

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA CARACTERIZAÇÃO C₇₊ NO CÁLCULO DE VISCOSIDADE DE PETRÓLEO PELO MODELO LBC

AUTORES:

Anderson Dantas de Souza¹, anderson_d_s@ig.com.br
Gloria Meyberg Nunes Costa², gmeberg@ufba.br
Marcelo Embiruçu², embiruçu@ufba.br

INSTITUIÇÃO:

¹Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Sergipe, Aracaju-SE, Brasil.
²Universidade Federal da Bahia, Escola Politécnica. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Industrial. Salvador-BA, Brasil.

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás - 8º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás - ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba/PR. Esse Trabalho foi selecionado pelo Comitê Científico do evento para apresentação, seguindo as informações contidas no documento submetido pelo(s) autor(es). O conteúdo do Trabalho, como apresentado, não foi revisado pela ABPG. Os organizadores não irão traduzir ou corrigir os textos recebidos. O material conforme, apresentado, não necessariamente reflete as opiniões da Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás. O(s) autor(es) tem conhecimento e aprovação de que este Trabalho seja publicado nos Anais do 8º PDPETRO.

Avaliação da Influência da Caracterização C_{7+} no Cálculo de Viscosidade de Petróleo pelo Modelo LBC

Abstract

The calculation of oil viscosity in reservoir conditions is of fundamental importance for estimating their mobility in porous media and allows orientation for choosing the most suitable recovery method, especially to use a thermal method. The C_{7+} Pedersen characterization method is widely used in conjunction with various compositional models for estimating the viscosity of the phases in reservoir conditions. In this sense, the objective of this study is to analyze the influence of the C_{7+} characterization in the oil viscosity results calculated by LBC model for different pseudocomponents settings and different lumpings. To calculate the reduced density (the main LBC model variable), the Soave-Redlich-Kwong equation of state was used, requiring prior knowledge of the critical properties and acentric factor of the involved pseudocomponents, which were determined with the C_{7+} characterization. It was specifically examined the influence of the quantity and lumping of pseudocomponents to the LBC model viscosities results. The amount of pseudocomponents showed a direct influence on the viscosity results. It was observed little influence of the lumping on the model results, however highlighting the importance of defining the amount of pseudocomponents involved. The results indicate that C_{7+} Pedersen characterization must be performed in a manner consistent with the empirical compositional analysis of oil, taking into account the distribution of mole fractions when the goal is to calculate the viscosity, particularly with LBC model.

Introdução

Modelos de viscosidade dividem-se em simples correlações empíricas, modelos semi-teóricos e modelos teóricos. Correlações empíricas podem ser usadas quando se trabalha em situações específicas similares às utilizadas para o desenvolvimento das correlações e são desenvolvidas geralmente a partir de dados PVT. No entanto, nem sempre é possível garantir que as condições operacionais são as mesmas daquelas quando do desenvolvimento das correlações. Necessita-se, portanto, de modelos mais amplamente representativos quando se pretende estimar viscosidade de petróleo em condições de reservatório e, neste caso, modelos composicionais são os mais aplicáveis. Os principais modelos composicionais semi-teóricos atualmente utilizados em reservatórios dividem-se entre aqueles baseados no princípio dos estados correspondentes e aqueles baseados em equações de estado. A caracterização prévia dos fluidos de petróleo se faz necessária, conforme apresentado por Pedersen *et al* (1984b), para a solução de modelos baseados no princípio dos estados correspondentes, e por Guo *et al* (1997), para a solução de modelos baseados em equações de estado cúbicas.

Muito esforço tem sido dedicado por pesquisadores para desenvolvimento de modelos baseados em equações de estado cúbicas, como aqueles apresentados por Guo *et al* (1997) e o próprio modelo de Lohrenz-Bray-Clark – LBC, desenvolvido originalmente por Jossi *et al* (1962) e ajustado por Lohrenz *et al* (1964) com a incorporação de uma regra de mistura. Este modelo é capaz de possibilitar uma transição suave entre fases com possibilidade de estimativa de viscosidade de cada fase e faixas de aplicabilidade de temperatura e pressão amplas.

Sabe-se que fluidos de petróleo constituem-se de milhares de componentes e utilizar uma equação de estado com propriedades críticas e fator acêntrico de cada componente é inviável. Necessita-se, portanto, definir os componentes a serem considerados. Para tanto a caracterização C_{7+} de Pedersen *et al* (1984a) é largamente utilizada. Consiste em estimar as propriedades críticas, fator acêntrico, massa molar e massa específica dos pseudocomponentes. A amostra é considerada constituída por “componentes definidos”, com propriedades conhecidas, frações C_{7+} com composição determinada e frações maiores (resíduo). Os componentes da fração C_{7+} constituem-se de grupos de

componentes com mesmo número de átomos de carbono em sua estrutura, necessariamente maior que seis, portanto as composições e propriedades da fração resíduo podem ser estimadas.

Uma vez determinadas as propriedades, também é parte do procedimento de caracterização agrupar cada fração em faixas de pseudocomponentes com quantidade de carbono em sua estrutura definida, tornando cada fração um novo pseudocomponente com suas respectivas propriedades. Estas propriedades determinadas possibilitam o uso de uma equação de estado cúbica para cálculo da massa específica reduzida da mistura que, por sua vez, é utilizada no modelo LBC.

Este trabalho, portanto, apresenta uma análise da influência da caracterização C_{7+} de Pedersen *et al* (1984a) nos resultados de viscosidade estimadas com o modelo LBC para diferentes definições de quantidade de componentes e configurações de agrupamentos em diferentes temperaturas e pressões.

Metodologia

Inicialmente foi realizada a caracterização de Pedersen *et al* (1984a) para estimar as propriedades críticas e fator acêntrico dos pseudocomponente a partir das equações (01), (02) e (03):

$$T_{c,i} = c_1\rho_i + c_2\ln(M_i) + c_3M_i + c_4M_i^{-1} \quad (01)$$

$$P_{c,i} = \exp(d_1 + d_2\rho_i^{d_5} + d_3M_i^{-1} + d_4M_i^{-2}) \quad (02)$$

$$m_i = e_1 + e_2M_i + e_3\rho_i + e_4M_i^{-2} \quad (03)$$

onde $T_{c,i}$ e $P_{c,i}$ são temperatura e pressão críticas e m_i é utilizado na equação (04) para calcular o fator acêntrico de cada componente i por meio da equação de estado cúbica de SRK.

$$m_i = -0.176\omega_i^2 + 1.574\omega_i + 0.480 \quad (04)$$

Para estimar a composição das frações C_{7+} foi utilizada a relação linear entre índice de carbono e logaritmo da fração molar proposta por Pedersen *et al* (1984a), conforme equação (05):

$$C_i = A + B\ln(z_i) \quad (05)$$

Os parâmetros A e B da equação (05) foram determinados por otimização. Para a amostra de óleo a otimização foi feita tomando-se como dados de referência aqueles apresentados pela análise TBP disponível na literatura levando-se em consideração o comportamento do C_6 ao C_{20+} , neste caso.

O mesmo foi feito para determinar a massa específica de cada fração, com a equação (06):

$$\rho_i = C + D\ln(C_i) \quad (06)$$

Por fim, a massa molar de cada componente foi calculada com a equação (07):

$$M_i = 14C_i - 4 \quad (07)$$

Em síntese, o procedimento implementado pode ser observado na Fig. 1 para a amostra de óleo apresentada na Tabela 1, com definição de $C_{max} = 25$, $C_{max} = 30$, $C_{max} = 35$, $C_{max} = 40$, $C_{max} = 60$ e $C_{max} = 80$, assim como para os respectivos agrupamentos em 3, 6 e 9 pseudocomponentes de cada C_{max} .

Os cálculos de viscosidade foram realizados com cada caracterização para diferentes temperaturas (50°C a 800°C) e pressões (50bar a 2000bar) com o modelo LBC:

$$[(\mu - \mu^*)\xi + 10^{-4}]^{1/4} = a_1 + a_2\rho_r + a_3\rho_r^2 + a_3\rho_r^2 + a_4\rho_r^3 + a_5\rho_r^4 \quad (08)$$

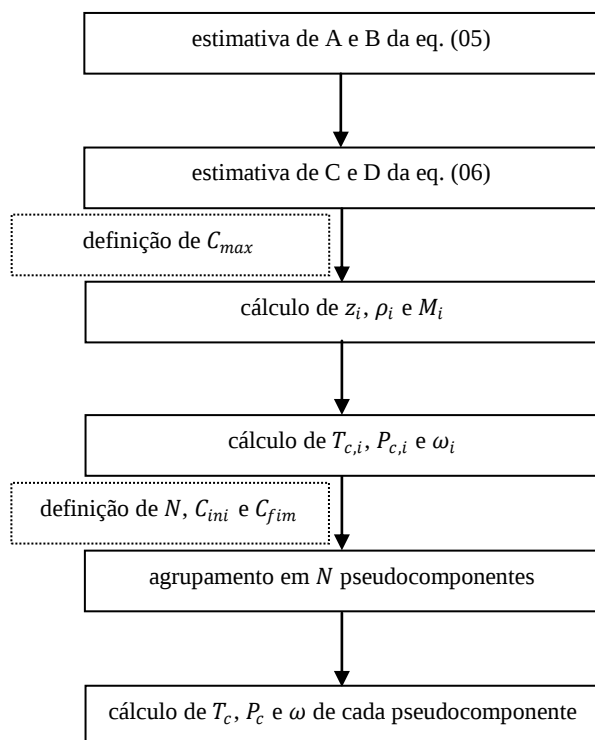


Tabela 1 – Composição da amostra considerada.

Comp.	z [% mol]	M [g. mol ⁻¹]	ρ [g. cm ⁻³]
N ₂	0,69	-	-
CO ₂	3,14	-	-
C ₁	52,81	-	-
C ₂	8,87	-	-
C ₃	6,28	-	-
iC ₄	1,06	-	-
nC ₄	2,48	-	-
iC ₅	0,87	-	-
nC ₅	1,17	-	-
C ₆	1,45	-	-
C ₇	2,40	91,7	0,741
C ₈	2,67	104,7	0,767
C ₉	1,83	119,2	0,787
C ₁₀	1,77	134,0	0,790
C ₁₁	1,19	148,0	0,796
C ₁₂	1,16	161,0	0,811
C ₁₃	1,01	172,0	0,826
C ₁₄	1,04	190,0	0,837
C ₁₅	0,89	204,0	0,844
C ₁₆	0,73	217,0	0,854
C ₁₇	0,63	233,0	0,843
C ₁₈	0,71	248,0	0,848
C ₁₉	0,59	264,0	0,859
C ₂₀₊	4,57	425,0	0,909

Figura 1 – Procedimento de caracterização.

Com procedimento desenvolvido por Lohrenz *et al* (1964), a correlação de Jossi *et al* (1962) foi usada para cálculo de viscosidade de misturas de hidrocarbonetos, com o uso da regra de mistura:

$$\xi = \frac{[\sum_{i=1}^N z_i T_{ci}]^{1/6}}{[\sum_{i=1}^N z_i M_{ci}]^{1/2} [\sum_{i=1}^N z_i P_{ci}]^{2/3}} \quad (09)$$

e

$$\mu^* = \frac{\sum_{i=1}^N z_i \mu_i^* \sqrt{M_i}}{\sum_{i=1}^N z_i \sqrt{M_i}} \quad (10)$$

onde z_i , M_i , T_{ci} e P_{ci} representam a fração molar, massa molar, temperatura crítica e pressão crítica de cada componente i , respectivamente. ξ é a viscosidade reduzida da mistura e μ^* é a viscosidade da misturado de gás diluído, sugerida por Herning e Zippener (1936), com μ_i^* sendo a viscosidade de gás diluído para cada componente i , de acordo com Stiel e Thods (1961).

Resultados e Discussão

As Figuras 2 apresentam as soluções do modelo de caracterização de Pedersen *et al* (1984a) para as definições de $C_{max} = 25$ e $C_{max} = 80$, respectivamente a caracterização com menor e maior fração definida na metodologia. Na Figura 2a tem-se a composição representada do C₇ ao C₂₅ em escala logarítmica, enquanto que na Figura 2b tem-se o mesmo resultado em escala linear. Assim como a Figura 2c e a Figura 2d representam a composição do C₇ ao C₈₀. Observa-se que a extrapolação utilizada para estimar a composição das frações maiores é correspondente ao comportamento dos dados experimentais utilizados para a otimização dos modelos. Observa-se também que frações muito grandes apresentam composição próxima a zero, como pode ser observado principalmente a partir da fração C₆₀ na Figura 2c.

Com procedimento de solução semelhante, as Figuras 2e, 2f, 2g e 2h representam a densidade de cada pseudocomponente. Observa-se que a densidade é elevada para frações maiores. Esta é uma informação de grande importância para uso do modelo LBC, uma vez que este é um polinômio de grau 16 da densidade reduzida da mistura de hidrocarbonetos e, portanto, muito sensível à densidade de cada componente caracterizado. No entanto, à medida que a densidade aumenta em função da fração, a composição da fração diminui, o que, a princípio, indica um balanceamento que pode ser oportuno para uso do modelo LBC. As Figuras 2i e 2j representam, por fim, a estimativa de massa molar de cada pseudocomponente calculadas com a equação (07).

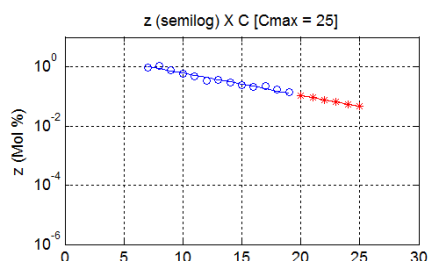


Figura 2a – Caracterização $C_{max} = 25$.

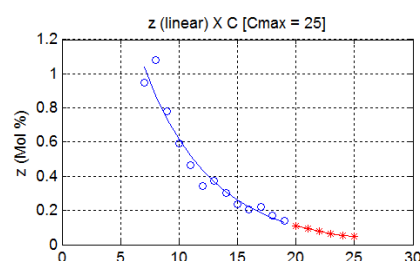


Figura 2b – Caracterização $C_{max} = 25$.

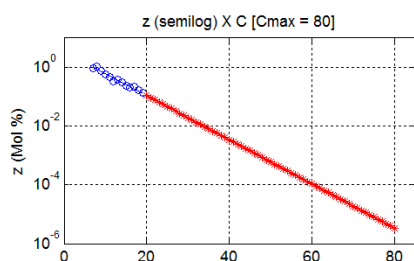


Figura 2c – Caracterização $C_{max} = 80$.

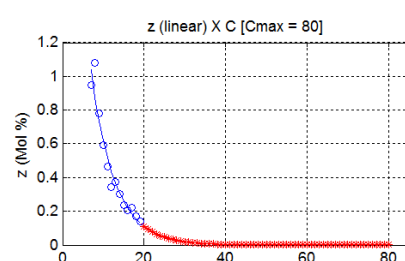


Figura 2d – Caracterização $C_{max} = 80$.

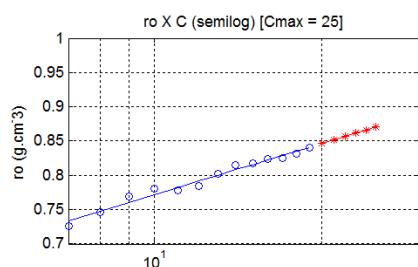


Figura 2e – Caracterização $C_{max} = 25$.

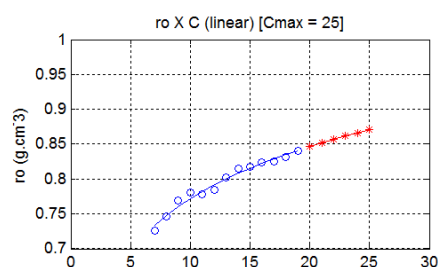


Figura 2f – Caracterização $C_{max} = 25$.

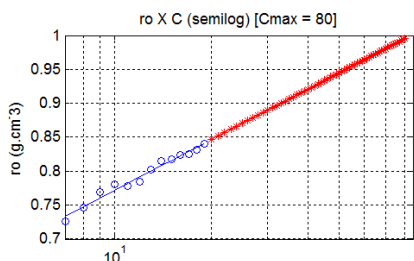


Figura 2g – Caracterização $C_{max} = 80$.

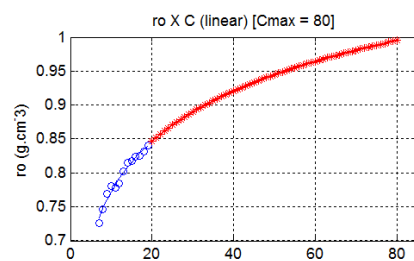
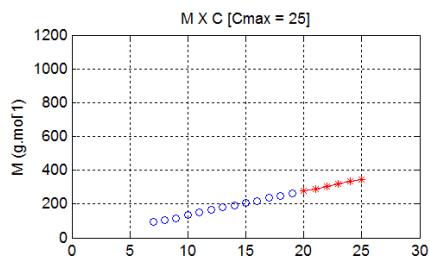
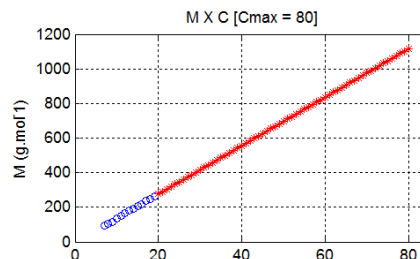


Figura 2h – Caracterização $C_{max} = 80$.

Figura 2i – Caracterização $C_{max} = 25$.Figura 2j – Caracterização $C_{max} = 80$.

As Figuras 3 apresentam o comportamento da viscosidade da amostra considerada, posterior caracterizações desenvolvidas, em função de temperatura e pressão. As Figuras 3a, 3b e 3c apresentam o comportamento da viscosidade em função da temperatura nas pressões fixadas de 100bar, 500bar e 1000bar respectivamente. Observa-se que para cada caracterização utilizada o comportamento da viscosidade é o mesmo, com grande diferença nos valores de viscosidade à pressão de 1000bar quando a caracterização é realizada com maior quantidade de pseudocomponentes, isto é, $C_{max} = 80$ e $C_{max} = 60$. Para as demais caracterizações pode-se considerar que a diferença de viscosidade calculada não é significativa.

Essas análises indicam que a caracterização com maior quantidade de pseudocomponentes considerados interfere significativamente no cálculo de viscosidade com o modelo LBC. A baixa composição dos pseudocomponentes maiores não é suficiente para contrabalancear a alta densidade de cada um desses, de maior massa específica. Em contrapartida, caracterização com pequena quantidade de pseudocomponentes, como em $C_{max} = 25$, torna a variação de viscosidade em função da temperatura imperceptível, principalmente a baixas pressões, como observa-se na Figura 3a. Sugere-se que a definição do C_{max} seja, para o caso estudado, um valor abaixo de $C_{max} = 40$ se o objetivo for estimar a viscosidade de petróleo. Caso dados experimentais de viscosidade sejam disponíveis, os parâmetros a do modelo LBC podem ser reajustados e a caracterização também ajustada, o que torna o procedimento um problema típico de otimização.

As Figuras 3d, 3e e 3f apresentam os mesmos resultados por gráficos de viscosidade em função da pressão para diferentes temperaturas. Fica evidente mais uma vez que as caracterizações com $C_{max} = 60$ e $C_{max} = 80$ geram resultados de viscosidade discrepantes em relação à média gerada com a utilização das caracterizações em $C_{max} = 25$ e $C_{max} = 35$. Cabe ressaltar que à temperatura de 50°C e pressões baixas (abaixo de 50bar) a densidade reduzida da mistura de hidrocarbonetos é inferior a $0,02g.cm^{-3}$, portanto fora da faixa de validade do modelo LBC, segundo Zeberg e Mekkelsen (2001).

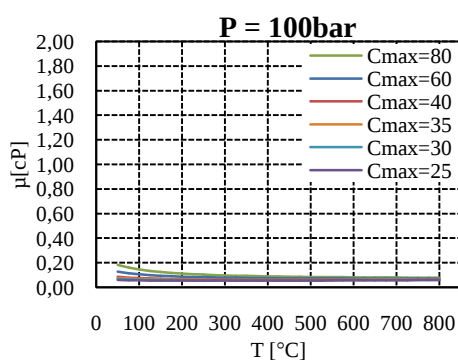


Figura 3a – Viscosidade sem agrupamento.

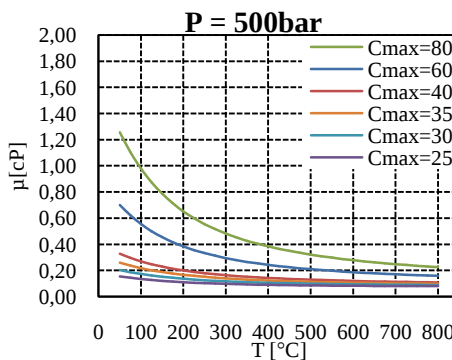


Figura 3b – Viscosidade sem agrupamento.

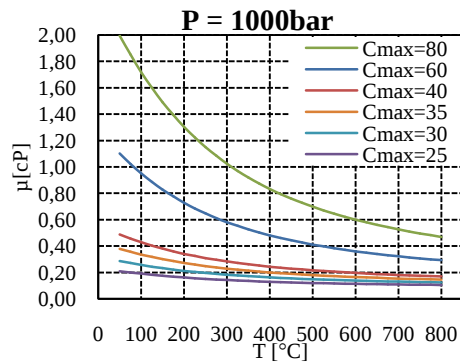


Figura 3c – Viscosidade sem agrupamento.

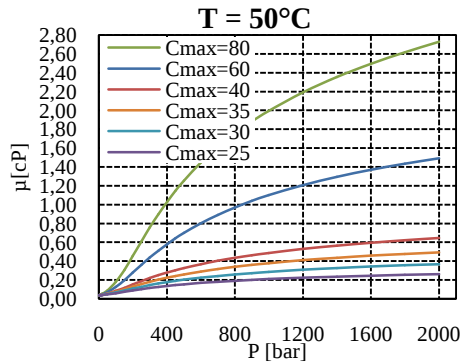


Figura 3d – Viscosidade sem agrupamento.

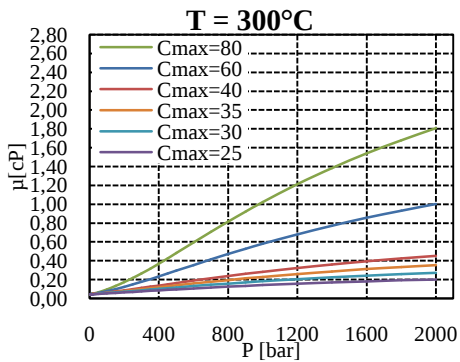


Figura 3e – Viscosidade sem agrupamento.

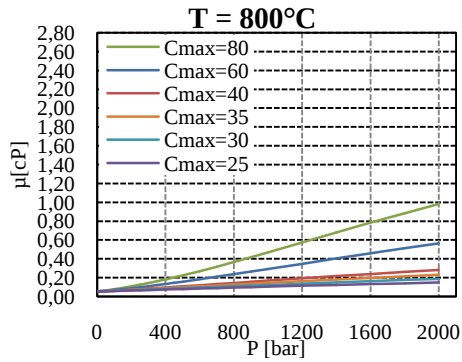


Figura 3f – Viscosidade sem agrupamento.

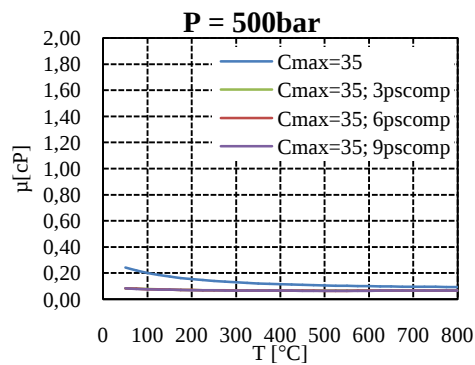


Figura 3g – Viscosidade com agrupamento.

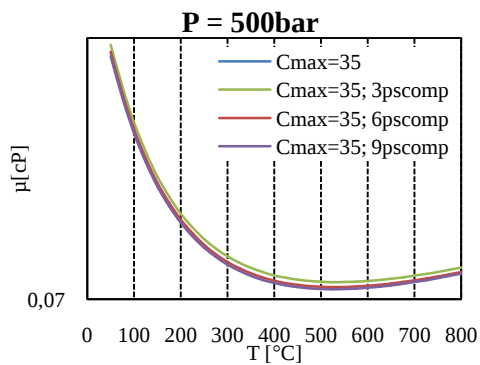


Figura 3h – Viscosidade com agrupamento.

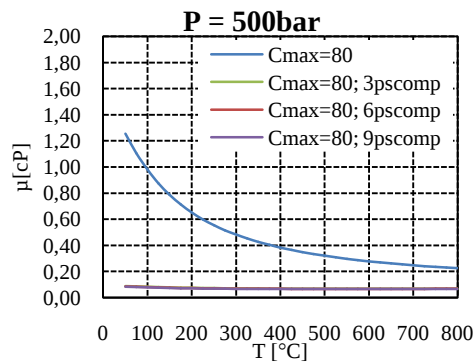


Figura 3i – Viscosidade com agrupamento.

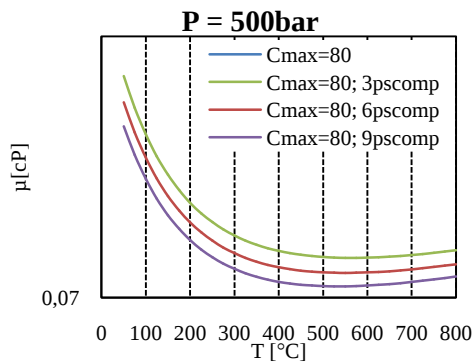


Figura 3j – Viscosidade com agrupamento.

As Figuras 3g e 3i apresentam o comportamento da viscosidade em função da temperatura para a pressão fixada em 500bar, respectivamente com as caracterizações em $C_{max} = 35$ e $C_{max} = 80$, com os agrupamentos em 3, 6 e 9 pseudocomponentes de cada C_{max} . Observa-se nestes gráficos (3g e 3i) que sem agrupamento os valores de viscosidade são significativamente diferentes em relação às caracterizações com agrupamentos, mais pronunciadamente na Figura 3i, com a caracterização em $C_{max} = 80$. Porém, com os agrupamentos, as viscosidades são praticamente as mesmas com as duas caracterizações em $C_{max} = 35$ e $C_{max} = 80$, e pode-se considerar que estes valores de viscosidades são as mais coerentes, pois coincidem para todas as definições de C_{max} quando os pseudocomponentes são agrupados da mesma forma. Mais uma vez evidencia-se que considerar uma caracterização demasiadamente estendida não é a melhor opção. Além de gerar resultados de viscosidade incoerentes requerem maior recurso computacional para a solução do modelo de viscosidade LBC. Sugere-se então a definição de um C_{max} baixo com um agrupamento em poucos pseudocomponentes, para o caso estudado.

Deve-se destacar que toda a discussão aqui apresentada refere-se à amostra de petróleo considerada, com os dados indicados na Tabela 1. Verifica-se, na Tabela 1, que trata-se de um óleo com grande composição de gás metano, portanto originário de um reservatório de gás. Diferentes avaliações devem ser feitas para o caso de utilização de amostras de reservatório de líquido.

Conclusões

O método LBC é simples e prático de se implementar em rotinas computacionais. Por este motivo, é largamente utilizado em simuladores composicionais de comportamento de reservatórios. Sugere-se, no entanto, que os parâmetros a da equação (08) sejam ajustados para situações específicas, assim como o cálculo de densidades precisa ser cuidadosamente realizado. Neste sentido, a definição da quantidade de componentes caracterizados apresentou forte influência nos resultados do modelo LBC. De menor influência foram os agrupamentos considerados.

Referências Bibliográficas

- Guo, X. Q.; Wang, L. S.; Rong, S. X.; Guo, T. M. *Viscosity model based on equations of state for hydrocarbon liquids and gases*. Fluid Phase Equilibria 139, 405–421, 1997.
- Herning, F; Zippener, L. *Calculation of the viscosity of technical gas mixtures from the viscosity of the individual gases*. Gas u. Wasserfach 79, 69–73, 1936.
- Jossi J.A., Stiel L.I., and Thodos G.: *The Viscosity of Pure Substances in the Dense Gaseous and Liquid Phases*. AIChE Journal. 8, 59 – 63, 1962.
- Lohrenz, J.; Bray, B. G.; Clark, C. R. *Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions*. J. Petroleum Technol., 1171–1176, October, 1964.
- Pedersen, K. S.; Fredenslund, A.; Christensen, P. L.; Thomassen, P. *Viscosity of crude oils*. Chem. Eng. Sci. 39, 1011 – 1016, 1984a.
- Pedersen, K. S.; Thomassen, P.; Fredenslund, A. A. *Thermodynamics of Petroleum mixtures containing heavy hydrocarbons. 1. Phase envelope calculations by use of the Soave–Redlich–Kwong equation of state*, Ind. Chem. Proc. Des. Dev. 23, 163, 1984b.
- Peneloux, A., Rauzy, E., and Fréze, R., *A consistent correction for Redlich-Kwong-Soave volumes*, Fluid Phase Equilibria 8, 7–23, 1982.
- Stiel, L.I. and Thodos, G., *The viscosity of nonpolar gases at normal pressures*. AIChE J. 7, 611–615, 1961.
- Zéberg-Mikkelsen, C. K. *Viscosity Study of Hydrocarbon Fluids at Reservoir Conditions - Modelling and Measurements*. Ph.D. Thesis, Technical University of Denmark, Department of Chemical Engineering, 2001.