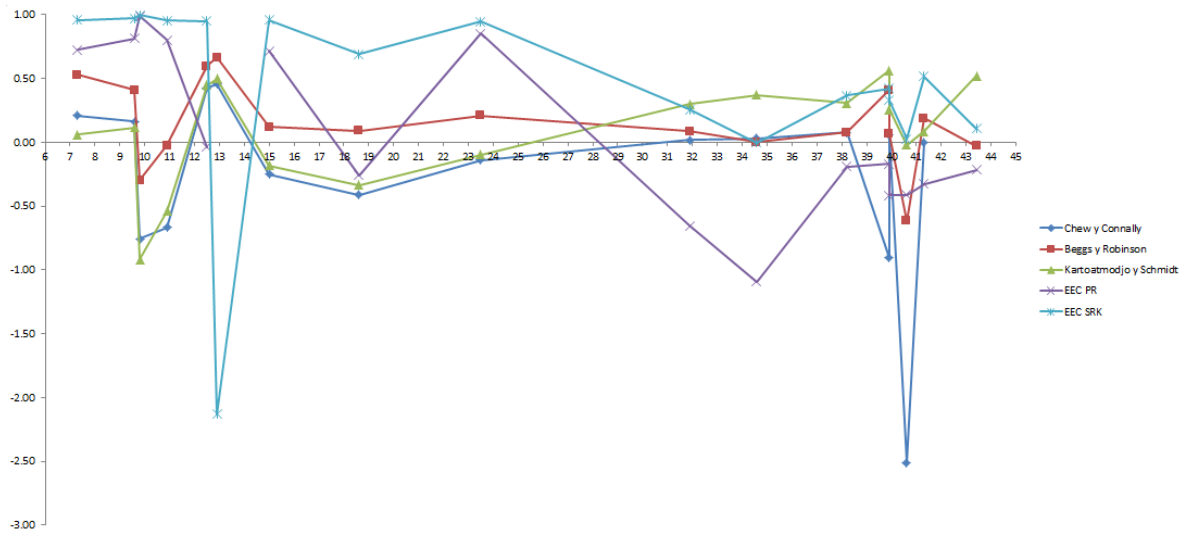


Figura 7.27. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite saturado sin considerar los puntos que causan dispersión.

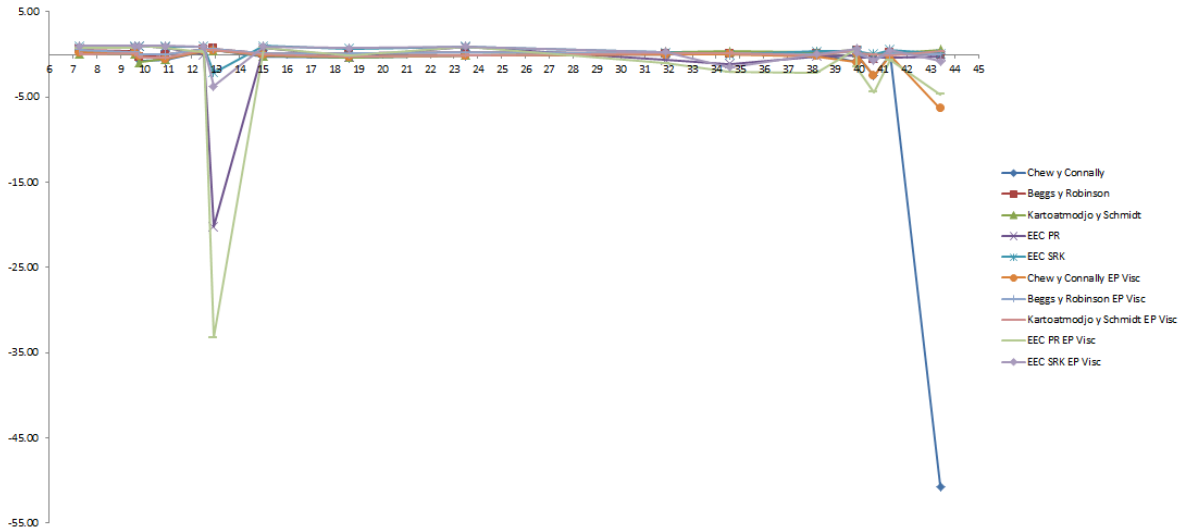


Figura 7.28. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar la viscosidad del aceite saturado de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

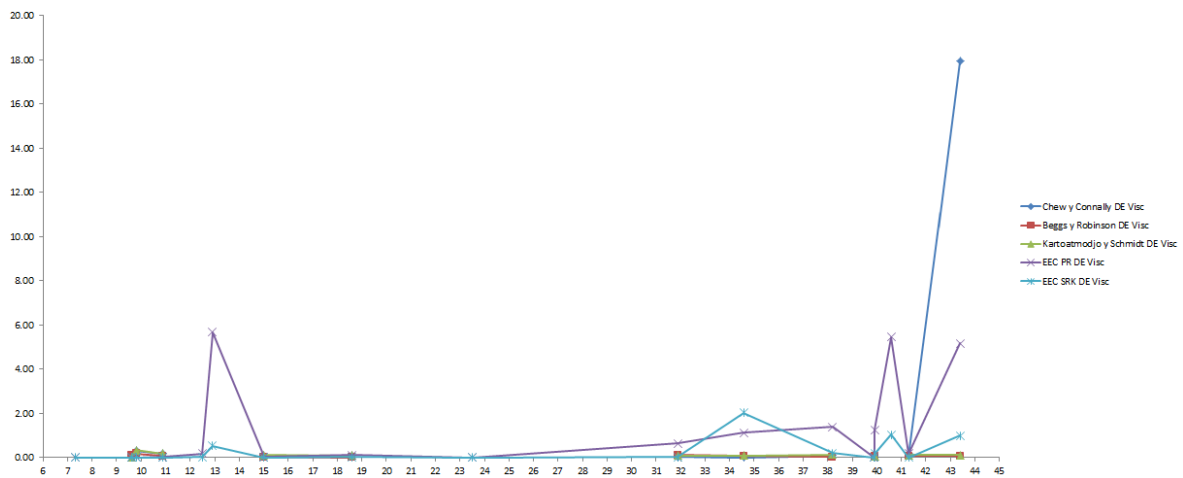


Figura 7.29. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar la viscosidad del aceite saturado de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

7.10 Viscosidad del aceite bajosaturado (μ_o)

Para la viscosidad del aceite saturado la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson presenta un punto donde el error es mucho mayor que el promedio, y también se encuentra del lado de aceites pesados (figura 7.30). Al retirar el punto anterior se puede apreciar que la única correlación que presenta un mínimo error para la mayoría de las densidades fue la de Kartoatmodjo y Schmidt (figura 7.31). En la viscosidad de aceite bajosaturado hubo dos correlaciones que dieron buenos resultados: Beal y Kartoatmodjo y Schmidt. Sin embargo, la de Beal presenta mayor error que la de Kartoatmodjo y Schmidt para aceites pesados. En la figura 7.32 se presenta el error promedio al replicar los experimentos PVT en cada punto. La desviación estándar se presenta en la figura 7.33.

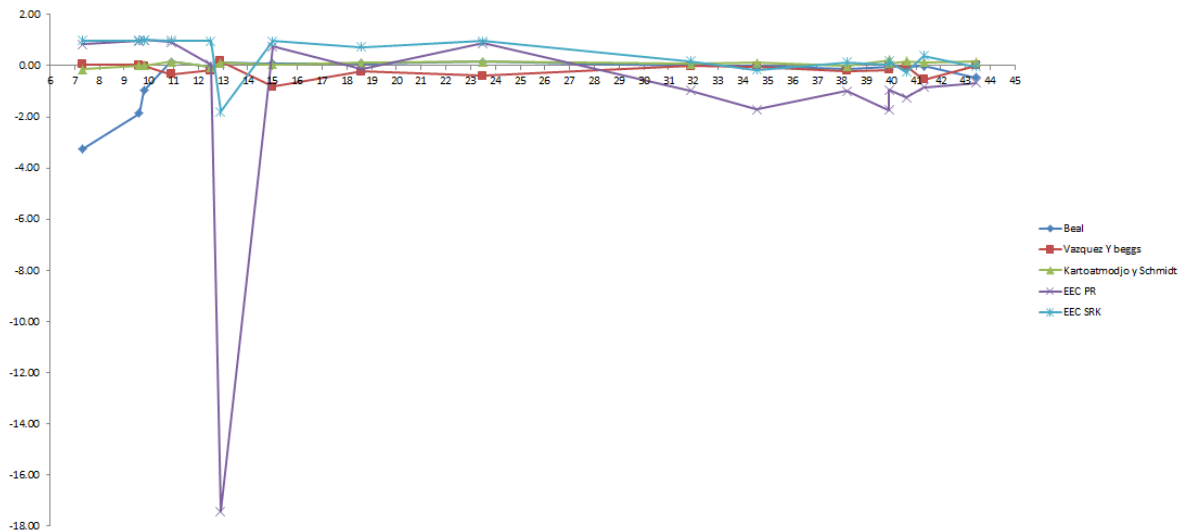


Figura 7.30. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite bajosaturado.

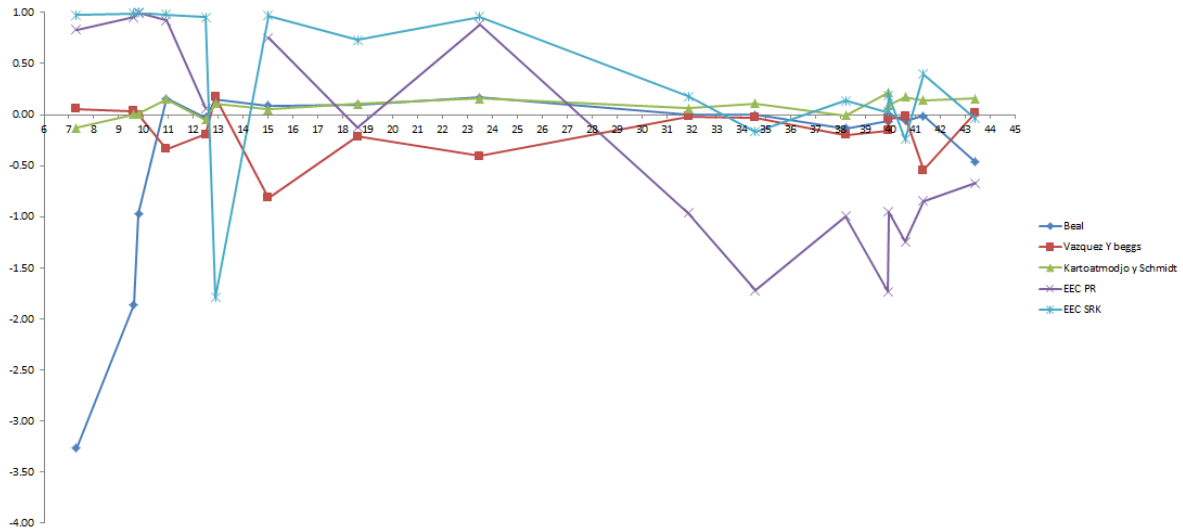


Figura 7.31. Gráfica que muestra el error obtenido usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas para calcular la viscosidad del aceite bajosaturado sin considerar el punto que causa dispersión.

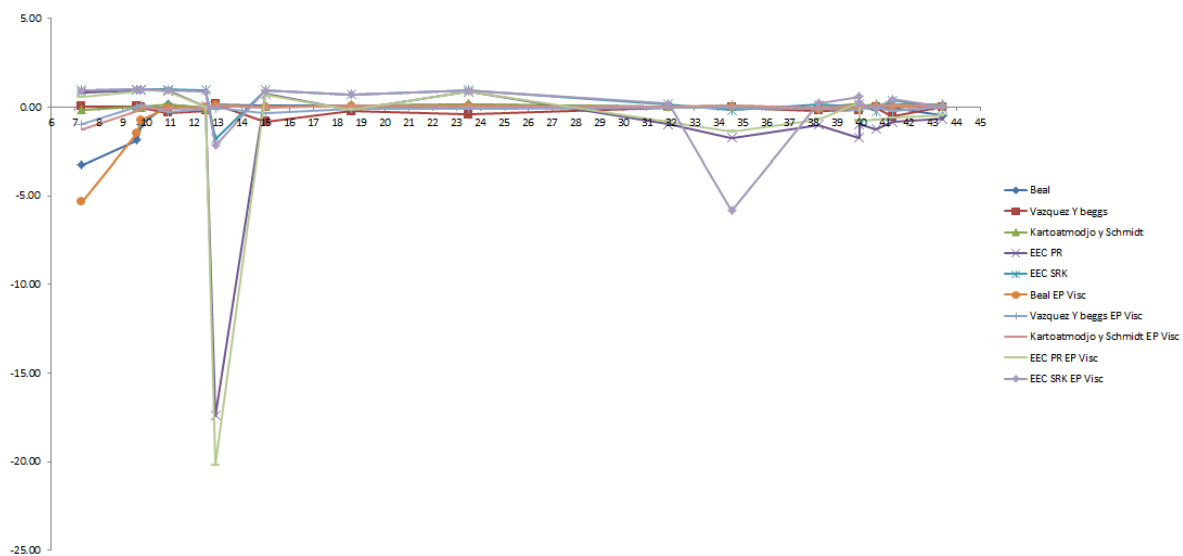


Figura 7.32. Gráfica que muestra el error promedio obtenido al replicar la viscosidad del aceite bajosaturado de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

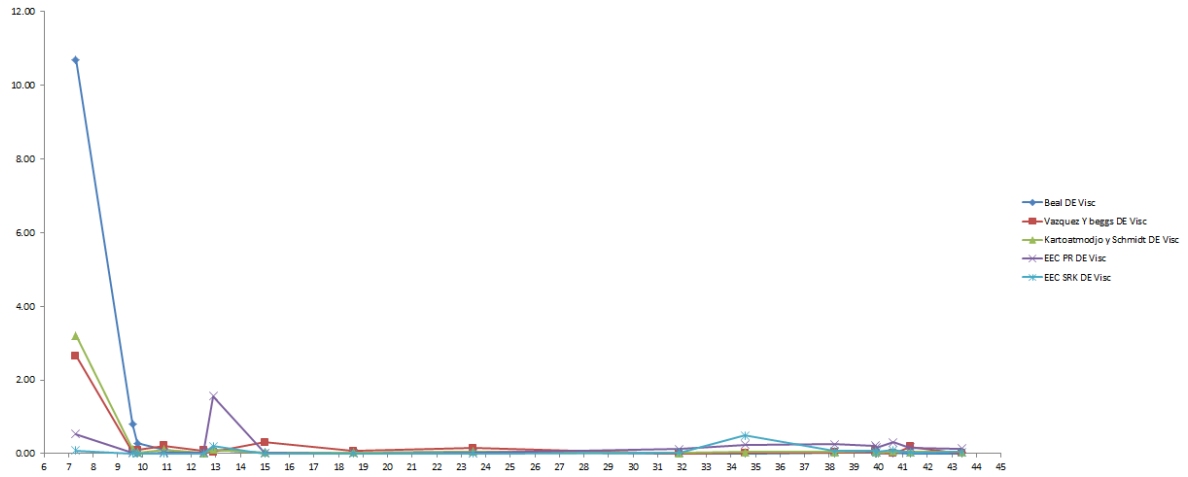


Figura 7.33. Gráfica que muestra la desviación estándar al replicar la viscosidad del aceite bajosaturado de los experimentos PVT usando correlaciones y ecuaciones de estado cúbicas.

8. Conclusiones y Recomendaciones

Al finalizar este trabajo se pudo concluir lo siguiente:

1. Se presenta un complemento para Excel que permite calcular las propiedades volumétricas del gas y el aceite mediante correlaciones que pueden simular comportamientos PVT. Para validar las correlaciones programadas se utilizaron 64 resultados reportados en la literatura.
2. Se realizó una comparación entre el comportamiento de las correlaciones empíricas y dos de las ecuaciones de estado más utilizadas en la industria (PR y SRK). Los resultados, sin ajuste, muestran que existe un área de oportunidad para desarrollar, adaptar o probar nuevas expresiones (además de las consideradas en este trabajo), para aceites con densidades API menores a 11° y mayores a 38°API, pues es en este rango en el que los modelos analizados presentan mayor valor y dispersión en el error relativo.
3. Para la presión de burbuja la correlación que más se aproximó a los experimentos analizados fue la de Lasater, no obstante, para aceites con densidades de 7 a 10°API la correlación recomendada por este trabajo es Petrosky y Farshad; entre 10 y 13°API es Al-Marhoun y; de 13 a 45°API se sugiere la ecuación de estado cúbica de Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong, así como las correlaciones de Almehaideb o Lasater. Las correlaciones que mayor error presentaron fueron Glaso, y Kartoatmodjo y Schmidt.
4. En la propiedad de la relación gas disuelto aceite la ecuación que más se aproximó a los experimentos analizados fue la de Peng-Robinson, no obstante, para aceites con densidades de 7 a 10°API la correlación recomendada por este trabajo es Petrosky y Farshad; entre 10 y 14°API la ecuación de estado de Peng-Robinson; de 14 a 23°API nuevamente Petrosky y Farshad; de 23 a 32°API Farshad, Leblanc y Garber; de 32 a 35°API Elsharkawy y Alikhan; de 35 a 41°API Peng-Robinson y; por último,

Dokla y Osman para el intervalo de 41 a 45°API. La correlación que mayor error presentó fue la de Dloka y Osman.

5. Para el factor de volumen se recomienda usar la correlación de Petrosky y Farshad para el rango de 7 a 11°API; de 11 a 17°API Al-Shammasi; de 17 a 35°API Farshad, Leblanc y Garber y; de 35 a 45°API Almehaideb. La correlación que mayor error presentó fue Elsharkawy y Alikhan.
6. En cuanto a la compresibilidad para el rango de 7 a 10°API se recomienda usar la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt; de 10 a 15°API Petrosky y Farshad; de 15 a 23°API la ecuación de estado de Peng-Robinson; de 23 a 32°API tanto la correlación de Petrosky y Farshad como la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong; de 32 a 38°API la correlación de Vasquez y Beggs; de 38 a 41°API Petrosky y Farshad y; de 41 a 45°API Vasquez y Beggs. La correlación que mayor error presentó fue McCain, Rollins y Villena-Lanzi.
7. Para el factor z se recomienda usar en el rango de 7 a 10°API la correlación de Brill y Beggs; de 10 a 13°API la ecuación de estado de Peng-Robinson; de 13 a 24°API Soave-Redlich-Kwong; de 24 a 30°API de nuevo Peng-Robinson; de 30 a 33°API la correlación de Sarem; de 33 a 41 Dranchuk y Abou-Kassem; finalmente de 41 a 45°API la ecuación de estado de Peng-Robinson. La correlación que mayor error presentó fue Gopal.
8. En la propiedad de viscosidad del gas se recomienda la correlación de Carr, Kobayashi y Burrows para de 7 a 10°API; Lee, Gonzalez y Eakin de 10 a 17°API; la ecuación de estado de Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong de 17 a 19°API; Lee et al. de 19 a 22°API; Carr et al. de 22 a 29°API; Soave-Redlich-Kwong de 29 a 35°API; Lee et al. de 35 a 41°API; finalmente Carr et al. de 41 a 45°API. La ecuación que mayor error presentó fue Peng-Robinson.
9. Para el factor de volumen total se recomienda en el rango de 7 a 10°API la correlación de Glaso; de 10 a 19°API la ecuación de estado de Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong; de 19 a 35°API Glaso y; de 35 a 35

Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong. La correlación que mayor error presentó fue Al-Marhoun.

10. Para la viscosidad de aceite muerto se recomienda la correlación de Egbogah en el rango de 7 a 10°API; Glaso de 10 a 16°API; Kartoatmodjo y Schmidt de 16 a 20°API; Egbogah de 20 a 31°API; Kartoatmodjo y Schmidt de 31^a a 36°API; Beggs y Robinson de 36 a 41°API y; Glaso de 41 a 45°API. La ecuación que mayor error presentó fue Peng-Robinson.
11. En cuanto a la viscosidad del aceite saturado se recomienda para el intervalo de 7 a 10°API la correlación de Kartoatmodjo y Schmidt; de 10 a 12°API Beggs y Robinson; de 12 a 15°API Kartoatmodjo y Schmidt, o Chew y Conally; de 15 a 40°API Beggs y Robinson; de 40 a 42°API Kartoatmodjo y Schmidt y; de 42 a 45°API Beggs y Robinson. La correlación que mayor error presentó fue Chew y Conally, además de la ecuación de estado de Peng-Robinson.
12. Para la viscosidad del aceite bajosaturado en el intervalo de 7 a 10°API se recomienda la correlación de Vasquez y Beggs; de 10 a 18°API Kartoatmodjo y Schmidt; de 18 a 26°API Kartoatmodjo y Schmidt o Beal; de 26 a 37°API Beal; de 37 a 39°API Kartoatmodjo y Schmidt; de 39 a 41°API Beal, y; de 41 a 45°API Kartoatmodjo y Schmidt. La correlación que más error presentó fue Vasquez y Beggs, sin embargo, la correlación de Beal no es recomendable para densidades menores a 11°API pues el error que proporciona, con respecto a las demás correlaciones, es mayor. La ecuación de estado de Peng-Robinson también presentó errores grandes a diferencia de las correlaciones y la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong.
13. Las ecuaciones de estado cúbicas de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong, bajo el modelo de viscosidad de Lohrenz-Bray-Clark, no presentaron buenas aproximaciones para la viscosidad del aceite (muerto, saturado y bajosaturado).

Se recomienda ampliamente:

1. Aumentar la cantidad de ecuaciones de estados cúbicas a estudiar junto con las correlaciones empíricas.
2. Incluir más modelos de viscosidad a usar con las ecuaciones de estado cúbicas.
3. Incluir más experimentos PVT, en especial de aceites con densidades entre 19 y 32° API.

Referencias

1. Al-Zahaby, A., El-Banbi, A., y Sayyoub, M., (2012). Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 150650.
2. Arzápalo, Y., (2016). *Evaluación de métodos para calcular la viscosidad de crudos pesados/extrapesados y modificación al modelo de Lohrenz, Bray y Clark*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
3. Bánzer, C., (1996). *Correlaciones Numéricas P.V.T.*, Maracaibo, Venezuela: Universidad de Zulia.
4. De Ghetto, G., Paone, F., y Villa, M., (1994). Reliability Analysis on PVT Correlations. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 28904.
5. Frashad, F., LeBlanc, J., Garber, J., y Osorio, J., (1996). Empirical PVT Correlations For Colombian Crude Oils. *Society of Petroleum Engineers*, SPE 36105.
6. Gallardo, H. (Pendiente). *Química para Ciencias de la Tierra*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
7. Gallardo, H., *Apuntes para la materia de Caracterización Dinámica de Yacimientos*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
8. Gallardo, H., *Apuntes para la materia de Ingeniería de Yacimientos de Gas*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
9. Garaicochea, F., Bernal, C., y López, O., (1991). *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*, México, D.F., México: Colegio de Ingenieros Petroleros de México.
10. García, H., (2017). *Potencial de las hijas de cálculo electrónicas y su aplicación a la ingeniería petrolera*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.

-
11. Godefroy, S., Hiang, S., y Emms, D., (2012). Comparison and Validation of Theoretical and Empirical Correlations for Black Oil Reservoir Fluids Properties. *Offshore Technology Conference*, OTC 22972.
 12. González, Y., (2014). *Análisis, desarrollo, selección y calibración de correlaciones PVT de aceite saturado para campos petroleros de México*, México, D.F., México: Universidad Nacional Autónoma de México.
 13. Licona, J., (2018). *Metodología para la consistencia de experimentos PVT: Crwación de programa de cálculo para validar muestras de Aceite Pesado, Aceite Volátil, Gas y Condensado*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
 14. Pérez, G., (2018). *Aplicaciones de las Ecuaciones De Estado Cúbicas Y la Teoría de Equilibrio de Fases en la Ingeniería Petrolera*, Ciudad de México, México: Universidad Nacional Autónoma de México.
 15. Torres, J., y Turrubiate, A., (2007). *Ecuación General de Balance de Materia y una herramienta computacional para sus cálculos*, México, D.F., México: Universidad Nacional Autónoma de México.