

CONEM 2016
CONGRESSO NACIONAL DE
ENGENHARIA MECÂNICA

21-25
AGOSTO DE 2016
FORTALEZA - CEARÁ

APLICANDO CFD NO TRANSPORTE DE ÓLEO PESADO, ÁGUA E GÁS NATURAL EM DUTO VERTICAL, VIA TÉCNICA CORE-FLOW

Código:

CON-2016-0561

Resumo: A ocorrência de fluxo multifásico se dá, na indústria do petróleo, desde o reservatório, até as unidades de produção, sendo observada a presença de três fases: óleo, água e gás. Em geral, o óleo produzido nas reservas brasileiras é classificado como "óleo pesado" pela Agência Nacional de Petróleo, tendo densidade próxima a da água e altíssima viscosidade. O controle do padrão de escoamento se apresenta como uma via importante, sendo o padrão de escoamento anular uma alternativa que demanda menor taxa de bombeamento e consequentemente, eficiência do transporte de óleo ultra-pesado. O presente estudo avaliou uma geometria tubular na direção vertical, com diâmetro de 0,15 metro e comprimento de 10 metros, onde uma mistura de óleo e gás escoava no núcleo da tubulação e água escoava junto as paredes do tubo promovendo uma lubrificação para a passagem do óleo. O estudo numérico foi realizado usando o software Ansys CFX Release 15.0®, seguindo uma abordagem Euleriana-Euleriana para a modelagem do escoamento, adotando modelo de mistura para óleo pesado e água e de partícula para o gás natural. Foi atribuída uma velocidade superficial de 4,3 m/s para a água e 4,0 m/s para o óleo, sendo obtido o padrão de escoamento core-flow estabilizado após 9 segundos de bombeamento. Foi determinada uma perda de carga próxima a do escoamento monofásico de água e de cerca de 42 vezes menor que o obtido para o escoamento monofásico de óleo, de forma que o transporte de óleo via técnica core-flow pode ser classificado como eficiente do ponto de vista energético.

Palavras-chave: Core-Flow, Escoamento Trifásico, Óleo Pesado, CFD.

1. INTRODUÇÃO

Escoamentos multifásicos estão presentes em toda a cadeia produtiva do petróleo, desde o reservatório até a refinaria. O petróleo sempre se apresenta associado a outros elementos e/ou fases, como é o caso de gases ou mesmo água e partículas sólidas suspensas como algumas partículas rochosas, a exemplo da areia. Toda essa mistura de elementos necessita ser transportada de modo a ser separada e em seguida refinada ou processada, o que faz do escoamento multifásico uma constante no mundo do petróleo. Cada reservatório possui condições características, o que lhes confere propriedades distintas ao petróleo a ser produzido, como densidade, viscosidade, poder calorífico ou mesmo coloração e concentração de outras substâncias nele dissolvidos. Deste modo, o *American Petroleum Institute* (Instituto Americano de Petróleo) determinou uma escala que classifica a densidade do óleo produzido, o chamado grau API ($^{\circ}\text{API}$); Quanto menor o grau API, maior a densidade do óleo. Este Instituto classifica como leve o óleo com $^{\circ}\text{API}$ maior que 30, médio entre 22 e 30, pesado entre 22 e 10, e extrapesado aquele com grau API menor que 10.

Sendo cada vez mais crescente, a exploração de petróleo e o desenvolvimento tecnológico, ao redor do mundo a exploração de óleos pesados e extrapesados vêm aumentando exponencialmente perante a redução da exploração dos óleos leves. No Brasil não é diferente, com a descoberta das grandes reservas, o óleo pesado passou a ter grande destaque. Para tanto, algumas barreiras tecnológicas devem ser superadas, dentre elas, o bombeamento desse óleo que, de acordo com Olsen e Ramsel (1992, apud Silva, 2008): é caracterizado por possuir baixo grau API (entre 10° - 20°) e alta viscosidade (entre 100 cP - 10000 cP). Dadas as diferentes condições de pressão e temperatura entre o reservatório e a superfície, ao ser explorado, o petróleo apresentará um escoamento multifásico, ou seja, em mais de uma fase, geralmente óleo, água e gás adicionado, além de outros componentes que terão influência direta em sua viscosidade e

capacidade de bombeamento. Assim, algumas técnicas especiais devem ser aplicadas, de modo a se realizar o transporte deste óleo através do poço, risers, dutos, etc.

Dentre as diferentes técnicas para o transporte de óleos pesados e ultraviscosos destaca-se a do escoamento anular ou "*Core-Annular Flow*", também conhecida como "*core-flow*", caracterizada pela menor quantidade de energia necessária para bombear óleos pesados (Bannwart, 2001). Segundo Joseph (1997) e Prada (2000), a técnica "*core-flow*" consiste na injeção de pequenas quantidades de água junto às paredes de uma tubulação a uma vazão menor que a do óleo. Sendo fluidos imiscíveis, o óleo pesado é envolvido por uma camada de água e escoar no centro do tubo sem tocar nas paredes internas do mesmo, enquanto a água escoar numa fina camada junto a parede estabelecendo assim, um padrão de escoamento anular. A condição de escoamento muda de acordo com a direção do mesmo, dada a ação da gravidade e a relação entre as densidades dos fluidos. Diante disso, na perspectiva de avaliar hidrodinamicamente o escoamento trifásico em dutos verticais sob as mesmas condições iniciais, o presente estudo tem como objetivo avaliar numericamente o escoamento isotérmico, trifásico (óleo pesado – água – gás), em regime transiente e tridimensional, utilizando o software ANSYS CFX Release 15.0®, visando obter informações sobre o comportamento dos fluidos nos dutos durante escoamento tipo *core-flow*.

2. MODELAGEM MATEMÁTICA

2.1 O Modelo

As equações básicas que descrevem os fenômenos relacionados com escoamento de fluidos são definidas pelas leis físicas de conservação de massa e de quantidade de movimento. O ANSYS CFX 15.0® se utiliza de um conjunto pré-determinado de equações que, junto com as condições de contorno e modelagem escolhidas, irão compor o modelo matemático necessário a simulação CFD (*Computer Fluid Dynamics*).

Para modelar o escoamento multifásico em três dimensões, as seguintes equações são fundamentais:

- Equação da Continuidade:

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (r_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) = S_{MS\alpha} + \sum_{\beta=1}^{N_p} \Gamma_{\alpha\beta} \quad (1)$$

- Equação da Quantidade de Movimento:

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) + \nabla \cdot [r_\alpha (\rho_\alpha \vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)] = \\ -r_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot \left\{ r_\alpha \mu_\alpha [\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T] \right\} + \sum (\Gamma_{\alpha\beta}^+ \vec{U}_\alpha - \Gamma_{\alpha\beta}^- \vec{U}_\alpha) + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_\alpha \end{aligned} \quad (2)$$

onde o subíndice α é o indicador de fase no escoamento bifásico água-óleo pesado e ultraviscoso, ρ , μ e U são respectivamente, fração volumétrica, densidade, viscosidade dinâmica e o vetor velocidade, p é pressão, $\vec{S}_{M\alpha}$ representa o termo das forças externas que atuam sobre o sistema por unidade de volume. No termo referente a transferência de momento induzida pela transferência de massa interfacial (terceiro termo do lado direito da igualdade) os subíndices α e β correspondem as fases envolvidas, água-óleo pesado e ultraviscoso. Γ^+ Corresponde à taxa de fluxo mássico por unidade de volume da fase β para a fase α vice-versa, $\vec{M}_\alpha$ descreve a força total por unidade de volume (força de arraste interfacial, força de sustentação, força de lubrificação de parede, força de massa virtual e força de dispersão turbulenta) sobre a fase α devido à interação com a fase β (araujo, 2015).

Adotou-se o modelo de turbulência $k - \varepsilon$ para prever os efeitos da turbulência.

2.2 Condições Iniciais e de Contorno

Para as simulações realizadas, foram utilizadas as seguintes condições de contorno e iniciais. Na seção referente à entrada de água:

$$Ri < r < Re, \text{ em } X=0 \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u_w = 4,3 \text{ m/s} \\ v_w = w_w = 0 \\ u_o = v_o = w_o = 0 \\ f_o = 0 \\ f_w = 1 \end{array} \right\}$$

Na seção referente à entrada de óleo e gás:

$$0 < r < Ri, \text{ em } X=0 \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u_o = u_g = 4,0 \text{ m/s} \\ v_o = w_o = v_g = w_g = 0 \\ u_w = v_w = w_w = 0 \\ f_o = 0,95 \\ f_g = 0,05 \end{array} \right\}$$

Na região de saída dos dutos, considerou-se a pressão média correspondente a 101325 Pa. Nas paredes considerou-se condição de não deslizamento. Considerou-se ainda que o duto estava inicialmente preenchido por água em velocidade não-nula na direção do escoamento.

2.3 As Propriedades dos Fluidos

A Tabela 1 ilustra as propriedades dos fluidos utilizadas nas simulações. O óleo com as propriedades abaixo possui grau API 14, portanto é considerado um óleo pesado por ter grau API menor que 20.

Tabela 1: Propriedades dos fluidos utilizados nas simulações. Fonte: Andrade (2008).

Propriedades	Água	Óleo Pesado	Gás
Densidade (kg/m ³)	997	989	0,77895
Viscosidade (Pa.s)	8,899 x 10 ⁻⁴	12	2,98x10 ⁻⁶
Tensão superficial (N/m)			
(Água-Óleo)	0,067		
(Água-Gás)	0,07257		
(Óleo-Gás)	0,026		

A água e o óleo foram considerados como fases contínuas, já o gás foi considerado como fase dispersa, com um diâmetro de bolha igual a 1 mm. O critério de convergência adotado (RMS) foi de 10⁻⁷.

3 RESULTADOS E DISCUSSÃO

3.1 Malha Numérica

O presente estudo foi realizado no Laboratório de Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF), pertencente a Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica (UAEM), vinculada ao Centro de Ciências e Tecnologias (CCT) da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). Para a realização das simulações foram utilizados computadores PC Intel Core i7 3.40 GHz, 16 Gb RAM e HD de 2 Terabyte.

A geometria (Fig. 1) e malha (Fig. 2) foram definidas usando o software ANSYS ICEM CFD® Release 15.0. O duto utilizado como domínio de estudo possui 10 metros de comprimento, com diâmetro externo (Re) de 0,15 metro e diâmetro interno (Ri) de 0,14 metro. Sendo constituído por 500000 elementos.

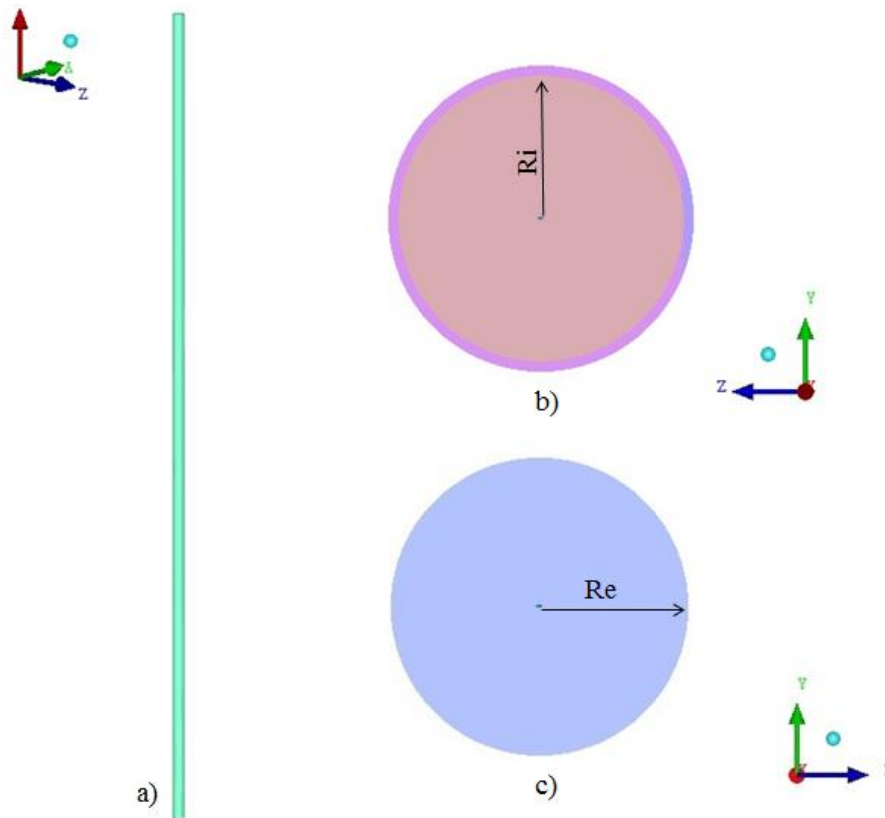


Figura 1. a) Geometria em vista isométrica; b) Detalhe na região de entrada; c) Detalhe na região de saída.

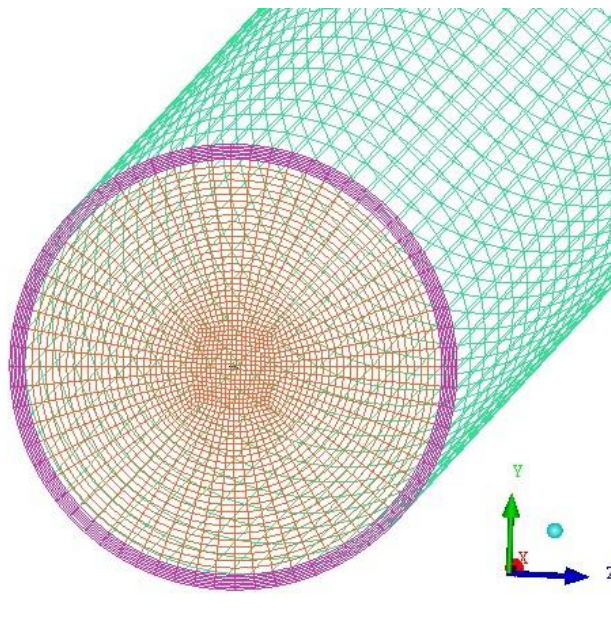


Figura 2. Detalhe na região de entrada da malha gerada.

2.1 Resultados Numéricos

As simulações do escoamento vertical foram realizadas usando o *software comercial ANSYS CFX Release 15.0®*. O objetivo foi avaliar os campos de pressão e fração volumétrica com a presença do gás, de modo a comparar estes resultados com os obtidos em simulações de escoamento monofásico. Por tanto, a mesma malha estruturada foi utilizada para a realização das simulações, de modo que os dados de entrada e condições de contorno foram adicionados de acordo com o estudo desejado (monofásico ou trifásico e escoamento na direção vertical).

As Fig. 3 e 4 apresentam os campos de fração volumétrica do óleo pesado ao longo do duto em um intervalo de tempo de 10 segundos.

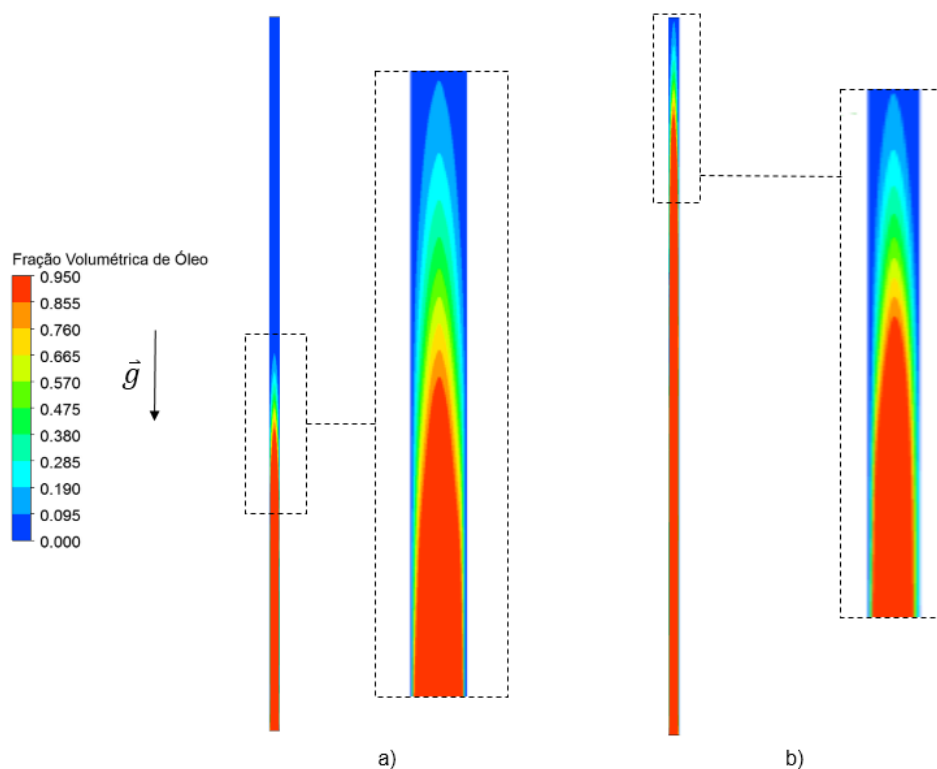


Figura 3. a) Campo de fração volumétrica de óleo em $t = 1s$; b) Campo de fração volumétrica de óleo em $t = 2s$

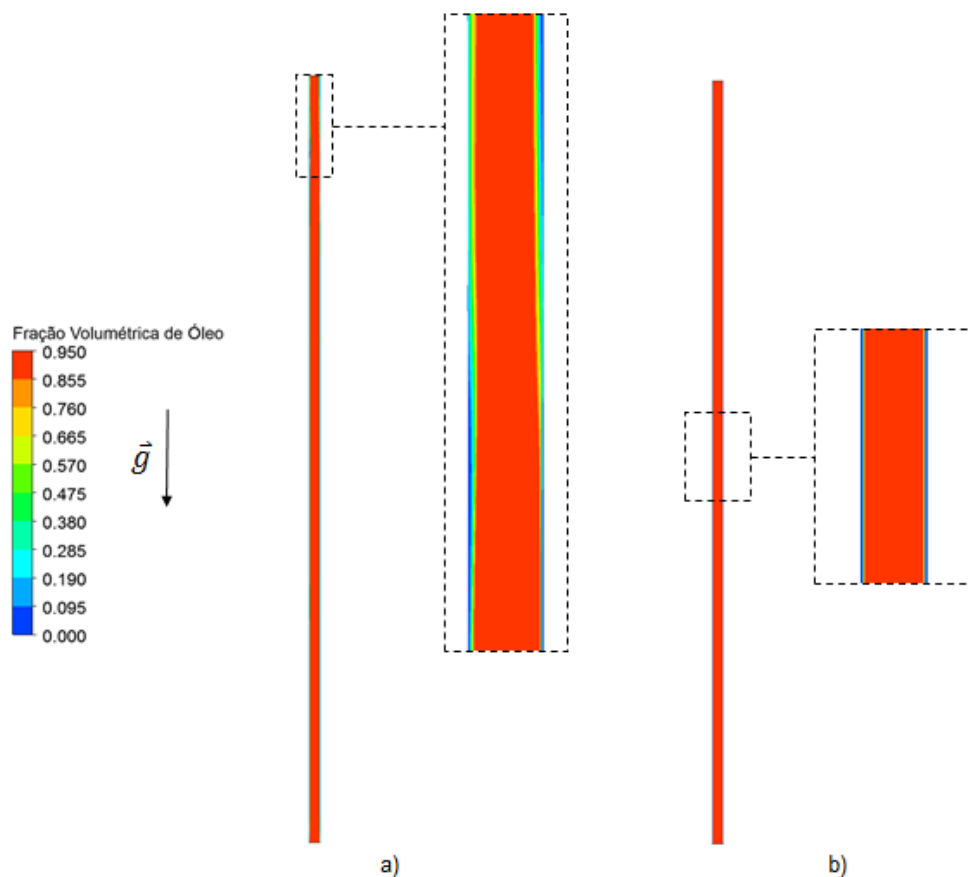


Figura 4. c) Campo de fração volumétrica de óleo em $t = 3s$; d) Campo de fração volumétrica de óleo em $t > 5s$

Na Fig. 3a foi observa-se que o óleo avança em uma frente parabólica contínua ao longo do núcleo do escoamento, enquanto a água se mantém no espaço anular. Na Fig. 3b é observado ainda o avanço contínuo do óleo,

porém é notado um aumento de sua fração volumétrica a direta do núcleo. Na sequência, em Fig. 4a, a desestabilidade do padrão se faz presente próximo a saída da tubulação numa espécie de ondulação que vai em direção a saída do tubo tornando o escoamento estabilizado como observado em Fig. 4b.

Quando do escoamento estabilizado e em regime permanente, o gás basicamente se concentra no núcleo do tubo junto ao óleo como pode ser observado na Fig. 5.

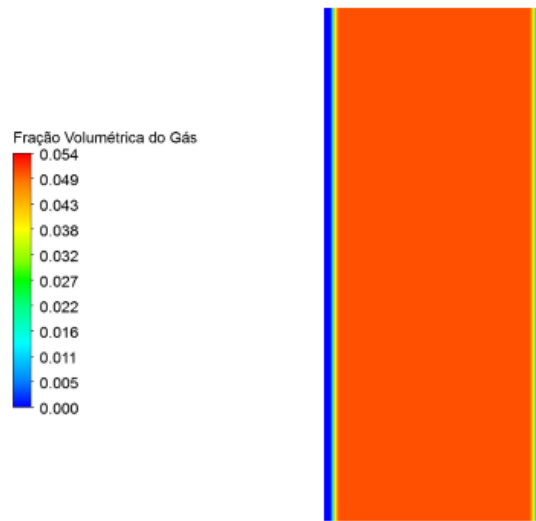


Figura 5. Fração volumétrica do gás para $t > 10s$.

A Fig. 6 apresenta o campo vetorial de velocidade da água em diferentes estágios ao longo do óleo, onde foi constatada a instabilidade do fluxo a partir da observação do campo de frações volumétricas do óleo. A Fig. 6c confirma a ondulação próximo a saída do escoamento que coincide com a chegada do óleo neste ponto, de modo que o fluxo de água se concentra na porção direita da saída. Na Fig. 6d, após a entrada completa do óleo e do gás na tubulação, os vetores se apresentam regularmente distribuídos junto a parede interna do duto ao longo de todo o escoamento.

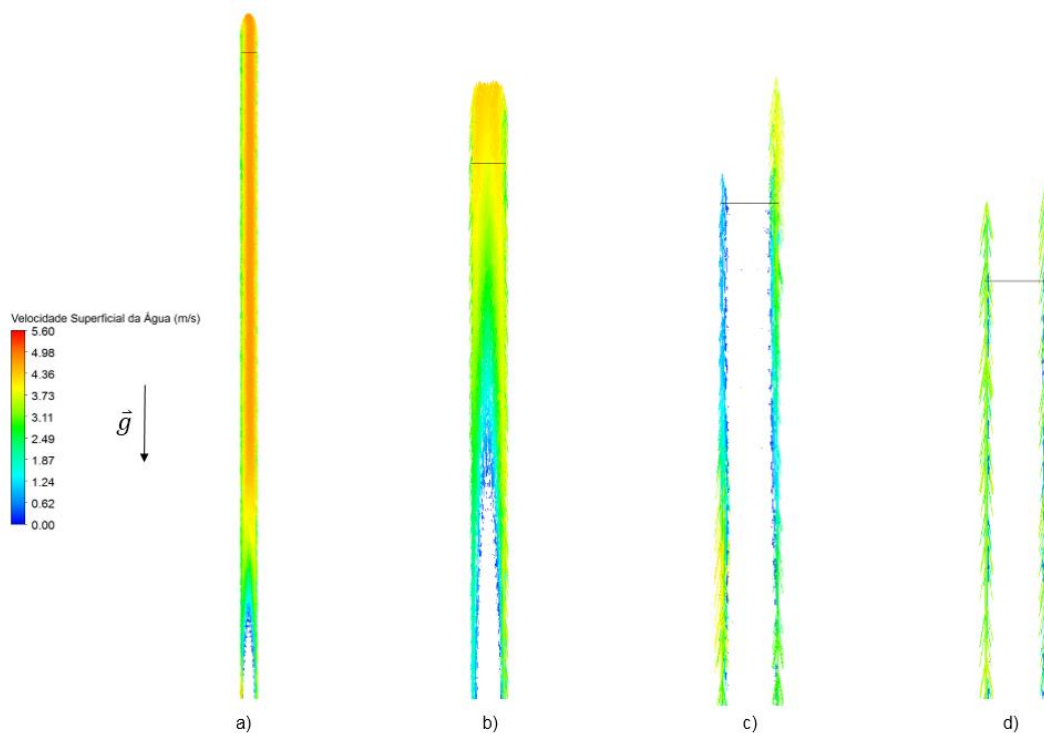


Figura 6. Campo vetorial de velocidade superficial de água em a) $t = 1s$; b) $t = 2s$; c) $t = 3s$ e d) $t > 5s$.

A aplicação do padrão de escoamento *Core-Flow* se justifica devido ao menor consumo energético deste em comparação ao escoamento monofásico de óleo ultra-viscoso. A perda de carga do escoamento é uma forma de

quantificar a eficiência energética do transporte de óleo. A Tab. 2 apresenta os valores da perda de carga para os escoamentos monofásicos de óleo e água, bem como para o escoamento trifásico.

Tabela 2. Perdas de pressão (ΔP) ao longo do duto. Fonte: Autoria Própria.

Caso	ΔP (Pa)
Monofásico Água	2630
Monofásico Óleo	169812
Trifásico (óleo, água e gás)	3993

Da Tab. 2 foi observada que houve uma redução da ordem de 42 vezes na perda de carga, quando se realiza o transporte de óleo pesado via técnica *Core-Flow* em comparação com o transporte monofásico do óleo, tornando a perda de carga para este caso bem próxima a perda no escoamento monofásico de água.

A Fig. 7 ilustra graficamente a evolução da perda de carga para os três casos citados anteriormente para um intervalo de tempo de 10 segundos.

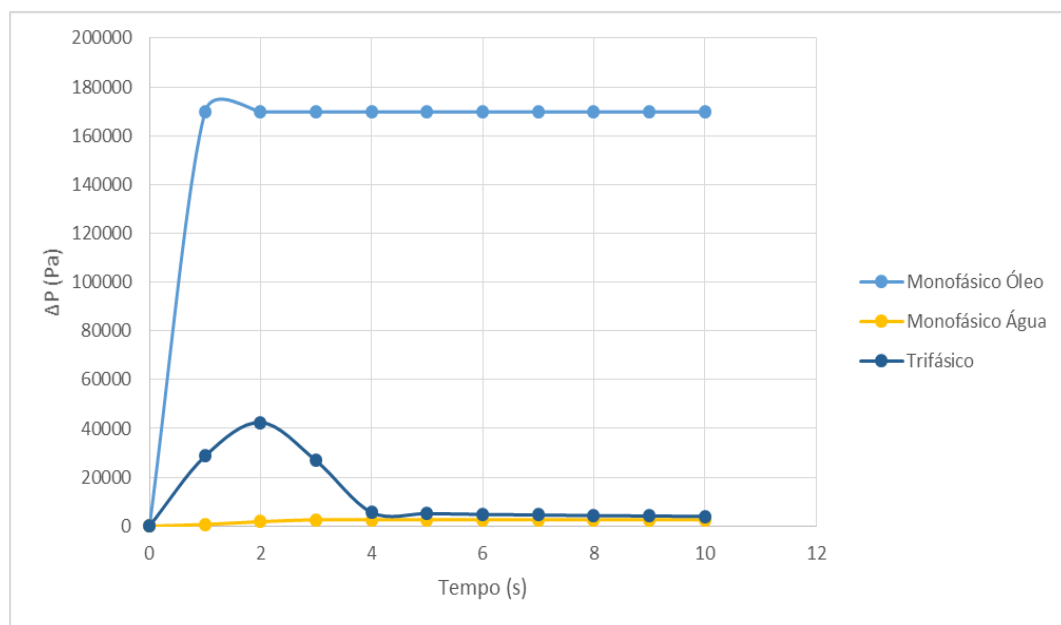


Figura 7. Evolução temporal da perda de carga ao longo do escoamento.

Da Fig. 7 foi observado que, em comparação aos escoamentos monofásicos, o escoamento trifásico leva mais tempo para entrar em regime permanente, apresentando um crescimento da perda durante a entrada do óleo e do gás na tubulação e uma redução dessa perda quando estes chegam até a saída do tubo, seguido da estabilidade do escoamento representada pela quase linearidade do gráfico a partir de $t = 5s$, que só acontece de fato entre 9 e 10 segundos.

4. CONCLUSÕES

Baseando-se nos resultados obtidos, pode-se concluir que:

- Foi observada a presença do filme de água junto a parede do duto, o que caracteriza a ocorrência do padrão de escoamento *Core-Flow*;
- As condições iniciais e de contorno adotadas, satisfazem a estabilidade do escoamento no padrão *Core-Flow*.
- O avanço do óleo e do gás é dado parabolicamente ao longo do tubo;
- Próximo a saída do tubo, é observada uma ondulação do escoamento;
- Com a adoção do padrão de escoamento anular, foi possível obter uma redução da perda de pressão de 42 vezes em relação ao transporte monofásico de óleo;

- f) A perda de carga obtida no escoamento trifásico em padrão *core-flow* chegou a valores bem próximos ao do transporte monofásico de água no duto.

5. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a ANP/UFCG/PRH-25, a CAPES, ao CNPq, a FINEP e a PETROBRÁS por todo apoio financeiro.

6. REFERÊNCIAS

- Ansys, CFX-Theory Manual, 2009.
- Andrade, T. H. F., 2008, “Estudo Numérico do Transporte de Óleo Pesado em Tubos Lubrificados por Água”, Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Campina Grande.
- Andrade, T. H. F., 2013, “Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-Flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos”, Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) - Universidade Federal de Campina Grande.
- Araujo, G. S., 2015, “Estudo Numérico do Escoamento Trifásico de Óleo Pesado, Água e Gás em Dutos Horizontal e Vertical via Técnica Core-Flow”. 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento de Petróleo e Gás, Curitiba, Brasil.
- Banwart, A. C., 2001, “Modeling Aspects of Oil-Water Core-annular-flows”. Journal of Petroleum Science and Engineering, v.32, n.2, pp.127-143.
- Nunes, F. C. B., 2012, “Modelagem e Simulação de Escoamento Anular de Água – Óleo Pesado – Ar em Dutos Horizontais”, Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) – Universidade Federal de Campina Grande.
- Joseph, D. D., Bai, R., Chen, K. P., Renardy, Y. Y., 1997, “Core-annular flows. Annual Reviews of Fluid Mechanics”, vol. 29, Nº 1, pp.65–90.
- Prada, J., W., V.; Bannwart, A., C., 2000, “Modeling of Vertical Core Annular Flows and Application to Heavy Oil Production”. Energy for the New Millenium February 14-17, New Orleans, LA. Proceedings of ETCE/OMAE.
- Trevisan, F. E., 2003, Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

7. RESPONSABILIDADE AUTURAL

“Os autores são os únicos responsáveis pelo conteúdo deste trabalho.”

APPLYING CFD IN THE TRANSPORT OF HEAVY-OIL, WATER AND NATURAL GAS IN VERTICAL PIPELINE, BY CORE-FLOW TECHNIQUE

Código:
CON-2016-0561

Abstract. *The occurrence of multiphase flow occurs in the oil industry, from the reservoir to production facilities, and is observed the presence of three phases: oil, water and gas. In general, the oil produced in Brazilian reserves is classified as “heavy oil” by the National Agency of Petroleum, with density close to the water density and high viscosity. The default control of flow is presented as an important route, with the pattern of annular flow an alternative that requires less pumping rate and consequently the ultra-heavy oil transport efficiency. This study evaluated a tubular geometry in the vertical direction, with a diameter of 0.15 meter and length of 10 meters, where a mixture of oil and gas flows in the core of the pipe and water flows along the walls of the tube promoting lubrication of the passage of oil. The numerical study was performed using the software ANSYS CFX Release 15.0[®], following a Eulerian-Eulerian approach for modeling flow, adopting model mixture for heavy oil and water and particle for natural gas. The superficial velocity was assigned of approximately 4.3 m/s for water and 4.0 m/s for oil, being obtained from the standard core flow stabilized after 9 seconds flow pumping. It was determined a pressure drop close to the single phase flow of water and about 42 times lower than that obtained for single phase flow of oil, so that the three-phase oil transport through core-flow technique can be classified as efficient from the energy point of view.*

Keywords: *Core-Flow, Three-Phase Flow, Heavy-Oil, CFD.*