

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



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DE CORRELAÇÕES BLACK-OIL PARA VISCOSIDADE DE ÓLEO MORTO PARA VARIADAS FAIXAS DE GRAU API E TEMPERATURA

AUTORES:

Paulo R. C. Filho, Alanderson A. A. Alves, Hugo A. D. Medeiros, Hosiberto B. de Sant'Ana, Maxwell Risseli L. da Silva, Frederico R. do Carmo.

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Ceará / Universidade Federal do Rio Grande do Norte

AVALIAÇÃO DE CORRELAÇÕES BLACK-OIL PARA VISCOSIDADE DE ÓLEO MORTO PARA VARIADAS FAIXAS DE GRAU API E TEMPERATURA

Resumo

A viscosidade é uma propriedade requerida em projetos de equipamentos e tubulações, além de ser essencial para estudos de garantia de escoamento. Em simuladores de reservatórios do tipo *black-oil* essa propriedade é obtida através de correlações empíricas. A escolha da correlação empírica adequada para a estimativa da viscosidade é fundamental para projetos de engenharia de reservatórios seguros. Neste sentido, o objetivo deste trabalho foi avaliar 19 correlações empíricas do tipo *black-oil* para o cálculo da viscosidade de óleo morto. Para isso, um banco de dados com 355 dados experimentais de 60 óleos foi desenvolvido. A faixa de grau API dos óleos utilizados na análise foi de 6,50 a 44,34, enquanto a de temperatura foi entre 15 e 105,38 °C. Vale menção que 93 dados experimentais de 12 óleos foram mensurados durante esta pesquisa. As correlações de Egbogah-Jacks (1983) e Elsharkawy-Gharbi (2001) obtiveram os melhores resultados, com desvios médios relativos absolutos (DMRA) de 33,86 % e 38,46 %, respectivamente.

Palavras-chave: Viscosidade, correlações empíricas, black oil.

Abstract

Viscosity is a required property in equipment and pipes design, in addition to being essential for flow assurance studies. In black oil reservoir simulators, this property is obtained through empirical correlations. The proper choice of empirical correlation for viscosity estimating is fundamental for safe reservoir engineering projects. In this sense, this work aimed to evaluate 19 empirical correlation types of black oil for dead oil viscosity calculations. For this, a data bank of 355 experimental data of 60 oils was developed. API degree range of studied oils was 6.50 to 44.34, while for temperature was 15 to 105.38 °C. It is important to mention that 93 experimental data of 12 oils were measurements in this work. The models proposed by Egbogah-Jacks (1983) and Elsharkawy-Gharbi (2001) presented the best results, with average absolute relative deviation (%AARD) of 33.86% and 38.46%, respectively.

Keywords: Viscosity, empirical correlations, black oil.

Introdução

Em simuladores do tipo *black-oil* as propriedades das fases óleo e gás dependem apenas das condições de temperatura e pressão, não sendo levada em consideração a composição de cada fase. Neste tipo de abordagem, todos os componentes são aglomerados em um único componente dependendo do estado em que se encontram. Cada uma das fases é tratada como um único componente. Essa abordagem produz resultados em curto espaço de tempo, por exigir baixa capacidade computacional para o processamento de dados, contudo, os resultados geralmente apresentam baixa precisão quando comparados com os modelos composicionais (FANCHI, 2018).

Atualmente os simuladores numéricos de reservatórios apresentam-se como ferramenta fundamental na escolha do projeto de exploração e produção dos fluidos do reservatório, pois através da simulação pode-se verificar se o projeto é realmente viável, acarretando uma economia de tempo e dinheiro. Vale menção que correlações empíricas são amplamente utilizadas para o cálculo de propriedades de óleo e gás em simuladores black-oil. Várias correlações para propriedades de fluidos de reservatório são encontradas na literatura, porém, a escolha da que mais se adequa ao reservatório

em questão depende fortemente do banco de dados utilizado em sua proposição. (ROSA; CARVALHO; XAVIER; 2006; DO CARMO, 2012).

A viscosidade é uma propriedade de grande importância na simulação de reservatórios, projeto de poços e dimensionamento de tubulações, devido a isso dados dessa propriedade são frequentemente necessários em variadas condições de temperatura (PEDERSEN; CHRISTENSEN; SHAIKH, 2015). Além disso, a utilização de valores acurados para a viscosidade dos fluidos de reservatórios (óleo, gás e água) é fundamental para projetos de engenharia de reservatórios.

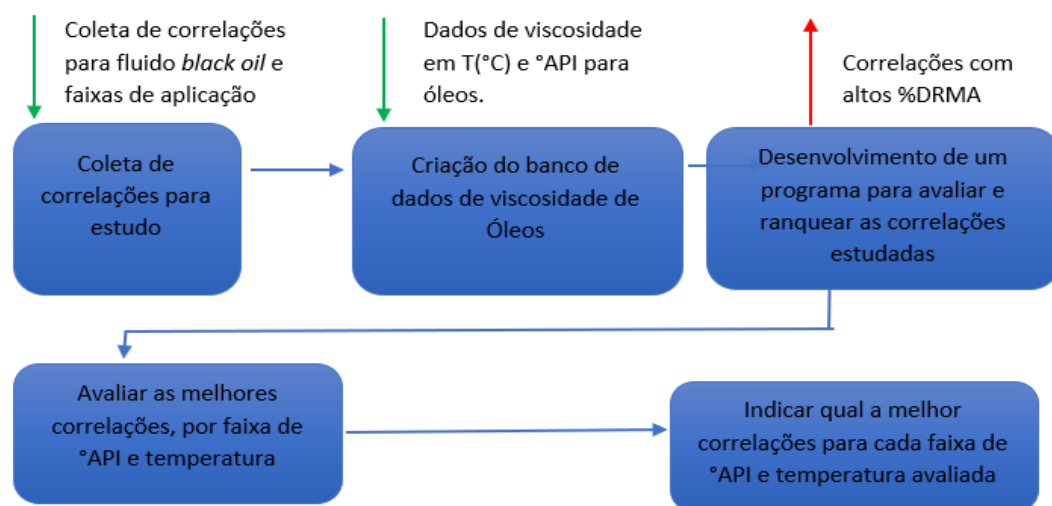
Diversas correlações empíricas para o cálculo da viscosidade de óleo são encontradas na literatura, no entanto, a acurácia está intimamente ligada aos dados experimentais utilizados no processo de obtenção de seus parâmetros. Portanto, antes de se empregar uma correlação, é imprescindível que testes sejam realizados para verificar sua acurácia e se seu comportamento é fisicamente consistente com o do fluido do projeto a ser realizado (MCCAIN JR.; SPIVEY; LENN, 2011). Neste sentido, com o intuito de dar um direcionamento para engenheiros de reservatórios na escolha do modelo de viscosidade em simuladores *black-oil*, neste trabalho foram avaliadas 19 correlações empíricas para o cálculo da viscosidade de óleo morto. Para isso, um banco de dados com 355 dados experimentais de 60 óleos foi desenvolvido. A faixa de grau API dos óleos utilizados na análise foi de 6,50 a 44,34, enquanto a de temperatura foi entre 15 e 105,38 °C. Vale menção que 93 dados experimentais de 12 óleos foram mensurados durante esta pesquisa.

Metodologia

O desenvolvimento do trabalho consistiu em quatro etapas, a saber: (1) obtenção experimental da viscosidade de 12 óleos em variadas temperaturas; (2) desenvolvimento de um banco de dados experimentais; (3) desenvolvimento de uma ferramenta computacional para a avaliação com os valores obtidos através das correlações empíricas estudadas; e (4) comparação das correlações com os valores do banco de dados. A Figura 1 apresenta um resumo da metodologia adotada. No total, 355 dados experimentais de 60 óleos mortos foram utilizados. O grau API dos óleos do banco de dados estava entre 6,50 e 44,34 e a temperatura entre 15 e 105,38 °C.

Após ampla pesquisa na literatura, as seguintes correlações empíricas foram avaliadas: Beal (1946), Bennison (1998) - Form1, Bennison (1998) - Form2, Elsharkawy e Alikhan (1999), Elsharkawy e Gharbi (2001), Hossain et al. (2005), Kartoatmodjo e Schmidt (1994), Labedi (1992), McCain (1991), Naseri et al. (2005), Naseri et al. (2012), Egbogah e Jacks (1983), Egbogah e Jacks modificado para óleos extrapesados (1995), Egbogah e Jacks modificado para óleos pesados (1995), Oyedeko e Ulaeto (2013), Petrosky e Farshad (1995), Ulaeto e Oyedeko (2014) e Standing (1942).

Figura 1 – Fluxograma detalhado da metodologia adotada.



Fonte: Autoria própria

O critério utilizado para análise das correlações foi o desvio relativo médio absoluto (%DRMA), calculado pela seguinte expressão:

$$\%DRMA = \frac{100}{N_{\text{dados}}} \sum_{i=1}^{N_{\text{dados}}} \frac{|\mu_{\text{calc}}^i - \mu_{\text{exp}}^i|}{\mu_{\text{exp}}^i} \quad (1)$$

Em que μ_{calc}^i é a viscosidade calculada; μ_{exp}^i é a viscosidade experimental; N_{dados} é o número de dados experimentais.

Resultados e Discussão

A Tabela 1 apresenta os valores de %DMRA das 5 melhores correlações, considerando todos os dados do banco de dados.

Tabela 1 – Melhores 5 correlações aplicadas para o banco de dados do trabalho sem aplicação do range para cada correlação.

Melhores correlações	Faixa de aplicação sugerida		%DMRA
	°API	T (°C)	
Egbogah e Jacks (1983)	-	-	33,85
Elsharkawy e Gharbi (2001)	24,51-39,81	54,44-117,22	38,46
Egbogah e Jacks (Heavy oil) (1995)	>10-22,3	23,88-160	53,50
Standing (1942)	-	-	57,01
Oyedeko e Ulaeto (2013)	14,87-53,23	50,16-128,88	62,28

Fonte: Autoria própria.

As Tabelas 2, 3 e 4 apresentam as melhores correlações, considerando apenas dados que estejam dentro das faixas sugeridas para cada método no tocante ao °API (Gráfico 1), à temperatura (Gráfico 2) e ao °API e à temperatura simultaneamente (Gráfico 3), respectivamente.

Tabela 2 – Resultados das melhores correlações, considerando apenas os dados dentro da faixa de grau API sugerida por cada método.

Melhores correlações	%DMRA	Número de dados avaliados
Elsharkawy e Gharbi (2001)	20,21	80
Egbogah e Jacks (Extra Heavy oil) (1995)	23,6	11
Labedi (1992)	30,06	11
Egbogah e Jacks (1983)	33,86	355
Egbogah e Jacks (Heavy oil) (1995)	44,60	259

Fonte: Autoria própria.

É importante salientar que utilizar uma correlação que se aplica a apenas 11 dados não seria viável a sua utilização, embora tenha essa desvantagem dependendo do banco de dados a correlação pode performar com um erro baixo se aplicado para o range sugerido. O range de para Labedi(1992) para °API e temperatura(°C) é 32,2-48 e 37,77-152,22 respectivamente e para Egbogah e Jacks(Extra Heavy oil)(1995) o range de temperatura é o mesmo que Egbogah e Jacks(Heavy oil)(1995), porém seu range de °API é 6-10.

Conforme observado nas Tabelas 3 e 4, quando considerado apenas os intervalos de °API e temperatura de cada correlação, os valores de %DMRA são menores. No entanto, as condições de aplicação são muito restritas para a maioria das correlações analisadas.

Tabela 3 – Resultados das melhores correlações, considerando apenas os dados dentro de temperatura sugerida por cada método.

Melhores correlações	%DMRA	Número de dados avaliados
Egbogah e Jacks (1983)	33,86	355
Egbogah e Jacks(Heavy oil)(1995)	43,26	293
Oyedeko and Ulaeto (2013)	43,28	193
Elsharkawy and Gharbi (2001)	49,97	143
Standing(1942)	57,07	355

Fonte: Autoria própria

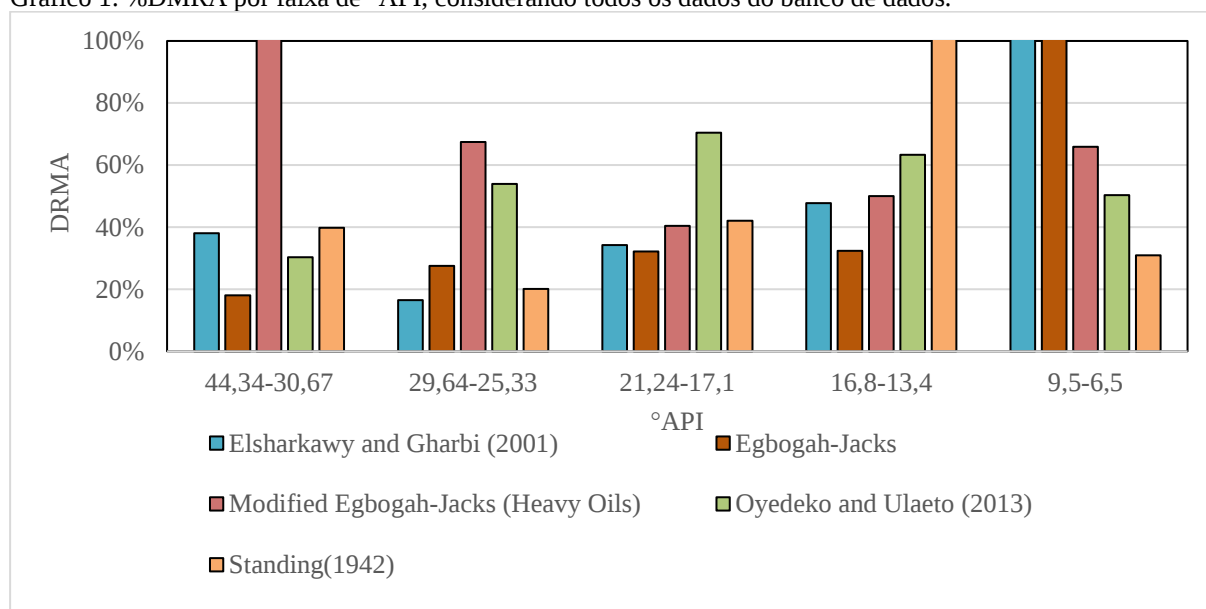
Tabela 4 – Resultados das melhores correlações, considerando apenas os dados dentro da faixa °API e de temperatura sugerida por cada método.

Melhores correlações	%DMRA	Número de dados avaliados
Elsharkawy and Gharbi (2001)	14,01	30
Labedi (1992)	19,35	5
Egbogah e Jacks (Extra Heavy oil) (1995)	23,61	11
Egbogah e Jacks (1983)	33,86	355
Egbogah e Jacks (Heavy oil) (1995)	34,40	219

Fonte: Autoria própria

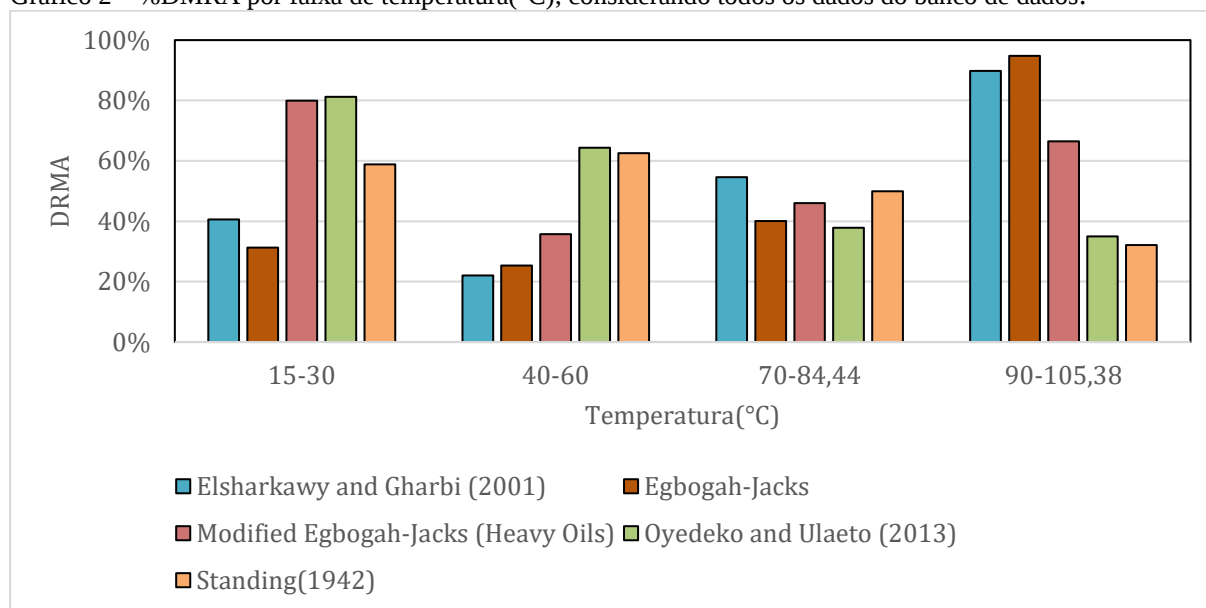
Os Gráfico 1 e 2 apresentam as melhores correlações e os erros baseados pela faixa de °API e temperatura(°C), respectivamente. O objetivo desses gráficos não foi filtrar os métodos pelo range de aplicação e sim avaliar o desempenho dos modelos por faixa de °API sem impor qualquer restrição. No Gráfico 1, é possível constatar que a maior concentração de erros se encontra na faixa de °API entre 6,5 e 9,5 (óleo extrapesado). As demais faixas de °API descrita no gráfico não demonstram grandes discrepâncias de valores de erros. Para este parâmetro, podemos concluir que não será tão decisivo na escolha do método, exceto para °API muito baixos. Como pode ser observado no Gráfico 2, a maioria dos métodos apresentam piores resultado a altas temperaturas, exceto os modelos propostos por Oyaedeko e Ulaeto (2013) e Standing (1942).

Gráfico 1. %DMRA por faixa de °API, considerando todos os dados do banco de dados.



Fonte: Autoria própria

Gráfico 2 – %DMRA por faixa de temperatura(°C), considerando todos os dados do banco de dados.



Fonte: Autoria própria.

Conclusões

A partir das análises realizadas neste trabalho, observou-se a escolha de uma correlação empírica para o cálculo da viscosidade de um óleo morto deve levar em consideração o grau API e as temperaturas que o óleo será submetido. A correlação proposta por Egbogah e Jacks (1983) apresentou os melhores resultados quando todos os dados foram considerados, com %DMRA igual a 33,86%. Os menores erros para as melhores correlações se concentraram na faixa de grau API 29,64 até 25,33. Para a temperatura os menores erros se concentram na faixa de temperatura entre 40 e 60°C.

Quando os dados considerados na análise foram apenas os que estavam dentro da faixa de grau API sugerida por cada correlação, os melhores resultados foram observados para o modelo de Elsharkawy e Gharbi (2001), com %DMRA igual a 20,21% e um total de 80 dados avaliados. No caso dos dados compreendendo apenas a faixa de temperatura sugerida, os melhores resultados foram observados para a correlação de Egbogah e Jacks (1983), com DMRA igual a 33,86% e 355 dados avaliados. Considerando as restrições de grau API e temperatura, o método com melhor resultado foi o proposto Elsharkawy and Gharbi (2001), com DMRA igual a 14,01% e 30 dados avaliados.

Agradecimentos

Ao Grupo de Pesquisa em Termofluidodinâmica Aplicada do Departamento de Engenharia Química da Universidade Federal do Ceará, por parte dos dados experimentais fornecidos. À Universidade Federal Rural do Semi-Árido e ao Programa de Recursos Humanos da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – PRH-ANP, suportado com recursos provenientes do investimento de empresas petrolíferas qualificadas na Cláusula de P, D&I da Resolução ANP nº 50/2015, pelo financiamento deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- BEAL, Carlton. The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and its associated gases at oil field temperatures and pressures. **Transactions of the AIME**, v. 165, n. 01, p. 94-115, 1946.
- BENNISON, Trevor. Prediction of heavy oil viscosity. In: **IBC Heavy Oil Field Development Conference**. 1998. p. 4.
- DO CARMO, F. R. **Modelagem do comportamento de fases e propriedades volumétricas dos fluidos de reservatórios de petróleo utilizando equações cúbicas e não-cúbicas**. 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2012.
- DE GHETTO, Giambattista; PAONE, Francesco; VILLA, Marco. Pressure-volume-temperature correlations for heavy and extra heavy oils. In: **SPE International Heavy Oil Symposium**. OnePetro, 1995.
- EL-BANBI, Ahmed; ALZAHABI, Ahmed; EL-MARAGHI, Ahmed. **PVT Property Correlations: Selection and Estimation**. Gulf Professional Publishing, 2018.
- ELSHARKAWY, A. M.; ALIKHAN, A. A. Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils. **Fuel**, v. 78, n. 8, p. 891-903, 1999.
- ELSHARKWY, A. M.; GHARBI, R. B. C. Comparing classical and neural regression techniques in modeling crude oil viscosity. **Advances in Engineering Software**, v. 32, n. 3, p. 215-224, 2001.
- HOSSAIN, Mohammad Sohrab et al. Assessment and development of heavy oil viscosity correlations. In: **SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium**. OnePetro, 2005.
- KARTOATMODJO, Trijana; SCHMIDT, Zelimir. Large data bank improves crude physical property correlations. **Oil and Gas Journal;(United States)**, v. 92, n. 27, 1994.
- LABEDI, Rafa. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 8, n. 3, p. 221-234, 1992.
- MCCAIN JR, William D.; SPIVEY, John P.; LENN, Christopher P. Petroleum reservoir fluid property correlation. PennWell, 2011
- MCCAIN, W. D. Reservoir-fluid property correlations—state of the art. **SPE Reservoir Engineering**, v. 6, n. 02, p. 266-272, 1991.
- NASERI, A.; NIKAZAR, M.; DEHGHANI, SA Mousavi. A correlation approach for prediction of crude oil viscosities. **Journal of petroleum science and engineering**, v. 47, n. 3-4, p. 163-174, 2005.
- NASERI, A. et al. A neural network model and an updated correlation for estimation of dead crude oil viscosity. **Braz. J. Pet. Gas**, v. 6, n. 1, p. 31-41, 2012.
- OYEDEKO, Kamilu Folorunsho; ULAETO, Ubong William. Predicting the dead oil viscosity of reservoir fluids: A case study of the Niger Delta. **Journal of Energy Technology and Policy**, v. 3, p. 1-7, 2013.

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

PETROSKY JR, G. E.; FARSHAD, F. F. **Viscosity correlations for Gulf of Mexico crude oils.** Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX (United States), 1995.

ROSA, A. J.; CARVALHO, R. DE S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de reservatório de petróleo.** 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2006.

UBONG, Ulaeto; OYEDEKO, K. Improved dead oil viscosity model. **J Energy Technol Policy**, v. 4, n. 7, p. 32-41, 2014.