

10º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIO COM DIFERENTES TEORES DE CO₂ E ARRANJOS DE PSEUDOCOMPONENTES

AUTORES:

ARTHUR REYS CARVALHO DE OLIVEIRA, RAFAEL VASCONCELOS GONÇALVES, SEBASTIÃO MARDÔNIO PEREIRA DE LUCENA E LUIS GLAUBER RODRIGUES.

INSTITUIÇÃO:

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

ANÁLISE DO COMPORTAMENTO DE FLUIDOS DE RESERVATÓRIO COM DIFERENTES TEORES DE CO₂ E ARRANJOS DE PSEUDOCOMPONENTES

Abstract

A highly complex task consists in the simulation of reservoirs containing a complex mixture of hydrocarbons with high CO₂ content, associating, simultaneously, the precision, speed and economy in computational processes using the current resources. Therefore, to solve such problems, it is necessary to make decisions based on the use of compositional simulation, simplifying and modeling fluid properties that are acceptable for the reproduction of the physical behavior of the system and capable of reducing the computational time to an acceptable threshold. The way in which the lumping and the regression of the parameters are performed for different CO₂ concentrations, besides the choice of the equations of state, are critical and determinant in the reliability of the compositional simulations. Therefore, the aim of this work was to conduct a study of how the representation of petroleum fractions by pseudocomponents and choice of state equation models are able to change the description of the behavior of the oil sample, submitted to its injection in a reservoir with high pressure. In this analysis, in order to analyze the influence of the lumping process, five arrangements (5, 7, 9, 15 and 24 pseudocomponents) were compared using an oil found in the literature with a content of 3.55% CO₂. For each arrangement, two state equations were applied and compared: Peng Robinson (PR) and Soave Redlich Kwong (SRK) equations. In addition, to evaluate the behavior of the algorithm in mixtures with higher CO₂ content, a fluid with 8.24% content was analyzed. Differential liberation and saturation pressure tests were used, in which the pseudizations for both cases were automated with the aid of an algorithm. Therefore, with the composition of 3.55% CO₂, the curves presented variations in the lumping arrangements and changes in the equations of state. Regarding the fluid with 8.24% CO₂, the results generated from the tests used in the study were satisfactory, showing the good performance of the algorithm in both cases.

Introdução

De acordo com o boletim emitido pela Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), em relação a fevereiro de 2018, a produção do pré-sal teve um aumento de 3,6%. No mesmo mês, participação do pré-sal na produção total nacional foi de 57,4%, em que foram produzidos 1,450 milhão de barris de petróleo por dia e 59,8 milhões de metros cúbicos diários de gás natural através de 88 poços (ANP, 2019).

Segundo Beltrão e colaboradores (Beltrão et al., 2009), a Petrobras junto com seus parceiros reconhecem que a exploração e desenvolvimento de reservatórios do pré-sal representam um grande desafio no que diz respeito aos fatores tecnológicos, devido à localização dos poços (regiões profundas), distância da costa, presença de alto teor de dióxido de carbono (CO₂), condições de mar mais severas, por exemplo. Junto a isso, associa-se, a dificuldade de obter, de forma simultânea, a precisão, rapidez e economia nos recursos computacionais utilizando os recursos atuais disponíveis. Dessa forma, a fim de encontrar solução para tais problemas, decisões precisam ser tomadas baseadas no uso de simulação composicional, em que se façam simplificações e abordagens de modelagem das

propriedades dos fluidos que sejam aceitáveis para a reprodução do comportamento físico do sistema e capazes de reduzir o tempo computacional para um patamar aceitável. A forma pela qual a pseudoização ou *lumping* e a regressão dos parâmetros são realizadas para diferentes concentrações de CO₂, além da escolha das equações de estado, são críticas e determinantes na confiabilidade das simulações composicionais.

Portanto, o objetivo deste trabalho é realizar um estudo, de como a representação de frações do petróleo através de cinco arranjos de pseudoização (5, 7, 9, 15 e 24 pseudocomponentes) é capaz de alterar a descrição do comportamento de amostras de óleo com teor de 3,55% de CO₂. Para cada arranjo, duas equações de estado foram aplicadas e comparadas: equações de Peng Robinson (PR) e Soave Redlich Kwong (SRK). Além disso, outra análise está voltada para o estudo na descrição da mistura contendo um maior teor de CO₂ (8,24%). Paralelamente, foi possível verificar o desempenho do algoritmo (responsável pela realização do *lumping*) em um reservatório de alta pressão com fluidos apresentando diferentes quantidades de CO₂ e submetido à injeção do mesmo. Para estes estudos, foram utilizados os testes de liberação diferencial e pressão de saturação e as pseudoizações foram automatizadas com o auxílio do algoritmo mencionado.

Metodologia

Foram comparados cinco arranjos de pseudoização ou *lumping* (5, 7, 9, 15 e 24 pseudocomponentes), com auxílio de um algoritmo desenvolvido a partir do estudo realizado por Montel e Gouel (Montel e Gouel, 1984) chamado de método de *lumping* por “*dynamical cluster*”. O óleo utilizado neste estudo foi encontrado na literatura (Pedersen, 1989) e está descrito na Tabela 1. Para cada arranjo, foram aplicadas e comparadas as equações de Peng Robinson (PR) e Soave Redlich Kwong (SRK). Além disso, foi realizada uma análise do comportamento deste algoritmo no comportamento da mistura quando aplicado a um fluido com maior teor de CO₂. A composição deste está descrita na Tabela 2 (Joachim Moortgat et al., 2009). Os dois estudos foram realizados com os testes da liberação diferencial e pressão de saturação, pertencentes ao simulador termodinâmico PVT Winprop, da CMG.

Tabela 1 - Dados de composição do óleo (3,55% de CO₂).

Componente	Amostra (%)
N ₂	0,56
CO ₂	3,55
C ₁	45,34
C ₂	5,48
C ₃	3,70
I-C ₄	0,70
N-C ₄	1,65
I-C ₅	0,73
N-C ₅	0,87
C ₆	1,33
C ₇	2,73
C ₈	3,26
C ₉	2,14
C ₁₀	1,94
C ₁₁	1,62
C ₁₂	1,47
C ₁₃	1,69
C ₁₄	1,62

5º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

C ₁₅	1,59
C ₁₆	1,30
C ₁₇	1,11
C ₁₈	1,26
C ₁₉	1,07
C ₂₀₊	13,29
Total	100

Fonte: Fonte: Pedersen et al.,1989.

Tabela 2 – Dados da composição do óleo (8,24% de CO₂).

Componente	Amostra (%)
N ₂	0,37
CO ₂	8,24
C ₁	51,29
C ₂	7,07
C ₃	4,87
I-C ₄	0,90
N-C ₄	1,79
I-C ₅	0,59
N-C ₅	0,86
C ₆	1,13
C ₇	1,64
C ₈	2,10
C ₉	1,69
C ₁₀	1,55
C ₁₁	1,26
C ₁₂	1,15
C ₁₃	1,19
C ₁₄	0,98
C ₁₅	0,96
C ₁₆	0,75
C ₁₇	0,68
C ₁₈	0,69
C ₁₉	0,63
C ₂₀₊	7,62
Total	100

Fonte: Joachim Moortgat et al., 2009.

Resultados e Discussão

Ao realizar este estudo comparativo, utilizando um fluido com teor de 3,55% de CO₂ e diferentes organizações de *lumping*, não foi observado um comportamento proporcional com relação ao número de pseudocomponentes. Nota-se que, ao compararmos os envelopes de fases, construídos a parte do WinProp, do fluido original (caso limite e considerado de referência com 24 pseudocomponentes) com as demais curvas, além do uso da equação de estado de Peng Robinson, pode-se perceber que os resultados com 9 e 15 pseudocomponentes ficaram próximos do fluido original. Isso significa que, ao realizar a redução do número de compostos do fluido com 24 pseudocomponentes para 9 ou 15 pseudocomponentes, não haveria uma perda tão brusca da qualidade de descrição do comportamento e, assim, estes seriam capazes de realizar a reprodução do comportamento físico do sistema da mesma forma que o fluido inicial (Figura 1).

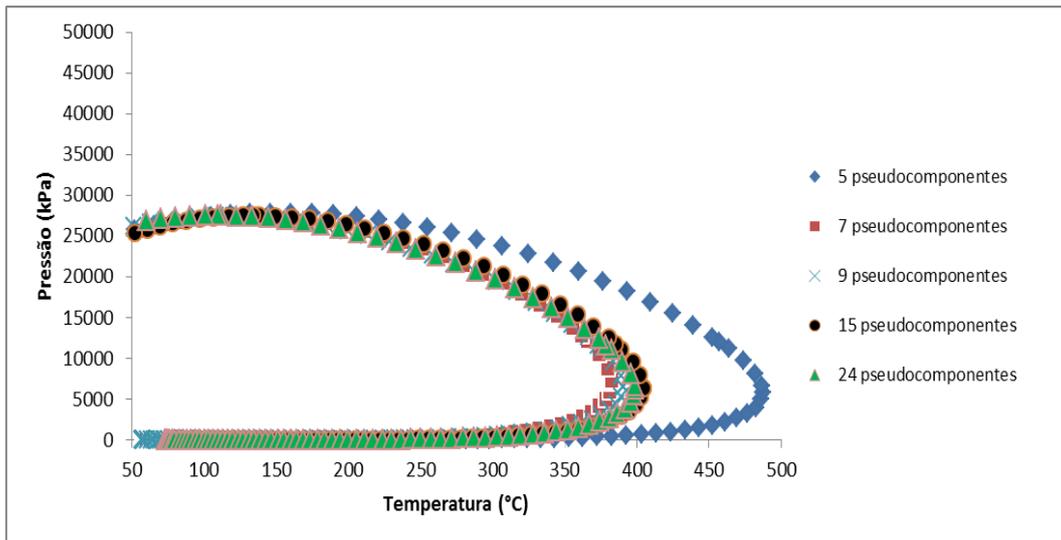


Figura 1 – Envelopes de fases utilizando a equação de Peng Robinson (PR) para diferentes números de pseudocomponentes.

Realizando o mesmo procedimento com a alteração da equação de estado para Soave Redlich Kwong (SRK), percebeu-se o mesmo comportamento desproporcional dos envelopes de fases com relação ao número de pseudocomponentes. No entanto, o mesmo comportamento do envelope de fases do fluido com 15 pseudocomponentes, analisado no caso anterior, em relação ao de 24 (número de componentes do fluido original) foi visto. Isso mostra que, mesmo com diferentes equações de estado, ambos os casos sugerem a redução de 24 para 15 pseudocomponentes, já que os resultados foram, relativamente, semelhantes. Porém, esta concordância não foi vista com relação ao restante das pseudoizações, havendo diferenças no comportamento de envelopes de fases, o que pode ser explicado pela diferença de ajustes nos parâmetros das equações de estado (Figura 2).

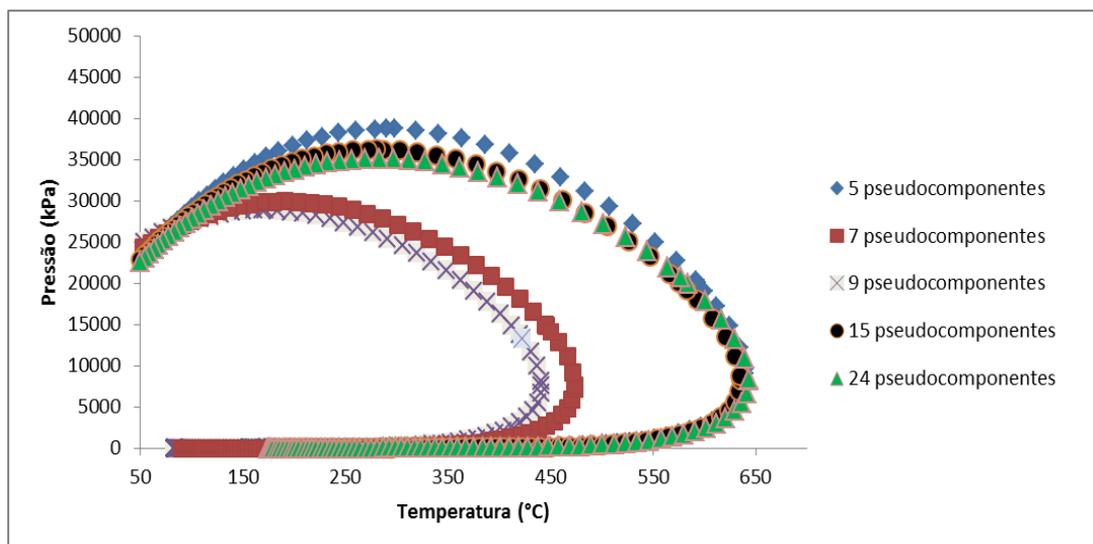


Figura 2 – Envelopes de fases utilizando a equação de Soave Redlich Kwong (SRK) para diferentes números de pseudocomponentes.

Para o estudo do comportamento do algoritmo utilizando um fluido com maior teor de CO₂ (8,24%), foram realizadas análises da razão gás-óleo, densidade e viscosidade do óleo. Para as três análises, foram percebidos erros considerados satisfatórios (de até 2%), como mostra a literatura. Isso pode ser percebido através do bom desempenho das curvas geradas pelo WinProp quando comparadas aos dados experimentais (Figuras 3, 4 e 5).

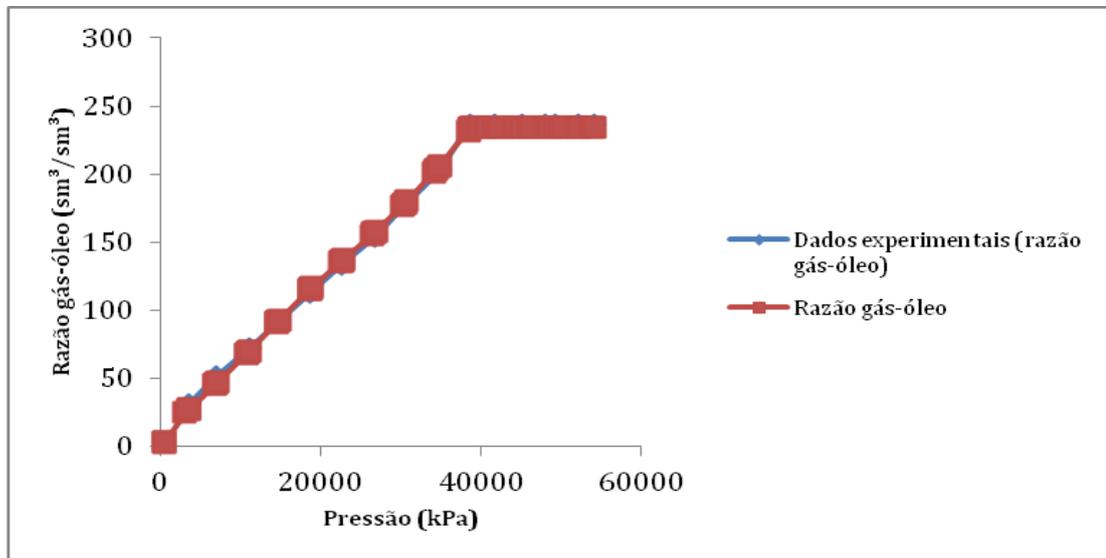


Figura 3 – Razão gás-óleo para a mistura contendo 8,24% de CO₂.

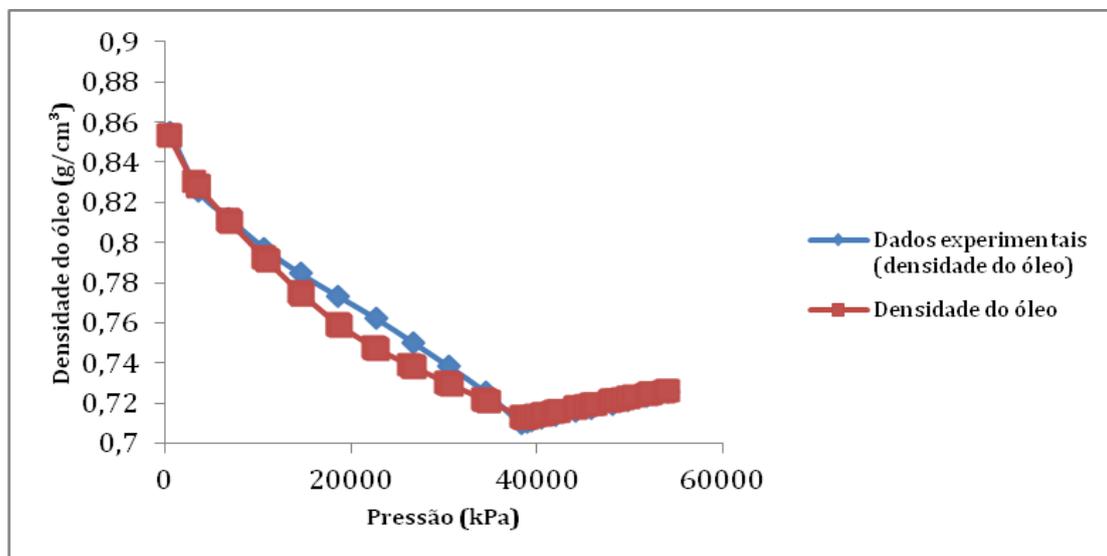


Figura 4 – Densidade do óleo para a mistura contendo 8,24% de CO₂.

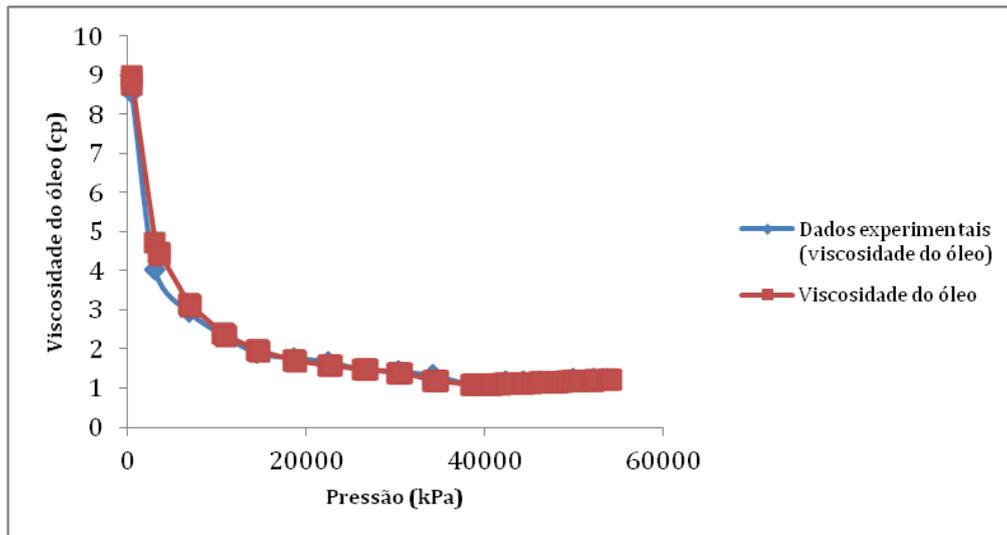


Figura 5 – Viscosidade do óleo para a mistura contendo 8,24% de CO₂.

Analisando a Figura 3, percebe-se que, com a redução da pressão, os valores da razão gás-óleo vão reduzindo. Isso é justificado, já que, quando há a queda de pressão, o gás que estava solubilizado no óleo (devido às condições de pressão e temperatura do reservatório) começa a ser liberado e, como consequência, há redução dos valores observados na curva. Além da redução dos valores da razão gás-óleo, as consequências do desprendimento de gás também podem ser observadas nas Figuras 4 e 5 através do aumento da viscosidade e densidade, visto que o fluido libera a fase leve da sua composição, torna-se mais denso e viscoso.

Conclusões

Utilizando dois fluidos com diferentes teores de CO₂, foi possível verificar variações nas curvas construídas dos envelopes de fases com relação aos diferentes números de pseudocomponentes. Além disso, percebeu-se o impacto que diferentes equações de estado ocasionam em uma mesma mistura com as mesmas pseudoizações, o que pode ser explicado pela diferença de ajustes nos parâmetros das equações de estado. Porém, foi verificado um comportamento semelhante, nas duas equações de estado, com relação a 15 pseudocomponentes.

Com relação ao fluido contendo um maior teor de CO₂, o algoritmo também forneceu bons resultados de *lumping*, visto que o fluido, representado pelos pseudocomponentes fornecidos pelo algoritmo, pode representar, através da simulação e de forma satisfatória, os resultados experimentais, apresentando erros de até 2%.

Agradecimentos

A CAPES (Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior), ANP e Petrobras pelo incentivo por meio da bolsa de estudos e recursos de custeio.

Referências Bibliográficas

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Produção no pré-sal aumenta 3,6% em relação ao ano anterior, ANP. www.anp.gov.br (acessado em 14 de Setembro, 2019).

Beltrão, R.L.C., et al., Challenges and New Technologies for the Development of the PreSalt Cluster, Santos Basin, Brazil. Offshore Technology Conference. Houston, TX, 2009.

F. Montel and F. Gouel, A New Lumping Scheme of Analytical Data for Compositional Studies, 59th Annual Technical Conference and Exhibition, September SPE No. 13119, Houston, TX, 1984, pp. 16–19.

Joachim Moortgat, Z., et al., CO₂ Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurements and Numerical Simulation. Annual Technical Conference and Exhibition, October SPE 135563, New Orleans, 2009, pp. 4–7.

Pedersen, K.S., A. Fredenslund e P. Thomassen. Properties of Oils and Natural Gases. Houston, TX: Gulf Publishing Co., 1989.