

11º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

CÁLCULO E AVALIAÇÃO DO FATOR DE COMPRESSIBILIDADE DE GASES UTILIZANDO-SE CORRELAÇÕES EMPÍRICAS

AUTORES:

Bernardo Vitor de Souza Marins,
Víctor Rolando Ruiz Ahón

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal Fluminense

CÁLCULO E AVALIAÇÃO DO FATOR DE COMPRESSIBILIDADE DE GASES UTILIZANDO-SE CORRELAÇÕES EMPÍRICAS

Abstract

Devido à diversidade de propriedades físicas e químicas dos fluidos de reservatório de petróleo, o conhecimento das relações de pressão-volume-temperatura (PVT) é essencial para a solução de problemas de engenharia. Uma dessas propriedades é o fator de compressibilidade (Z), que reflete o quanto o gás real se desvia do gás ideal a uma dada pressão e temperatura, ou como o valor da razão entre o volume real e o volume ideal. Este parâmetro pode ser determinado com base em medições em laboratórios PVT ou por meio de correlações. Como a composição, a temperatura e a pressão dos fluidos são diferentes em cada reservatório, é necessário determinar se há uma correlação que possa ser aplicada em todas essas condições. Consequentemente, comparando o resultado obtido através de diversas correlações com valores experimentais, é possível determinar quais são as faixas ótimas de aplicabilidade. Dessa forma, o objetivo deste trabalho é desenvolver um código em Python capaz de avaliar qual a melhor correlação para determinar o fator de compressibilidade de gases utilizando-se com dados de entrada de pressão reduzida e a temperatura reduzida. Para isso, foram utilizadas 24 correlações empíricas encontradas na literatura, que foram implementadas no código e os seus resultados foram comparados com 5939 valores experimentais obtidos na literatura.

Introdução

As propriedades de misturas de gás natural são necessárias para diversos cálculos na engenharia, que vão desde o dimensionamento de tubulações e de instalações até a avaliação de reservas e a simulação de reservatórios. Essas propriedades são medidas em laboratório, estimadas com uma equação de estado ou estimadas com correlações empíricas.

O fator de compressibilidade (fator Z) dos gases é utilizado para correção do volume de gás calculado pela equação dos gases para o valor atual. Esse fator é a relação entre o volume ocupado por uma quantidade de gás e o volume ocupado pela mesma quantidade de um gás ideal. (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016)

As propriedades PVT de gás natural como o fator volume de formação, a viscosidade e a densidade, em uma determinada condição de volume e de pressão, são relacionadas com o fator Z . A condição do gás ideal é representada por $Z = 1$. A determinação mais precisa dessa propriedade tem por objetivo garantir uma melhor estimativa das propriedades relacionadas com o fator Z . (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016)

Desta forma, o objetivo deste trabalho é desenvolver um código em Python capaz de avaliar a melhor correlação para determinar o fator de compressibilidade de gases utilizando-se como dados de entrada a pressão reduzida e a temperatura reduzida. Para isso, foram selecionadas 24 correlações empíricas localizadas na literatura, que foram implementadas no código e os seus resultados foram comparados com 5939 valores experimentais obtidos na literatura.

Fator de compressibilidade do gás natural (Z)

Várias equações de estado foram desenvolvidas com o objetivo de correlacionar as variáveis de pressão (P), volume (V) e temperatura (T) para gases reais, com os valores encontrados em experimentos. Para alcançar um valor mais preciso, é necessário incluir a variável fator de compressibilidade (Z) na equação dos gases ideais. Esse fator Z dimensiona quanto um gás real se desvia de um gás ideal. (Kumar, 2004)

$$PV = znRT \quad (1)$$

Uma das formas de se obter os valores de Z é experimentalmente. No entanto, como o fator de compressibilidade varia para cada componente e para cada gás, em cada faixa de pressão e de temperatura, torna-se algo impraticável. (Kumar, 2004)

As correlações empíricas são outra fonte de determinação do fator de compressibilidade do gás, simples e prático de ser utilizado e, dessa forma, amplamente utilizados na indústria de petróleo e gás. (Ghanem *et al.*, 2022; Kumar, 2004). Este trabalho é direcionado para essas correlações.

Metodologia

Com o objetivo de criar o código em linguagem Python, foi efetuada uma busca na literatura para selecionar as correlações empíricas do fator de compressibilidade. Ao todo, 24 correlações empíricas de fator de compressibilidade foram selecionadas e implementadas em um código Python. Os valores de entrada utilizados para todos os métodos foram as temperaturas pseudoreduzidas ($1,05 \leq T_{pr} \leq 3,0$) e as pressões pseudoreduzidas ($0,2 < P_{pr} < 15,0$) do gráfico de Standing-Katz, digitalizado por (Poettman and Carpenter, 1952), totalizando 5939 pontos. Em seguida, as correlações foram avaliadas estatisticamente usando o erro relativo médio (ERM) e a raiz quadrada do erro médio (RMSE) as fórmulas utilizadas são apresentadas a seguir. O valor de n dependerá da faixa de validade de cada correlação (ver Tabela 1); para as correlações que possuem faixa de validade de temperatura e pressão foram utilizados apenas os dados dessa faixa, para o caso das correlações com faixa de validade “não reportada” foram utilizados todos os pontos.

$$ERM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{Z_{calculado} - Z_{StandingKatz}}{Z_{StandingKatz}} \right|_i \quad (2)$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Z_{calculado} - Z_{StandingKatz})_i^2} \quad (3)$$

Resultados e Discussão

A Tabela 1 apresenta o resultado deste trabalho. Nela estão descritas as correlações e as suas fontes, as faixas de temperatura pseudoreduzida (Tpr) e pressão pseudoreduzida (Ppr), o erro relativo médio (ERM) e a raiz quadrada do erro médio (RMSE).

Tabela 1 - Correlações, faixas de interesse e acurácia

Correlações	Faixa de Tpr	Faixa de Ppr	ERM	RMSE
(Hall and Yarborough, 1973)	$1,2 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,1 \leq Ppr \leq 24,0$	0,0025032	0,0033782
(Hall and Iglesias-Silva, 2007)	Não reportado	Não reportado	0,0027349	0,0035504
Londono_DAK (Londono, Archer e Blasingame, 2005)	Não reportado	Não reportado	0,0041676	0,0049987
(Dranchuk and Abou-Kassem, 1975)	$1,0 \leq Tpr \leq 3,0$ e $0,7 \leq Tpr < 1,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 30,0$ e $Ppr < 1,0$	0,0043489	0,0058657
(Elsharkawy, 2003)	Não reportado	Não reportado	0,0043489	0,0058657
(Dranchuk, Purvis e Robinson, 1973)	$1,05 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 30,0$	0,0051403	0,0065688
(Heidaryan, Moghadasi e Rahimi, 2010)	$1,05 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0067228	0,0087355
Kareen2016_Equação 16 (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016)	$1,15 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0083440	0,0104290
(Wang, Ye and Wu, 2022)	$1,05 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 30$	0,0141532	0,0173610
(Heidaryan, Salarabadi e Moghadasi, 2010)	$1,2 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0173045	0,0212571
Leung (Takacs, 1989)	$1,1 \leq Tpr \leq 2,6$	$0,5 \leq Ppr \leq 11$	0,0197707	0,0253219
(Brill e Beggs, 1974)	$1,2 \leq Tpr \leq 2,4$	$0 \leq Ppr \leq 13,0$	0,0218900	0,0289002
(Wahba, Khattab e Gawish, 2018)	$1,05 \leq Tpr \leq 3,0$	$1,0 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0245618	0,0373694
(Azizi, Behbahani e Isazadeh, 2010)	$1,1 \leq Tpr \leq 2,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 11$	0,0471991	0,0442825
(Gopal, 1977)	$1,05 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0196692	0,0525957
(Sarem, 1961)	$1,05 \leq Tpr \leq 2,95$	$0,1 \leq Ppr \leq 14,9$	0,0480233	0,0556327
(Kamari <i>et al.</i> , 2016)	Não reportado	Não reportado	0,0534989	0,0735690
Londono_NS (Londono, Archer e Blasingame, 2005)	Não reportado	Não reportado	0,0799363	0,1015119
Kareen2016_Equação 14 (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016)	$1,15 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,2 \leq Ppr \leq 15,0$	0,1114903	0,1307489
Shell Oil Company (Kumar, 2004)	$1,08 \leq Tpr \leq 4,32$	$0,07 \leq Ppr \leq 28,47$	0,0522684	0,1723034
(Sanjari e Lay, 2012)	$0,01 \leq Tpr \leq 3,0$	$0,01 \leq Ppr \leq 15,0$	0,0754651	0,2028328
(Shokir <i>et al.</i> , 2012)	Não reportado	Não reportado	0,1688188	0,3156354
(Bahadori, Mokhatab e Towler, 2007)	$1,05 \leq Tpr \leq 2,4$	$0,2 \leq Ppr \leq 16$	0,0445946	0,3156354
(Papay, 1968)	Não reportado	Não reportado	0,2184407	0,5424236

Fonte: Elaborado pelos autores.

O cálculo do fator de compressibilidade pode ser feito a partir de correlações implícitas, que demandam soluções iterativas, e explícitas, que são utilizadas diretamente, sem precisar de solução iterativa.

Dentre as correlações implícitas avaliadas neste trabalho, as que melhor representam o fator Z do gráfico de Standing e Katz são: (Hall e Yarborough, 1973), (Hall e Iglesias-Silva, 2007), Londono_DAK (Londono, Archer e Blasingame, 2005), (Dranchuk e Abou-Kassem, 1975), (Dranchuk, Purvis e Robinson, 1973) e (Elsharkawy, 2003).

Por outro lado, considerando-se as limitações que as correlações implícitas podem ter: como problemas na convergência quando a temperatura é próxima da temperatura crítica, e mais computacionalmente custoso, o desenvolvimento de correlações explícitas é importante e a sua utilização muitas vezes suficiente. (Kareem, Iwalewa and Al-Marhoun, 2016)

Assim, as correlações explícitas que melhor representam o fator Z do gráfico de Standing e Katz são: (Heidaryan, Moghadasi e Rahimi, 2010), (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016), (Wang, Ye e Wu, 2022), (Heidaryan, Salarabadi and Moghadasi, 2010), (Brill e Beggs, 1974) e (Wahba, Khattab e Gawish, 2018).

Conclusões

A avaliação das 24 correlações existentes na literatura, para representar o fator Z do gráfico de Standing e Katz, permitiu descobrir que as melhores correlações são: (Hall e Yarborough, 1973), (Hall and Iglesias-Silva, 2007), Londono_DAK (Londono, Archer e Blasingame, 2005), (Dranchuk e Abou-Kassem, 1975), (Elsharkawy, 2003), (Dranchuk, Purvis e Robinson, 1973), (Heidaryan, Moghadasi e Rahimi, 2010), Kareen2016 (Kareem, Iwalewa e Al-Marhoun, 2016), (Wang, Ye e Wu, 2022) e (Heidaryan, Salarabadi e Moghadasi, 2010).

Dentre as correlações explícitas, a correlação (Heidaryan, Moghadasi and Rahimi, 2010) possui uma melhor (ERM: 0,0173045 e RMSE 0,0212571)/ maior abrangência ($1,05 \leq T_{pr} \leq 3,0$ e $0,2 \leq P_{pr} \leq 15,0$) para descrever o fator Z.

Agradecimentos

Agradecemos o apoio financeiro da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, da Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação – MCTI, por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI.

Referências Bibliográficas

AZIZI, N.; BEHBAHANI, R.; ISAZADEH, M. A. An efficient correlation for calculating compressibility factor of natural gases. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 19, n. 6, p. 642–645, 2010.

BAHADORI, A.; MOKHATAB, S.; TOWLER, B. F. Rapidly Estimating Natural Gas Compressibility Factor. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 16, n. 4, p. 349–353, 2007.

BRILL, J. P.; BEGGS, H. D. Two-phase flow in pipes, University of Tulsa. **INTERCOMP Course, The Hague**, 1974.

DRANCHUK, P. M.; ABOU-KASSEM, J. H. Calculation of Z Factors for Natural Gases Using Equations of State. **Journal of Canadian Petroleum Technology**, v. 14, n. 3, p. 34–36, 1975.

DRANCHUK, P. M.; PURVIS, R. A.; ROBINSON, D. B. **Computer calculation of natural gas compressibility factors using the Standing and Katz correlation** Annual Technical Meeting. **Anais...**1973

ELSHARKAWY, A. M. Efficient methods for calculations of compressibility, density and viscosity of natural gases. **Fluid Phase Equilibria**, v. 218, n. 1, p. 1–13, 2003.

GHANEM, A. *et al.* Predicting the Compressibility Factor of Natural Gas by Using Statistical Modeling and Neural Network. **Energies**, v. 15, n. 5, 2022.

GOPAL, V. N. Gas Z-Factor Equations Developed for Computer. 1977.

HALL, K. R.; IGLESIAS-SILVA, G. A. Improved equations for the Standing-Katz tables. **Hydrocarbon processing (International ed.)**, v. 86, n. 4, p. 107–110, 2007.

HALL, K. R.; YARBOROUGH, L. A new equation of state for Z-factor calculations. **Oil and Gas journal**, v. 71, n. 25, p. 82–92, 1973.

HEIDARYAN, E.; MOGHADASI, J.; RAHIMI, M. New correlations to predict natural gas viscosity and compressibility factor. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 73, n. 1–2, p. 67–72, 2010.

HEIDARYAN, E.; SALARABADI, A.; MOGHADASI, J. A novel correlation approach for prediction of natural gas compressibility factor. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 19, n. 2, p. 189–192, 2010.

KAMARI, A. *et al.* A corresponding states-based method for the estimation of natural gas compressibility factors. **Journal of Molecular Liquids**, v. 216, p. 25–34, 2016.

KAREEM, L. A.; IWALEWA, T. M.; AL-MARHOUN, M. New explicit correlation for the compressibility factor of natural gas: linearized z-factor isotherms. **Journal of Petroleum Exploration and Production Technology**, v. 6, n. 3, p. 481–492, 2016.

KUMAR, N. Compressibility Factors for Natural and Sour Reservoir Gases by Correlations and Cubic Equations of State. **Petroleum Engineering**, 2004.

LONDONO, F. E.; ARCHER, R. A.; BLASINGAME, T. A. Correlations for hydrocarbon-gas viscosity and gas density-validation and correlation of behavior using a large-scale database. **SPE Reservoir Evaluation and Engineering**, v. 8, n. 6, p. 561–572, 2005.

PAPAY, J. A Termelőtechnológiai Paraméterek Valtozasa a Gazlelepk Muvelese Soran. **OGIL MUSZ, Tud, Kuzl., Budapest**, p. 267–273, 1968.

POETTMAN, F. H.; CARPENTER, P. G. **The multiphase flow of gas, oil, and water through vertical flow strings with application to the design of gas-lift installations** Drilling and Production practice.

Anais...1952

SANJARI, E.; LAY, E. N. An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors. **Journal of Natural Gas Chemistry**, v. 21, n. 2, p. 184–188, 2012.

SAREM, A. M. Z-factor equation developed for use in digital computers. **The Oil and Gas Journal**, 1961.

SHOKIR, E. M. E. M. *et al.* Compressibility factor model of sweet, sour, and condensate gases using genetic programming. **Chemical Engineering Research and Design**, v. 90, n. 6, p. 785–792, 2012.

TAKACS, G. Comparing methods for Calculating Z factor. **Ogj**, n. May 1989, p. 43–46, 1989.

WAHBA, A.; KHATTAB, H.; GAWISH, A. A Study on Gas Compressibility Factor for Gas-Condensate Systems. **Journal of Petroleum and Mining Engineering**, v. 20, n. 1, p. 41–57, 2018.

WANG, Y.; YE, J.; WU, S. An accurate correlation for calculating natural gas compressibility factors under a wide range of pressure conditions. **Energy Reports**, v. 8, p. 130–137, 2022.