

8º CONGRESSO BRASILEIRO DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO EM PETRÓLEO E GÁS



TÍTULO DO TRABALHO:

ESTUDO NUMÉRICO DO ESCOAMENTO TRIFÁSICO DE ÓLEO PESADO, ÁGUA E GÁS EM DUTOS HORIZONTAL E VERTICAL VIA TÉCNICA CORE-FLOW

AUTORES:

Gutemberg Santiago de Araujo, Antônio Gilson Barbosa de Lima, Severino Rodrigues de Farias Neto

INSTITUIÇÃO:

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

Este Trabalho foi preparado para apresentação no 8º Congresso Brasileiro de Pesquisa e Desenvolvimento em Petróleo e Gás- 8º PDPETRO, realizado pela a Associação Brasileira de P&D em Petróleo e Gás-ABPG, no período de 20 a 22 de outubro de 2015, em Curitiba-PR. 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 8ºPDPETRO.

ESTUDO NUMÉRICO DO ESCOAMENTO TRIFÁSICO DE ÓLEO PESADO, ÁGUA E GÁS EM DUTOS HORIZONTAL E VERTICAL VIA TÉCNICA CORE-FLOW

Abstract

Multiphase flow occurs in the oil industry from the reservoir to production units, through line surges and risers and even when handling fluids attached to offshore fields. Multiphase flow also occurs during the movement of fluids produced for other fields via pipelines, and is observed in the presence of three phases: oil, water and gas. In general, the oil produced in Brazilian reserves are classified as "heavy oil" by the ANP (National Agency of Petroleum, Natural Gas and Biofuels), and has a density close to water and viscosities ranging from 100 to 1000 times that of water, which makes handling and production of such fluids expensive and unproductive in comparison to production of "light oil". In order to overcome these difficulties, the default control flow is presented as a major thoroughfare. For this we have the annular flow pattern, where a less viscous fluid flows in the conduit wall, acting as a lubricant of the ultra-viscous fluid flowing in the core. The technical and scientific literature has not satisfactorily included the three-phase flow, thereby requiring, for further studies in order to obtain knowledge for the improvement of handling lifting techniques of ultra-viscous heavy oil. For the present study, the same tubular geometry in the vertical and horizontal directions, where the developed annular flow pattern was evaluated numerically. The simulation took place in the commercial software Ansys CFX 15.0, where a three-phase mixture flowed in the pipeline, and oil and gas in the core of the flow and water in the annulus. The results obtained show a better stabilization of the flow pattern for the vertical annular duct, so that the horizontal duct is under direct influence of the action of the gas dispersed in the oil as well as gravitational force, making it difficult to stabilize for these conditions.

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 ao redor do mundo, e o desenvolvimento tecnológico, a exploração de óleos pesados e extrapesados vem aumentando exponencialmente perante a redução da exploração dos óleos leves. No Brasil não é diferente, com a descoberta das grandes reservas, o óleo pesado passa a ter grande destaque. Para tanto, algumas barreiras tecnológicas devem ser superadas, dentre elas, o bombeamento desse óleo que, de acordo com Olsen & Ramsel (1992, apud SILVA, 2008, p. 7): 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 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 horizontal e vertical sob as mesmas condições iniciais, o presente estudo tem como objetivo avaliar numericamente o escoamento isotérmico, trifásico (óleo pesado – água – gás), em regime permanente 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.

Metodologia

Modelagem Matemática

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 12.0® 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:

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

Onde o subíndice α é o indicador de fase no escoamento bifásico água-óleo pesado e ultraviscoso, f , ρ , μ e U são respectivamente fração volumétrica, densidade, viscosidade dinâmica e o vetor velocidade, p é pressão, $MS\alpha$ 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, $M\alpha$ 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 .

Condições de Contorno

Para as simulações realizadas, foram utilizadas as seguintes condições de contorno e iniciais.

Na seção referente à entrada de água:

$$Ri < r < Re, \text{ em } X=0 \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u_w = 3,6 \text{ m/s} \\ v_w = w_w = 0 \\ u_o = v_o = w_o = 0 \\ f_o = 0 \\ f_w = 1 \end{array} \right.$$

Na seção referente à entrada de óleo e gás:

$$0 < r < R_i, \text{ em } X=0 \Rightarrow \left\{ \begin{array}{l} u_o = u_g = 2,6 \text{ m/s} \\ v_o = w_o = v_g = w_g = 0 \\ u_w = v_w = w_w = 0 \\ f_o = 0,95 \\ f_w = 0 \\ f_g = 0,05 \end{array} \right\}$$

Na região de saída dos dutos, considerou-se a pressão média correspondente a 1 atm.

Propriedade dos Fluidos

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

Tabela 1: Propriedades dos fluidos utilizados nas simulações.

Propriedades	Água	Óleo Pesado	Gás
Densidade (kg/m ³)	997	971	0,77895
Viscosidade (Pa.s)	8,899 x 10 ⁻⁴	5	2,98x10 ⁻⁶
Tensão superficial (N/m)			
(Água-Óleo)	0,067		
(Água-Gás)	0,7257		
(Óleo-Gás)	0,026		

Fonte: Andrade (2008)

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 critério de convergência adotado (RMS) foi de 10⁻⁷.

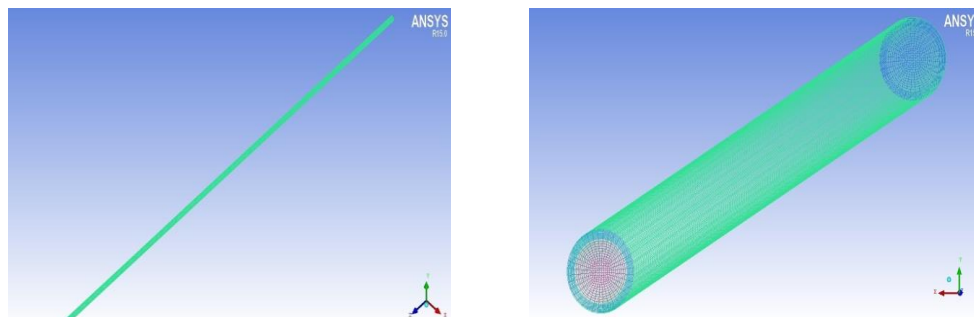
Resultados e Discussão

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 Quad Core 3.2 GHz, 8 Gb RAM e HD de 1 Terabyte.

A Figura 1 ilustra a geometria do problema e malha estruturada gerada com o software ANSYS ICEM[®] Release 15.0. O duto utilizado como domínio de estudo possui 300 centímetros de comprimento, com diâmetro externo de 2,84 centímetros e diâmetro interno de 2,24 centímetros. Sendo constituído por 632212 elementos.

Figura 1: Geometria e Malha Estruturada do Problema.

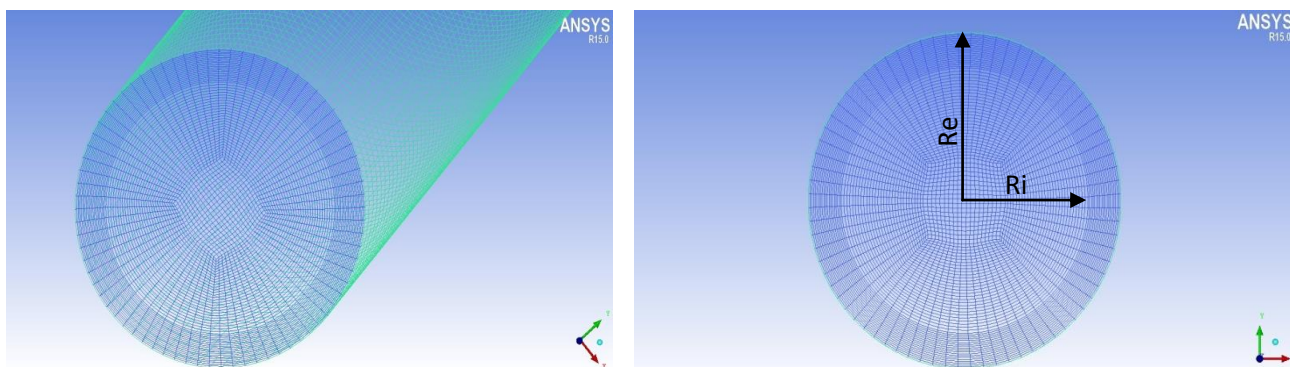


Fonte: Autoria Própria

Na Figura 2 é possível observar detalhes da entrada e saída do domínio de estudo, onde é possível notar um maior refinamento na região próxima a 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 necessária uma quantidade maior de elementos para melhor verificar estes efeitos (ANDRADE, 2011).

Figura 2: Detalhes da Malha Estruturada (a) e Região de Entrada do Problema (b).



Fonte: Autoria Própria

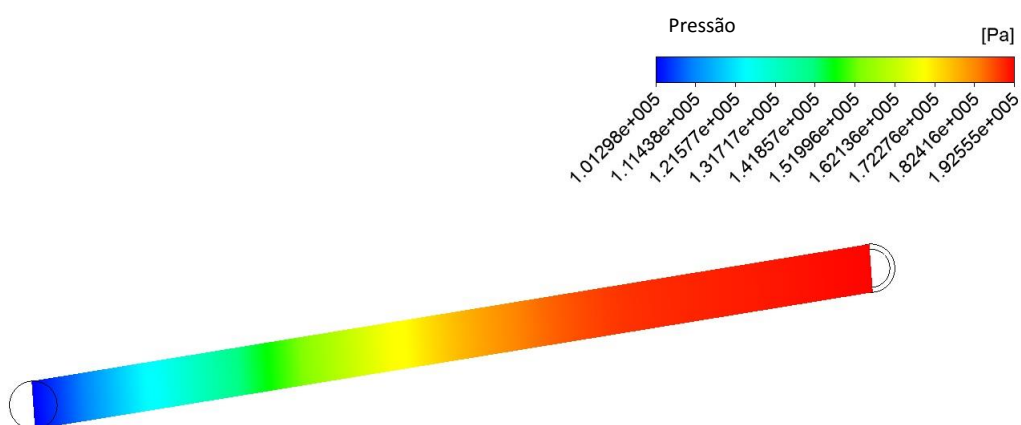
Resultados Numéricos

As simulações realizadas tiveram como objetivo 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, escoamento na direção vertical ou horizontal, etc.).

Campo de Pressão

O campo de pressão obtido na simulação do escoamento trifásico em duto horizontal (Figura 3), apresenta uma manutenção de alta pressão até quase a metade da tubulação, onde a partir de então é observado um alívio de pressão. É possível observar, em determinados pontos, uma estratificação da pressão provocada pela tendência das misturas mais pesadas se voltarem a porção inferior do tubo, densidades maiores.

Figura 3: Campo de Pressão no Escoamento Trifásico do Duto Horizontal

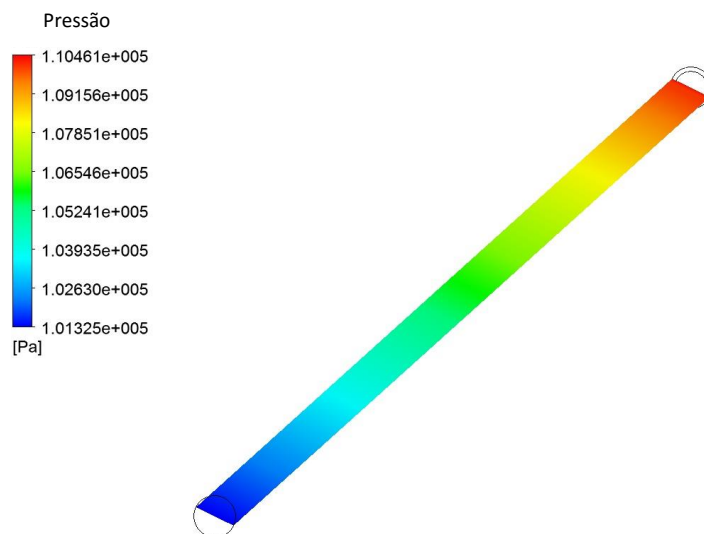


Fonte: Autoria Própria

A Figura 4 apresenta o campo de pressão do escoamento trifásico no duto vertical. É possível notar uma redução antecipada da pressão em relação ao caso anterior, bem como uma entrada com pressão menor (110461 Pa) se comparada ao escoamento no duto horizontal (192555 Pa), o que indica

uma distribuição de pressão mais uniforme ao longo do duto. Neste caso, a diferença de densidade se dá ao longo da linha vertical, o que reduz a perda de carga.

Figura 4: Distribuição de Pressão no Escoamento Trifásico Vertical



Fonte: Autoria Própria

Por fim, a Tabela 2 resume as informações relativas as pressões obtidas nos casos estudados de escoamentos monofásicos de água, monofásico de óleo e trifásicos (água – óleo pesado – ar) para dutos horizontal e vertical.

Tabela 2: Queda de Pressão ao Longo dos Dutos

Horizontal		Vertical	
Caso	Queda de Pressão (Pa)	Caso	Queda de Pressão (Pa)
Monofásico Água	3221	Monofásico Água	4956
Monofásico Óleo	10873	Monofásico Óleo	16728
Trifásico	91276	Trifásico	9143

Fonte: Autoria Própria

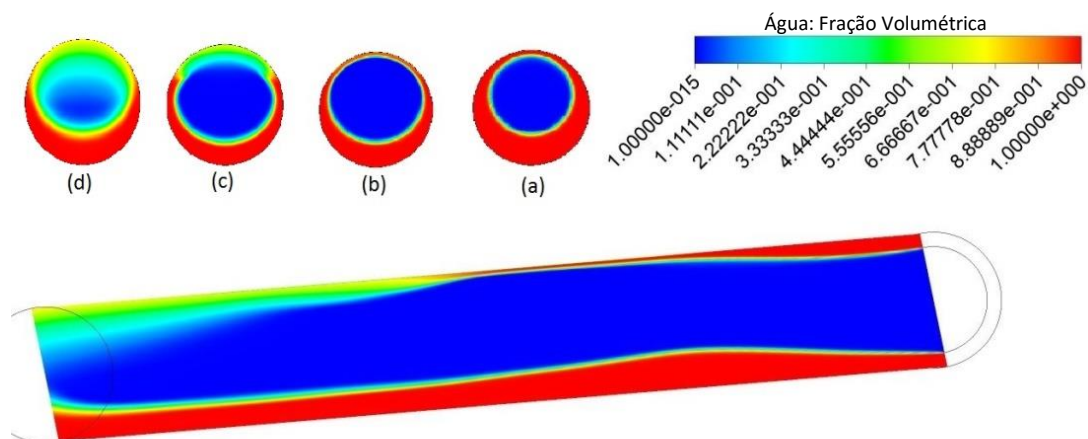
Fica claro que o escoamento monofásico de água possui perda de carga menor que a do monofásico em óleo para ambos os casos, de mesmo modo que as perdas foram maiores nos escoamentos verticais, o que reflete diretamente na ação da força da gravidade dificultando a ascendência do fluido. Em se tratando do escoamento trifásico para mesma geometria, foi observado uma redução da ordem de 45% (quarenta e cinco por cento) da perda de carga no regime trifásico core-flow em relação ao monofásico de óleo na direção vertical, indicando uma boa eficiência deste regime de escoamento nestas condições. Para o escoamento horizontal, foi observado em mais de uma simulação, uma elevada perda de carga de cerca de 9 (nove) vezes maior que no escoamento monofásico de óleo, o que de acordo com Trevisan (2003) e Banwart (2001) pode provocar eventual rompimento da tubulação. Portanto, as condições iniciais e de contorno adotadas no escoamento vertical não são adequadas para o regime de escoamento core-flow na direção horizontal.

Campo de Frações Volumétricas

A Figura 5 apresenta o campo de fração volumétrica da água no escoamento trifásico em duto horizontal. Na região de entrada é possível notar a formação do escoamento anular e logo em seguida uma tendência ao acúmulo de água na parte inferior do duto devido a ação da gravidade que se estende

até a saída. Na parte superior, é possível notar um estreitamento abrupto do anel de água e na sequência uma redução e/ou mistura de água e óleo que se prolonga até o final do duto, implicando num escoamento anular completamente instável. Essa redução da seção anular na porção superior do tubo, bem como a consequente mistura dos fluidos na sequência do escoamento refletem diretamente na perda de carga, como visto anteriormente.

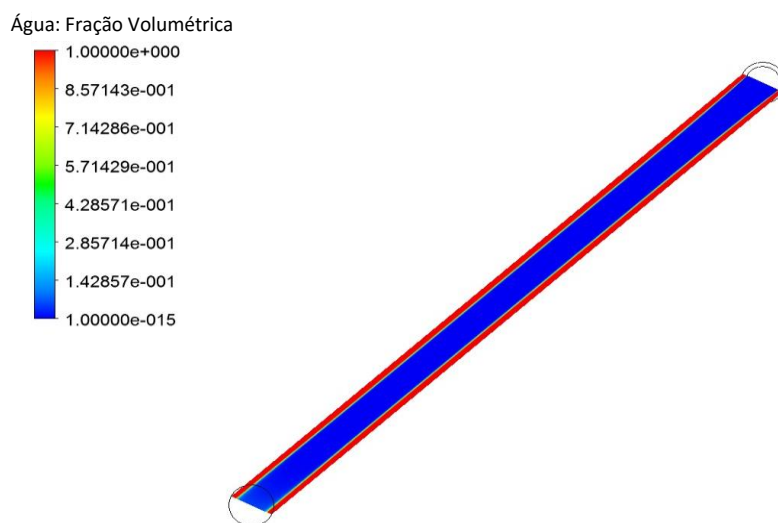
Figura 5: Campo de Fração Volumétrica do Fluxo Trifásico com Padrão de Escoamento Core-flow na Direção Horizontal. Seção transversal ao escoamento a 0,75m (a), 1,5m (b), 2,25m (c) e 2,99m (d).



Fonte: Autoria Própria

Por fim, a Figura 6 apresenta o campo de fração volumétrica do escoamento trifásico em duto vertical sob regime core-flow. Nota-se que o fluxo em padrão de escoamento core-flow se apresenta estabilizado se comparado ao caso horizontal, o que explica a eficiência no que diz respeito a redução da perda de carga em relação ao escoamento monofásico de óleo. Como dito, a diferença de densidade dos fluidos não reflete tão fortemente no escoamento por estarem expostos a ação da gravidade em sentido contrário ao do fluxo, diferente do escoamento horizontal onde essa ação se dá no sentido perpendicular ao escoamento.

Figura 6: Campo de Fração Volumétrica do Fluxo Trifásico com Padrão de Escoamento Core-flow na Direção Vertical.



Fonte: Autoria Própria

Conclusões

Após o estudo realizado é possível concluir que:

- Condições iniciais e de contorno aplicadas a dutos com uma mesma geometria, porém em direções de escoamento diferentes (horizontal e vertical), não garantem bons resultados simultaneamente em ambos os casos;
- O padrão de escoamento core-flow se estabiliza mais facilmente em dutos verticais que em dutos horizontais;
- É necessária uma maior velocidade superficial na entrada da água para que esta se estabilize na região anular promovendo um padrão de escoamento core-flow em dutos horizontais;
- Mesmo estabilizado, o escoamento trifásico em dutos horizontais apresentará um núcleo excêntrico em relação ao seu eixo devido às diferenças de densidade promovidas pela presença do gás, bem como a ação perpendicular da gravidade;
- Quando o padrão de escoamento anular é desfeito e o núcleo de óleo entra em contato com a parede do duto, ocorre um aumento abrupto da pressão e consequente crescimento da perda de carga que chega a valores bem maiores que se no duto houvesse apenas óleo pesado.

Agradecimentos

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

Referências Bibliográficas

1. ANSYS, CFX-Theory Manual, 2009.
2. ANDRADE, T. H. F. Estudo Numérico do Transporte de Óleo Pesado em Tubos Lubrificados por Água, Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal de Campina Grande, (2008).
3. ANDRADE, T. H. F. Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-Flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos, Tese (Doutorado em Engenharia de Processos) - Universidade Federal de Campina Grande, (2013).
4. 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.
5. NUNES, F. C. B. 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, (2012).
6. JOSEPH, D. D., Bai, R., Chen, K. P., Renardy, Y. Y., Core-annular flows. Annual Reviews of Fluid Mechanics, vol. 29, Nº 1, pp.65–90, (1997).
7. PRADA, J., W., V.; Bannwart, A., C., 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 (2000).
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.