# ESTUDO NUMÉRICO DO ESCOAMENTO BIFÁSICO ÓLEO-ÁGUA, APLICADO EM DUTO HORIZONTAL UTILIZANDO A TÉCNICA "*CORE ANNULAR FLOW*"

Priscila Farias Nilo [(1)] (cilanilo@gmail.com), Gilberto Augusto Amado Moreira [(2)] (gilberto@cear.ufpb.br), Ana Caroline Romão Ferreira Feitosa[(4)] (ana.feitosa@academico.ufpb.br), Paulo Franklin Tavares Santos [(5)] (p.franklintavares@gmail.com)

[(1)] Universidade Federal da Paraíba; Departamento de Engenharia Mecânica.
[(2)] Universidade Federal da Paraíba; Departamento de Engenharia de Energias Renováveis.
[(3)] Universidade Federal da Paraíba; Departamento de Engenharia Mecânica.
[(4)] Universidade Federal da Paraíba; Departamento de Engenharia Mecânica.

**RESUMO:** O transporte de óleo pesado é um dos principais desafios tecnológicos para a indústria petrolífera no mundo, o que se explica pela elevada perda de carga causada pelo atrito entre o óleo e a parede da tubulação. Dessa forma, o presente trabalho apresenta um estudo numérico para o transporte de água e óleo pesado em dutos horizontais com um medidor por Bocal, empregando a técnica *core anular flow* utilizando o *software* comercial ANSYS CFX 15.0. O modelo matemático multifásico de mistura foi usado para o escoamento bifásico água-óleo, 3D, transiente, isotérmico, com o óleo escoando em regime laminar e água em regime turbulento, em que foi escolhido o modelo de turbulência k – ε. Nesta perspectiva, a velocidade, a queda de pressão e a fração volumétrica para cada fase são analisados nos resultados. Foi observado a água envolvendo o núcleo de óleo que escoa na região central da tubulação, reproduzindo o escoamento *core flow*, o que acarretou uma redução na queda de pressão.

**PALAVRAS-CHAVE:** Óleo Pesado, *Core-flow*, Queda de Pressão, Medidor por Bocal.

# NUMERICAL STUDY OF OIL–WATER TWO-PHASE FLOW, IN A HORIZONTAL PIPELINE USING THE CORE-ANNULAR FLOW TECHNIQUE

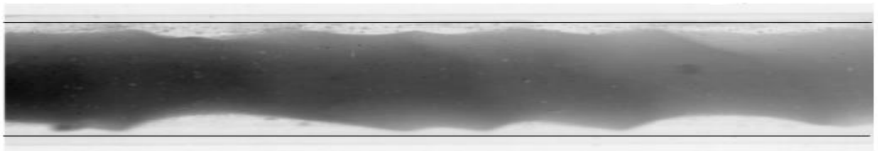
**ABSTRACT:** The transportation of heavy oil is one of the main technological challenges for the global oil industry, primarily due to the high pressure drop caused by friction between the oil and the pipe wall. This study presents a numerical analysis of the transport of water and heavy oil in horizontal pipelines equipped with an orifice meter, employing the core-annular flow technique using the commercial software ANSYS CFX 15.0. The multiphase mixture model was applied to simulate the three-dimensional, transient, isothermal, two-phase (water-oil) flow, with oil flowing in a laminar regime and water in a turbulent regime, for which the k–ε turbulence model was adopted.

**KEYWORDS:** *Heavy Oil, Core-flow, Pressure Drop, Orifice Flow Meter.*

## 1. INTRODUÇÃO

Os óleos pesados, apresentam alta viscosidade, com maior resistência viscosa ao escoamento. Dessa forma, requer uma potência de bombeamento maior para realização de transporte, ocasionando um maior custo operacional. Para solucionar esse problema, procurando minimizar os custos, surge a técnica de escoamento *Core Annular Flow* (CAF), definida como a injeção de água e óleo ao mesmo tempo, em um duto, proporcionando o envolvimento do óleo pesado por uma camada de água, fazendo com que o óleo escoe no centro do duto sem atingir a parede. Esta técnica não modifica a viscosidade do óleo, porém transforma o padrão de escoamento, e reduz o atrito no transporte do óleo pesado (Oliveira *et al*. 2022).

FIGURA 1. Esquema do Escoamento Core Annular Flow.



**Fonte:** Housz *et al.* (2017)

A técnica CAF é de suma importância industrial, pois os estudos experimentais, numéricos e analíticos têm sido relatados em diferentes aspectos (Ghosh *et al*. 2010). Para um *core anular flow* horizontal, na literatura são apresentados estudos relatados por Charles *et al*. 1961; Arney *et al*. 1993; Ooms *et al*. 1983; Strazza e Pietro, 2012; Kaushik *et al.* 2012. Em relação ao CAF vertical, são várias pesquisas como: Prada e Bannwart, 2001; Ghosh *et al*. 2012; Gupta *et. al*. 2016.

Charles *et al*. 1961, estudaram o escoamento horizontal de água e óleo com densidades iguais, analisando diferentes tipos de padrões dependendo das velocidades superficiais da água e do óleo, concluindo que a adição de água ao escoamento de óleo diminui a perda de carga, sendo o escoamento anular o padrão que apresenta maior redução no gradiente de pressão, garantindo um interesse quando se trata do transporte de óleo com alta viscosidade.

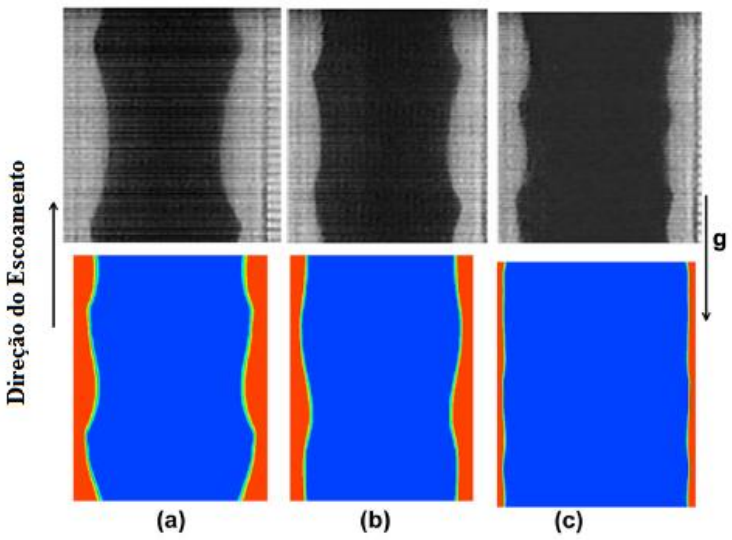
No escoamento de dois líquidos imiscíveis, o líquido de menor viscosidade (água) se encontra na região de deformação (paredes da tubulação) lubrificando o escoamento do óleo, e assim, possibilitando seu transporte com menor perda de carga. Este fato torna atrativo a aplicação desta técnica não apenas na área de transporte, como também na área de elevação de óleos pesados e ultraviscosos (Prada e Bannwart, 1999). A desvantagem ocorre quando o óleo atinge a parede interna da tubulação, onde ocorre o aumento da pressão, o que poderá causar acidentes (Andrade *et al.* 2013). Como a densidade do óleo é menor do que a da água, o núcleo tende a subir e tocar a parte superior da parede da tubulação, contudo, durante experiências foi confirmado que a velocidade do

núcleo é alta o suficiente para que isso não aconteça. As forças hidrodinâmicas são exercidas no núcleo, o que contrabalanceia as forças devido a diferença de densidade entre a água e o óleo (Ooms *et al.* 2012).

Alguns modelos teóricos são destacados para o escoamento em tubulações horizontais através do escoamento anular, tais como: o núcleo (óleo) escoa em regime laminar, lubrificado pela água que escoa também em regime laminar e o outro o núcleo escoa em regime laminar e a água em regime turbulento. Salientando a existência de duas possibilidades como o núcleo (óleo) escoar concêntrica ou excêntrica na tubulação (Prada, 1999).

Gupta *et.al* 2016, estudaram o padrão CAF de óleo-água, laminar-laminar, em um tubo de raio 14,2 mm, sob três condições: escoamento vertical ascendente, vertical descendente e por último sem considerar os efeitos da gravidade. Os autores modelaram as condições de escoamento correspondentes às experiências realizadas por Rodriguez e Bannwart, 2006. Ambas as simulações em *Computational Fluid Dynamics* (CFD) e experimentos mostraram que para um escoamento vertical ascendente a amplitude de onda foi reduzida com o aumento da taxa de fluxo de óleo e com a taxa de fluxo de água constante. Para o caso em que se desconsidera a força gravitacional os resultados corresponderam com a solução analítica, isso para um escoamento anular plenamente desenvolvido. Para o escoamento vertical ascendente, as ondas "dentes de serra" são observadas na interface. Na Figura 2 apresenta-se a comparação das ondas interfaciais obtidas a partir dos experimentos realizados por Rodrigues e Bannwart, 2006 e Simulações em CFD (água em vermelho e óleo azul) para escoamento anular de óleo-água verticalmente ascendente para $U_w = 0{,}058\,m/s$ e $U_o = (a)0{,}21\,m/s$, (b) 0,37 m/s, (c) 0,61 m/s.

FIGURA 2. Escoamento anular de óleo-água verticalmente ascendente.




Fonte: Adaptado de Gupta *et.al* 2016.

Uma das causas de instabilidade no escoamento anular é a viscosidade, bem como a estratificação causada pela diferença de densidade dos dois líquidos imiscíveis, que escoam ao mesmo tempo em uma tubulação. Vários pesquisadores têm investigado a instabilidade da estratificação causada pela viscosidade no escoamento *Coutee* (completamente desenvolvido) e no escoamento *Poiseuille* (pistonado) (Ghosh *et al.* 2009).

Ghosh *et al*. 2009, analisaram o escoamento anular de forma geral, apresentando vários modelos para determinar a queda de pressão, fração volumétrica, parâmetros de operação e o efeito da geometria no escoamento. Logo, conclui-se que uma boa escolha dos parâmetros para o uso da CAF pode reduzir o custo de energia, favorecendo o transporte de petróleo.

Estudos numéricos e experimentais são encontrados na literatura voltados ao comportamento de sub-padrões da CAF, denominados de *perfect core anular flow* (PCAF) e *wave core anular flow* (WCAF) (Andrade, 2013).

Hernández *et al.* 2016, analisaram a influência de um bocal na formação do fluxo core anular como PCAF, em um tubo horizontal usando simulação CFD com o modelo de turbulência k-ε. Inicialmente o estudo procurou analisar a descarga do bocal para o fluxo do núcleo e durante a junção dos fluidos. Daí, a formação e evolução das estruturas interfaciais a partir do bocal foram analisadas e comparadas com os padrões de fluxo de acordo com trabalhos presentes na literatura. A técnica CFD utilizada pode prever em curto espaço de tempo a forma dos efeitos de excentricidade do núcleo, pressão e da energia cinética de turbulência da descarga do bocal durante a formação da CAF.

Dehkordi *et al.* 2017, estudaram os padrões de escoamento CAF de água e óleo altamente viscoso através de um Bocal e um medidor Venturi em um tubo horizontal de 40 mm, utilizando o modelo VOF com o ANSYS FLUENT 16.2, dois modelos de turbulência foram usados: *k-ε* e (SST) *k-w.* O objetivo da pesquisa foi avaliar se a CFD é uma ferramenta confiável para investigar o comportamento de água e óleo altamente viscoso nos dispositivos de medição, validando através de uma comparação com dados experimentais. Dessa forma, foram investigados a queda de pressão, a velocidade e a fração volumétrica no escoamento anular. Os autores concluíram que a CFD disponibiliza informações valiosas quando se trata do escoamento de misturas de óleo-água nesses dispositivos.

Li *et al*. 2024, estudaram o ínicio das ondas, crescimento e saturação na interface água-óleo no fluxo CAF, usando simulações numéricas. Analisaram as condições com um anel de água em regime turbulento e também laminar. Os resultados das simulações são comparados com a parte experimental, realizada em laboratório. Usaram Navier-Stokes (2D) axisimétricas com o modelo k–ε de Launder–Sharma para baixos números de Reynolds. Foi observado o comprimento de onda mais instável para o anel de água turbulento, revelando que a taxa máxima de crescimento de ondas é maior do anel turbulento do que no caso laminar. Dessa forma, a instabilidade do comprimento de

onda nas simulações foi aproximadamente 25% menor do que no experimental. A amplitude das ondas, foi 17% menor do que no experimento.

Nesta perspectiva, o presente trabalho tem como objetivo a utilização da Fluidodinâmica Computacional para analisar numericamente o Escoamento Bifásico de Óleo-Água, aplicado em dutos petrolíferos horizontais com medidor de escoamento por bocal, usando a técnica "*Core Flow*".

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

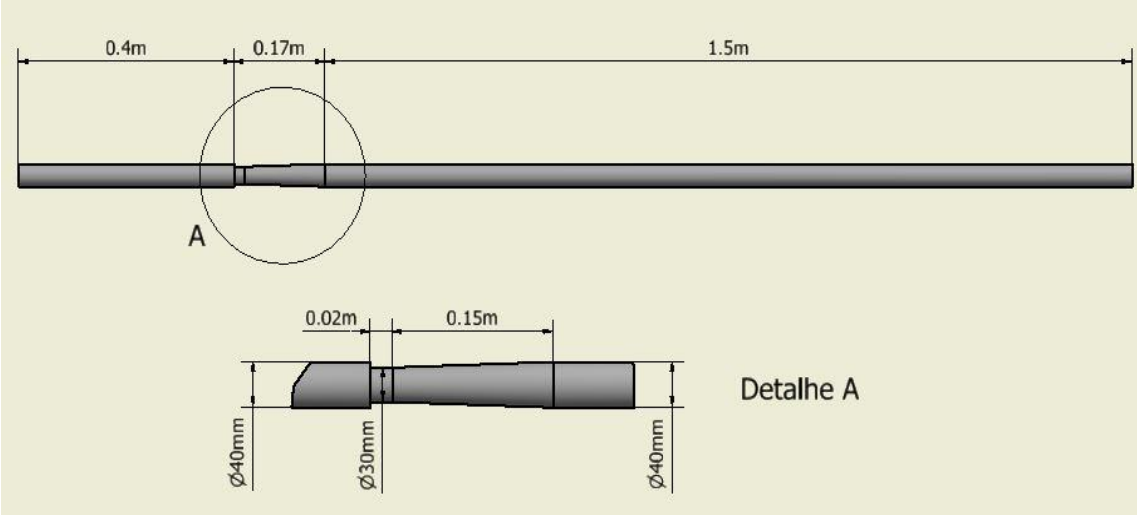
O problema físico trata-se de uma tubulação com um medidor de escoamento por bocal posicionado horizontalmente, utilizado por Dehkordi *et al*. 2017, ver Figura 3, com 2,070 m de comprimento, seção circular de 40mm de diâmetro e uma seção de estrangulamento de 30mm. Para a investigação do escoamento isotérmico de óleo pesado e água, o diâmetro de entrada de água é igual a 14 mm e o diâmetro referente a entrada de óleo é igual a 26 mm. Os fluidos apresentam as seguintes propriedades, ver Tabela 1:

**TABELA 1**. Propriedades físico-químicas das fases utilizadas nas simulações no presente trabalho.

| Propriedades Físicas | Água | Óleo Pesado |
|---|---|---|
| Massa Específica (kg/$m^3$) | 998 | 910 |
| Viscosidade Dinâmica (Pa.s) | $1{,}026x10^{-3}$ | 0,9 |
| Tensão Superficial (N/m) | 0,072 | |

**Fonte:** Autor (2025)

**FIGURA 3.** Tubulação Horizontal com 40 mm de diâmetro (medidor de escoamento por bocal)




**Fonte:** Autor (2025)

Neste trabalho foi utilizado o pacote comercial ANSYS CFX versão 15.0, do qual possui um conjunto de softwares que possibilita a elaboração de um problema de CFD (Computational Fluid Dynamics).

Para o problema cada fase possui um campo de velocidade distintos. Estes campos são obtidos através da solução das equações da continuidade e da quantidade de movimento para cada fase. A Equação que descreve a conservação de massa para o escoamento multifásico para a fase α é dada por:

$$\frac{\partial}{\partial t}(f_\alpha \rho_\alpha) + \nabla \bullet \left(f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha\right) = \sum_{\beta=1}^{N_P} \Gamma_{\alpha\beta} + S_{MS\alpha} \qquad (1)$$

Onde: $f_\alpha$ é a fração volumétrica, $\rho_\alpha$ a massa específica, $\vec{U}_\alpha$ é o vetor velocidade. Os termos $\Gamma_{\alpha\beta}$ é o fluxo mássico interfacial por unidade de volume e $S_{MS\alpha}$ representa possíveis fontes de massa, no caso de não ser levada em consideração, temos:

$$S_{MS\alpha} = 0 \qquad (2)$$

O subscrito α ou β, representam a fase contínua ou a fase dispersa; αβ ou βα representam a interação entre as fases α e β junto à interface.

As equações de transporte de quantidade de movimento para a fase α são dadas por:

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(f_\alpha \rho_\alpha \vec{U}_\alpha\right) + \nabla \bullet [(f_\alpha(\rho_\alpha \overline{U}_\alpha \otimes \overline{U}_\alpha)] = -f_\alpha \nabla P_\alpha + \nabla \bullet \{(f_\alpha\,(\tau_\alpha + \tau_\alpha^{turb} + \tau_S)\} + \sum_{\beta=1}^{N_P}(\Gamma^+{}_{\alpha\beta}\,\vec{U}_\beta - \Gamma^+{}_{\beta\alpha}\vec{U}_\alpha) + \vec{S}_{M\alpha} + \vec{M}_\alpha \qquad (3)$$

Onde o sub-índice α indica a fase no escoamento multifásico, $f$,$\rho$,$\mu$ e $\vec{U}$ são, respectivamente, fração volumétrica, densidade, viscosidade dinâmica e o vetor velocidade, P é a pressão. $\vec{S}_{M\alpha}$ representa o termo das forças externas que atuam sobre o sistema por unidade de volume e $\vec{M}_\alpha$ é a força interfacial total que age entre as duas fases. $\Gamma^+_{\alpha\beta}$ corresponde à taxa de fluxo mássico por unidade de volume da fase β para a fase α vice-versa, $\tau_\alpha$ e $\tau_\alpha^{turb}$ correspondem respectivamente às tensões viscosas e às tensões turbulentas de Reynolds, $\tau_S$ corresponde a tensão da fase sólida, $\vec{M}_\alpha$ é a força interfacial total que age entre as duas fases, $\sum_{\beta=1}^{N_P}(\Gamma^+{}_{\alpha\beta}\,\vec{U}_\beta - \Gamma^+{}_{\beta\alpha}\vec{U}_\alpha)$ representa a transferência de momento induzida pela transferência de massa interfacial.

## 2.1 Condições Iniciais e de Fronteira

Foi considerado que a tubulação inicialmente estava cheia com água. Na seção anular referente à entrada de água foi adotado um valor prescrito e não nulo para a componente de velocidade axial e a fração volumétrica de água na direção z e nulo para as outras componentes nas direções *r* e $\vartheta$, ou seja:

$$R-\Delta r<r<R\Rightarrow\begin{cases}u_{z,A}=u_A\\ f_A=1,0\\ u_{z,o}=f_o=0\end{cases} \quad (4)$$

onde R é o raio da respectiva tubulação e r é o raio do núcleo de óleo.

Na seção de entrada de óleo, foi considerada uma velocidade $U_o$ não nula e uma fração volumétrica do óleo de $f_o = 1{,}0$ na direção *z* e nulo para as componentes nas direções *r* e $\vartheta$. Dessa forma, considere as seguintes condições:

$$0<r<R-\Delta r\Rightarrow\begin{cases}u_{z,o}=u_o\\ f_o=1,0\\ u_{r,o}=u_{r,A}=u_{z,A}=f_A=0\end{cases} \quad (5)$$

Onde R é o raio das respectivas tubulações e r é o raio do núcleo de óleo.

Com relação as paredes da tubulação foi considerado a condição de não-deslizamento, portanto:

$$u_{r,A}=u_{\theta,A}=u_{z,A}=0$$
$$u_{r,o}=u_{\theta,o}=u_{z,o}=0 \quad (6)$$

Na seção de saída foi prescrito uma pressão estática constante de P = 86126,25Pa.

## 2.2 Modelo de Turbulência.

O modelo de turbulência adotado neste trabalho foi o *k-ε* padrão. É um modelo de viscosidade turbulenta onde os tensores de Reynolds são proporcionais aos gradientes de velocidade média. São duas equações de transporte resolvidas para o comprimento turbulento e a escala de tempo ou para quaisquer duas combinações linearmente independentes dessas equações. Sendo *k* a energia cinética turbulenta, definida como a variância das flutuações na velocidade; ε é a taxa de dissipação turbulenta, que é a taxa pela qual as flutuações de velocidade se dissipam.

I. Equação da Energia Cinética Turbulenta:

$$\frac{\partial\left(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha\right)}{\partial t}+\nabla\bullet\left\{f_\alpha\left[\rho_\alpha\vec{U}_\alpha k_\alpha-\left(\mu+\frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon}\right)\nabla k_\alpha\right]\right\}=f_\alpha\left(G_\alpha-\rho_\alpha\varepsilon_\alpha\right) \quad (7)$$

II. Equação da taxa de dissipação turbulenta:

$$\frac{\partial\left(\rho_\alpha f_\alpha k_\alpha\right)}{\partial t}+\nabla\bullet\left\{f_\alpha\rho_\alpha\vec{U}_\alpha\varepsilon_\alpha-\left(\mu+\frac{\mu_{t\alpha}}{\sigma_\varepsilon}\right)\nabla\varepsilon_\alpha\right\}=f_\alpha\frac{\varepsilon_\alpha}{k_\alpha}\left(C_1G_\alpha-C_2\rho_\alpha\varepsilon_\alpha\right) \quad (8)$$

onde: $G_\alpha$ é geração de energia cinética turbulenta no interior da fase α;

$\varepsilon_\alpha$ é a taxa de dissipação de energia cinética turbulenta da fase α, dada por:

$$\varepsilon_\alpha = \frac{c_\mu q_\alpha^3}{l_\alpha} \quad (9)$$

$k_\alpha$ é a energia cinética turbulenta da fase α, dada pela seguinte expressão:

$$k_\alpha = \frac{q_\alpha^2}{2} \quad (10)$$

Sendo:

$l_\alpha$ o comprimento de escala espacial, $q_\alpha$ a escala de velocidade, $c_\mu$ é uma constante empírica dada pela seguinte expressão:

$$c_\mu = 4c_\alpha^2 \quad (11)$$

$\mu_{t\alpha}$ é a viscosidade turbulenta, dada por:

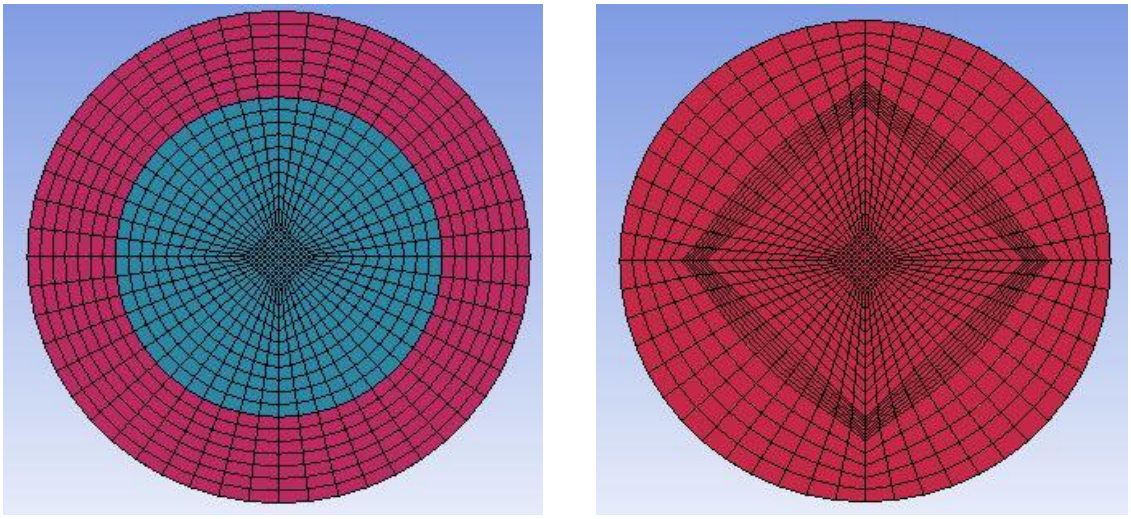
$$\mu_{t\alpha} = c_\mu \rho_\alpha \frac{k_\alpha^2}{\varepsilon_\alpha} \quad (12)$$

Dessa forma, as constantes adotadas neste trabalho são: $C_1 = 1.44; C_2 = 1.92; C_\mu = 0.09; \sigma_k = 1.0 e \sigma_\varepsilon = 1.3.$

## 2.3 Domínio Computacional

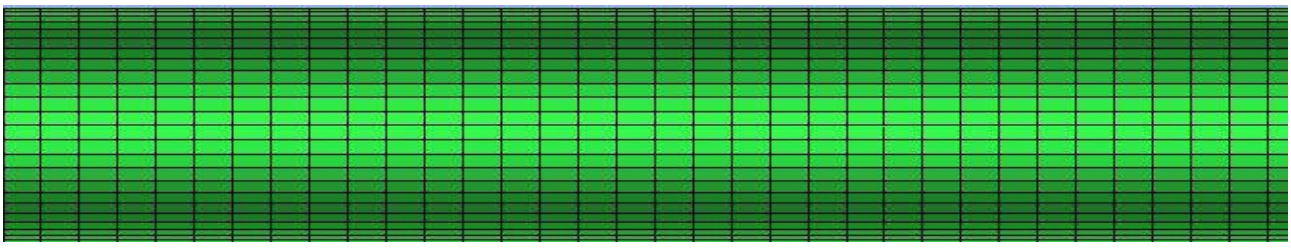
O domínio computacional é representado pela malha do tubo, Figura 4 e 5. Para geração da malha foi necessário representar a geometria no ICEM-CFD 15.0 pois a garantia de uma grande opção de criação de geometrias estruturadas e não estruturadas com auxílio de pontos, previamente definidos, curvas e superfícies em um espaço tridimensional, é obtida.

FIGURA 4. Representação da malha na região de entrada de água e óleo pesado (a) e na região de saída (b) do duto horizontal.



**Fonte:** Autor (2025)

FIGURA 5: Detalhe externo da malha na região da parede do duto horizontal.

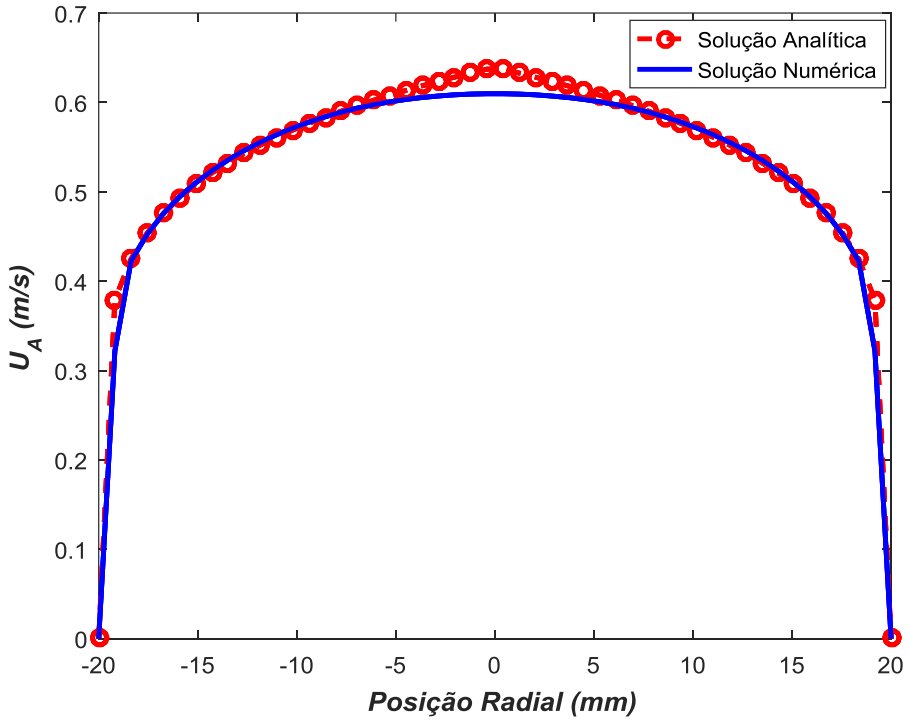


**Fonte:** Autor (2025)

## 3. RESULTADOS

Na Figura 6 apresenta-se o perfil de velocidade do escoamento monofásico de água em função da posição radial na posição longitudinal igual z = 1 m da entrada, obtida numericamente com aquela obtida via solução analítica disponibilizada na literatura, verificando uma concordância entre os resultados analíticos e numéricos. Dessa forma, foram determinados o comprimento hidrodinâmico $L_e = 0{,}0308m$ para o escoamento da fase óleo e $L_e = 0{,}9792m$ para o escoamento da fase água, mostrando que todo escoamento está na região hidrodinamicamente completamente desenvolvido.

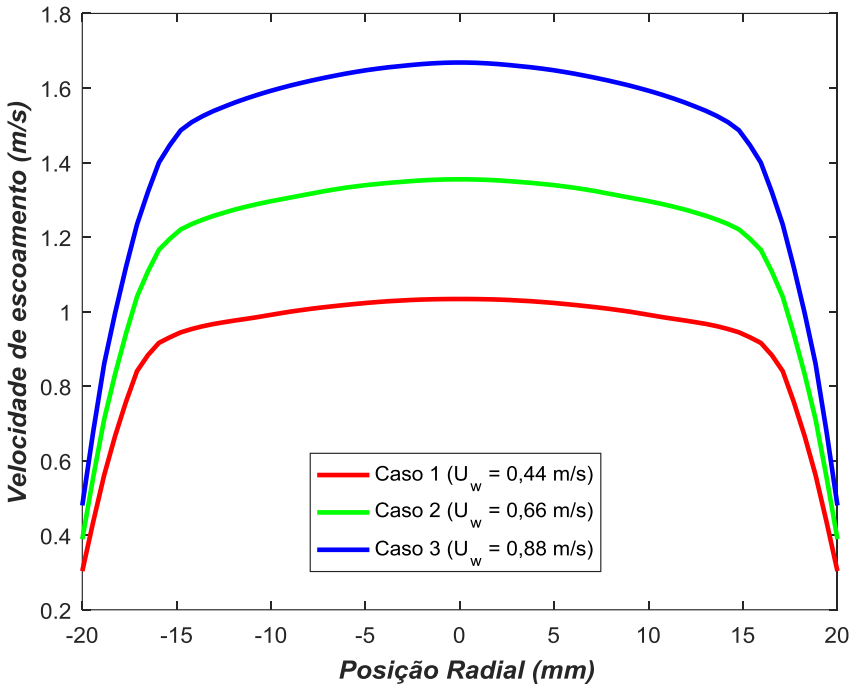
**FIGURA 6.** Perfil de velocidade numérico e analítico da água para $U_A = 0.88\,m/s$ (regime turbulento)




**Fonte:** Autor (2025)

Na Figura 7 observa-se que à medida que a velocidade superficial da água aumenta de $U_w$ =0,44m/s para $U_w$ =0,88m/s, a velocidade de escoamento próximo à saída do duto é maior no centro, e nas paredes a velocidade é nula, comportamento semelhante foi observado no trabalho de Ghosh, Das e Das (2010). Para as condições de escoamento neste trabalho, não foram observadas a formação de ondulações, visto que, isto ocorre quando maiores gradientes de velocidades na interface fazem com que essa região seja perturbada.

FIGURA 7. Perfil de Velocidade para $U_o = 0{,}45\ m/s$.

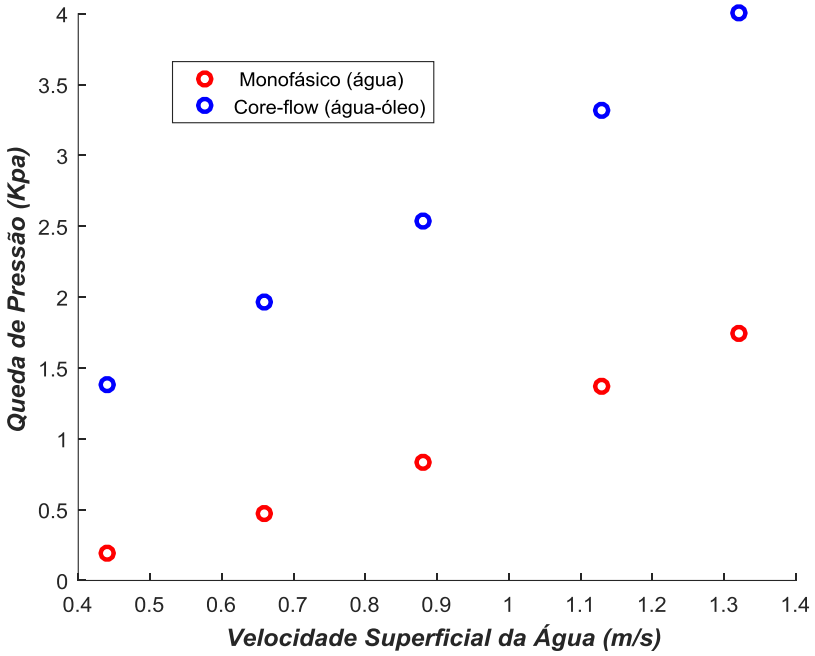



Fonte: Autor (2025)

As Figuras 8 e 9 apontam a diferença entre a queda de pressão do escoamento monofásico da água e do óleo pesado e a queda de pressão usando a técnica CAF. Com a utilização da CAF a queda de pressão reduziu significativamente quando comparada com o escoamento monofásico do óleo pesado, ou seja, $\Delta P = 25300Pa$ (monofásico óleo) para $\Delta P = 4000Pa$ (CAF). O aumento da queda de pressão (monofásico óleo) é causado pelo contato do óleo com a parede do duto, visto que, a viscosidade do óleo é maior do que a da água. Este comportamento da queda de pressão também é observado por Bannwart (2001), Triphati *et al*. (2015). Andrade (2013) em sua pesquisa afirma que com a técnica CAF a redução na queda de pressão foi de aproximadamente 90%, apresentando para o escoamento com apenas óleo um $\Delta P = 52200Pa$ e para o uso da CAF um $\Delta P = 4826Pa$, dessa forma, os resultados numéricos demonstraram que o escoamento de óleo no duto apresentou uma queda de pressão de aproximadamente 10 vezes superior à queda de pressão quando foi utilizado a técnica CAF.

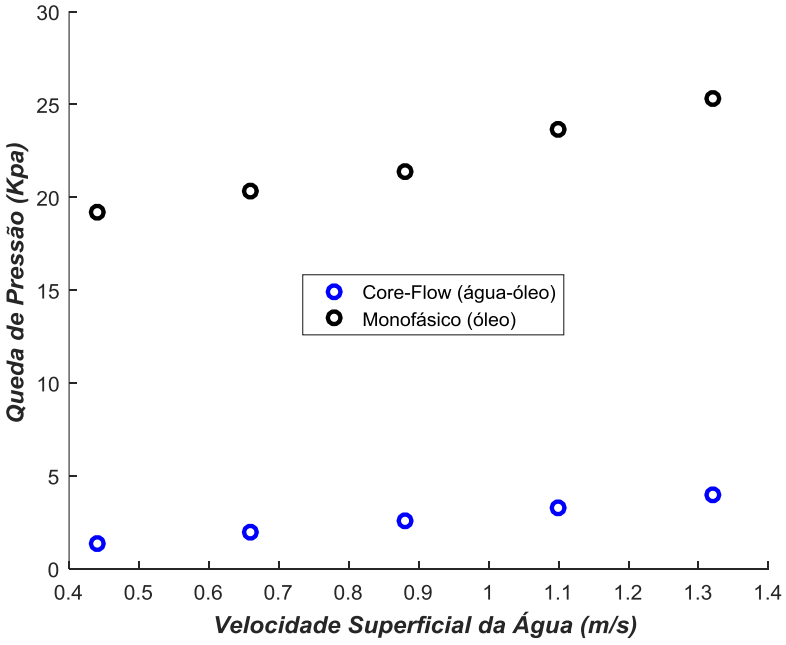
Neste trabalho foi observado o escoamento monofásico de água, e pode-se afirmar que a queda de pressão utilizando a CAF se aproxima da queda de pressão monofásica da água, que foi de $\Delta P = 1745Pa$.

FIGURA 8. Comparação da queda de pressão entre o escoamento monofásico da água e o escoamento anular (água-óleo) no Bocal.




Fonte: Autor (2025)

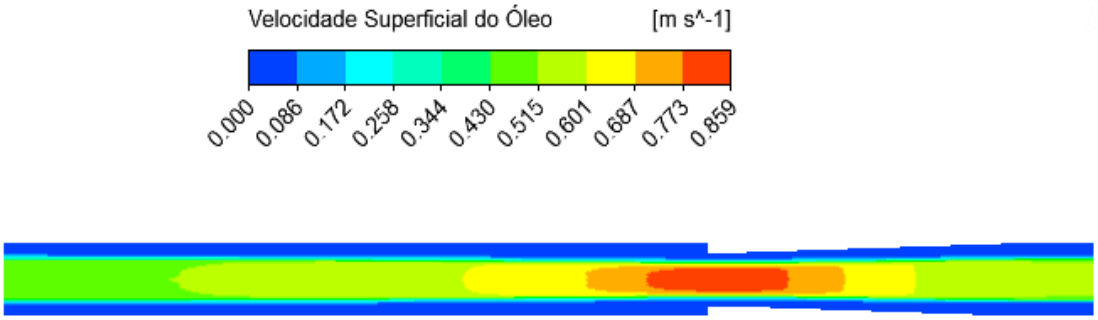
FIGURA 9. Comparação da queda de pressão entre o escoamento monofásico do óleo pesado e o escoamento anular (água-óleo) no Bocal.




Fonte: Autor (2025)

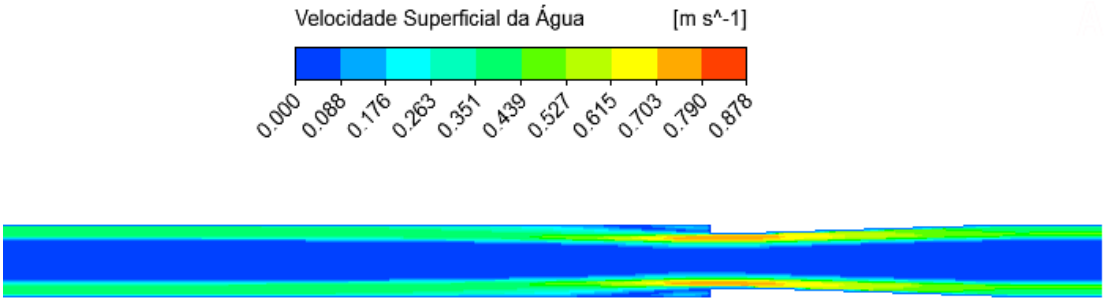
As Figuras 10 e 11 apresentam a velocidade superficial do óleo pesado na posição $z = 1{,}450m$ da entrada do duto e próximo ao Bocal, onde o campo de velocidade superficial nas paredes do duto é nula, e aumenta quando a fração volumétrica do óleo tende ao centro do duto, aumentando significativamente no Bocal, comportamento esperado. No caso da velocidade superficial da água, acontece o oposto, aumenta à medida que se afasta do centro do duto.

FIGURA 10. Campo de Velocidade Superficial do Óleo Pesado na posição $z = 1{,}450m$ da entrada do duto.




Fonte: Autor (2025)

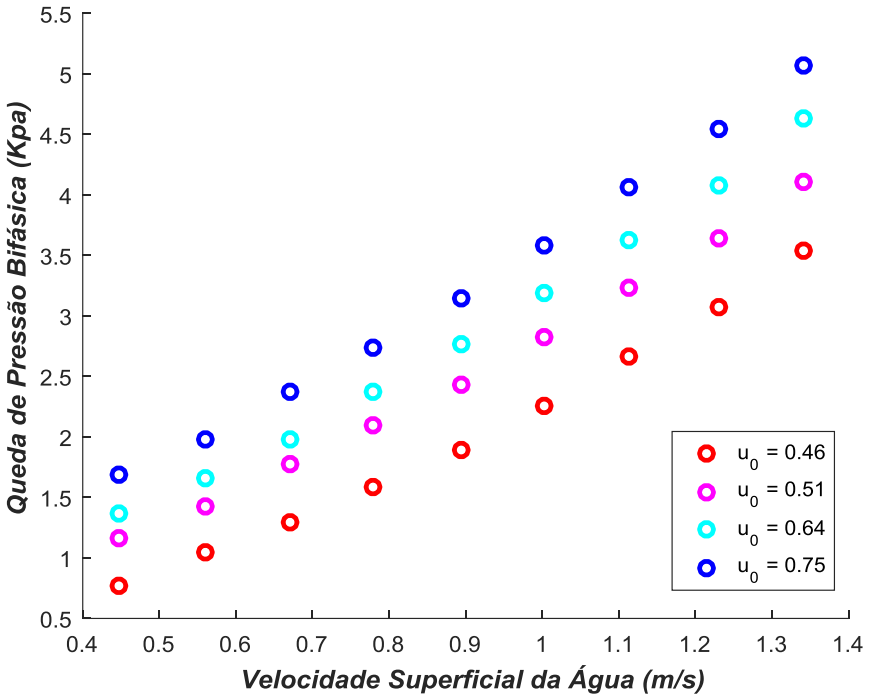
FIGURA 11. Campo de Velocidade Superficial da Água na posição $z = 1{,}450m$ da entrada do duto.




Fonte: Autor (2025)

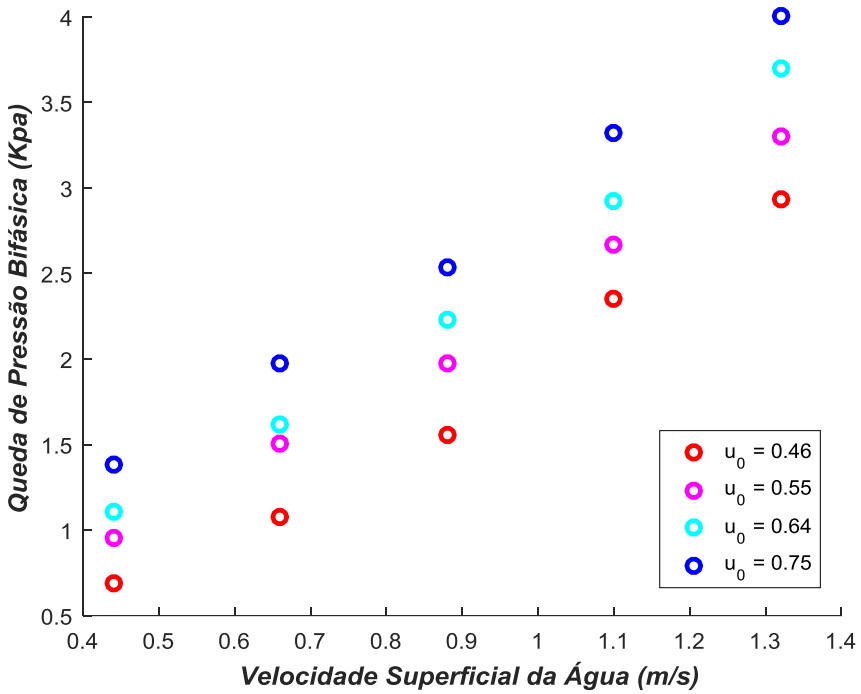
Os resultados obtidos das simulações realizadas neste trabalho foram validados utilizando os dados experimentais da Queda de Pressão Bifásica (Água-Óleo) apresentados por Dehkordi *et al*. 2017. A Figura 12 apresenta a Queda de Pressão Bifásica Experimental de Dehkordi *et al*. 2017 e a Figura 13 apresenta os resultados referentes a Queda de Pressão Bifásica deste trabalho na posição $z = 1{,}450m$ da entrada do duto próximo ao Bocal. Os resultados apresentam a variação da queda de pressão em função do aumento das velocidades superficiais da água, mantendo – se constantes a velocidade superficial do óleo. Foi observado que a queda de pressão máxima deste trabalho foi de 4,0 Kpa e a pressão máxima da literatura foi de 5,0 Kpa.

FIGURA 12. Queda de Pressão Bifásica Experimental




Fonte. DEHKORDI *et al*. (2017)

FIGURA 13. Queda de Pressão Bifásica Numérica deste Trabalho




Fonte. Autor (2017).

## 4. CONCLUSÕES

Ao analisar os resultados obtidos neste trabalho foi observado que o uso da técnica fluidodinâmica computacional (CFD), com a utilização do software Ansys CFX, reproduziu o comportamento do escoamento *core annular flow*, em um duto horizontal com a presença de um Bocal, comprovando que o emprego de modelos CFD, no estudo do escoamento multifásico, é de grande valor para a avaliação das condições operacionais.

Pode-se observar que a velocidade superficial do óleo foi maior no centro do tubo e diminuiu gradualmente para zero nas paredes, e variando a velocidade superficial da água de 0,44-1,32 m/s, constatou-se que com a redução da velocidade superficial da água ocorre o aumento no núcleo de óleo.

A utilização da técnica CAF proporciona uma redução expressiva na queda de pressão, visto que, a queda de pressão foi maior para o escoamento monofásico do óleo pesado quando comparada com a queda de pressão com o uso da técnica CAF. Destaca-se ainda, que o estudo do escoamento

de óleo e água ocorreu em uma região hidrodinamicamente completamente desenvolvida, garantindo uma queda de pressão ainda menor.

Nesta perspectiva, conclui-se que as simulações apresentaram boa concordância com os dados experimentais da literatura na avaliação do escoamento *Core Annular Flow* óleo e água.

## REFERÊNCIAS

ANDRADE, T. H. F; SILVA, F. N; NETO, S. R. F; LIMA, A. G. B. Applying CFD in the analysis of heavy oil - water two-phase flow in joints by using core annular flow technique. *International Journal of Multiphysics.* v.7, n. 2, p.137-151. 2013.

ARNEY, M. S.; BAI, R.; GUEVARA, E.; JOSEPH D. D.; LIU, K. Friction Factor And Holdup Studies For Lubricated Pipelining. *International Journal of Multiphase Flow*. v. 19, n. 6, p. 1061-1076, Dez. 1993.

CHARLES, M. E.; GOVIER, G. W.; HODGSON, G. W. The horizontal pipeline flow of equal density oil-water mixtures. *The Canadian Journal of Chemical Engineering*. v. 39, n. 1, p. 27-36, Fev. 1961.

DEHKORDI, P. B.; COLOMBO, L. P. M.; GUILIZZONI, M.; SOTGIA. G. CFD simulation with experimental validation of oil-water core-annular flows through Venturi and Nozzle flow meters. *Journal of Petroleum and Engineering.* v. 149, p. 540-552, Jan. 2017.

GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P. K. Simulation of core annular down flow through CFD – A comprehensive study. *Chemical Engineering and Processing: Process Intensification*. v. 49, p. 1222 – 1228, Set. 2010.

_____; _____;_____. Inception and Termination of the Core-Annular Flow Pattern for Oil-Water Down flow Through a Vertical Pipe. *AIChE.* v. 58, p. 2020-2029, Jul. 2012.

GUPTA, R.; TURANGAN, C.K.; MANICA, R. Oil-water core-annular flow in vertical pipes: A CFD study. *Chemical Engineering Canadian*. v. 94, p. 980-987, Mai. 2016.

HOUSZ, I.E.M.R.M.; OOMS, G.; HENKES, R.A.W.M.; POURQUIE, M.J.B.M.; KIDESS, A.; RADHAKRISHNAN, R. A comparison between numerical predictions and experimental results for horizontal core-annular flow with a turbulent annulus. *International Journal of Multiphase Flow*. v.95, p. 271-282, Out. 2017.

KAUSHIK, V. V. R.; GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P. K. CFD simulation of core annular flow through sudden contraction and expansion. *Journal of Petroleum and Engineering*. v. 86-87, p. 153 – 164, Mai. 2012.

LI, H.; POURQUIÉ, M.; OOMS, G.; HENKES, R. Simulation of Interfacial Waves in Core-Annular Pipe Flow With a Turbulent Annulus. *Journal of Fluids Engineering.* v.147, p.1-12, Set. 2024.

OLIVEIRA, J.L.; MAGALHÃES, H. L. F; GOMEZ, R. S. ; CAVALCANTE, D. C. M. ; NETO, G. L. O. ; OLIVEIRA, N. G. N. ; BATISTA, F. A. ; SILVA, R. M. ; ABREU, A. K.F. ; ALMEIDA, A.G.F. ; LIMA, A. G. B. CFD Simulation of the Hydrodynamics of Core-Annular Flow of Oil, Gas and Water in Elliptic-Cylindrical Duct. *Diffusion Foundations and Materials Applications*, v. 30, p. 85-104, 2022.

OOMS, G.; SEGAL, A.; WEES, V. D. A. J.; MEERHOFF, R.; OLIEMANS, R. V. A. A theoretical model for core-annular flow of a very viscous oil core and a water annulus through a horizontal pipe. *International Journal of Multiphase Flow*. v.10, n.1, p.41-60, Out. 1983.

PRADA, J.W.V; BANNWART, A. C. Pressure drop in vertical core annular flow. *Journal French Society of Mechanical. Sciense.* v. 23, n. 4, 2001.

STRAZZA, D.; PIETRO, P. Experimental study on the restart of core-annular flow. *Chemical Engineering Research and Design*. v. 90, n. 11, Nov. 2012.