

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



TÍTULO DO TRABALHO:

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS DE ALTA
VISCOSIDADE EM RISERS SUBMERSOS

AUTORES:

George Henrique Sarmento Pereira Filho, Antonio Gilson Barbosa de Lima

INSTITUIÇÃO:

Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Ciências e Tecnologia,
Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica, Av: Aprígio Veloso, 882,
Bodocongó, Caixa Postal 10069, CEP 58429-900, Campina Grande-PB, Brasil
e-mail:gilson@dem.ufcg.edu.br

SIMULAÇÃO NUMÉRICA DO TRANSPORTE DE ÓLEOS PESADOS DE ALTA VISCOSIDADE EM RISERS SUBMERSOS

Abstract

The world reserves of heavy oil are estimated at 3 trillion barrels. Currently in Brazil, 14% of reserves are located onshore, 13% in water depths up to 400m, 34% in water depths of 400 to 1000m and 39% in water depths above 1000m. The national oil with $10 < ^\circ\text{API} < 22$ is classified by ANP as heavy oil and its viscosity varies from 10 to 100cP. The most reserve is made up of Brazilian heavy oil in deep waters, causing technical problems in exploitation of these resources.

Among the many challenges related to the oil production in deep water, its extraction, the difficulty of transport and paraffin deposition on the wall pipeline and production problems are more critical of the industry. The difficulty in the transport of heavy oil and ultra-viscous is linked to its high viscosity that provides large loss of energy by mechanical friction. A technique has been studied for some time is the technical core-flow. This technique allows the "lubrication" of ultra-viscous oil through an annular film of water that prevents direct contact of oil with the pipe wall and reduces the friction and pressure drop, facilitating the oil flow.

Because of numerous difficulties in production and transportation of oil in deep water, and obtaining experimental data, we need to numerically simulate the flow of heavy oil and ultra-viscous in order to develop projects that enable the production and distribution of oil in a manner optimized in terms of technical and economic. Accordingly, this study aims to investigate numerically the multiphase flow core-annular flow type of heavy oil and ultra-viscous in risers by using the software CFX- 3D. The three-dimensional mathematical model uses transient and isothermal, the mixture model to treat two-phase flow water oil and ultra viscous, assuming the laminar flow to oil and turbulent flow for water phase by adopting the $k-\varepsilon$ model.

Results show the presence of a stream of water near the pipe wall forming a film of water surrounding the core of oil flowing in the central region of the tubing. We can see a significant reduction in pressure drop when compared whit the heavy oil monophasic flow in the pipe.

Introdução

Atualmente reservas de óleo pesado estão estimadas em 3 trilhões de barris representando 15 % de todas as reservas mundiais. Dessa forma o aproveitamento comercial de acumulações de óleos pesados e viscosos em águas representa um grande desafio econômico e tecnológico para as grandes companhias de petróleo, uma vez que as reservas de óleos leves vêm apresentando um esgotamento progressivo nas últimas décadas. No Brasil, 14% das reservas estão localizadas em terra, 13% em lâminas d'água até 400 m, 34% em lâminas d'água de 400 m à 1000 m e 39% em laminas d'água acima de 1000 m. A ANP (Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) classifica o petróleo nacional que apresenta $^\circ\text{API}$ variando de 10 até 22 como óleo pesado. Para o Brasil esta questão é de alta relevância devido aos expressivos volumes de óleos pesados e viscosos descobertos em áreas de produção e exploratórias nas Bacias de Campos e Santos.

Os óleos pesados são muito viscosos (10 cP-100 cP) e têm elevada quantidade de carbono em relação ao hidrogênio, em geral com mais de 15 átomos de carbono por molécula. Além de índices elevados de aromáticos, parafina, asfalteno, enxofre, nitrogênio e metais (como Vanádio, Níquel e Enxofre), apresentando por isto problemas de extração e transporte.

Dentre os diversos desafios relacionados com a produção de petróleo em águas profundas a deposição de parafinas nas paredes internas de linhas de transporte e produção são problemas críticos da indústria que pode acarretar no aumento da potência de bombeamento requerida, diminuindo a vazão, ou mesmo o bloqueio completo da linha, com perda de produção e investimentos. Atualmente indústria petrolífera dispõe de métodos tradicionais para a prevenção ou remoção de depósitos de parafina, baseados na redução da viscosidade do óleo dentro do reservatório e no poço e, quase sempre são associadas com um sistema de elevação. No entanto custo de utilização destes métodos cresce significativamente com a profundidade da lâmina d'água, podendo vir a ser um fator de peso na viabilidade econômica de um campo de produção *offshore*.

A técnica *core-annular flow*, permite elevar e transportar petróleo de alta viscosidade de forma simples e econômica. Este método é baseado na injeção de uma vazão de água, à temperatura ambiente, nas laterais do tubo de produção formando um filme lubrificante em toda sua extensão como uma configuração anular conforme mostrado na Figura 1. A injeção de água diminui a perda de pressão por atrito, permitindo que o óleo seja transportado até a superfície pelo centro do duto, com uma capacidade de bombeamento similar ao da água. Diversos pesquisadores tem trabalhado com esta técnica, dentre os quais pode-se citar: Ooms (1972), Oliemans *et al.* (1987), Bannwart (1998), Prada e Bannwart (1999a), Prada e Bannwart (1999b), Silva(2003), Trevisan (2003), Barbosa(2004), Damacena (2009).

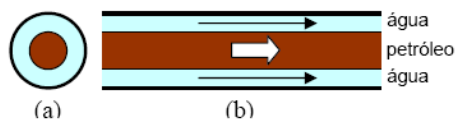


Figura 1: Modelo representativo do método core flow vistas: (a) seção; (b) lateral
Fonte: Bordalo e Oliveira (2007).

Em virtude das inúmeras dificuldades de produção e transporte de petróleo em águas profundas, bem como obtenção de dados experimentais, e devido a importância do problema físico em discussão, há necessidade de novos estudos sobre o escoamento de óleo pesado e ultra-viscoso a fim de se desenvolver projetos que permitam a produção e escoamento da produção em ambiente *offshore* de forma otimizada sob o ponto de vista técnico e econômico. Neste sentido, este trabalho tem como objetivo investigar numericamente o escoamento multifásico tipo *core-annular flow*, de óleos pesados e ultra-viscosos e água em *risers* submersos em forma de catenária, utilizando o método dos volumes finitos via software CFX-3D.

Metodologia

Modelagem matemática

Para descrever a hidrodinâmica do escoamento multifásico, as seguintes equações foram usadas (CFX Solver Theory, 2005):

- Equação da continuidade

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

- Equação da quantidade de Movimento

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial t}(f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha) + \nabla \cdot [f_\alpha (\rho_\alpha \vec{U}_\alpha \otimes \vec{U}_\alpha)] = & -f_\alpha \nabla p_\alpha + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \mu_\alpha [\nabla \vec{U}_\alpha + (\nabla \vec{U}_\alpha)^T] \right\} + \\ & + \sum_{\beta=1}^{N_p} (\Gamma_{\alpha\beta}^+ \vec{U}_\beta - \Gamma_{\beta\alpha}^+ \vec{U}_\alpha) + S_{M\alpha} + M_\alpha \end{aligned} \quad (2)$$

Os termos encontrados nas equações representam: α e β as fases envolvidas (água ou óleo), t é o tempo, f a fração volumétrica, ρ a densidade, $\vec{U}$ o vetor velocidade, N_p o número de fases envolvidas, p a pressão, μ a viscosidade. Além disso, o termo $S_{MS\alpha}$ descreve a fonte de massa específica utilizada, $\Gamma_{\alpha\beta}$ a taxa de fluxo de massa por unidade de volume da fase α para a fase β , $S_{M\alpha}$ as forças de momento devido às forças de corpo externas (força de empuxo e força rotacional), M_α as forças interfaciais agindo na fase α devido à presença de outras fases (força de arrasto, força *lift*, força de lubrificação na parede, força de massa virtual e força de dispersão turbulenta na interface) e o termo $\Gamma_{\alpha\beta}^+ \vec{U}_\beta - \Gamma_{\beta\alpha}^+ \vec{U}_\alpha$ representa a transferência de momento induzido pela transferência de massa na interface.

- Modelo de turbulência

O modelo de turbulência utilizado foi o modelo $k-\varepsilon$. No modelo $k-\varepsilon$, é assumido que os tensores de Reynolds são proporcionais aos gradientes de velocidade média, com a constante de proporcionalidade sendo caracterizada pela viscosidade turbulenta (idealização conhecida como hipótese de Boussinesq). A característica deste tipo de modelo é que duas equações de transporte modeladas, separadamente, são resolvidas para o comprimento turbulento e a escala de tempo ou para quaisquer duas combinações linearmente independentes delas. As equações de transporte para a energia cinética turbulenta, k , e a taxa de dissipação turbulenta, ε , são respectivamente:

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

$$\frac{\partial(\rho_\alpha f_\alpha \varepsilon_\alpha)}{\partial t} + \nabla \cdot \left\{ f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha \varepsilon_\alpha - \left(\mu + \frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon} \right) \nabla \varepsilon_\alpha \right\} = f_\alpha \frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha} (C_1 G_\alpha - C_2 \rho_\alpha \varepsilon_\alpha) \quad (4)$$

onde G_α é a geração de energia cinética turbulenta no interior da fase α , C_1 e C_2 são constantes empíricas e ainda nesta equação, ε_α corresponde a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase α e k_α a energia cinética turbulenta para a fase α , são definidas por:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_\mu q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad k_\alpha = \frac{q_\alpha^2}{2} \quad (5a-b)$$

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

$$c_\mu = 4c_\alpha^2 \quad (6)$$

onde c_α também é uma constante empírica. A viscosidade turbulenta $\mu_{t\alpha}$ é dada por:

$$\mu_{t\alpha} = c_\mu \rho_\alpha \frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \quad (7)$$

onde as constantes utilizadas nas equações anteriores são: $C_1 = 1,44$; $C_2 = 1,92$; $C_\mu = 0,09$; $\sigma_k = 1,0$; $\sigma_\varepsilon = 1,3$.

Visando simplificar o modelo e a solução das equações governantes, algumas considerações foram assumidas conforme Tabela 1.

Tabela.1. Considerações adotadas para a resolução das equações governantes.

Propriedades	Considerações
Escoamento	Bifásico (água-óleo), tridimensional, incompressível e isotérmico.
Propriedades termo-físicas	Constantes
Modelo de transferência de interface	Modelo de Mistura
Força de empuxo	Considerada
Critério de Convergência para a massa	10^{-7} kg/s
Esquema de Advecção	High resolution
Método de interpolação para pressão	Trilinear
Método de interpolação para velocidade	Trilinear
Força interfacial	Arraste

As seguintes condições de contorno foram utilizadas:

Para o óleo:

- $u = v = 0$ e $w = U_0$ em $z = 0$ para $\forall (x,y)$;
- $u = v = w = 0$ para $\forall (x,y,z) / x^2 + y^2 = r^2$, onde “r” representa o raio da tubulação.
- Regime de escoamento laminar.

Para a água:

- $u = v = 0$ e $w = U_w$ em $z = 0$ para $\forall (x,y)$;
- $u = v = w = 0$ para $\forall (x,y,z) / x^2 + y^2 = r^2$, onde “r” representa o raio da tubulação;
- Regime de escoamento turbulento.

Solução Numérica

A geração da malha e solução numérica, foi realizada através do software CFX[®] 3D. Um critério de convergência de 10^{-8} kg/s foi adotado para a massa. Além disso, os esquemas de advecção *high resolution* e de interpolação Trilinear para pressão e velocidade foram utilizados. As propriedades termofísicas e velocidades dos fluidos utilizados na simulação estão na Tabela 2.

Tabela 2: Propriedades termofísicas e velocidade da água e do óleo utilizado.

Fluido	Propriedades		Velocidade (m/s)	Coeficiente de arrasto	Tensão Superficial (N/m)
	Densidade (kg/m ³)	Viscosidade (Pa.s)			
Água	997	0,000889	1,65	0,44	0,062
Óleo	989	2,7	0,95		

Como condição inicial, foi adotado que todo o duto estava preenchido com água, com velocidade vetorial nula ($u_{\text{água}} = v_{\text{água}} = w_{\text{água}} = 0$ m/s).

Resultados e Discussões

A simulação foi desenvolvida no Laboratório Computacional de Térmica e Fluidos, do Departamento de Engenharia Mecânica, no Centro de Ciências e Tecnologia da Universidade Federal de Campina Grande. A máquina utilizada um Intel core 2 quad 2.40 GHz, 3,23 Gb RAM e HD de 320 Gb. A Figura 2 mostra a malha numérica obtida de uma catenária 15 metros e diâmetro menor ($D_i = 0,08001$ m), região por onde o óleo é injetado, e por um duto de diâmetro maior ($D_e = 0,0889$ m), onde a região anular ($D_e - D_i$) é a região de injeção de água. Essa disposição de entrada água-óleo faz com que a água forme um perfil anular ao longo da catenária, fazendo com que o óleo escoe pela parte central da tubulação. A malha não-estruturada gerada possui 196154 elementos.

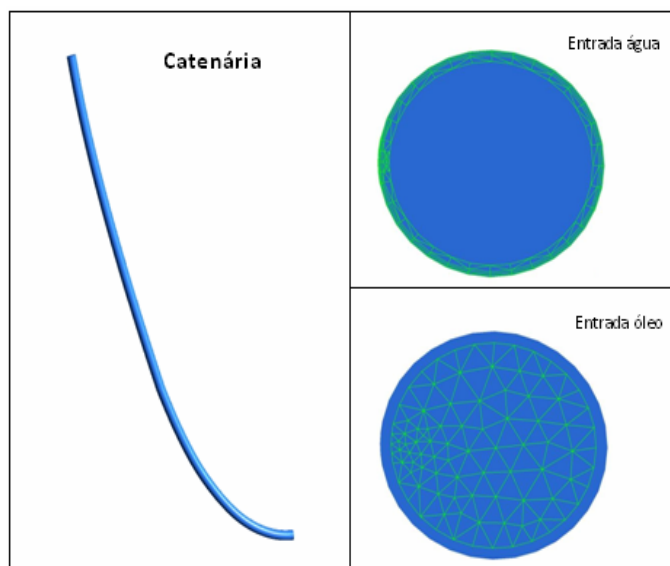


Figura 2: Malha criada no CFX.

A simulação foi realizada em regime transiente, com um tempo total de $t = 600$ s e um $\Delta t = 3,0$ s, contudo só serão apresentados os resultados em regime permanente. A Figura 3 mostra o campo de pressão ao longo do escoamento. Verifica-se que ocorre um decréscimo da pressão ao longo do escoamento, sendo a pressão máxima na entrada e mínima na saída. O diferencial de pressão necessário para deslocar o óleo e a água, considerando os efeitos da gravidade é $\Delta P = 88910$ Pa.

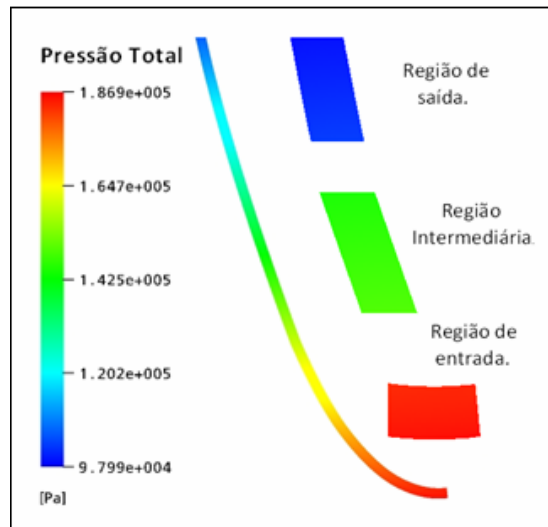


Figura 3. Distribuição de pressão ao longo do duto.

A Figura 4 mostra, respectivamente, as velocidades do óleo e da água ao longo do escoamento. Verifica-se que tanto para o óleo quanto para água, o perfil de velocidade é parabólico, possuindo velocidade zero na parede do duto e máxima no centro.

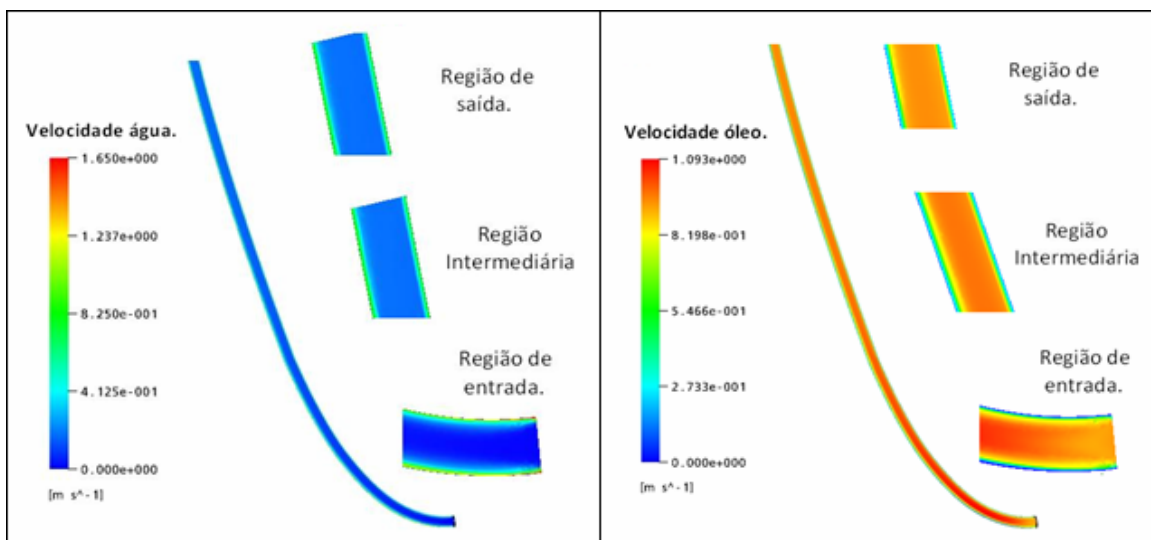


Figura 4: Velocidade da água e do óleo ao longo da catenária.

As Figuras 5 mostram as frações volumétricas do óleo e da água ao longo do duto. Verifica-se que no método *core flow*, o óleo escoo pelo centro do duto e a água próxima a parede da tubulação em forma anular. A simulação mostra que, mesmo com a presença da água, o óleo ainda entra em contato com a tubulação apresentando frações em torno de 0,16 de óleo para 0,84 de água, nessa região.

Uma forma de avaliar a eficiência da técnica *core flow* é comparar a perda de pressão no escoamento bifásico com a perda de pressão no escoamento monofásico da água. Outra forma de se avaliar a eficiência da técnica *core flow* é comparando-o com o escoamento monofásico do óleo.

Para determinar o fator de redução do gradiente de pressão (Ω) deve-se calcular a razão entre a perda de carga do escoamento monofásico do óleo com o escoamento *core flow*, expressa por:

$$\Omega = \frac{\Delta P_{\text{monofásico óleo}}}{\Delta P_{\text{coreflow}}} \quad (8)$$

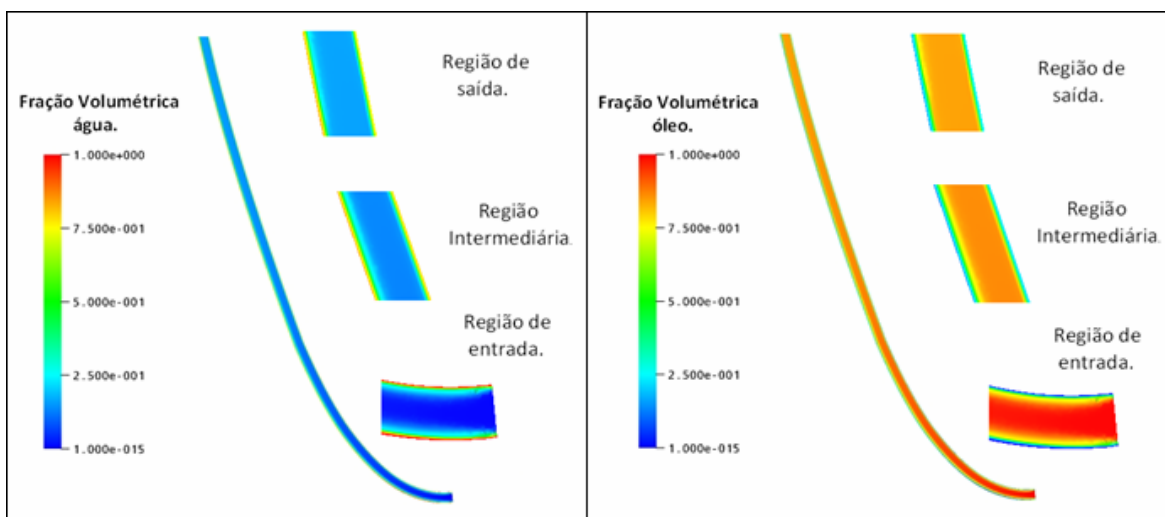


Figura 4: Fração volumétrica da água e do óleo respectivamente ao longo da catenária.

Utilizando a mesma malha e as mesmas condições de contorno do caso *core-flow*, encontram-se os valores referentes ao gradiente de pressão de um escoamento monofásico da água e do óleo. Na Tabela 3 tem-se os valores da queda pressão para cada tipo de escoamento:

Tabela 3: Perda de pressão para os diferentes escoamentos.

Escoamento	Queda de pressão (Pa)	Fator de redução (Ω)
<i>Core flow</i>	88910	10,56
Monofásico água	87624,1	
Monofásico óleo	939554	

Conclusões

A partir dos resultados obtidos, pode concluir que a técnica *core flow* assemelha-se com escoamento monofásico de água. Com isso, pode-se dizer que essa técnica é capaz de escoar óleo ultraviscoso com, aproximadamente, a mesma perda de carga de um escoamento com água. Comparando-se a técnica *core flow* com um escoamento monofásico do óleo, percebe-se uma redução de 10,72 vezes na perda de pressão devido à “lubrificação” promovida pela água.

Agradecimentos

A ANP/PRH-25, a FINEP, ao CNPq, a PETROBRAS S/A, a JBR Engenharia Ltda e a RPCMOD pelo suporte financeiro a esta pesquisa, e aos pesquisadores referenciados que com seus estudos ajudaram no melhoramento deste trabalho.

Referências bibliográficas

BANNWART, A. C. **Wavespeed and volumetric fraction in core-annular flow**. International Journal of Multiphase Flow, Vol. 24, p 961-974, 1998.

BARBOSA, A. **Efeitos Transientes na perda de carga no escoamento óleo pesado-água em regime anular em duto metálico**. 2004, Dissertação (Mestrado em Engenharia de Petróleo) – Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

BORDALO, S, N.; OLIVEIRA, R, C. **Escoamento bifásico óleo-água com precipitação de parafinas em dutos submarinos de produção de petróleo**. 4^o PDPETRO, Campinas, SP, Outubro 21-24, 2007.

CFX SOLVER THEORY. **Manual Ansys CFX 10.0**, ANSYS. 2005.

DAMACENA, Y. T. **Aplicando a técnica core flow no transporte de óleos pesados em dutos: um estudo numérico**. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Campina Grande, 2009.

OLIEMANS, R. V. A.; OOMS, G.; WU, H.L; DUIVESTIJN, A. **Core annular oil-water flow: the turbulent lubricating film model and measurements in a 5 cm pipe loop**. International Journal of Multiphase Flow, Vol. 13, n. 1, p. 23-31, 1987.

OOMS, G. **The hydrodynamic stability of core-annular flow of two ideal liquids**. Applied Science Research, Vol. 26, p.147-158, 1972.

PRADA, J.W.V.; BANNWART, A.C. **Core-flow lift: a new alternative for heavy-oil production**. Proceedings of the XV Brazilian Congress of Mechanical Engineering - COBEM'99, 10 p., CD-ROM, Aguas de Lindoia, 1999a.

PRADA, J.W. V.; BANNWART, A.C. **Pressure drop in vertical core-annular flow**. Proceedings of the XV Brazilian Congress of Mechanical Engineering - COBEM'99, 10 p., CD-ROM, Aguas de Lindoia, 1999b.

SILVA, R. C. R. **Alteração da molhabilidade de superfícies internas de tubulações utilizadas no transporte de óleos pesados via core-flow**. 2003, Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica)- Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP.

TREVISAN, F. E. **Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado água e ar**. Dissertação de mestrado. Universidade Estadual de Campinas, 2003.

BELÉM, E. Z. B. **Redução de atrito durante o transporte de óleos pesados em curvas**. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Mecânica). Universidade Federal de Campina Grande, 2009.