

12º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR DE ESCOAMENTO GÁS-LÍQUIDO EM TUBOS BASEADO NO MODELO DRIFT-FLUX EM REGIME PERMANENTE

AUTORES:

Nelson Godinho Tebaldi
Daniel da Cunha Ribeiro

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)

DESENVOLVIMENTO DE SIMULADOR DE ESCOAMENTO GÁS-LÍQUIDO EM TUBOS BASEADO NO MODELO DRIFT-FLUX EM REGIME PERMANENTE

Resumo

O transporte de fluidos produzidos de reservatórios de petróleo e gás natural apresenta constantemente desafios novos que podem representar riscos ambientais, de segurança e de parada de produção. Conforme novas fronteiras vão sendo descobertas, novos problemas de garantia de escoamento vão surgindo, exigindo melhores ou novos modelos para sua compreensão. A mitigação ou solução destes desafios passa pela etapa de simulação numérica destes fenômenos. A simulação numérica é a ferramenta mais economicamente atraente para lidar com os desafios em relação a unidades experimentais que possuem elevado CAPEX e OPEX. Neste trabalho, é desenvolvido um simulador de escoamento unidimensional gás-líquido em tubos usando a linguagem Python baseado no modelo drift-flux, desenvolvido originalmente por Zuber e Findlay (1965). O modelo utiliza funções algébricas que relacionam a fração volumétrica de gás com dois parâmetros (coeficiente de distribuição e velocidade de deriva) e as velocidades superficiais do líquido e do gás. O modelo drift-flux implementado neste trabalho foi baseado na abordagem de Shi et al. (2005). As propriedades dos fluidos são previstas usando o conjunto de correlações empíricas de Standing. Para efeito de comparação, foram implementados as correlações empíricas de queda de pressão de Hagedorn e Brown (1965), Mukherjee e Brill (1985), Beggs e Brill (1973). Os resultados de queda de pressão e holdup obtidos através da simulação foram comparados com dados da literatura, dados experimentais de Talley et al. (2015) e com o software comercial ALFAsim®. A comparação do modelo obteve variação no valor de pressão de 58,86% com Hagedorn e Brown (1965); 33,98% com Mukherjee e Brill (1985); 29,58% com Beggs e Brill (1973); 34,64% com ALFAsim®; 1,76% com Talley et al. (2015). O modelo utilizado neste trabalho necessita de recalibração dos parâmetros de distribuição para adaptar o holdup à cada caso de escoamento simulado.

Palavras-chave: Drift-flux, Simulação numérica, Escoamento bifásico.

Abstract

The transportation of fluids produced from oil and natural gas reservoirs constantly presents new challenges that can pose environmental, safety, and production stoppage risks. As new frontiers are discovered, new flow assurance problems arise, requiring better or new models for their understanding. Mitigation or solution of these challenges involves the numerical simulation of these phenomena. Numerical simulation is the most economically attractive tool to address these challenges compared to experimental units, which have high CAPEX and OPEX. In this work, a one-dimensional gas-liquid flow simulator in pipes is developed using Python, based on the drift-flux model originally developed by Zuber and Findlay (1965). The model uses algebraic functions that relate the gas

volumetric fraction with two parameters (distribution coefficient and drift velocity) and the superficial velocities of the liquid and gas. The drift-flux model implemented in this work was based on the approach of Shi et al. (2005). Fluid properties are predicted using the set of empirical correlations by Standing. For comparison purposes, empirical pressure drop correlations by Hagedorn and Brown (1965), Mukherjee and Brill (1985), and Beggs and Brill (1973) were implemented. The pressure drop and holdup results obtained through the simulation were compared with literature data, experimental data from Talley et al. (2015), and the commercial software ALFAsim®. The model comparison showed a pressure variation of 58.86% with Hagedorn and Brown (1965); 33.98% with Mukherjee and Brill (1985); 29.58% with Beggs and Brill (1973); 34.64% with ALFAsim®; and 1.76% with Talley et al. (2015). The model used in this work requires recalibration of the distribution parameters to adapt the holdup to each simulated flow case.

Keywords: Drift-flux, Numerical simulation, Two-phase flow.

Introdução

A produção de petróleo e gás natural apresenta desafios que podem representar riscos ambientais, de parada de produção e de segurança. Conforme novas fronteiras vão sendo descobertas, novos problemas de garantia de escoamento vão surgindo, exigindo melhores ou novos modelos para sua compreensão (THOMAS, 2001). A simulação numérica é a ferramenta mais economicamente atraente para lidar com estes desafios em unidades de elevado CAPEX e OPEX (BECKNER, 1995).

O escoamento multifásico em tubulações pode englobar o transporte de óleo, gás, água, emulsões e sedimentos. A modelagem deste tipo de escoamento deve lidar com fenômenos complexos, como: deslizamento e atrito entre as fases, atrito entre as fases e as paredes do tubo, propriedades dos fluidos ao longo do escoamento (AL-SAFRAN; BRILL, 2017; SHOHAM, 2006).

O escoamento bifásico é um fenômeno observado em vários setores da indústria. Seu estudo é de suma importância para a logística de transporte de fluidos, com foco na cadeia de produção (EVRIPIDOU; AVILA; ANGELI, 2022; DANIELSON, 2012; SHOHAM, 2006). O cálculo do escoamento bifásico enfrenta desafios devido ao deslizamento entre fases, mudança de padrão de escoamento e transferência de massa entre fases (SILVA, 2006).

O escoamento gás-líquido em tubos é um escoamento bifásico com presença simultânea de gás e líquido, com suas propriedades afetando diretamente as características do escoamento. O simulador de escoamento gás-líquido proposto neste trabalho é baseado no modelo drift-flux, desenvolvido originalmente por Zuber e Findlay (1965). Esta abordagem permite uma visão detalhada e preditiva do comportamento dos fluidos em tubulações.

O objetivo deste estudo é desenvolver uma ferramenta computacional para a simulação do escoamento gás-líquido em tubos baseado no modelo drift-flux em regime permanente. O estudo é

baseado nas etapas de caracterização das propriedades dos fluidos, simulação do escoamento, validação dos resultados de gradiente de pressão através da comparação com dados experimentais, correlações da literatura e com o software comercial ALFAsim®. Desenvolver este simulador representa um avanço na busca pela excelência operacional e inovação no setor de petróleo e energia, contribuindo para a eficiência e sustentabilidade em toda a cadeia produtiva.

Metodologia

Para a análise da queda de pressão em escoamento permanente, as Equações (1) e (2) relacionam a velocidade da mistura e as velocidades das fases, e a densidade da mistura e as densidades das fases, respectivamente, e são combinadas para dar a Equação (3), onde as perdas de carga e perdas por atrito são expressas em termos de velocidade e densidade da mistura.

$$\partial(\rho_m V_m)/\partial s = - \partial \rho_m / \partial t \quad (1)$$

$$\partial(\rho_m V_m^2)/\partial s = - \partial(\rho_m V_m)/\partial t - \partial p / \partial s + F_g/A + F_f/A \quad (2)$$

$$dp/ds = - \rho_m g \sin\theta - \rho_m f V_m |V_m|/2d - \rho_m V_m dV_m/ds \quad (3)$$

onde ρ_m é a densidade da mistura; V_m é a velocidade da mistura; s é o comprimento; t é o tempo; p é a pressão; F_g é a força gravitacional; F_f é a força de atrito; A é a área; f é a fração volumétrica.

O drift-flux é um modelo de mistura, homogêneo, isotérmico e com cálculo de deriva entre a fase gasosa e a líquida. Em Shi et al. (2005), o holdup é estimado incorporando o deslizamento entre as fases, mas não considera diferentes regimes de escoamento. É amplamente utilizado em simuladores por sua rapidez e geração de gradientes suaves, evitando descontinuidades presentes em modelos mais complexos (JANSEN, 2017; WALLIS, 1969). A Equação (4) básica do modelo é:

$$V_g = V_d + C_0 V_m \quad (4)$$

onde V_g é a velocidade do gás; V_d é a velocidade de deriva, definida pela diferença entre a velocidade do gás e a velocidade de mistura; C_0 é o parâmetro de distribuição.

Hagedorn e Brown (1965) permite estimar o gradiente de pressão e o holdup. No entanto, sua aplicação é restrita a poços quase verticais. Este método apresenta uma fundamentação sólida para desenvolver uma correlação geral para o padrão de escoamento anular se comparado a outras correlações disponíveis devido ao uso dos grupos adimensionais de Duns e Ros (1963).

Experimentos aprimorados permitiram que Mukherjee e Brill (1985) desenvolvessem uma correlação aplicável em tubos de qualquer inclinação. Nesta correlação, equações empíricas foram propostas para transições de padrões de escoamento em diferentes ângulos de inclinação, assemelhando-se aos propostos por Duns e Ros (1963). Paralelamente, foram estabelecidas equações

governantes para cada fase, enquanto métodos transientes inovadores surgiram. Por fim, a criação de novos softwares comerciais permitiu resolver essas equações de forma mais eficaz.

Beggs e Brill (1973) calculam o gradiente de pressão a partir da estimação do padrão de escoamento e holdup do líquido, especialmente em configurações horizontais e ligeiramente inclinadas. Essa correlação ajusta as equações para cada padrão de escoamento e prevê o escoamento descendente pela angulação no cálculo de holdup. Inicialmente, estimativas são feitas para tubulações horizontais e, em seguida, são ajustadas conforme a inclinação do tubo.

O ALFAsim®, desenvolvido pela ESSS O & G, é um simulador de escoamento multifásico dinâmico 1D que utiliza um modelo de dois fluidos. Ele calcula o diferencial de pressão do escoamento de forma interna, utilizando correlações empíricas e com modelos mecanicistas padrões da indústria petrolífera. São usadas equações de conservação para massa, movimento e energia.

Resultados e Discussão

O drift-flux e as correlações de Hagedorn e Brown (1965), Mukherjee e Brill (1985) e Beggs e Brill (1973) foram simulados em Python para um escoamento óleo-gás-água de Jansen (2017). Essas simulações foram comparadas entre si e com o ALFAsim®. Além disso, o modelo drift-flux também foi simulado e comparado com dados experimentais de Talley et al. (2015).

Para a simulação de escoamento óleo-gás-água, as propriedades do óleo e do gás natural vão variar com as condições de temperatura e pressão. Com isso, vazão, massa específica, viscosidade e tensões interfaciais dos fluidos são tratadas no módulo de propriedade dos fluidos através de funções que calculam essas propriedades para a condição local do escoamento.

A Figura 1 apresenta simulações drift-flux, de correlações e do ALFAsim®. Os dados são referentes a um poço de petróleo vertical de Jansen (2017), com RGO de $50 \text{ m}^3/\text{m}^3$, pressão no topo de 0,5 MPa, óleo de 35 °API, densidade do gás de $0,95 \text{ kg}/\text{m}^3$, diâmetro de 6,23 cm, rugosidade de $30 \times 10^{-6} \text{ m}$, comprimento de 3 km, corte de água de 0,2, temperatura no topo de 30 °C, temperatura no fundo de 120 °C, tensão da interface gás/óleo de 0,008 N/m, tensão da interface gás/água de 0,04 N/m, viscosidades do gás e do óleo calculadas com as correlações de Carr et al. (1954) e Beggs and Robinson (1975), respectivamente, e equações de estado black-oil de Standing (1952).

Para a simulação de escoamento ar-água, com dados de Talley et al. (2015), as propriedades dos fluidos são constantes ao longo do escoamento, o que facilita em termos computacionais. A Figura 2 apresenta a simulação drift-flux comparada com estes dados experimentais. Os dados são referentes a um tubo experimental horizontal com RGL de $0,17 \text{ m}^3/\text{m}^3$, pressão inicial de 0,13 MPa, diâmetro de 3,81 cm, comprimento total de 9,52 m, temperatura de 25 °C e velocidade superficial da água e do gás de 6 m/s e 1 m/s, respectivamente.

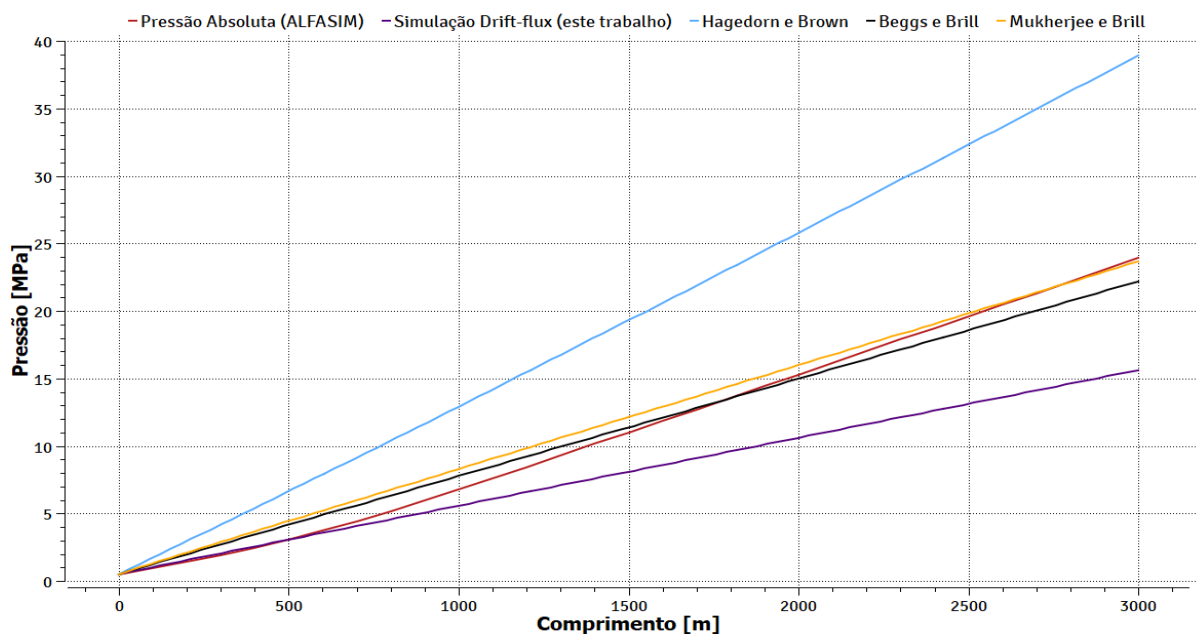


Figura 1: Pressão para cinco simulações diferentes de escoamento bifásico vertical. Elaboração própria.

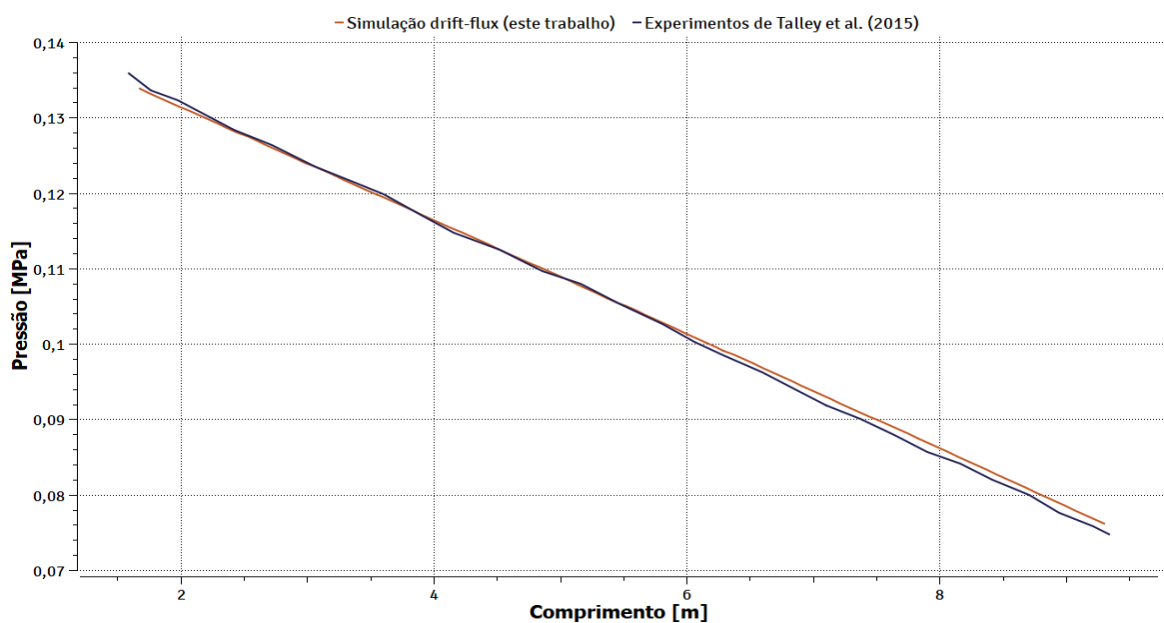


Figura 2: Simulação drift-flux comparada com experimento de escoamento bifásico horizontal. Elaboração própria.

Conclusões

Os resultados de queda de pressão e holdup obtidos através da simulação foram comparados com dados da literatura, dados experimentais de Talley et al. (2015) e com o software comercial ALFAsim®. A comparação do modelo obteve variação no valor de pressão de 58,86% com Hagedorn e Brown (1965); 33,98% com Mukherjee e Brill (1985); 29,58% com Beggs e Brill (1973); 34,64% com ALFAsim®; 1,76% com Talley et al. (2015).

Observa-se na Figura 1 que a simulação drift-flux difere em aproximadamente 10 MPa do esperado pela simulação do ALFAsim® e da correlação de Mukherjee e Brill (1985) que foi utilizada em Jansen (2017). Na Figura 2 a simulação drift-flux adere bem aos dados experimentais utilizados. Pode-se concluir que o parâmetro de distribuição (C_0) e a velocidade de deriva (V_d) utilizados neste estudo, que foram definidos empiricamente em Shi et al. (2005), não aderiram bem à simulação de escoamento representada na Figura 1. Portanto, o modelo utilizado neste trabalho necessita de recalibração dos parâmetros de distribuição para adaptar o holdup à cada caso de escoamento simulado. Como trabalho futuro, será feito uma análise de padrões de escoamento na linha vertical.

Agradecimentos

Agradeço a Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) e o Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI) por meio do Programa de Recursos Humanos da ANP para o Setor Petróleo e Gás – PRH-ANP/MCTI, em especial o PRH-ANP 53.1 UFES, por todo apoio financeiro que recebi através da bolsa que me foi contemplada. Agradeço ainda a ESSS pela cessão sem ônus da licença do ALFAsim® para o desenvolvimento deste estudo.

Referências Bibliográficas

AL-SAFRAN, E. M.; BRILL, J. P. Applied Multiphase Flow in Pipes and Flow Assurance Oil and Gas Production. **Society of Petroleum Engineers**, p. 1–545, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/9781613994924>.

BECKNER, B. L.; SONG, X. Field development planning using simulated annealing – optimal economic well scheduling and placement. **SPE Annual Technical Conference & Exhibition**, 1995. DOI: <https://doi.org/10.2118/30650-MS>.

BEGGS, H. D.; BRILL, J. P. A study of two-phase flow in inclined pipes. **Journal of Petroleum Technology**, 1973. DOI: <https://doi.org/10.2118/4007-PA>.

BEGGS, H. D.; ROBINSON, J. R. Estimating the viscosity of crude oil systems. **Journal of Petroleum Technology**, v. 27, n. 9, p. 1140–1141, 1975. DOI: <https://doi.org/10.2118/5434-PA>.

CARR, N. L.; KOBAYASHI, R.; BURROWS, D. B. Viscosity of hydrocarbon gases under pressure. **Journal of Petroleum Technology**, v. 6, n. 10, p. 47–55, 1954. DOI: <https://doi.org/10.2118/297-G>.

DANIELSON, T.J. Transient multiphase flow: past, present, and future with flow assurance perspective. **Energy & Fuels**, p. 4137–4144, 2012. DOI: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/ef300300u>.

DUNS, H.; ROS, N. C. J. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. **Proc. 6th World Petroleum Congress**, section II, 451-465, paper 22-PD6, 1963. DOI: <https://doi.org/10.1080/23311916.2018.1433983>.

EVRIPIDOU, N.; AVILA, C.; ANGELI, P. A mechanistic model for the prediction of flow pattern transitions during separation of liquid-liquid pipe flows. **International Journal of Multiphase Flow**, v. 155, 1 out. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijmultiphaseflow.2022.104172>.

HAGEDORN, A. R.; BROWN, K. E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. **Journal of Petroleum Technology**, 1965. DOI: <https://doi.org/10.2118/940-PA>.

JANSEN, Jan Dirk. Nodal Analysis of Oil and Gas Production Systems. **Society of Petroleum Engineers**, 2017. DOI: <https://doi.org/10.2118/9781613995648>.

MUKHERJEE, H.; BRILL, J. P. Pressure drop correlations for inclined two-phase flow. **Journal of Energy Resources Technology**, 1985. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.3231233>.

SHI, H.; HOLMES, J. A.; DURLOFSKY, L. J.; AZIZ, K.; DIAZ, L. R.; ALKAYA, B.; ODDIE, G. Drift-Flux Modeling of Two-Phase Flow in Wellbores. **SPE Journal**, v. 10, n. 1, p. 24-33, 2005. DOI: <https://doi.org/10.2118/84228-PA>.

SHOHAM, O. Mechanistic modeling of gas-liquid two-phase flow in pipes. **Society of Petroleum Engineers**, p. 1–310, 2006. DOI: <https://doi.org/10.2118/9781555631079>.

SILVA, Elinaldo Santos. Estudo do Escoamento Bifásico em Risers em Movimento na Produção Marítima de Petróleo em Águas Profundas. **Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual De Campinas**, 2006.

STANDING, M. B. **Volumetric and phase behavior of oil field hydrocarbon systems**. New York: Reinhold, 1952.

THOMAS, José Eduardo. Fundamentos de engenharia de petróleo. 2º edição, **editora interciência**, 2001.

WALLIS, G. B. **One-Dimensional Two-Phase Flow**. New York: McGraw-Hill, 1969.

ZUBER, N; FINDLAY, J. Average Volumetric Concentration in two-Phase Flow Systems. **ASME J Heat Trans**, 1965. DOI: <https://doi.org/10.1115/1.3689137>.