

6º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



ESTUDO NUMÉRICO DO ESCOAMENTO TRIFÁSICO (ÁGUA-ÓLEO PESADO-GÁS) TIPO CORE-FLOW EM UMA CONEXÃO “T”

Filipe Nascimento Silva, Tony Herbert Freire de Andrade, Antonio Gilson Barbosa de Lima, Severino Rodrigues de Farias Neto

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande – (UFCG/CCT/DEM)

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 6º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 6º PDPETRO, realizado pela Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 09 a 13 de outubro de 2011, em Florianópolis-SC. 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 6ºPDPETRO.

ESTUDO NUMÉRICO DO ESCOAMENTO TRIFÁSICO (ÁGUA-ÓLEO PESADO-GÁS) TIPO *CORE-FLOW* EM UMA CONEXÃO “T”

Abstract

The heavy oils represent a major challenge for the petroleum industry because of the problems present during its production process. These difficulties are related to high density and viscosity of these oils, since they are unfavorable characteristics to the oil flow in pipeline networks during production. A technique used to facilitate the viscous fluid flow is the lubrications technique called *core-flow*, so, there is the need to investigate the default's behavior when other phases are present during the flow, such as gas, for example, mainly when the fluid mixture flows through connections, which are commonly found in pipeline networks. In this sense, this paper presents a numerical analysis of the behavior of *core-flow* pattern for the three-phases flow (water-heavy oil-gas) in “T” junction, by using the ANSYS CFX® Release 12.0. It's observed that the gas causes effects in the pressure and volume fractions fields of phases present during the flow.

Introdução

Os escoamentos que ocorrem na indústria do petróleo são classificados como multifásicos devido à presença de hidrocarbonetos e a formação de emulsões, a partir da coexistência de óleo, água, gás e muitas vezes areia. Um componente bastante comum nestes escoamentos são os óleos pesados e ultra-viscosos; a ocorrência destes óleos se dá devido a características naturais ou pelo amadurecimento do reservatório de petróleo. Durante todo o processo produtivo, o petróleo está a todo instante sendo transportado através de tubulações, percorrendo caminhos diversificados, sejam eles inclinados, verticais, horizontais com curvas, conexões, etc. Nos últimos anos a demanda mundial de petróleo aumentou significativamente, somando isto à descoberta de grandes reservas de óleos pesados e extras pesados, o setor petrolífero está interessado em novas tecnologias que facilitem a produção e o transporte destes fluidos, pois os custos operacionais nestes casos ainda são elevados. Devido às características desfavoráveis do óleo pesado, como alta viscosidade e alta densidade, a queda de pressão por fricção que ocorre durante o escoamento é extremamente elevada, exigindo dos equipamentos uma carga de trabalho excessiva, conseqüentemente uma grande demanda de energia, a ponto de tornar a produção destes óleos economicamente inviável. Neste contexto, tecnologias para produzir e transportar óleos pesados vêm sendo estudadas, dentre estes métodos tem-se a técnica *core-flow*. Esta técnica consiste na injeção de água na tubulação em vazões inferiores a do óleo, com o objetivo de se obter um padrão de escoamento *anular* onde a água escoar como uma fase contínua envolvendo o núcleo de óleo, evitando assim o contato deste com as paredes do duto, conseqüentemente reduzindo a queda de pressão por fricção. Na literatura alguns trabalhos são encontrados sobre o comportamento do padrão de escoamento anular para o escoamento bifásico água-óleo (Bannwart, 2001; Bensakhria *et al.*, 2004; Ghosh *et al.*, 2009). A presença do gás durante a produção de petróleo é constante. O gás que estava inicialmente em solução no óleo, se desprende formando diferentes configurações durante o escoamento; estes padrões em dutos foram identificados experimentalmente por (Trevisan, 2003; Vieira, 2003; Wegmann *et al.*, 2007; Poesio *et al.*, 2009). Porém, a influência do gás no padrão *core-flow* em dutos e conexões ainda não está bem definida, e novos estudos são necessários estudos para garantir a eficiência da técnica durante todo o percurso quando uma terceira fase se encontra presente, principalmente através de geometrias variadas, como curvas e conexões. Os estudos dos fenômenos que ocorrem em conexões foram avaliados por (Silva, 2005; Wang Li-yang *et al.*, 2008; Belém, 2009). Na perspectiva de se obter um estudo fluidodinâmico sobre o escoamento trifásico tipo *core-flow* em uma conexão “T”, este trabalho tem como objetivo estudar numericamente o escoamento isotérmico, trifásico (água-óleo pesado-gás), transiente e

tridimensional utilizando o *software* ANSYS CFX® Release 12.0. Deseja-se obter informações sobre o comportamento dos fluidos na conexão durante o escoamento tipo *core-flow*.

Metodologia

Modelagem matemática

O modelo matemático utilizado foi o modelo não-homogêneo com abordagem Euleriana – Euleriana. Neste modelo, cada fase possui seu próprio campo de escoamento, há um campo de solução para cada fase separadamente e as quantidades transportadas interagem através de termos de transferência interfacial. As fases presentes no escoamento são representadas pelas letras α , β e γ . As considerações feitas para o escoamento trifásico (água-óleo-gás) foram: Escoamento isotérmico, sem transferência de massa, transiente, tridimensional, incompressível, propriedades termo-físicas constantes e presença de força de corpo. As seguintes equações fluidodinâmicas do modelo não-homogêneo são válidas para cada fase presente no escoamento (ANSYS, 2009):

❖ Equação da continuidade

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \cdot (r_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) = 0 \quad (1)$$

❖ Equação da quantidade de movimento:

$$\frac{\partial}{\partial t}(r_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) + \nabla \cdot [r_\alpha (\rho_\alpha \vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)] - r_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot \{r_\alpha \mu_\alpha [\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T]\} = S_{M\alpha} + M_\alpha \quad (2)$$

Para uma fase α , ρ é a densidade, $\vec{U}$ é o vetor velocidade, μ é a viscosidade dinâmica, $S_{M\alpha}$ descreve as forças de momento devido às forças de corpo externas (força gravitacional) e M_α descreve as forças interfaciais (força de arraste, força *lift*, força de massa virtual, força de lubrificação na parede e força de dispersão turbulenta na interface) agindo na fase α devido à presença de outras fases.

No escoamento tipo *core-flow*, a água geralmente escoar no regime turbulento. Os efeitos turbulentos são calculados utilizando o modelo de duas equações, em específico o modelo RNG k- ε , que é um modelo semelhante ao k- ε , porém a equação da taxa de dissipação viscosa turbulenta é modificada para calcular os efeitos turbulentos em várias escalas de comprimento. As equações da energia cinética turbulenta e da dissipação viscosa turbulenta, respectivamente são:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha) + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \left[\rho_\alpha \vec{U}_\alpha k_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_{kRNG}} \right) \nabla k_\alpha \right] \right\} = f_\alpha (G_\alpha - \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (3)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha) + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_{\varepsilon RNG}} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = f_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_{1RNG} G_\alpha - C_{2RNG} \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (4)$$

onde G_α é a geração de energia cinética turbulenta no interior da fase α , f_α representa a fração volumétrica da fase α e $\sigma_{\varepsilon RNG}$, σ_{kRNG} , C_1 e C_2 são constantes empíricas. Os termos ε_α e k_α correspondem à taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase α e a energia cinética turbulenta para a fase α respectivamente, definida por:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_{\mu RNG} q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad (5)$$

$$k_\alpha = \frac{q_\alpha^2}{2} \quad (6)$$

onde l_α é o comprimento de escala espacial, q_α é a escala de velocidade e c_μ é uma constante empírica dada por:

$$c_{\mu RNG} = 4c_\alpha^2 \quad (7)$$

onde c_α também é uma constante empírica.

O termo $\mu_{t\alpha}$ corresponde à viscosidade turbulenta, definida por:

$$\mu_{t\alpha} = c_{\mu RNG} \rho_\alpha \frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \quad (8)$$

Os valores das constantes utilizadas das equações são: $C_{1RNG} = 1,42$; $C_{2RNG} = 1,68$; $c_{\mu RNG} = 0,085$; $\sigma_{kRNG} = 0,7179$; $\sigma_{\varepsilon RNG} = 0,7179$.

Condições de contorno e iniciais

As seguintes condições iniciais e de contorno foram utilizadas:

Na seção referente à entrada de água, foi considerada uma fração volumétrica e uma velocidade axial de água não-nula, ou seja:

$$Ri < r < Re, \text{ em } X=0 \Rightarrow \begin{cases} u_w = 1,8 \text{ m/s} \\ v_w = w_w = 0 \\ u_o = v_o = w_o = 0 \\ f_o = 0 \\ f_w = 1 \end{cases}$$

Na seção referente à entrada de óleo e gás, foi considerada uma fração volumétrica e uma velocidade axial de óleo e de gás não nulas, ou seja:

$$0 < r < Ri, \text{ em } X=0 \Rightarrow \begin{cases} u_o = u_g = 1,6 \text{ m/s} \\ v_o = w_o = v_g = w_g = 0 \\ u_w = v_w = w_w = 0 \\ f_o = 0,95 \\ f_w = 0 \\ f_g = 0,05 \end{cases}$$

Nas regiões de saída (horizontal e vertical) foi prescrito um valor médio para a pressão de 101325 Pa. A condição de não-deslizamento foi adotada para as fases água e óleo na parede do duto, já para a fase dispersa, a condição utilizada foi de deslizamento livre (*free-slip*), onde se admite que a velocidade do fluido não seja reduzida próxima as paredes do duto. Inicialmente ($t=0$), admitiu-se nas simulações que o duto estava cheio com água escoando a uma velocidade de 1 m/s.

A Tabela 1 ilustra as propriedades dos fluidos utilizadas nas simulações. O valor da densidade do óleo utilizada caracteriza-o como pesado, pois o seu grau API está abaixo de 20. A composição química do gás utilizado foi a seguinte: $CH_4 = 0,92$; $C_2H_6 = 0,055$; $C_3H_8 = 0,015$; $C_4H_{10} = 0,01$. Foi realizado o cálculo da densidade e viscosidade equivalente em cima desta composição, a partir das viscosidades e densidades de cada constituinte.

Tabela 1: Propriedades dos fluidos utilizados nas simulações.

Propriedades	Água	Óleo Pesado	Gás
Densidade (kg/m ³)	997	989	0,77895
Viscosidade (Pa.s)	$8,899 \times 10^{-4}$	12	$1,09 \times 10^{-5}$
Tensão superficial (N/m)			
(Água-Óleo)	0,067		
(Água-Gás)	0,07257		
(Óleo-Gás)	0,026		

A água e o óleo foram consideradas como fases contínuas, já o gás foi considerado como fase dispersa, com um diâmetro de bolha igual a 3 mm. O tempo total de simulação foi de 10s, com um intervalo de tempo de 0,05s. O critério de convergência adotado (RMS) foi de 10^{-7} .

Resultados e Discussão

Malha numérica

O estudo do escoamento trifásico em uma conexão tipo “T” foi realizado no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos (LCTF), da Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica (UAEM), do Centro de Ciências e Tecnologia (CCT), da Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). O computador utilizado para a simulação foi um PC Intel *Quad Core* 3.2 GHz, 8 Gb RAM e HD de 1 Terabyte.

A Figura 1 ilustra a geometria do problema e a malha estruturada que foram geradas utilizando o software ANSYS ICEM® *Release* 12.0, a partir da criação de pontos, curvas e superfícies. A conexão “T” utilizada nas simulações possui uma entrada e duas saídas, com valores iguais a 150 mm para o diâmetro externo e 140 mm para o diâmetro interno. O ramal principal (horizontal) possui 5000 mm de comprimento e o ramal secundário (vertical) 1000 mm de comprimento, estando este último localizado a 2500 mm da região de entrada. A malha estruturada possui 343.748 elementos hexaédricos.

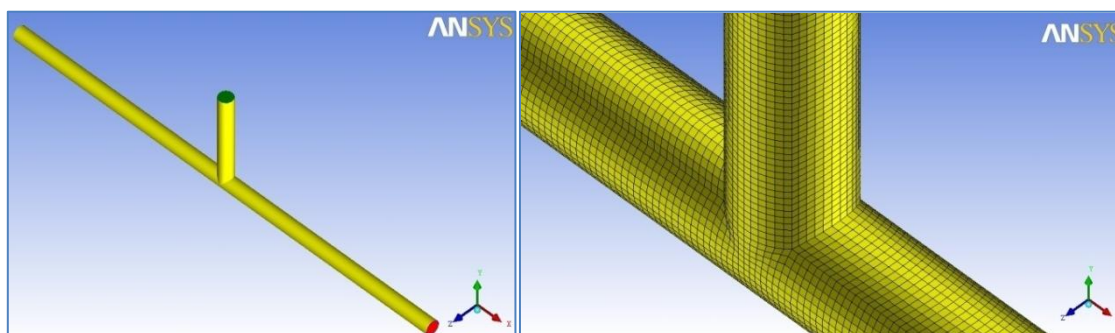


Figura 1: Geometria do problema e malha estruturada utilizada nas simulações respectivamente.

A Figura 2 ilustra as regiões de entrada e saídas da malha estruturada. Percebe-se que um refinamento foi feito próximo as regiões da parede do duto. É nesta região que está presente a interface água-óleo, onde ocorre os fenômenos de transferência interfacial entre os fluidos. Logo, é necessário uma quantidade maior de elementos para melhor verificar estes efeitos.

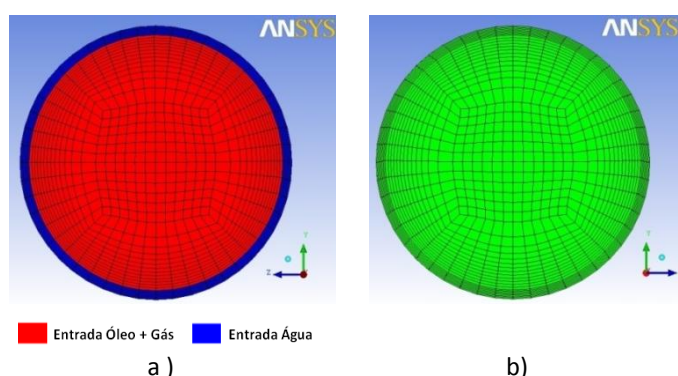


Figura 2: Detalhes da região de entrada (a) e região de saída vertical e horizontal (b) da conexão “T”.

Resultados numéricos

As simulações tiveram como objetivo analisar os campos de pressão e frações volumétricas com a presença do gás durante o escoamento tipo *core-flow*, e comparar com os escoamentos monofásicos de óleo e de água em uma conexão “T”. A vazão volumétrica total da mistura de óleo pesado, água e gás, e nos casos monofásicos de óleo e de água foi de $0,0287299 \text{ m}^3/\text{s}$.

Campo de pressão

O campo de pressão total obtido através da simulação, mostrado na figura 3, ilustra que a pressão total na parte inferior do duto é maior do que a pressão total na parte superior. Isto ocorre devido a variação de densidade que se tem ao longo da seção transversal do duto, gerado pela estratificação das fases ao longo do escoamento, onde a água, que possui maior densidade, escoar na parte inferior do duto, e a mistura óleo e gás, de menor densidade, escoar na parte superior.

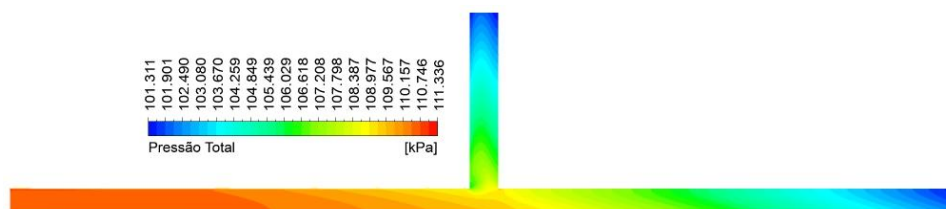


Figura 3: Campo de pressão ao longo da conexão “T”, no plano XY em Z=0 em t=10s.

Foram simulados dois casos monofásicos, um de óleo e um de água, para servir de comparação em relação ao escoamento trifásico. Os valores obtidos das quedas de pressão total que ocorre no duto horizontal (ramal principal) para o caso trifásico e para os escoamentos monofásico de óleo e de água estão representados na tabela 3. Percebe-se que a queda de pressão total quando apenas óleo está escoando é maior em relação ao escoamento trifásico e ao escoamento monofásico de água.

Tabela 3: Queda de pressão ao longo do duto horizontal obtidas nas simulações.

Simulação	Queda de pressão (Pa)
Monofásico de óleo	89557
Monofásico de água	351
Trifásico	8818

A figura 4 ilustra a diferença de pressão total entre a entrada e saída do duto horizontal em função do tempo. Observa-se que a queda de pressão total do sistema aumenta significativamente para o escoamento monofásico de óleo até atingir o regime estacionário em 93594 Pa. No escoamento monofásico de água este valor foi de 1091 Pa, enquanto que no escoamento trifásico este valor foi de 9083 Pa. O valor para o caso trifásico utilizando a técnica *core-flow*, aproxima-se relativamente dos valores para escoamento monofásico de água. Logo, a utilização da técnica reduziu a pressão do sistema significativamente quando comparado com o escoamento monofásico de óleo a mesma vazão da mistura.

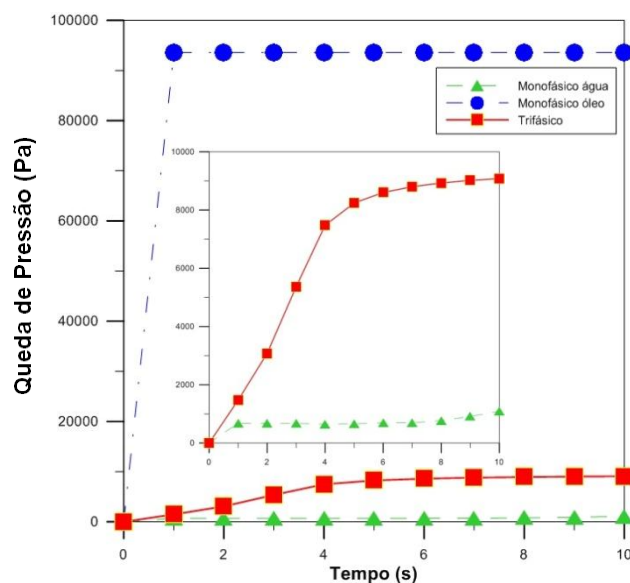


Figura 4: Queda de pressão total ao longo do duto horizontal em função do tempo.

Frações volumétricas

A Figura 5 ilustra as frações volumétricas das fases presentes no escoamento. Identifica-se que um filme de água foi formado nas proximidades da parede do duto, caracterizando o padrão de escoamento anular entre água e óleo antes da mistura escoar através da junção entre o ramal principal e secundário. Em seguida, o padrão anular foi desfeito devido às fases se distribuírem de forma desigual após a mistura fluida passar pela junção entre os ramais. O núcleo de óleo tende a escoar na parte superior do duto juntamente com o gás devido à diferença de densidade que existe entre as fases, comprovando assim a influência da força gravitacional durante o escoamento. Este comportamento ocasionou um aumento na pressão total do sistema devido ao contato do óleo pesado com as paredes do duto, o que é uma desvantagem na utilização da técnica *core-flow*. Contudo, esta situação pode ser alterada, injetando-se água logo após a junção entre os ramais principal e secundário.

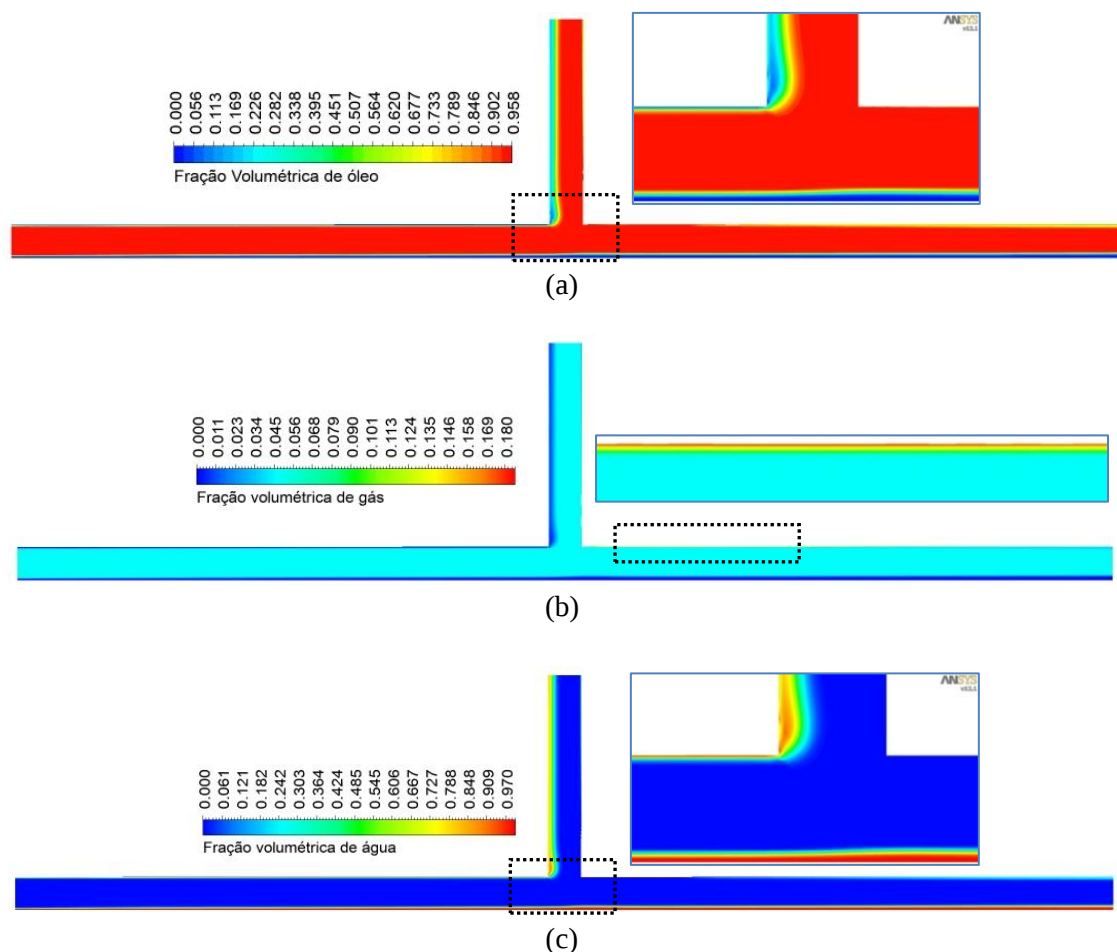


Figura 5: Frações volumétricas de óleo (a), gás (b) e água (c) no plano XY em $Z = 0$, no tempo $t = 10s$.

Conclusões

Após a realização da simulação do escoamento trifásico (água-óleo-gás) em uma conexão “T”, pode-se concluir que:

- A presença do gás causa uma instabilidade no padrão anular devido às fases tenderem a se estratificar ao longo do escoamento.
- O núcleo de óleo não se mantém concêntrico ao duto ao longo do escoamento. Isto ocorre porque a presença do gás causa uma redução na densidade da mistura óleo-gás, que tende a escoar na parte superior do duto.

- O padrão de escoamento anular não se mantém quando a mistura fluída encontra uma conexão “T”, devido à má distribuição das fases que ocorrem nestas conexões.
- A queda de pressão total para o caso trifásico se aproxima da queda de pressão total para o escoamento monofásico de água a mesma vazão volumétrica da mistura.

Agradecimentos

Agradecimentos a ANP/UFCG/PRH-25, a CAPES, ao CNPq, a FINEP, a JBR ENGENHARIA LTDA, ao CTPETRO, a PETROBRÁS e ao CT BRASIL por todo apoio financeiro.

Referências Bibliográficas

1. ANSYS, CFX-Theory Manual, 2009.
2. BANNWART, A. C. Modeling Aspects of Oil-Water Core-annular-flows. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v.32, n.2, pp.127-143, 2001.
3. BELÉM, E. Z. G. **Escoamento trifásico (gás-água-óleo) em junções angulares: modelagem e simulação**. Monografia (PRH-25/ANP/MCT). Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2009.
4. BENSAXHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G. Experimental Study of the Pipeline Lubrication for Heavy Oil Transport. **Oil & Gas Science and Technology**, v.59, n.5, pp.523-533, 2004.
5. GHOSH, S.; MANDAL, T. K.; DAS, G.; DAS, P. K. Review of oil water core annular flow. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v.13, n.8, pp.1957 – 1965, 2009.
6. POESIO, P.; SOTGIA, G.; STRAZZA, D. Experimental Investigation of Three-Phase Oil-Water-Air Flow Through a Pipeline. **Multiphase Science and Technology**, v.21, n.1-2, pp. 107-122, 2009.
7. SILVA, R. M. **Simulação numérica do escoamento bifásico óleo-água em bifurcações angulares**. Monografia (Graduação). Departamento de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Campina Grande, 2005, 77p.
8. TREVISAN, F. E. **Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar**. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
9. VIEIRA, F. F. **Escoamento Trifásico Vertical de Óleos pesados Aplicado a Elevação Artificial**. 2003. Dissertação (Mestrado em Ciências e Engenharia de Petróleo) - Universidade Estadual de Campinas, Campinas.
10. WANG Li-yang, WU Ying-xiang, ZHENG Zhi-chu, GUO Jun, ZHANG Jun, TANG Chi. Oil-Water Two-Phase flow inside T-Junction. **Journal of Hydrodynamics**, v.20, n.2, pp. 147-153, 2008.
11. WEGMANN, A.; MELKE, J.; ROHR, P. R. Three phase liquid-liquid-gas flows in 5.6 mm and 7 mm inner diameter pipes. **International Journal of Multiphase Flow**, v.33, n.5, pp.484-497, 2007.