



AVALIAÇÃO DE MODELOS COMPOSICIONAIS DE ÓLEOS LEVES COM CARACTERÍSTICAS SEMELHANTES AS DO PRÉ-SAL BRASILEIRO UTILIZANDO SIMULAÇÃO NUMÉRICA DE RESERVATÓRIOS.

Rian Aurélio Vieira¹, Jardel Dantas da Cunha¹, Antonio. Robson Gurgel²

¹Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA)

RESUMO

Em modelos de fluidos composicionais, torna-se necessário ajustes entre os dados PVT experimentais e esses modelos para que sejam obtidos resultados representativos de simulação numérica dos reservatórios avaliados. Desta forma, esta pesquisa abrange estudos de modelagem numérica de óleo leve com características semelhantes às do pré-sal brasileiro utilizando *software* de engenharia de reservatórios *tNavigator* da empresa *RFD (Rock Flow Dynamics)*. A partir de dados PVT, massa específica e viscosidade da amostra de óleo, os parâmetros de pressão e temperatura pseudocríticas, além da pressão mínima de miscibilidade (PMM) foram avaliados. Também foi gerado um modelo numérico de reservatórios para avaliar o tempo de simulação de cada modelo de fluidos através do método *WAG (Water Alternating Gas)* para os três modelos de fluidos utilizados. A mediana dos erros relativos foi utilizada para comparar os resultados entre os dados experimentais e os numéricos. Os resultados mostraram que o modelo mais adequado definido como pseudoizado¹ apresentou valores em módulo de mediana de 0,92% para o fator-volume formação de óleo, 0,26% para a razão de solubilidade, 0,09% para a massa específica, 5,42% para o fator-volume formação de gás e 0,54% para a viscosidade do óleo. Para esse modelo, houve uma completa miscibilidade da fase CO₂ na mistura para a pressão 204,06 bar. Além disso, resultou em um tempo de simulação de 10 min e 31 s. Menor do que o modelo de fluidos completo, além de apresentar um Fator de Recuperação de 76,31%.

Palavras-chave: Simulação numérica; modelo composicional; óleo leve; pré-sal brasileiro.

INTRODUÇÃO

Um modelo de fluidos sem nenhum processo de agrupamento (pseudoização), ainda que seja uma representação mais próxima da realidade, resultaria em maiores esforços computacionais e em tempos de simulação mais longos. Isso pode tornar inviável o seu uso para estudos de simulação numérica de reservatórios (DINIZ, 2015). Uma forma de amenizar esse problema é a redução do número de componentes existentes em um modelo composicional tornando o processo de simulação mais rápido, sem que haja perda de sua representatividade em relação aos dados experimentais (HILDEBRAND; LIU; MEZZATESTA, 2001).

METODOLOGIA

Utilizando dados disponíveis no trabalho de MOORTGAT et al. (2010), três modelos composicionais foram gerados: completo, pseudoizado1 e pseudoizado2 no módulo *PVT Designer*. Os valores de suas frações assim como o processo de agrupamento (*lumping*) podem ser encontrados no seu trabalho.

A equação de Peng-Robinson modificada foi escolhida para a obtenção do ajuste entre os dados experimentais e aqueles fornecidos pelo simulador e foi utilizado o algoritmo de otimização *Particle Swarm Optimization* (PSO). Sua descrição mais detalhada pode ser encontrada no manual *Assisted History Matching User Guide* (2023). Nele, foram inseridos os valores das pressões, temperaturas e fatores acêntricos críticos ou pseudocríticos (P_c , T_c , w_c) no pseudocomponente C_{20+} . Também foi avaliado o volume de translação (*volume shift*) na equação de estado. O ajuste da viscosidade foi obtido por meio do modelo da equação dos estados correspondentes de Pedersen – VECP (2014).

O comprimento da *Tie Line* (TL) para a completa miscibilidade da fase gás (CO_2) no óleo foi utilizado neste estudo. Um valor de TL igual a zero caracteriza a completa miscibilidade com a pressão neste estágio sendo considerado como a mínima pressão de miscibilidade (PMM), (AHMADI, 2011).

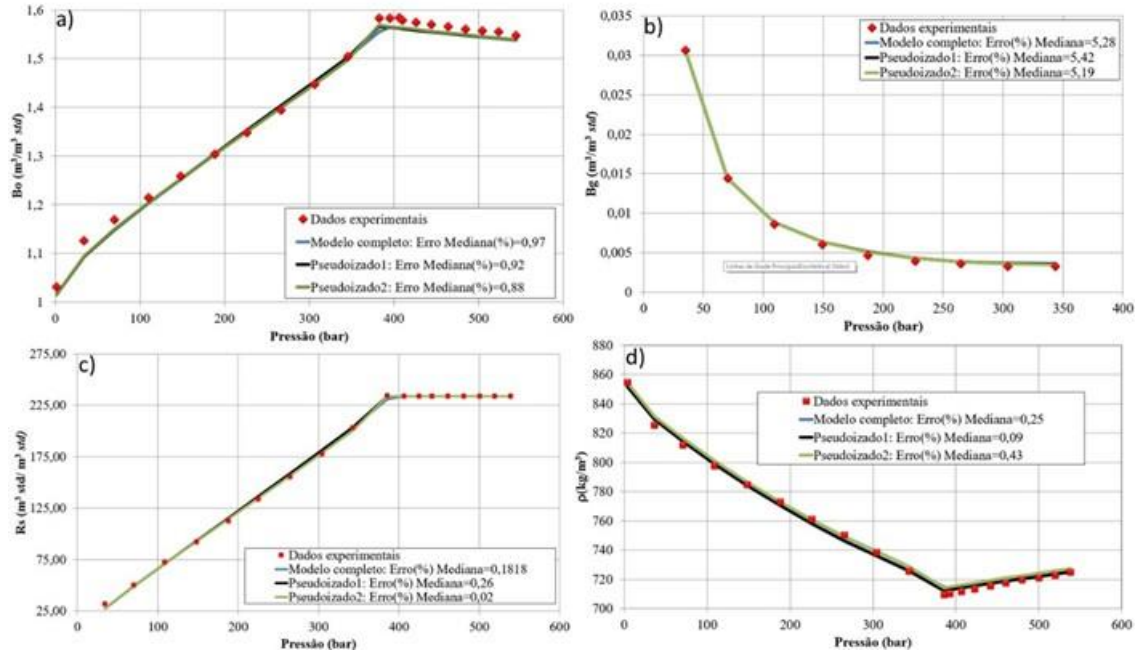
Por fim, foi utilizado um modelo numérico de reservatório com valores de 102,5 m, 102,5 m e 50 m nas dimensões X, Y e Z em um esquema de injeção de $\frac{1}{4}$ de *five-spot* com características permoporosas e simulando o método (WAG) com base na pesquisa de Diniz (2015). Neste caso, será avaliado o tempo de simulação para cada modelo composicional. Para os três casos, todos os parâmetros rocha-fluidos e taxas de injeção e produção foram mantidos constantes: vazão de injeção de água ($Q_w=50$ std m^3 /dia), gás ($Q_g=2000$ std m^3 /dia) e pressão no poço produtor ($P_{wf}=758,42$ bar).

RESULTADOS E DISCUSSÃO

Na figura 1 estão os resultados dos ajustes entre os dados experimentais e os simulados numericamente para o fator-volume formação de óleo (Bo), fator-volume formação de gás (Bg), razão de solubilidade (Rs) e massa específica do óleo (ρ). A tabela

1 mostra os resultados da viscosidade do óleo (μ), da *Tie Line* (TL) e do tempo de simulação (t) para os casos analisados.

Figura 1 – Dados experimentais e de modelos de fluidos simulados.



De acordo com a figura 1 todos os modelos apresentaram ajustes satisfatórios relacionados aos dados experimentais, com destaque para o modelo pseudoizado2 que apresentou três dos menores valores das medianas calculadas que foram: 0,88% para o B_o , 5,19% para B_g , 0,02% para R_s . A exceção foi o parâmetro ρ que resultou em um valor maior (0,43%) em relação aos dados experimentais e simulados.

Tabela 1 - Resultados para viscosidade, Tie Line e tempo de simulação.

Modelo composicional	Erro (%) Med (μ)	TL (Ad)	t (min e s)	FR (%)
Completo	0,1	0	34	76,19
Pseudoizado1	0,54	$1,615 \times 10^{-6}$	10 e 50	76,31
Pseudoizado2	0,14	0,03997	9 e 8	76,19

Na tabela 1, ao se avaliar os resultados do ajuste para a viscosidade, observou-se que o modelo pseudoizado2 também forneceu ajustes satisfatórios com erro (%) = 0,14 da mediana. Por outro lado, a análise da PMM para este modelo indicou $TL=0,03997$. De acordo com este critério, o CO_2 não atingiu uma completa miscibilidade na fase óleo. Por isso, optou-se pelo modelo pseudoizado1 que, apresentou

$TL=1,615 \times 10^{-6}$. Com base nesta última escolha e nos resultados do tempo de simulação, optou-se também pelo modelo pseudoizado1 devido a apresentar-se bastante próximo ao pseudoizado1, além possuir completa miscibilidade do CO_2 e Fator de Recuperação bastante próximo aos demais casos, que foi de 76,31%.

CONCLUSÃO

Foram gerados e ajustados três modelos composicionais com base nas pressões, temperaturas pseudocríticas e *volume shift* da equação de Peng-Robinson modificada e do modelo de Pedersen com base no pseudocomponente C_{20+} .

Foi escolhido o modelo Pseudoizado1 com menor número de componentes e que atendeu os critérios de ajuste do menor valor do erro relativo em relação aos dados experimentais, além de atingir a pressão mínima de miscibilidade necessária. E um Fator de Recuperação de 76,31%.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Programa de Recursos Humanos PRH 55.1 pela concessão da bolsa de pesquisa e a *Rock Flow Dynamics* pelas licenças fornecidas do simulador *tNavigator*.

REFERÊNCIAS

- AHMADI, K., JOHNS, T. RUSSELL. **Multiple-Mixing-Cell Method for MMP Calculations**. SPE - Society of Petroleum Engineers, December, 2011.
- DINIZ, A. A. R. **Estudo de Injeção de Água e CO_2 em Reservatório Carbonático de Óleo Leve**. Tese de Doutorado em Ciência e Engenharia de Petróleo, Programa de Pós-graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo. Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2015.
- HILDEBRAND, M. A. LIU, K. MEZZATESTA, A. G. **A Study of the Influence of Number of Components on Compositional Reservoir Simulation Results**. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, March 2001.
- PEDERSEN, K. S. CHRISTENSEN, P. L. **Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids**. Taylor & Francis Group, LLC. 2007.
- ROCK FLOW DYNAMICS. **Assisted History Matching: User Guide**. tNavigator, RFD. 2023.