

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



TÍTULO DO TRABALHO:

MODELAGEM NÃO-NEWTONIANA PARA PERDA DE CARGA EM ESCOAMENTO DE ÓLEOS PARAFÍNICOS

AUTORES:

Isvi Raquel de Figueirêdo Souza, Luiz Carlos Lobato dos Santos, Luiz Mário Nelson de Góis.

INSTITUIÇÃO:

UFBA/UNIFACS

MODELAGEM NÃO-NEWTONIANA PARA PERDA DE CARGA EM ESCOAMENTO DE ÓLEOS PARAFÍNICOS

Abstract

A deposição de parafinas é um dos principais problemas para a garantia do escoamento de petróleo. Esse fenômeno ocorre com frequência durante a produção do óleo parafínico, limitando o fluxo de petróleo e aumentando a perda de carga. Quando o óleo atinge a Temperatura de Aparecimento de Cristais (TIAC) começa a se comportar como fluido não-newtoniano, devido ao início do processo de parafinação, alterando as características do escoamento. Esse fenômeno pode gerar danos a equipamentos de produção, proporcionar operação em condições de elevado risco e, até mesmo, parada completa de produção, impactando em menor lucratividade. Esta pesquisa propõe o desenvolvimento de um modelo empírico para o cálculo da perda de carga em escoamento monofásico de óleos parafínicos em linhas horizontais, considerando fluido não-newtoniano pelo modelo Power-Law. Foram utilizados dados experimentais de óleos parafínicos de poços de petróleo considerando diferentes condições de vazão, temperatura e BSW. Os resultados mostraram boa adequação do modelo proposto aos dados experimentais, com coeficientes de adequação (R^2) acima de 0,97. Experimentos com maior teor de BSW e menor temperatura ambiente sofreram maior impacto na perda de carga, sendo bem representado pelo modelo proposto.

Palavras-chave: garantia de escoamento, óleos parafínicos, fluido não-Newtoniano, perda de carga.

Introdução

O petróleo parafínico possui mais de 75% de parafinas que se encontram dissolvidas no óleo em condições de reservatório. Durante a produção e transporte do óleo, a queda de temperatura do ambiente faz com que o óleo atinja a temperatura de aparecimento de cristais (TIAC) e os primeiros cristais de parafina se formem, evoluindo para a deposição de parafinas na parede da tubulação a partir de mecanismos específicos (AUM, 2012).

A situação é mais difícil se o escoamento for de emulsão água em óleo (A/O), onde a água está dispersa em gotas na fase óleo. Quando o transporte da emulsão se dá em baixas temperaturas e pressões ocorre a deposição de sólidos, principalmente das parafinas. Quanto maior o percentual de água da emulsão, maior será a viscosidade do fluido e maior será a espessura do depósito no início do processo de deposição, pois a partir do mecanismo de difusão molecular, mais moléculas de água são aprisionadas junto com as parafinas no depósito (ADEYANJU; OYEKUNLE, 2019).

Após atingir a TIAC, o óleo passa a ter características de fluido não newtoniano, ou seja, a viscosidade varia com a taxa de deformação. Farah *et al.* (2005) estudaram emulsões água em óleo (A/O) em taxas de cisalhamento entre 10 s^{-1} a 80 s^{-1} e verificaram que em temperaturas abaixo da TIAC todas as amostras se apresentaram como fluidos não newtoniano, mais especificamente, como fluido de Bingham, enquanto que Oliveira *et al.* (2009), observaram que as emulsões A/O tinham características de um Fluido de Potência (Power-Law). Devido à complexidade de análise do escoamento de fluidos

não newtonianos, muitos modelos de análise de óleos parafinicos consideram-os como fluidos newtonianos, mesmo em temperaturas abaixo da TIAC.

O progredir da deposição de parafinas faz com que reduza o diâmetro interno da tubulação, aumentando a resistência ao escoamento e, conseqüentemente, incremento da perda de carga por fricção. O maior consumo de energia e o mau funcionamento de equipamentos resultam em perdas de lucratividade (XIE; XING, 2017).

Boa parte dos estudos em escoamento de óleos parafinicos baseiam-se nos mecanismos de deposição de parafina em oleodutos, a exemplo dos trabalhos de Burger *et al.* (1981) e Wang *et al.* (2015), porém existem poucos estudos sobre a perda de carga nesse tipo de escoamento.

Ribeiro *et al.* (1997) desenvolveram um modelo para predição da perda de carga a partir de do cálculo prévio da espessura do depósito, apresentando bons resultados apesar da falta de uma precisão ótima aos dados experimentais de perda de carga. Bordalo e Oliveira (2007) estudaram o escoamento de óleo parafinico nos regimes monofásico e bifásico água-óleo, percebendo que no regime monofásico a perda de carga era continuamente maior do que no escoamento bifásico.

Alcântara (2015) desenvolveu um modelo de perda de carga em escoamentos de óleos parafinicos baseado na Lei de Poiseuille, adicionando parcelas que descrevessem a deposição de parafinas, a partir do conhecimento do efeito isolante térmico, que ocorre devido ao aumento da camada de depósito formada.

A partir do exposto, o objetivo principal desse estudo foi desenvolver um modelo de perda de carga para escoamento de óleo parafinico, considerando a mudança de comportamento do fluido após a TIAC, modificando a equação base (Lei de Poiseuille) do modelo de Alcântara (2015), para o modelo não newtoniano de Fluido de Potência, mantendo as outras parcelas desenvolvidas pelo autor.

Metodologia

Os dados experimentais de Tarantino (2013) foram utilizados neste estudo e simulados no Microsoft Excel®. Os experimentos foram realizados com emulsão água/óleo parafinico escoando a diferentes vazões (Q), teores de água (BSW-*Basic Sediment and Water*) e em diferentes temperaturas (T) (TABELA 1).

Tabela 1 – Variáveis dos experimentos

Experimento	EXP 1	EXP 2	EXP 3	EXP 4	EXP 5	EXP 6	EXP 7	EXP 8
BSW (%)	5	5	5	5	35	35	35	35
Vazão (mL/min)	150	150	200	200	150	150	200	200
Temperatura (°C)	20	25	20	25	20	25	20	25

Fonte: Tarantino (2013)

Descrição do Modelo

A partir da observação do comportamento da perda de carga e da temperatura de saída dos experimentos, Alcântara (2015) notou a existência de uma mudança comportamental da perda de carga quando a temperatura de saída do fluido tende a ficar constante. Assim, foi desenvolvido um modelo que caracterizasse o comportamento da perda de carga até o ponto da temperatura de transição (T_t), e outro após esse ponto, quando a temperatura de saída tende a permanecer constante.

A equação para Fluido de Potência sozinha não é adequada para a análise da perda de carga do escoamento de óleo parafínico, pois não consegue prever a deposição de parafina na parede da tubulação. Assim, inicia-se o modelo com base na equação para fluido não newtoniano, utilizando uma constante C como forma de ajuste aos dados experimentais, e considerando fluxo permanente desenvolvido, fluido incompressível e escoamento em estado estacionário sem variação de cota (1).

$$\Delta P = C \frac{2mL}{R} \left[\frac{Q \left(\frac{1}{n} + 3 \right)}{R^3 \pi} \right]^n \quad (1)$$

onde L é o comprimento da tubulação, Q é a vazão volumétrica e R é o raio interno da tubulação.

Os parâmetros m e n caracterizam o fluido e se referem ao índice de consistência e o comportamento do escoamento, respectivamente. Devido à dificuldade de encontrar valores de m e n de óleos parafínicos nas condições de escoamento deste estudo, foram utilizados os parâmetros de 0,67% Carboximetilcelulose (CMC) em água, sendo $m=3,04 \cdot 10^{-6} \text{ bar.s}^n$ e $n=0,716$.

Assim, o modelo experimental mantém os fatores que avaliam a precipitação, deposição e arraste de parafinas, alterando somente a equação base para o Fluido de Potência ajustada aos dados experimentais pela constante C , sendo dado por (2):

$$\Delta P = C \frac{2mL}{R} \left[\frac{Q \left(\frac{1}{n} + 3 \right)}{R^3 \pi} \right]^n + B \sum_{t=200}^{t=t_i} \exp[Af(T)] + E \sum_{t=t_i}^{t_i} [f(T)'_i - f(T)''_i] \quad (2)$$

onde os termos $f(T)$, $f(T)'$ e $f(T)''$ foram utilizados como preditores dos fenômenos de precipitação, deposição e arraste das parafinas, respectivamente. A , B e E são constantes de ajuste.

Resultados e Discussão

Os comportamentos de perda de carga e a temperatura de saída podem ser visualizados juntamente com a perda de carga calculada, para os 8 experimentos, nas figuras a seguir:

Figura 1 – Aplicação do Modelo ao EXP 1 (BSW 5%)

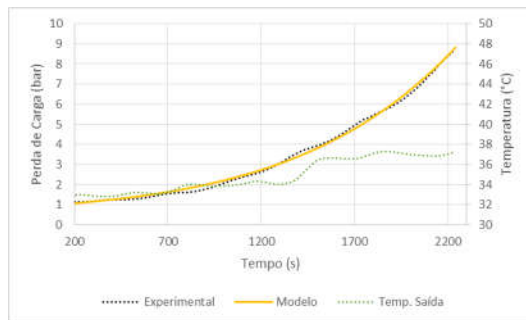


Figura 2 – Aplicação do Modelo ao EXP 2 (BSW 5%)

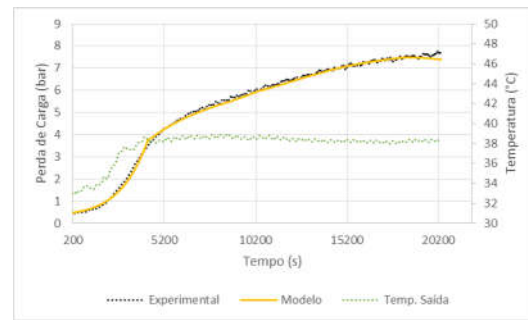


Figura 3 – Aplicação do Modelo ao EXP 3 (BSW 5%)

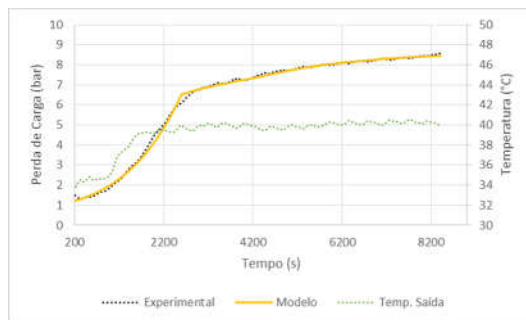
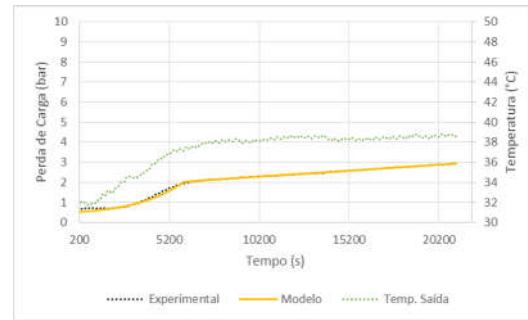


Figura 4 – Aplicação do Modelo ao EXP 4 (BSW 5%)



Conforme observado nas figuras de 1 a 4, pode ser visualizada uma menor perda de carga comparado com os quatro últimos experimentos com maior BSW (35%) proporcionalmente ao tempo de experimento. As Figuras 2, 3 e 4 mostram um aumento inicial da temperatura de saída com crescimento exponencial da perda de carga. A partir de uma certa temperatura, a temperatura de saída torna-se aproximadamente constante e a perda de carga se comporta de maneira linear. Como o experimento 1 atingiu a pressão de segurança muito rápido, não pode ser visualizada a mudança de comportamento que ocorreu nos outros experimentos.

Com relação aos experimentos com BSW de 35%, os resultados são apresentados através das figuras 5 a 8.

Figura 5 – Aplicação do Modelo ao EXP 5 (BSW 35%)

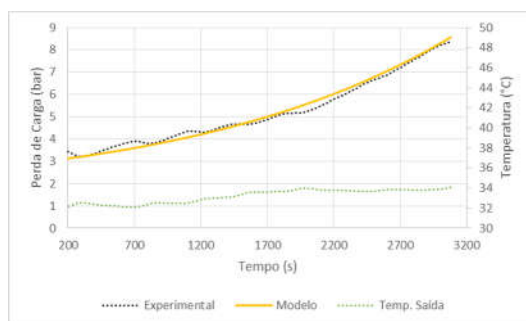


Figura 6 – Aplicação do Modelo ao EXP 6 (BSW 35%)

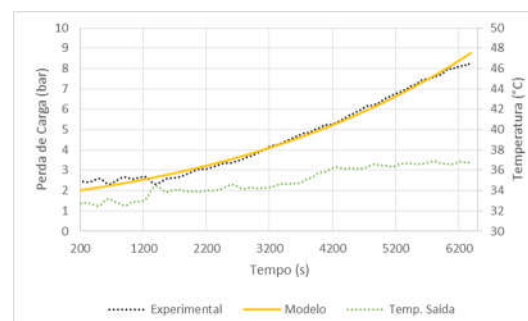
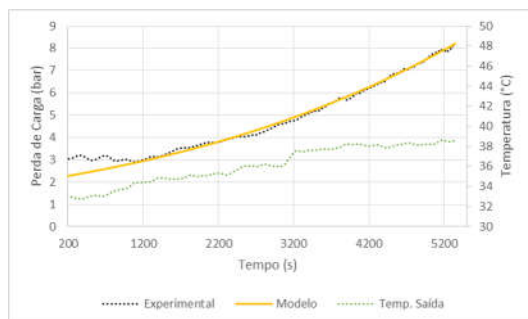
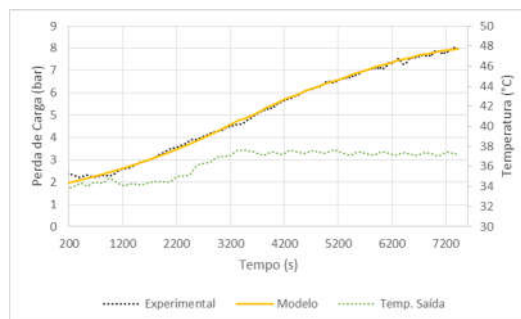


Figura 7 – Aplicação do Modelo ao EXP 7 (BSW 35%)**Figura 8** – Aplicação do Modelo ao EXP 8 (BSW 35%)

Em concordância com Oliveira *et al.* (2009), os experimentos 5, 6, 7 e 8, de maior BSW, apresentaram maior perda de carga, possivelmente pelo fato de a presença de emulsões água/óleo com maior teor de água aumentar a viscosidade fluido, aumentando assim a perda de carga por atrito. De acordo com Adeyanju e Oyekanle (2019), quanto maior o percentual de água na emulsão estável, maior será a espessura do depósito, que impacta diretamente na perda de carga. Percebe-se que o modelo utilizando a equação base do modelo de Fluido de Potência modificada conseguiu bom ajuste aos dados experimentais.

A Tabela 2 mostra a comparação dos coeficientes de determinação entre os modelo atual e o de Alcântara (2015), revelando a possibilidade de se usar a equação do modelo de Fluido de Potência.

Tabela 2 – Coeficientes de Determinação

R ²	EXP 1	EXP 2	EXP 3	EXP 4	EXP 5	EXP 6	EXP 7	EXP 8
Modelo	0,993	0,999	0,998	0,987	0,984	0,990	0,995	0,972
(ALCÂNTARA, 2015)	0,996	0,999	0,998	0,998	0,992	0,991	0,983	0,998

Fonte: Própria (2019).

Conclusões

O modelo não newtoniano utilizado neste trabalho mostrou-se eficaz em demonstrar a perda de carga em escoamento de óleos parafínicos, considerando os principais fenômenos de precipitação, deposição e arraste de partículas de parafina. Comparando-se com o modelo de Alcântara (2015), mostrou-se sem diferença significativa quanto ao resultado final, porém conseguiu abranger o comportamento de fluido não newtoniano, com intuito de avançar a pesquisa com dados de campo.

Agradecimentos

Ao PPEQ-UFBA e à CAPES.

Referências Bibliográficas

- ADEYANJU, O.A; OYEKUNLE, L.O. Experimental study of water-in-oil emulsion flow on wax deposition in subsea pipelines. **Journal of Petroleum Science and Engineering** ,p.1-20, 2019.
- ALCÂNTRA, M.L. **Desenvolvimento de um modelo para a perda de carga em escoamento de óleos parafínicos**. 2015. 101 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2015.
- AUM, Y.K.P.G. **Modelagem e simulação da deposição de parafinas em escoamento turbulento**. 2012. 79 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2012.
- BORDALO, S.N; OLIVEIRA, R.C. **Escoamento bifásico óleo-água com precipitação de parafinas em dutos submarinos de produção de petróleo**. 4º PDPETRO, 2007.
- BURGER, E.D.; PERKINS T.K.; STRIEGLER, J.H. Studies of Wax Deposition in the Trans Alaska Pipeline. **Journal of Petroleum Technology**, p. 1075-1086, 1981.
- FARAH, M.A; OLIVEIRA, R.C; CALDAS, J.N; RAJAGOPAL, K. Viscosity of water-in-oil emulsions: Variations with temperature and water volume fraction. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.48, p-169-184, 2005.
- OLIVEIRA, M.C.K; CARVALHO, R.M; CARVALHO, A.B; COUTO, B.C; FARIA, F.R.D; CARDOSO, F.L.P. Waxy crude oil emulsion gel: Impact on flow assurance. **Energy Fuels**, v. 24, p. 2287-2293, 2009.
- RIBEIRO, F.S.; MENDES, P.R.S.; BRAGA, S.L. Obstruction of pipelines due to paraffin deposition during the flow of crude oils. **International Journal of Heat and Mass Transfer**, v.40, n.18, p. 4319-4328, 1997.
- TARANTINO, G.B. **Estudo e avaliação do escoamento de petróleo parafínico**. 2013. 75 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química). Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2013.
- WANG, W.; HUANG, Q.; WANG, C.; LI, S.; QU, W.; ZHAO, J.; HE, M., Effect of operating conditions on wax deposition in a laboratory flow loop characterized with DSC technique. **Journal of Thermal Analysis and Calorimetry**, v.119(1), p.471-485, 2015.
- XIE, Y; XING, Y.A prediction method for the wax deposition rate based on a radial basis function neural network. **Petroleum**, v.3, p.237-241, 2017.