

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



9º CONGRESSO
Brasileiro de **P&D** em
PETRÓLEO E GÁS

Maceió, AL
de 09 a 11 de novembro
2017

Realização:



ABPG
ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE P&D EM
PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

Nova metodologia para o cálculo do efeito Joule-Thomson em óleo

AUTORES:

Erika T. Santana, Victor B. Regueira, Gloria M. N. Costa, Yuri Guerrieri

INSTITUIÇÃO:

Programa de Pós Graduação em Engenharia Industrial, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, Brasil

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 9º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 11 de novembro de 2017, em Maceió/AL. 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 9ºPDPETRO.

NOVA METODOLOGIA PARA O CÁLCULO DO EFEITO JOULE-THOMSON EM ÓLEO

Abstract

During the oil reservoir production, the temperature and pressure conditions, along the fluid composition, are essential to a proper operation. The oil processing, from extraction to separation, involves a significant pressure drop, causing temperature variation and alteration of their properties, due the Joule-Thomson effect. The evaluation of this phenomenon is important for a good prediction of the oil production and separation behavior and to identify the causes of many problems associated with it. It is necessary to know its influence from well tests in oil and gas fields, as well as drilling, completion and monitoring steps. The scarcity of experimental data of the Joule-Thomson effect not only reinforces the demand of thermodynamic models for fluid properties calculation, but also requires the proper characterization of the oil, including its residue. The objective of this work is to estimate the throttling temperature (Joule-Thomson effect) of a commercial oil using the concept of residual property, and to compare it with experimental data available in the literature. The proposed methodology does not require the knowledge of specific heat as real gas, difficult property of experimental measurement. The influence of the appropriate characterization of the residue fraction is also evaluated. This is an additional problem because numerous properties are related to the detailing of the residue fraction that is not known in detail. The Soave-Redlich-Kwong state equation was used and the oil characterizations were performed using the Exponential and Gamma functions, with different number of pseudocomponents to represent the heavier fraction.

Introdução

Segundo Smith e Van Ness (2007) quando um fluido é submetido a um processo adiabático de estrangulamento, como a passagem por uma válvula parcialmente aberta, por exemplo, ocorre uma variação de temperatura conhecida como efeito Joule-Thomson (JT), que é definido pela variação da temperatura T devido à variação da pressão P , em processos a entalpia constante. Nesse sentido, em um processo de estrangulamento um coeficiente JT positivo indica que o fluido sofrerá resfriamento; enquanto um coeficiente negativo indica que o fluido sofrerá aquecimento. Ao longo do processo de produção de petróleo, em suas várias etapas, a temperatura do fluido (óleo ou gás) pode variar em consequência do efeito JT, alterando suas propriedades. Percebe-se, portanto, a necessidade de conhecer as condições que estão sujeitos os fluidos de reservatórios de petróleo, entendendo melhor o efeito Joule-Thomson e suas consequências.

São poucos os trabalho na literatura de petróleo que abordam o efeito JT. Jeffrey (2009) apresentou uma modelagem dos efeitos térmicos, devido à expansão JT em campo de reservatórios de petróleo. Ele realizou testes em um reservatório de óleo e em um reservatório de gás, diminuindo a pressão e observando o comportamento da temperatura. Os perfis de pressão e temperatura para cada caso foram calculados por meio de um simulador térmico radial 1D capaz de modelar efeitos térmicos. Jamaloei e Asghari (2014) estudaram o efeito JT em campos de óleo e gás. Eles apresentaram uma revisão do efeito JT em poços teste, multilateral e inclinado, também na perfuração, completação e operação dos poços de petróleo. Além disso, eles abordaram os desafios da formação de hidrato pelo arrefecimento do fluido associado ao efeito JT, sem realizar uma abordagem quantitativa. Tarom e Hossain (2015) desenvolveram um modelo para prever o perfil de temperatura para poços de produção de gás, através do cálculo do fator de compressibilidade do fluido, considerando o efeito JT envolvido no processo, utilizando a equação de estado Peng-Robinson (Peng e Robinson, 1976).

Para óleo, os poucos trabalhos encontrados na literatura calculam apenas o coeficiente JT, o que permite prever apenas se o fluido sofrerá aquecimento ou resfriamento ao ser submetido a um dispositivo de estrangulamento. Entretanto, para que sejam conhecidas as propriedades do fluido após o estrangulamento, não é satisfatório identificar apenas o valor e sinal do coeficiente JT. Neste caso, o mais relevante é se conhecer a temperatura do fluido à jusante de um estrangulamento (temperatura de estrangulamento). Fluidos de reservatórios de petróleo possuem milhares de diferentes componentes tendo como consequência uma dificuldade normalmente encontrada quando se trata da descrição do seu comportamento de fases. A necessidade de se conhecer com a maior precisão possível a temperatura de saída de uma válvula para uma dada queda de pressão, e da dificuldade de se obter experimentalmente esta informação, reforça não apenas a demanda por modelos termodinâmicos para o cálculo das propriedades do fluido, como também exige a caracterização adequada do óleo.

Este trabalho propõe a modelagem do efeito JT para permitir o cálculo da temperatura de estrangulamento, provocado por uma válvula parcialmente aberta nas etapas de produção de óleo em uma única fase. O cálculo da temperatura de estrangulamento utiliza a equação de estado Soave-Redlich-Kwong (SRK) (Soave, 1972) e o conceito de entalpia residual. Além disso, a influência dos métodos de caracterização do óleo na predição do efeito JT é avaliada utilizando as distribuições Exponencial (Pedersen e Christensen, 2007) e Gama (Whitson, 1983), associadas a diferentes correlações para parâmetros críticos, juntamente com uma variação no número de pseudocomponentes utilizados para representar a fração pesada.

Metodologia

Quando um fluido é submetido a uma expansão JT, trata-se de um processo isentálpico, cuja temperatura de estrangulamento varia conforme: i) a natureza e composição do fluido; ii) condições de temperatura e pressão à montante do estrangulamento e; iii) a pressão de estrangulamento. Este trabalho determina a temperatura de estrangulamento aplicando ao óleo a metodologia proposta por Pimentel *et al.* (2016). Esta metodologia utiliza o conceito de propriedade residual, onde a variação de entalpia entre dois estados $\Delta h'$ é determinada a partir da diferença entre as propriedades do estado real h e estado de gás ideal h^{id} , para a mesma condição de temperatura, pressão e composição (Smith e Van Ness, 2007), conforme a Eq.(1):

$$\Delta h' \equiv h - h^{id} \quad (1)$$

É possível então se correlacionar dois estados termodinâmicos, como ilustrado na Figura 1e descrito na Eq. (2):

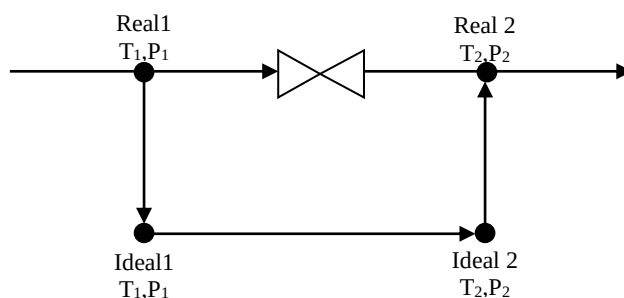


Figura 1. Etapas para calcular a variação de entalpia no estrangulamento através do conceito de entalpia residual.

Fonte: Elaborada pelos autores.

$$\Delta h = (\Delta h')_{T_2, P_2} + C_p^{id} \cdot (T_2 - T_1) - (\Delta h')_{T_1, P_1} \quad (2)$$

onde Δh é a variação de entalpia do gás, C_p^{id} o calor específico ideal, T e P são a temperatura e pressão e os índices 1 e 2 representam, respectivamente, os pontos à montante e à jusante do dispositivo de estrangulamento.

Para o petróleo como se trata de um mistura, o calor específico ideal pode ser obtido pela Eq.(3), sendo o somatório estendido para todos os seus componentes definidos ou frações (Perry, 1997):

$$C_p^{id} = \sum x_i \cdot C_{p_i}^{id} \quad (3)$$

Para calcular o calor específico ideal das frações de petróleo, Kesler e Lee (1976) propuseram uma equação em termos do fator de caracterização de Watson (K_w) e do fator acêntrico (ω), conforme Eqs. (4)-(12):

$$K_w = \frac{(1,8 \cdot T_b)^{1/3}}{SG} \quad (4)$$

Onde T_b é o ponto de bolha normal em Kelvin, SG a gravidade específica.

$$C_p^{id} = M[A_0 + A_1T + A_2T^2 - C(B_0 + B_1T + B_2T^2)] \quad (5)$$

$$A_0 = -1,41779 + 0,11828K_w \quad (6)$$

$$A_1 = -(6,99724 - 8,69326K_w + 0,27715K_w^2) \times 10^{-4} \quad (7)$$

$$A_2 = -2,2582 \times 10^{-6} \quad (8)$$

$$B_0 = 1,09223 - 2,48245\omega \quad (9)$$

$$B_1 = -(3,434 - 7,14\omega) \times 10^{-3} \quad (10)$$

$$B_2 = -(7,2661 - 9,2561\omega) \times 10^{-7} \quad (11)$$

$$C = \left[\frac{(12,8 - K_w) \times (10 - K_w)}{10\omega} \right]^2 \quad (12)$$

A entalpia residual é determinada pela equação de estado SRK (Soave, 1972), sendo assumida a regra de mistura de van der Waals. As propriedades críticas e o fator acêntrico para cada componente da mistura, requeridos para solução da EDE, são definidos conforme a complexidade dos compostos.

Para as frações mais leves do óleo, com componentes puros definidos, os parâmetros das equações de estado podem ser facilmente encontrados na literatura (Pedersen *et al.*, 2015). Por outro lado, para as frações de carbono mais pesadas, que são apresentadas geralmente de forma agrupada (C_{7+}), é necessário o uso de técnicas de caracterização. A caracterização da fração pesada, cujos componentes e composição reais não são possíveis de serem identificados, consiste em utilizar as propriedades de fácil obtenção (massa molecular e/ou densidade) e técnicas de distribuição associadas a correlações

empíricas, para assim obter as propriedades críticas e o fator acêntrico, requeridos para solução da EDE.

A caracterização de Pedersen (Pedersen e Christensen, 2007) utiliza uma distribuição discreta para descrever a extensão da fração pesada, baseada na hipótese que a fração molar (x_N) varia exponencialmente com o número de carbonos (C_N) através de uma função dos parâmetros a e b , segundo a Eq. (13), sendo que o número de carbonos se relaciona com o peso molecular (PM_N) como na Eq. (14):

$$C_N = a + b \cdot \ln(x_N) \quad (13)$$

$$PM_N = 14C_N - 4 \quad (14)$$

De forma semelhante, é possível relacionar a densidade das frações de carbono com o logaritmo do número de carbono nessas frações, conforme a Eq. (15). Além disso, no método de Pedersen, os parâmetros críticos e fator acêntrico dos pseudocomponentes (T_c , P_c e ω) são expressos em termos de massa molecular (PM_N) e densidade (ρ_N), baseado em correlações empíricas.

$$\rho_N = c + d \cdot \ln C_N \quad (15)$$

Outra técnica de extensão da fração pesada se baseia na distribuição gama (Whitson, 1983), uma função contínua de distribuição do peso molecular (M) através de uma função de três parâmetros (α , β e η) e da função gama Γ , representada na Eq.(16). Mais detalhes em como obter a fração molar (x_N) e massa molecular para cada fração de carbono (PM_N) podem ser encontrados em Whitson e Brulé (2000). Na ausência de dados experimentais para regressão da curva, Whitson e Brulé (2000) recomendam que o parâmetro α seja assumido como 1, onde essa distribuição é reduzida para o formato exponencial. O valor de η pode ser calculado a partir do valor de α e o valor de β é calculado a partir dos valores de M_{C7+} , α e η .

$$F(M) = \left[\frac{(M - \eta)^{\alpha-1} \exp\left(-\frac{M-\eta}{\beta}\right)}{\beta^\alpha \Gamma(\alpha)} \right] \quad (16)$$

O processo de extensão da fração pesada com a distribuição gama, se baseia em aplicar a distribuição para a massa molecular e utilizar a correlação de Soreide (1989) para estimar os dados de densidade (ρ_N) e temperatura de ebulição (T_{bN}). A partir desses dados, é possível se estimar as propriedades críticas a partir de correlações empíricas, de modo que $[T_c, P_c, \omega] = f(PM_N, \rho_N, T_{bN})$. Neste trabalho foram utilizadas as correlações de Kesler-Lee (1976) e Lee-Kesler (1975).

Resultados e discussão

Detalhes sobre a solução da Eq. (2) quando $\Delta h = 0$ podem ser encontrados em Pimentel *et al.*(2016).

O óleo utilizado neste estudo está disponível em Pedersen e Christensen (2007), e apresentada na Tabela 1. Os autores apresentaram o diagrama de entalpia *versus* pressão para esta mistura, que foram utilizados aqui como dados de referência para a análise dos resultados calculados.

Tabela 1. Mistura de óleo obtida de Pedersen e Christensen (2007).

Fonte: Elaborada pelos autores.

Componente	x	PM(g/mol)	ρ (g/cm ³)
N ₂	0,0039	-	-
CO ₂	0,003	-	-
C ₁	0,402	-	-
C ₂	0,0761	-	-
C ₃	0,0795	-	-
iC ₄	0,0119	-	-
nC ₄	0,0408	-	-
iC ₅	0,0139	-	-
nC ₅	0,0215	-	-
C ₆	0,0279	-	-
C ₇₊	0,3195	211,24	0,846

Os valores dos parâmetros de interação binária (PIB) entre as frações de petróleo, o N₂ e o CO₂, para a EDE SRK, foram retirados da literatura (Whitson e Brulé, 2000), apresentados na Tabela 2. Entretanto o PIB entre o metano e a fração C₇₊ foi estimado por meio do ajuste da pressão de saturação da mistura (200 bar) na temperatura do reservatório (97,5°C) (Pedersen e Christensen, 2007), obtendo o valor de 0,05. Os demais PIB foram considerados nulos. As duas técnicas de caracterização da fração C₇₊ foram implementadas através de código em MATLAB, de acordo com a metodologia indicada anteriormente.

Tabela 2. Parâmetros de interação binária entre as frações de petróleo, o N₂ e o CO₂

Fonte: Elaborada pelos autores.

	N ₂	CO ₂
C ₁	0,02	0,12
C ₂	0,06	0,15
C ₃ a C ₇₊	0,08	0,15

Para cada simulação foi avaliada a influência do número de frações representativas do resíduo sendo 3, 7 e 11 pseudocomponentes. Os resultados da caracterização pelos dois métodos podem ser visualizados pela Tabela 3 para a mistura contendo 3 pseudocomponentes:

Tabela 3. Caracterização do resíduo para o óleo com 3 pseudocomponentes

Fonte: Elaborada pelos autores.

Frações	x	PM (g/mol)	ρ (g/cm ³)	T _b (K)	T _c (K)	P _c (bar)	ω
Método 1: Função Exponencial							
C ₇ -C ₁₃	0,1743	129,761	0,746	430,42	628,66	26,53	0,325
C ₁₄ -C ₂₃	0,0982	242,267	0,857	531,04	698,92	20,16	0,769
C ₂₄₊	0,0471	448,186	0,971	679,11	838,43	17,23	1,259
Método 2: Função Gama							
C ₇ -C ₁₃	0,1743	129,624	0,782	437,62	621,12	25,51	0,434
C ₁₄ -C ₂₂	0,0925	237,530	0,852	580,18	754,89	16,04	0,742
C ₂₃₊	0,0527	435,242	0,913	753,44	898,88	9,03	1,171

Foi calculada a temperatura de estrangulamento para a condição $T_1 = 288,15$ K, $P_1 = 500$ bar e $P_2 = 200$ bar. A comparação entre a predição do modelo e os dados experimentais pode ser vista na Tabela 4. Nota-se que os valores calculados para a temperatura de estrangulamento do óleo estão muito próximos do valor experimental apresentado na literatura para ambos os métodos empregados. Este resultado aponta para um sucesso da metodologia proposta neste trabalho para o cálculo da temperatura de estrangulamento. Percebe-se que o método 1 apresenta menor erro em relação ao valor experimental, quando comparado com o método 2, na ordem de -0,59% e -1,57%, respectivamente. Por sua vez, para ambas as funções, o aumento no número de pseudocomponentes utilizados na caracterização do resíduo teve efeito pouco significativo na predição da temperatura de estrangulamento para este óleo.

Tabela 4. Temperatura de estrangulamento do óleo calculada pelo modelo comparada com Pedersen e Christensen (2007)

Fonte: Elaborada pelos autores.

Nº de pseudocomponentes	T_2 (K) experimental	T_2 (K) calculado pelo método 1	T_2 (K) calculado pelo método 2
3	303,15	304,46	307,29
7		304,38	307,90
11		304,94	307,18

Conclusões

A metodologia proposta por este trabalho apresentou uma abordagem não comumente empregada para a análise do efeito JT em fluidos de reservatórios de petróleo. Esta é uma significativa contribuição, visto que, como citado anteriormente, a maioria dos trabalhos apresentados na literatura abordam somente o próprio coeficiente JT. A abordagem aqui apresentada utiliza a equação de estado SRK e o conceito de entalpia residual para o cálculo da temperatura à jusante do estrangulamento. Isto permite a construção da isentálpica do fluido de reservatório de petróleo pelo modelo. O modelo desenvolvido exibe baixo desvio médio em comparação com os dados experimentais.

Quanto à caracterização do óleo, considera-se que o método 1 (função distribuição exponencial) exibe resultados melhores que o método 2 (função distribuição gama), por apresentar menor desvio médio em relação aos dados experimentais. Isto evidencia que o método de caracterização empregado influencia os resultados dos cálculos realizados. Por sua vez, a expansão da fração residual em mais pseudocomponentes não mostrou melhoria significativa nos resultados, para ambos os métodos. Não foi feita nenhuma análise a respeito da incerteza dos dados experimentais nem do modelo, o que permitiria um julgamento mais rigoroso entre os métodos.

Referências Bibliográficas

- Jamaloei, B. Y.; Asghari, K. *The Joule-Thomson Effect in Petroleum Fields: I. Well Testing, Multilateral/Slanted Wells, Hydrate Formation, and Drilling/Completion/Production Operations*. Energy Sources, 37 (2014), 217–224.
- Jeffrey, F. *Field Cases: Nonisothermal Behavior Due to Joule-Thomson and Transient Fluid Expansion/Compression Effects*. SPE, Chevron Energy Technology Company, SPE 124338 (2009).
- Kesler, M.G.; Lee, B.I. *Improve Predictions of Enthalpy of Fractions*. Hydro. Proc., 55 (1976), 153.

9º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS

Lee, B.I.; Kesler, M.G.A *Generalized Thermodynamic Correlation Based on Three-Parameter Corresponding States*. AIChE Journal, 21 (1975), 510.

Pedersen, K. S.; Christensen, P.L. *Phase behavior of petroleum reservoir fluids*. Taylor & Francis Inc, 2007.

Pedersen, K.S.; Christensen, P.L.; Shaikh, J. A. *Phase Behaviour of Petroleum Reservoir Fluids*. Taylor & Francis Inc, 2015, v. 2.

Peng, D. Y.; Robinson, D. B. *A new two-constant equation of state*. Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals, 15 (1976), 59-64.

Perry, H. R.; Green, D. W. *Perry's Chemical Engineers' Handbook*. McGraw-Hill Companies Inc., 8th Edition, 2008.

Pimentel, L.; Guerrieri, Y.; Costa, G.; Pontes, K. V. *Joule–Thomson Effect in Mixtures Containing Polymers and Copolymers*. Ind. Eng. Chem. Res., 55 (2016), 1117-1125.

Soave, G. *Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state*. Chemical Engineering Science, 27 (1972), 1197-1203.

Soreide, I. *Improved Phase Behavior Predictions of Petroleum Reservoir Fluids From a Cubic Equation of State*. Dr. Ing. Dissertation, Norwegian Inst. of Technology, Trondheim, Norway (1989).

Tarom, N.; Hossain, M.M. *A practical method for the evaluation of the Joule Thomson effects to predict flowing temperature profile in gas producing wells*. Journal of Natural Gas Science and Engineering, 26 (2015), 1080-1090.

Smith, J. M.; Van Ness, H. C. Abbott, M. *Introduction to Thermodynamics of Chemical Engineering*. McGraw-Hill Companies Inc., 7th Edition, 2007.

Whitson, C. H. *Characterizing hydrocarbon plus fractions*. Society of Petroleum Engineers Journal, 23 (1983), p. 683-694.

Whitson, C.H.; Brulé, M.R. *Phase Behavior*. Society of Petroleum Engineers Monograph Series, 20 (2000), 68-83.