



II CONEPETRO

II CONGRESSO NACIONAL DE ENGENHARIA DE
PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS
IV WORKSHOP DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ESTUDO NUMÉRICO DO TRANSPORTE DE ÓLEO PESADO E GÁS LUBRIFICADOS POR ÁGUA EM ÓLEODUTO HORIZONTAL

Gutemberg Santiago de Araujo¹; Jéssica Lacerda de Oliveira²; Antônio Gilson Barbosa de Lima³;
Severino Rodrigues de Farias Neto⁴

¹Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
gutemberg.araujo91@gmail.com

²Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
jessicalacerda07@hotmail.com

³Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Mecânica –
antonio.gilson@ufcg.edu.com.br

⁴Universidade Federal de Campina Grande, Unidade Acadêmica de Engenharia Química –
severino.rodrigues@ufcg.edu.com.br

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 ANP, tendo densidade próxima a da água e 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 horizontal, com diâmetro de 0,15 metros e comprimento de 10 metros, onde uma mistura de óleo e gás escoam no núcleo da tubulação e água escoam 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. Atribuindo-se uma velocidade superficial de 2,6 m/s para a água e 1,8 m/s para o óleo. Observou-se uma perda de carga próxima a do escoamento monofásico de água e de cerca de 36 vezes menor que o obtido para o escoamento monofásico de óleo. Core-Flow, Escoamento Trifásico, Óleo Pesado, CFD.

1. INTRODUÇÃO

O petróleo como se conhece, pode ser definido como uma substância líquida de origem orgânica, gerada a milhares de anos a partir da deposição de matéria orgânica, associada às condições termo-químicas e geológicas favoráveis a sua formação. Pode ser encontrado em reservas ao redor do planeta, porém, se concentram em determinadas áreas que vieram a se tornar

grandes produtoras. Dentre elas, pode-se citar o Oriente Médio, onde estão localizadas as maiores reservas exploráveis e conhecidas do mundo. No Brasil as reservas vêm sendo exploradas tanto em terra (*onshore*), quanto em solos submarinos (*offshore*) e ganhando cada vez mais destaque, principalmente após as descobertas de reservatórios na região do pré-sal, que ficam localizados numa área que

www.conepetro.com.br

br

(83) 3322.3222

contato@conepetro.com.br

compreende a costa marítima do sudeste brasileiro.

Um reservatório de petróleo é basicamente uma rocha porosa ou fraturada o suficiente para que ocorra a circulação de fluido em seu interior, envolta por uma rocha impermeável que promove o acúmulo do óleo. Porém não acumulam apenas óleo, mas gás, água e outras substâncias em menores concentrações. Dito isto, e partindo do ponto que estes reservatórios estão a certa profundidade, é fácil presumir que o petróleo, e demais componentes, estão sob a ação de alta pressão e temperatura, promovendo a formação de uma mistura homogênea dessas substâncias nestas condições (condições de reservatório).

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 ($^{\circ}$ API). Quanto menor o grau API, maior a densidade do óleo, que classifica como leve óleo com $^{\circ}$ API maior que 30, médio entre 22 e 30, pesado entre 22 e 10

e extrapesado aquele com grau API menor que 10.

Com a crescente exploração de petróleo ao redor do mundo, e o desenvolvimento tecnológico, 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, incluindo a reserva do pré-sal, 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 Andrade, 2013], 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 escoar na presença de mais de uma fase, isto é, um escoamento multifásico, geralmente junto com 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, fazendo com que o óleo pesado seja envolvido por uma camada de água e escoe no centro do tubo sem tocar nas paredes internas do mesmo.

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 horizontais, o presente estudo tem como objetivo avaliar numericamente o escoamento isotérmico, trifásico (óleo pesado – gás – água), 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. METODOLOGIA

2.1. Descrição do problema

A tubulação utilizada como domínio de estudo possui 10 metros de comprimento, com diâmetro externo (Re) de 0,15 metros e diâmetro interno (Ri) de 0,14 metros (Figura 1). Esta geometria representa um trecho de um oleoduto horizontal que transfere óleo pesado do poço para a refinaria.

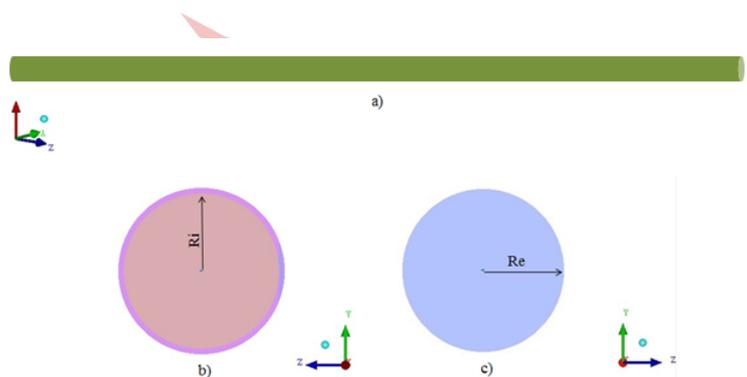


Figura 1: a) Geometria em vista isométrica; b) Detalhe na região de entrada; c) Detalhe na região de saída.

2.2. Domínio computacional

O domínio computacional é representado pela malha gerada contendo 500000 elementos e utilizada no presente estudo (Figura 2). Para se gerar esta malha foi necessário representar a geometria no software ANSYS ICEM CFD® com auxílio de pontos, previamente definidos, curvas e superfícies em um espaço tridimensional.

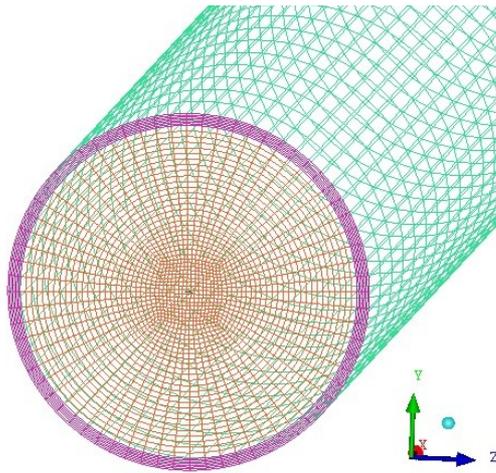


Figura 2: Detalhe na região de entrada da malha gerada.

2.3. 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 Release 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:

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

- Equação da Quantidade de Movimento:

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

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



2.4. 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:

$$Ri < r < Re, \text{ em } X=0$$

$$\begin{array}{l}
 v_w = 2,6 \text{ m/s} \\
 w_w = 0 \\
 v_o = v_o = w_o = 0 \\
 f_o = 0 \\
 f_w = 1
 \end{array}$$

Na seção referente à entrada de óleo e gás:

$$0 < r < Ri, \text{ em } X=0$$

$$\begin{array}{l}
 u_g = 1,8 \text{ m/s} \\
 v_o = w_o = v_g = w_g = 0 \\
 v_w = v_w = w_w = 0 \\
 f_o = 0,95 \\
 f_g = 0,05
 \end{array}$$

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

Na região de saída dos dutos, considerou-se a pressão média correspondente a 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 e que o escoamento está em regime permanente, ou seja, o tempo considerado é suficientemente grande com $t \gg \tau$.

2.2 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	Gás
		Pesado	
		o	
Densidade (kg/m ³)	997	989	0,77895
Viscosidade (Pa.s)	8,899x10 ⁻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. Resultados numéricos

As simulações do escoamento horizontal 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. Portanto, 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 horizontal).

3.2. Campos de pressão

Uma forma de avaliar como se dá a perda de carga ao longo do escoamento é através da análise dos campos de pressão. A Figura 3 apresenta a variação da pressão ao longo do escoamento em um dado instante do escoamento plenamente desenvolvido já em regime permanente.

Figura 3: Distribuição de pressão ao longo do escoamento em padrão core-flow

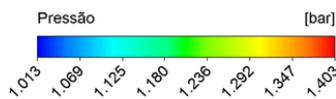
A queda de pressão ao longo do escoamento obtida numericamente foi 4733 Pa. A Tabela 2 faz um comparativo entre resultados obtidos analiticamente por meio das equações, disponíveis em Fox e McDonald [2001], para escoamentos monofásicos de óleo e de água na mesma condição de velocidade superficial adotada para o caso core-flow ($u_o = 1,8$ m/s e $u_w = 2,6$ m/s).

Tabela 2: Queda de pressão para escoamentos monofásicos de óleo e água e escoamento Core-Flow.

Caso	ΔP (Pa)
Monofásico Água	2630
Monofásico Óleo	169812
Core-Flow	4733

É possível observar na Tabela 2 que o escoamento do tipo core-flow apresenta uma redução, na perda de pressão, de 36 vezes, quando comparado ao escoamento monofásico de óleo e que este mesmo valor segue próximo ao obtido analiticamente para o escoamento monofásico de água, provando a eficiência do padrão de escoamento estudado.

3.3. Campo de frações volumétricas



A Figura 4 apresenta os campos de fração volumétrica obtidos, de modo que é observada a manutenção do padrão de escoamento ao longo do duto, bem como a excentricidade do núcleo de óleo em relação ao eixo central do duto, devido a presença do gás que reduz a densidade da mistura presente no núcleo. Resultado similar ao reportado por Andrade [2013].

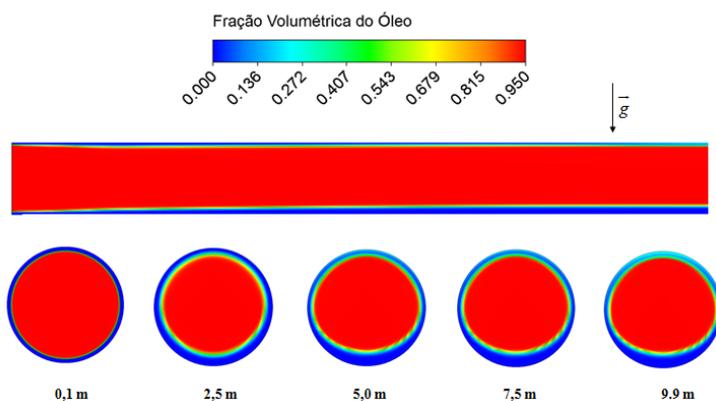


Figura 4: Campos de fração volumétrica ao longo escoamento em padrão core-flow

Em seus estudos, Nunes [2012] propõe a injeção de frações de gás junto com a água injetada no espaço anular, de modo a equilibrar as densidades e promover a redução da excentricidade da mistura no núcleo do duto.

4. CONCLUSÕES

A partir dos estudos realizados, foi observada a presença do filme de água junto à parede do duto, o que caracteriza a ocorrência do padrão de escoamento *Core-Flow* para as condições de contorno adotadas, de modo que o escoamento da mistura presente no núcleo apresentou uma excentricidade em relação ao eixo central do duto.

A adoção do padrão de escoamento anular permitiu uma redução da perda de pressão de 36 vezes em relação ao transporte monofásico de óleo. No entanto, quando comparada à perda de carga entre o escoamento trifásico e o escoamento monofásico de água, observaram-se valores bastante próximos, comprovando a eficiência da adoção do padrão de escoamento *Core-Flow* para o transporte de óleo pesado em oleodutos horizontais.

5. AGRADECIMENTOS

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

6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANSYS, *CFX-Theory Manual*, 2009.

ANDRADE, T. H. F., *Transporte de Óleos Pesados e Ultraviscosos Via Core-Flow: Aspectos Geométricos e Termofluidodinâmicos*, Tese de Doutorado, 2013, Universidade Federal de Campina Grande, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos. Campina Grande – PB.

ARAÚJO, G. S. *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, 2015. Curitiba - PR.

BANNWART, A. C., 2001, *Modeling Aspects of Oil-Water Core-annular-flows*. Journal of Petroleum Science and Engineering, v.32, n.2, pp.127-143.

FOX, R. W.; MCDONALD, A. T. *Introdução à Mecânica dos Fluidos*. LTC, 2001.

NUNES, F. C. B., *Modelagem e Simulação de escoamento Anular de Água – Óleo Pesado – Ar em Dutos Horizontais*, Tese de Doutorado, 2012, Universidade Federal de Campina Grande. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Processos. Campina Grande – PB.

JOSEPH, D. D., BAI, R., CHEN, K. P., RENARDY, Y. Y., 1997, *Core-annular flows*. Annual Reviews of Fluid Mechanics, vol. 29, N° 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. *Padrões de fluxo e perda de carga em escoamento trifásico horizontal de óleo pesado, água e ar*, Dissertação de Mestrado, 2003, Universidade Estadual de Campinas, Campinas. Programa de Pós-Graduação em Ciências e Engenharia de Petróleo. Campinas – SP.

