



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE
ESCOLA DE QUÍMICA E ALIMENTOS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

SIMULAÇÃO DE PERFIS DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO (ÓLEO-
ÁGUA) EM DUTO CIRCULAR HORIZONTAL

NUHU AYUBA

SANTO ANTÔNIO DA PARULHA-RS

MARÇO, 2019.

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE

ESCOLA DE QUÍMICA E ALIMENTOS

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA QUÍMICA

SIMULAÇÃO DE PERFIS DE ESCOAMENTO MULTIFÁSICO (ÓLEO-
ÁGUA) EM DUTO CIRCULAR HORIZONTAL

NUHU AYUBA

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-Graduação em Engenharia
Química da Universidade Federal do Rio
Grande.

Orientador: Prof. Dr Toni Jefferson Lopes

Coorientador: Por.Dr Luciano Silva da Silva

Coorientador: Prof. Dr. Adriano da Silva

SANTO ANTÔNIO DA PATRULHA-RS

MARÇO, 2019.

Ficha catalográfica

A989s Ayuba, Nuhu.
Simulação de perfis de escoamento multifásico (óleo-água) em duto circular horizontal / Nuhu Ayuba. – 2019.
96 f.

Dissertação (mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande – FURG, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Química, Rio Grande/RS, 2019.
Orientador: Dr. Toni Jefferson Lopes.
Coorientador: Dr. Luciano Silva da Silva.
Coorientador: Dr. Adriano da Silva.

1. Escoamento Anular CAF 2. COMSOL *Multiphysics*
3. Perfil Volumétrico 3D 4. Queda de Pressão I. Lopes, Toni Jefferson
II. Silva, Luciano Silva da III. Silva, Adriano da IV. Título.

CDU 665.61

Catálogo na Fonte: Bibliotecário José Paulo dos Santos CRB 10/2344

APROVAÇÃO

Dissertação defendida por Nuhu Ayuba e aprovada em 11 de março de 2019, pela Comissão Examinadora constituída pelos professores:



Prof. Dr. Toni Jefferson Lopes – FURG



Prof. Dr. Luciano Silva da Silva – FURG



Prof. Dr. Cristiano Rodrigues Garibotti – FURG



Prof. Dr. Adriano Cancelier – UFSM

AGRADECIMENTOS

Minha imensa gratidão vai para:

Deus o todo poderoso, por ter colocado pessoas estrompadas com vontade de pôr em prática, o supremo mandamento escrito Mateus 22:36-40. Pessoas como Ângelo Molina, Davi Massi, Cláudia Peixoto, Bispo Ricarte, Natã Oliveira. Deus vos abençoe grandemente.

A Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo fomento de bolsa de estudos durante o curso. Foi crucial para suprir as necessidades financeiras durante este período.

Meu orientador prof. Dr. Toni Jefferson Lopes pelo acompanhamento tanto acadêmico quanto fora, durante o desenvolvimento deste trabalho. Como destaque, aprendi como acessar, identificar, classificar e participar em plataformas de pesquisas. Seria impossível a realização deste sem as guias e correções feitas. Obrigado pela disponibilidade e apoio.

Meu coorientador Prof. Dr Adriano da Silva. Apesar de estar longe, foi importante na indicação de autores principais, além de dicas dadas para construir este trabalho.

Meu coorientador Prof. Dr. Luciano Silva da Silva, pelo acompanhamento nos procedimentos laboratoriais e captura de imagens utilizadas neste trabalho. Obrigado pelas correções de sugestões que melhoraram este trabalho.

A banca examinadora; Prof. Dr Adriano Cancelier e Prof. Dr Cristiano Rodrigues Garibotti pelo empenho de avaliar e contribuir para a melhoria deste trabalho.

O Rafael de Borba Buhler pelo apoio na parte computacional. Foi importante no desenvolvimento deste trabalho, visto que o trabalho está voltado a este ramo. Muito obrigado!

O coordenador do curso de Mestrado em Engenharia Química, Prof. Dr Carlos Alberto Severo Felipe por ter sido a chave fundamental da minha permanência no curso. Apoiou-me durante o período de adaptação. Tem um bom coração. Muito obrigado.

A coordenadora de pós Graduação, Prof. Dr. Gionara Tauchen por sempre estar acompanhando e apoiando os estudantes estrangeiros da FURG.

A assistente social Soledad Bech, a técnica de informática Mariele, a intérprete de libras Amanda Coelho por ter ajudado na realização deste trabalho.

Os professores do curso de mestrado em Engenharia Química: Prof. Dr. César Augusto da Roda, Profa. Dra. Francine Antelo e Profa. Dra. Vanessa Bongalharo Mortola.

A reitora da UFMA Nair Portela, Prof. Manoelzinho, Prof. Dr. Antonio Freitas, Prof. Dr Wendel, Prof. Dr, Marinaldo do Forro.

Meus amigos, Anacleto, Osmilde, Danilo, Raul, Taiguer, Carlos, pastor Paulo, Jackson, José, Islanda, Azi, Theophilus, Anso, Cides, Panquene, Ighor, Dayana, Daniel pela companhia e apoio.

Todos os moradores da Casa do Estudante Universitário CEU SAP FURG e CASA1 RG.

A minha família: Ladi Ayuba Musa (Mãe- em memória), Jadiane (esposa), Victória (filha), Minighom (irmão), Seth (irmão) e Suleiman (irmão), Toma (tio), Konmi (tio) Ubuntu!

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	v
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE TABELAS	xiii
LISTA DE QUADROS	xiv
LISTA DE SÍMBOLOS	xv
LISTA DE ABREVIATURAS SIGLAS	xvi
RESUMO	xvii
ABSTRACT	xviii
1. INTRODUÇÃO	1
2. OBJETIVOS	3
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	4
3.1 Óleos pesados e superpesados.....	4
3.2 Reservas e estatísticas de óleos pesados	5
3.3 Produção de óleos pesados.....	7
3.3.1 MÉTODO TÉRMICO	8
3.3.2 PRODUÇÃO FRIA	8
3.3.3 POÇOS HORIZONTAIS.....	9
3.3.4 LEVANTAMENTO ARTIFICIAL	9
3.3.5 LEVANTAMENTO ANULAR (<i>CORE FLOW LIFT</i>)	9
3.4 Transporte de óleos pesados.....	9
3.4.1 REDUÇÃO DA VISCOSIDADE;	10
3.4.2 REDUÇÃO DE TENSÃO CISALHANTE OU ATRITO;	10
3.4.3 FAZER <i>UPGRADE IN-SITU</i> PARA ÓLEOS PESADOS;.....	10
3.5 Escoamento multifásico de óleo e água	10
3.5.1 ESCOAMENTO ANULAR HORIZONTAL (HCAF)	15
3.5.2 ANÁLISE FEITA ANTES DE TRABALHAR COM CAF	17
3.5.2.1 Estabelecer o CAF minimizando a perda de carga	17
3.5.2.2 Perda de carga e retenção de água provocada pelas superfícies internas do tubo	17

3.5.2.3	Análise de estabilidade	18
3.6	Grandes Projetos Executados Utilizando o escoamento anular (CAF).....	18
3.7	Principais problemas ligados ao CAF	18
3.7.1	EMULSIFICAÇÃO	19
3.7.2	LEVITAÇÃO NO ESCOAMENTO ANULAR.....	20
3.7.3	INCRUSTAÇÃO	21
3.8	Propriedades dos Fluidos	22
3.9	Modelagem matemática	23
3.9.1	TENSÃO INTERFACIAL	23
3.9.2	GRADIENTE DE PRESSÃO E PERDA DE CARGA.....	24
3.9.3	FORÇAS EXISTENTES E NÚMEROS ADIMENSIONAIS NO ESTUDO DE CAF 26	
3.9.4	DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL	27
3.9.5	DISCRETIZAÇÃO.....	30
3.9.5.1	MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS (MEF)-EULERIANO.....	31
3.9.5.2	EQUAÇÃO DE NAVIER-STOKES EM MÉTODOS DE ELEMENTOS FINITOS AXISSIMÉTRICO	33
4.	MATERIAL E MÉTODOS	35
4.1	Procedimento experimental.....	35
4.2	<i>Software</i>	37
4.3	Condição de contorno	44
5.	RESULTADOS E DISCUSSÃO	46
5.1	Validação do modelo.....	46
5.2	Teste e comparação entre 3D e 2D	51
5.3	Simulações	53
5.3.1	FLUIDOS PUROS NO TUBO	55
5.3.1.1	ESCOAMENTO DE ÓLEO PURO	55
5.3.1.2	ESCOAMENTO DE ÁGUA PURA	57
5.3.2	ESCOAMENTO MULTIFÁSICO	58
5.3.2.1	AUMENTANDO O CORTE DO ÓLEO	62
5.3.2.2	REDUZINDO A VAZÃO DA ÁGUA.....	64
5.3.2.3	AUMENTANDO A VAZÃO DO ÓLEO	65

5.3.2.4 AUMENTANDO A VAZÃO DO ÓLEO E DA ÁGUA SIMULTANEAMENTE.....	67
5.3.2.5 OUTROS PERFIS DE ESCOAMENTO.....	68
5.3.2.6 ESCOAMENTO ANULAR	70
5.3.2.7 PERFIL DE VELOCIDADE	73
5.3.2.8 MAPA DE PERFIS DE ESCOAMENTO.....	76
6. CONCLUSÃO	78
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79
APÊNDICE	95
ANEXO	96

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1: Classificação do óleo segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil.....	4
Figura 3.2: Localização e quantidades de óleos pesados e betume em trilhões de barris.	6
Figura 3.3: Localização de areia betuminosa do Canadá.	6
Figura 3.4: Mapa da região petrolífera de Orinoco.	7
Figura 3.5: Os principais métodos de exploração de óleo pesado.	8
Figura 3.6: Diagrama mostrando como melhorar o escoamento do óleo pesado.....	10
Figura 3.7: Comportamento do escoamento multifásico entre óleo e água através de um duto circular horizontal.....	11
Figura 3.8: Escoamento pistonado de óleo e água.	12
Figura 3.9: Escoamento slug.	12
Figura 3.10: Escoamento semidisperso com formação de interface, semiemulsão e filme de óleo fino (a) Visto lateralmente (b) Desenho da seção transversal.	13
Figura 3.11: Mapa de escoamento multifásico de óleo e água.....	14
Figura 3.12: Escoamento anular horizontal.....	15
Figura 3.13: Cabeçote regulável para a configuração do CAF.....	15
Figura 3.14: Entrada fixa para configuração CAF.	16
Figura 3.15: Teste de incrustação do Zaurata crude, San Tomé.....	21
Figura 3.16: Seção transversal do duto horizontal com escoamento CAF.....	26
Figura 3.17: : Dois domínios 1 e 2 separados por uma interface.	29
Figura 3.18: Plotagem <i>Level-set</i> referente à Figura 3.16.....	29
Figura 3.19: (a) Discretização de metade de uma seção gaussiana de um micro fluido (b) Aplicação do FEM do domínio correspondente mostrando uma das interpolações da função base ϕ_j	32
Figura 3.20: (a) Função base correspondentes a uma interpolação linear no domínio do elemento. (b) Função base correspondente a uma interpolação quadrática no domínio do elemento. (c) Função base correspondente a uma interpolação cúbica no domínio do elemento	32
Figura 4.1: Montagem laboratorial para o escoamento multifásico de óleo e água.	35
Figura 4.2: (a) Imagem do tubo “F” obtida no laboratório. (b) Desenho para a melhor visualização da configuração do tubo “F”.	36

Figura 4.3: (a) Adição do componente. (b) Definição de parâmetros.	39
Figura 4.4: (a)Definição de geometria. (b) Dimensões da geometria	40
Figura 4.5: Células em 3D com os nós vizinhos formando uma malha (a) <i>free tetrahedral</i> . (b) <i>free triangular</i>	41
Figura 4.6: (a) Tubo “F” utilizado para o experimento (b) Tubo gerado por COMSOL. (c) Desenho para ilustrar o ponto do corte para fim de reduzir a malha. (d) malha reduzida e utilizada para a simulação.....	42
Figura 4.7: Malha formada no COMSOL utilizando <i>free tetrahedral</i>	43
Figura 4.8: Interface inicial entre óleo e água.	44
Figura 4.9: Valor inicial para óleo 1 e para água 2.	44
Figura 4.10: (a) Entrada para óleo (b) Entrada para água.	45
Figura 4.11: Saída do tubo “F”.....	45
Figura 5.1: Escala de cor para perfil de velocidade, pressão e volumétrico.....	46
Figura 5.2: Vista superior de um escoamento anular de óleo e água a; (a) ($T_{\text{óleo}} = 312,15 \text{ K}$), corte de óleo 20% e com a viscosidade de óleo a 768 cSt (0,70118 Pa.s) . (b) Temperatura de 296,55 K e viscosidade do óleo 2,2825 Pa.s e 20% de corte de óleo. (c) Simulação feita em 3D a condição do a. (d) Simulação feita em 3D a condição do b.....	48
Figura 5.3: Comparação entre os perfis produzidos por Tripathi et al (2017) com simulação numéricas.....	49
Figura 5.4: Comparação feita vazão óleo= 0,146 L/s; água= 0,056 L/s velocidade da mistura 0,6 m/s a uma temperatura de 323,15K. (a) no início do escoamento (b) região central (c) simulação na mesma condição do (a) (d) simulação na mesma condição do (b).....	50
Figura 5.5: Perfil do escoamento anular entre óleo e água em (a) 2D usando $\gamma = 0,0001 \text{ m/s}$. (b) 3D usando $\gamma = 0,004 \text{ m/s}$. (c) 3D utilizando o constante de reinicialização 0,0001 m/s.....	52
Figura 5.6: Imagens obtidas na simulação para o (a) perfil da pressão. (b) perfil da velocidade na entrada e saída do tubo.	55
Figura 5.7: Perfil da pressão para água escoando no tubo de vidro.	57
Figura 5.8: Perfis obtidos por simulação utilizando um corte 33,099% óleo de soja e utilizando as condições da Tabela 5.4 (a) escoamento <i>plug</i> sucedida por <i>slug</i> .(b) escoamento slug observado aproximadamente metade do escoamento (c) escoamento <i>slug</i> na saída do tubo.	59
Figura 5.9: Representação da parede do tubo de vidro.....	60
Figura 5.10: Perfil de velocidade e pressão para escoamento multifásico (óleo e água).	61

Figura 5.11: Perfil volumétrico de escoamento para (a) corte 60% com $v_1 = 0,0183$ m/s e $v_2 = 0,0414$ m/s (b) 75% com $v_1 = 0,0117$ m/s e $v_2 = 0,105$ m/s (c) 85% com $v_1 = 0,00867$ m/s e $v_2 = 0,0029384$ m/s.	63
Figura 5.12: Perfil do escoamento para vazão da água ($3,7994 \times 10^{-7}$ m ³ /s) para água (a) Vazão do óleo $1,8997 \times 10^{-7}$ m ³ /s (b) $0,5428 \times 10^{-7}$ m ³ /s (c) $0,2111 \times 10^{-7}$ m ³ /s.	64
Figura 5.13: Perfil de escoamento para vazões da água e óleo $3,7994 \times 10^{-7}$ m ³ /s e $4,2215 \times 10^{-8}$ m ³ /s.	65
Figura 5.14: Perfis de escoamento quando a vazão é aumentada por (a) Vazão aumentada por 2,5 (b) Vazão vezes 3,5 (c) Vazão vezes 5.	66
Figura 5.15: Perfis de escoamento quando aumenta a vazão do (a) Óleo 5 vezes, e água 3 vezes (b) Óleo 10 vezes, e água 5 vezes (c) Óleo 10 vezes, e água 2,7 vezes.	67
Figura 5.16: Perfis de escoamento (a) observados no laboratório por Charles et al (1961). [slug e bolha] (b) obtidos por simulação no COMSOL [slug e bolha].	68
Figura 5.17: Imagem de perfil do escoamento obtido no laboratório [slug].	69
Figura 5.18. Perfil do escoamento anular de óleo e água em tubo horizontal de vidro para 70% de óleo na: (a) seção interna transversal do tubo (b) parede do tubo.	71
Figura 5.19: Perfil volumétrico do escoamento CAF em 2D utilizando as condições apresentadas na Tabela 5.4 (a) na entrada do tubo. (b) aproximadamente percorrendo metade do tubo (c) perto da saída do tubo (c) ampliação da região perto da saída do tubo.	72
Figura 5.20: Perfil de velocidade (a) na entrada do tubo (b) na saída do tubo (corte 70% de óleo).	73
Figura 5.21: Perfil volumétrico do óleo de milho para 50 s (a) na entrada do tubo (b) na região central do tubo (c) no fina.	75
Figura 5.22: Queda de pressão para óleo de milho.	76
Figura 5.23: Mapa dos perfis de escoamento multifásico entre óleo e água (corte 70% de óleo de soja).	76

LISTA DE TABELAS

Table 4.1: Estatística da geometria.....	43
Table 5.1: Valores das propriedade utilizados no experimento.....	47
Table 5.2: Condições e propriedades utilizados por Roheth (2016).....	50
Table 5.3: Condições que foram utilizadas para o teste entre 2D e 3D.....	51
Table 5.4: Condições utilizadas para realizar o experimento do escoamento multifásico.	54
Table 5.5: Estimativas analíticas das grandezas físicas envolvidas no escoamento de óleo puro.....	56
Table 5.6: Comparação entre a queda de pressão obtidas por avaliação analítica e simulada.	57
Table 5.7: Estimativas de grandezas físicas envolvidas no escoamento multifásico.	58
Table 5.8: Condições encontrados depois de diversas tentativas para simular escoamento anular entre óleo e água.	70
Table 5.9: Estimativas de grandezas importantes para prever a eficiência do escoamento anular de óleo e água em duto circular horizontal.....	74

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1: Parâmetros definidos no COMSOL	38
--	----

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área (m ³).
a	Água.
D	Diâmetro (m).
ε	Tensor da viscosidade.
f	Fator de Darcy-Weisbach.
F	Termo de fonte (força volumétrica).
h	razão de retenção.
k	constante curvatura.
L	Comprimento (m)
m	Razão entre a viscosidade da água e óleo.
o	Óleo.
p	pressão (kPa).
S	Circunferência de esfera (m).
t	tempo (s).
u	Velocidade (m/s).
\dot{u}	Vazão (m ³ /s).
\bar{u}	Velocidade média (velocidade da mistura) (m/s).
u_{\max}	Velocidade máxima (m/s).
0	Inicial.
α	Fração volumétrica.
γ	Constante de reinicialização.
ϵ	Espessura de interface.
Θ	(Ângulo de contato) Constante determinado experimentalmente.
μ	Viscosidade (Pa.s).
π	Pi.
ρ	Densidade (kg/m ³).
σ	Tensão interfacial (N/m).
τ	Tensão cisalhante (N/m).
τ_a	Tempo artificial (s).
\emptyset	Degrau unitário que representa a interface dos fluidos.
Ω	Domínio.

LISTA DE ABREVIATURAS SIGLAS

ANP	Agência nacional do petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.
API	American Petroleum Institute.
BP	<i>British Petroleum.</i>
CAF	Escoamento Anular.
CFD	Dinâmica de Fluidos Computacional.
DRC	Descrever Reduzir e Consumir
EDPs	Equações Diferenciais Parciais.
EEO	Escoamento Estratificado Ondulante.
ERCB	<i>Energy Resources Conservation Board.</i>
ESE	Escoamento Suavemente Estratificado.
FEM	<i>Finite Element Method.</i>
IEA	<i>International Energy Institute.</i>
MEF	Método de Elementos Finitos.
PCAF	Escoamento Anular Perfeito.
VOF	<i>Volume of Fluid.</i>

RESUMO

Nos campos de petróleo a exploração e o transporte exigem habilidades especiais, sobre as propriedades dos fluidos envolvidos, e os fatores que influenciam na configuração dos perfis de escoamento é crucial. Isso leva ao desenvolvimento de diferentes métodos de transporte. No entanto, os fatores mais considerados na melhoria dos métodos são custo e eficiência. Provavelmente, um meio de transporte mais eficiente tende a reduzir o custo. Assim, esta dissertação estudou uma das melhores formas de transporte de petróleo pesado bruto; escoamento anular (*Core annular flow*- CAF) com o objetivo de encontrar as condições necessárias para estabelecer um escoamento CAF. Estas condições são fração volumétrica (corte) de óleo e água na entrada do tubo, velocidade dos fluidos (óleo e água), diâmetro do tubo e material do tubo (vidro). Ao alcançar o escoamento CAF, avaliou-se a queda de pressão, perfil de velocidade, tensão cisalhante. O melhor CAF possui condições onde a queda de pressão para todo o processo é menor. Sobretudo, estes estudos foram feitos com o *software* COMSOL 5.0 no formato de perfil volumétrico em 3D usando uma malha computacional variando de 80.000 a cerca de 200.000 elementos, que representam as dimensões do tubo utilizado no laboratório e as propriedades de fluidos. Posteriormente, outras condições foram simuladas, usando o COMSOL *multiphysics* 5.0. Este *software* resolve uma equação de momento único compartilhada pelos dois líquidos (óleo e água). Além disso, traça a trajetória de cada fração volumétrica dos fluidos em todo o domínio computacional produzindo o perfil do escoamento (multifásico). A validação do *software* foi feita reproduzindo três grupos de perfis de escoamento multifásico (óleo e água) encontrados em artigos publicados: Duin, Hanks e Ooms (2018), Tripathi et al, (2017) e Rhoheth (2016). Depois da validação, estabeleceram-se as condições para simular um escoamento anular. Além disso, valores calculados da queda de pressão neste trabalho foram próximos ao valor obtido por simulação. Para estimar a tensão de cisalhamento atuando na parede durante o escoamento CAF, mapeou-se o tubo de vidro para obter a proporção de cada fluido em contato com a parede interna do tubo. Para isto, calculou-se uma razão relacionando a queda de pressão para escoamento de fluidos puros com escoamento multifásico.

Palavras-chave: Escoamento anular CAF. COMSOL *multiphysics*. Perfil volumétrico 3D. Queda de pressão.

ABSTRACT

In oil fields, exploration and transportation require special skills, the properties of the fluids involved and factors influencing the configuration of flow profiles are crucial. This leads to the development of different transport methods. In the same direction, the factors mostly considered in improving methods are cost and efficiency. Probably, a more efficient means of transport tends to reduce the cost. Thus, this dissertation studied one of the best forms of crude heavy crude transportation; Core annular flow (CAF) in order to find the necessary conditions to establish this kind of flow. These conditions are volumetric fraction (cut) of oil and water at the inlet of the tube, inlet fluids (oil and water) velocities, tube diameter and tube material (glass). When the CAF flow was established, the pressure drop, velocity profile and shear stress were evaluated. The best CAF has conditions where the pressure drop for the whole process is lower. Above all, these studies were done with COMSOL 5.0 software in 3D volumetric profile format using a computational mesh ranging from 80,000 to about 200,000 elements, representing tube's dimensions and properties used in the laboratory and the fluids' properties. Subsequently, these conditions were modified and simulated using COMSOL multiphysics 5.0. This software solves a single moment equation shared by the two liquids (oil and water). In addition, the software traces the trajectory of each volumetric fraction of fluids throughout the computational domain producing the flow profile (multiphase). The validation of the software was done reproducing three groups of multiphase flow profiles (oil and water) found in published articles: Duin, Hankes and Ooms (2018), Tripathi et al. (2017) and Rhoheth (2016). After the validation, conditions were established to simulate a core annular flow. Calculated values of the pressure drop in this work were close to the value obtained by simulation. In order to estimate the shear stress acting on the wall during the CAF flow, the glass tube was mapped to obtain the ratio of each fluid in contact with the inner wall of the tube. From this, a ratio was calculated by relating the pressure drop to flow of pure fluids with multiphase flow.

Keywords: Core annular flow CAF. COMSOL multiphysics. 3D Volumetric profile. Pressure drop.

1. INTRODUÇÃO

Devido ao grande desenvolvimento industrial e o crescente aumento populacional, a demanda por energia cresce em grande escala. Uma das indústrias que mais contribui para o fornecimento de energia é a do petróleo, representando 32% da matriz energética mundial no ano de 2015 (IEA, 2018).

Com o aumento excessivo da demanda de petróleo, as atividades de exploração e transporte tornaram-se cada vez mais complexas. Como, por exemplo, a exaustão parcial das reservas naturais em terra (*onshore*) que levou a indústria a explorar outras regiões do planeta antes consideradas impossíveis de se alcançar, como o fundo do mar (*offshore*).

A grande concorrência na indústria de petróleo levou à necessidade do desenvolvimento de instalações eficientes e confiáveis para atingir hidrocarbonetos de águas ultra profundas, como a região do pré-sal no Brasil, o Golfo do México, margens do sul do mar Cáspio, Mar da Noruega e águas da Groenlândia (Rahmati, *et al.*, 2017). Neste intuito foram realizados estudos que levaram ao desenvolvimento de *risers* flexíveis.

Os *risers* são responsáveis pelo transporte de petróleo, e consistem em dutos que possuem vários tipos de polímeros e camadas de aço separadas por uma camada de material não sólido, como o ar. Isto lhes dá baixa rigidez e torna-os preciosas ferramentas para empresas de petróleo e gás submarinas. A sua capacidade de resistir a grandes deslocamentos e rotações os tornam ideais para plataformas flutuantes (Rahmati, *et al.*, 2017).

Na indústria de petróleo é comum o fluxo simultâneo de óleo e água em tubulações. Nos estágios iniciais da vida útil de um poço, a quantidade de água é insignificante. No entanto, quando a reserva envelhece, a produção de água aumenta (Pouraria, *et al.*, 2016). escoamentos multifásicos desse gênero produzem padrões de fluxo diferentes dependendo dos parâmetros de fluxo, como a velocidade da mistura, a taxa de fluxo de entrada, as propriedades dos fluidos (densidade, viscosidade e tensão superficial) e o tamanho e inclinação do tubo (Rahmati, *et al.* 2017).

Um dos métodos promissores para este escoamento e apresentado pelas literaturas é o *Core Annular Flow* (CAF). O mesmo se baseia na injeção lateral de quantidades relativamente pequenas de água no tubo que por fim, gera uma configuração de fluxo anular entre água e óleo, onde o óleo pesado escoo no centro (núcleo) enquanto a água escoo na região anular. Desta maneira, a tensão de cisalhamento é reduzida pela camada da água já que o óleo não entra em contato direto com as paredes do tubo como registrado por Parda e Bannwart (2000) e Silva (2003).

Devido à sua importância industrial, diversos estudos experimentais, numéricos e analíticos sobre CAF (*Core Annular Flow*) foram feitos por autores tais como Charles, Govier e Hodgson (1961), Arney *et al.* (1993) e Miesen *et al.* (1993) sobre escoamento anular horizontal (*horizontal core annular flow*- HCAF). Estudos de escoamento vertical foram apresentados por Parda e Bannwart (1999; 2000; 2001), e Bai, Chen e Joseph (1992), onde estes autores utilizaram o modelo para escoamento turbulento anular.

Para analisar o comportamento do escoamento multifásico alguns experimentos e simulações numéricas têm sido realizados. Estudos realizados por Pouraria, Seo, Paik (2016), Barral (2014), Shi e Yeung (2016), Abubakar *et al.* (2015) analisaram a redução da pressão no duto, o perfil de escoamento, e a frequência das ondulações desenvolvidas durante o escoamento. Já Ghosh, Das, G e Das, P (2010), Balakhrisna *et al.* (2010) e Ghosh *et al.* (2009) realizaram, além de experimentos, simulações numéricas utilizando dinâmica de fluidos computacional (CFD).

O CFD é um ramo de mecânica dos fluidos que utiliza análise numérica e estrutura de dados para investigar o comportamento de escoamento de fluidos. Em indústrias petrolíferas existem muitos casos em que fluidos imiscíveis (como água e óleo) são transportados juntos. Durante o escoamento envolvendo mais de um fluido (multifásicos), os perfis de escoamento assumem diversas configurações para perfis de escoamento. Neste sentido, a Fluidodinâmica Computacional se torna uma ferramenta importante para visualizar o escoamento; por exemplo, observar os regimes de escoamento, medir a perda de carga e estimar a tensão cisalhante.

O CFD é um módulo opcional do *software* COMSOL *Multiphysics* que pode ser personalizado de acordo com o objetivo do usuário, tornando-se ideal para analisar o tipo de fluidodinâmica selecionado. As interfaces prontas no programa facilitam de forma personalizada modelagem em regime laminar ou turbulento para escoamentos monofásicos ou multifásicos. Além disso, COMSOL *multiphysics* permite a descrição de fenômeno físico tais como mecânica estrutural, eletromagnetismo e equações de transporte (COMSOL, 2012). Este trabalho apenas visa utilizar o módulo CFD para simular os perfis de escoamento multifásico.

Nesta direção, este trabalho visa combinar métodos numéricos (através do *software* COMSOL) com captura de imagens para estudar o escoamento multifásico, em um caso específico de escoamento anular em tubo de vidro horizontal.

2. OBJETIVOS

O objetivo principal deste trabalho é determinar as condições favoráveis para simular o escoamento anular (*Core anular flow*- CAF) entre óleo e água em duto circular horizontal. Em específico, este trabalho visa:

- Utilizar o *software* COMSOL para realizar simulação numérica para descrever as condições operacionais necessárias para o desenvolvimento do escoamento core anular de óleo-água em um tubo de vidro circular a partir de dados da literatura;
- Obter por simulação dados e imagens dos perfis e confrontá-las com estimativas analíticas;
- Analisar o perfil de pressão, fração volumétrica (corte), tensão de cisalhamento atuando entre o fluido e o tubo.

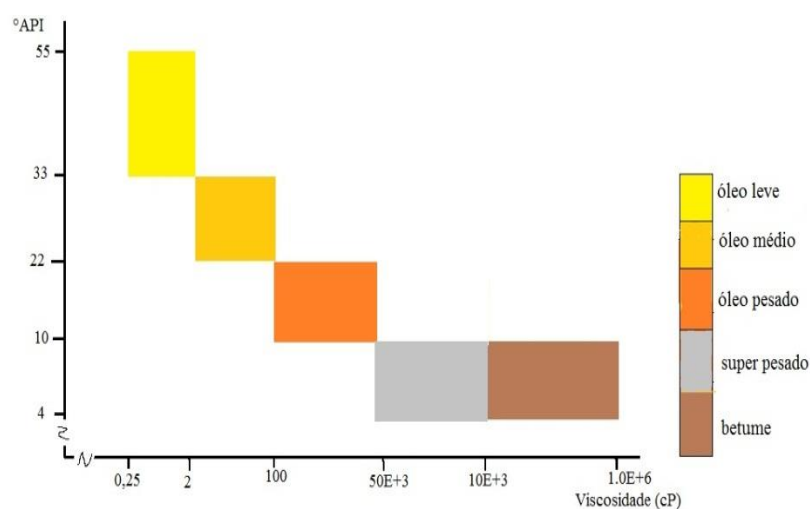
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Nesta seção, abordam-se aspectos da literatura, visando facilitar a compreensão do objetivo deste trabalho, mostrando a sua relevância, além de construir fundamentos para discutir os resultados deste trabalho. A sequência segue; a definição e localização de óleos pesados, escoamento multifásico e por fim, modelo matemático.

3.1 Óleos pesados e superpesados

A definição mais utilizada de óleos pesados e superpesados é baseada no grau API, proposta pela *American Petroleum Institute*, que utiliza a escala API (índice que é baseado no peso específico do óleo) como critério de classificação de óleos. A classificação dos óleos segundo a escala API ainda não foi padronizada. Por exemplo, o *World Petroleum Conference* considera óleos pesados abaixo do grau 22,3 API. Por outro lado, o *American Petroleum Institute* considera um índice API igual ou abaixo de grau 20 para óleos pesados (Santos *et al.*, 2014). No Brasil, a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil (ANP) baseada no API, sendo que óleos que possuem API acima de 31 são considerados leves. Além disso, óleos com API entre 22 e 31 são considerados médios. E óleos que possuem API abaixo de 22 são considerados pesados (ANP 2019).

Figura 3.1: Classificação do óleo segundo a Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil.



Fonte: Adaptado do ANP (2019).

O óleo pesado possui uma quantidade significativa de asfaltenos, resinas, metais pesados, enxofre, sal e nitrogênio, sendo geralmente caracterizado por uma cor escura. Possui características como: elevada massa específica, alta viscosidade e baixa proporção de Hidrogênio/Carbono (SPEIGHT, 1991), que dificultam o transporte convencional do óleo, caso não haja modificações no tipo de escoamento (ATCAMA *et al.*, 2009; HART, 2013).

O óleo pesado se diferencia do betume, óleo superpesado e do óleo leve convencional pelas diferenças de viscosidade. Os óleos pesados e superpesados conseguem escoar a partir de um poço a uma temperatura de 25°C, enquanto que o betume apenas consegue escoar se for aquecido ou dissolvido num solvente, ou seja, a diferença da escoabilidade entre os óleos é menor à temperatura ambiente. Além disso, Mehrotra e Svrcek (1986), Masliyah *et al.* (2011) e Schamel, Overland e Ibatullin (2015) mostram que, apesar de fatores como pressão e temperatura, o tamanho da estrutura molecular, a composição e substâncias dissolvidas também afetam a viscosidade do óleo.

O óleo leve possui um °API acima de 33 e viscosidade entre 0,25 e 2 cP. Por outro lado extremo, o betume possui um °API entre 4 até 10, com viscosidade acima de 10.000 cP.

3.2 Reservas e estatísticas de óleos pesados

Através das estatísticas e localização de óleos pesados, pode-se demonstrar a relevância da pesquisa que envolve o escoamento multifásico. Esta avaliação é importante porque nela se baseiam planejamento, projeção e execução de projetos.

Segundo Schamel, Overland e Ibatullin (2015) e Frances (2017), estima-se que 5,6 trilhões de barris de óleos pesados e betume presentes em reservas de 70 países. Subsequentemente, a maior parte do óleo pesado e superpesado se encontra no hemisfério ocidental, em países como a Venezuela, o Canadá e os Estados Unidos da América. Outros lugares que fazem parte desta lista são: Oriente médio, Ásia, África e Rússia.

Nesta direção, Saniere *et al.* (2004) afirma que o Canadá, Venezuela e Rússia possuem 87% das reservas do óleo pesado do mundo como mostra a Figura 3.2.

Figura 3.2: Localização e quantidades de óleos pesados e betume em trilhões de barris.

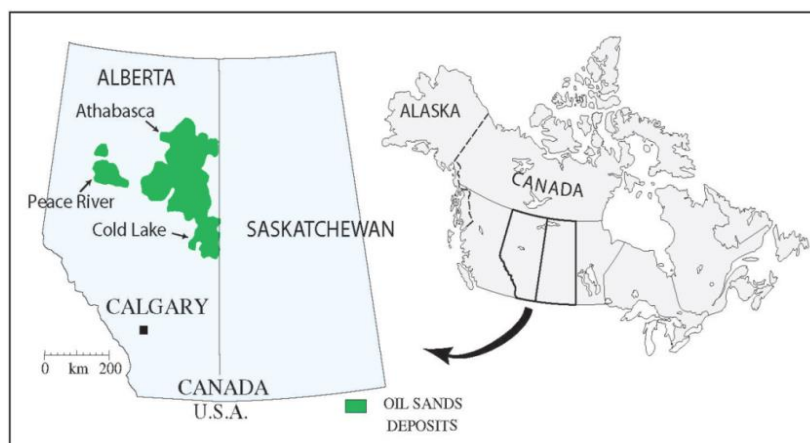


Fonte: Adaptado de Frances (2017).

Além disso, Bjørnseth (2013) relata que óleos pesados se concentram geralmente em grandes depósitos de poços rasos e poucas nações do mundo possuem e produzem este tipo de óleo.

Entre os depósitos de areia betuminosa no Canadá, é notável o depósito que se encontra no norte de Alberta, na bacia sedimentar no oeste do país. As áreas (*Peace river*, *Athabasca* e *Cold lake*) apresentadas na Figura 3.3, contêm aproximadamente 1,73 trilhões de barris de betume representando 2/3 do depósito mundial (*Energy Resources Conservation Board-ERCB*, 2009). Fora do Canadá, 367 depósitos de betume natural são registrados em 22 países.

Figura 3.3: Localização de areia betuminosa do Canadá.

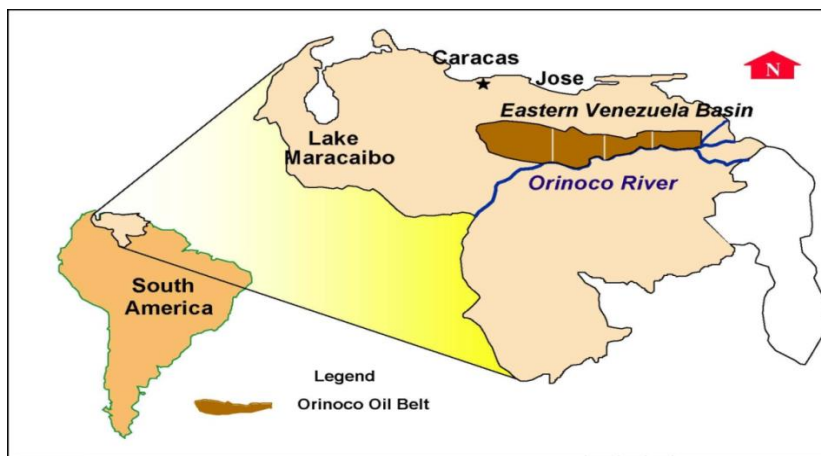


Fonte: McPhee e Ranger (1998).

Adicionalmente, a existência de óleo superpesado é registrada em 21 países com 162 depósitos. Aproximadamente 90% do óleo superpesado foi descoberto na região de

Orinoco (representado em Figura 3.4) na Venezuela, onde há aproximadamente 1,9 trilhões de barris.

Figura 3.4: Mapa da região petrolífera de Orinoco.



Fonte: Adaptado de Layrisse (1999).

O relatório do *British Petroleum* (BP) (2018) mostra que, no final de 2016, o Brasil registrou 12600 milhões de barris nos seus reservatórios de petróleo confirmados. Além disso, a indústria petrolífera brasileira (PETROBRAS) relatou, em 2010, que do volume total de petróleo produzido no país, 20% foi de óleo pesado. A maioria das reservas do petróleo no Brasil é localizada *offshore*, geralmente abaixo de 1500 m de profundidade, no fundo do mar.

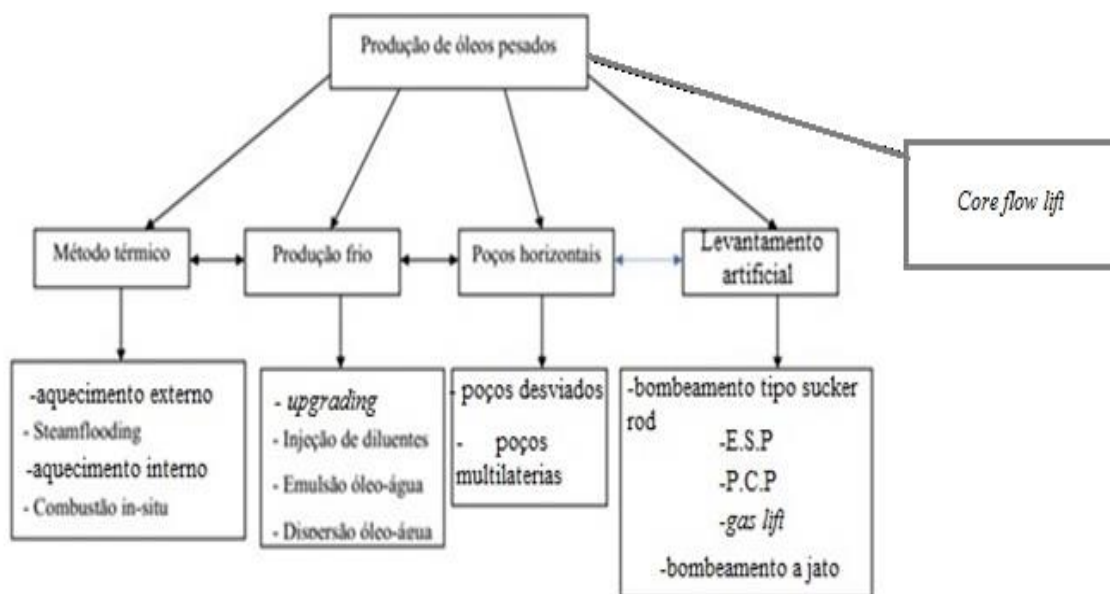
Devido à grande contribuição da bacia Orinoco na Venezuela, a América do Sul retém 61% do óleo pesado recuperável do mundo (ATTANASI *et al.*, 2010). As areias petrolíferas (betumes) do Athabasca são os maiores depósitos de petróleo do mundo (Bott, 2011). O relatório *The World Energy Outlook* da agência *International Energy Agency* (IEA) projeta que, em 2030, a produção de Venezuela e Canadá chegará ao 6 milhões de barris por dia (IEA, 2006).

3.3 Produção de óleos pesados

No Canadá, aproximadamente 7000 barris/dia de óleo sintético bruto são produzidos pela transformação do óleo pesado e betume (areias petrolíferas), e transportados através de dutos para as refinarias no Canadá e Estados Unidos (HSU e ROBINSON, 2006).

Como representado na Figura 3.5, existem diversos métodos de exploração e transporte de óleos pesados.

Figura 3.5: Os principais métodos de exploração de óleo pesado.



Fonte: adaptado de José e Vanegas (1999).

3.3.1 MÉTODO TÉRMICO

O método térmico é a técnica mais utilizada para extrair os óleos pesados. O método envolve fornecimento de calor direto ao óleo para que a viscosidade seja reduzida, portanto, promovendo um escoamento melhor. De acordo com Briggs *et al.* (1988) há basicamente dois métodos térmicos; aquecimento direto que envolve fornecimento de calor através de uma fonte externa e aquecimento interno que envolve uma forma de geração *in-situ*.

3.3.2 PRODUÇÃO FRIA

A produção fria é uma técnica que melhora as características reológicas do óleo pesado sem aplicação de calor. Esta técnica envolve a injeção de diluentes como hidrocarbonetos, com o objetivo de diminuir a massa específica e a viscosidade do óleo, facilitando, portanto, o bombeamento do mesmo. Outra técnica, descrita por Browne *et al.* (1996) é a formação de emulsão através da injeção de água e surfactante no poço. Os surfactantes são compostos químicos que reduzem a tensão interfacial água-óleo.

3.3.3 POÇOS HORIZONTAIS

A técnica de poços horizontais, ajuda a melhorar a eficiência, produtividade e recuperação de óleos pesados. Por exemplo, pode ser utilizada para controlar as temperaturas de poços térmicos, aumentar a eficiência de varredura ou contato entre vapor e óleo durante exploração, regular a pressão durante a injeção de líquido ou vapor no poço, reduzir a gravidade destrutiva de aquíferas ativas ou gases presos. Este método, além disso, consome pouco espaço e é ambientalmente menos destrutivo.

3.3.4 LEVANTAMENTO ARTIFICIAL

O levantamento artificial é um método que envolve o uso de diversos tipos de bombas, que são fundamentais no deslocamento de petróleo, principalmente quando estes óleos possuem uma viscosidade relativamente baixa. Os quatro grupos básicos nesta categoria são: Bomba de deslocamento positivo, bomba de pistão, bomba hidráulica e bombas centrífugas submersas.

3.3.5 LEVANTAMENTO ANULAR (*CORE FLOW LIFT*)

O levantamento anular é uma nova técnica de explorar e transportar os óleos pesados verticalmente utilizando água como meio de transporte, onde a água ocupa a região anular enquanto o óleo escoar na parte interna da água. O seu uso nos poços de petróleo ainda é limitado devido à sua complexidade, porém no transporte de óleos pesados e superpesados, o método já é utilizado.

3.4 Transporte de óleos pesados

O aumento na produção de óleos, como visto na parte introdutória, requisita um meio de transporte eficiente. Neste sentido, o transporte em dutos continua sendo o mais conveniente para o abastecimento contínuo e econômico (HART, 2014). Porém, a alta viscosidade dos óleos diminui a eficiência do transporte. Além disso, o encrustamento de óleos viscosos nas paredes internas dos dutos reduz a área transversal e provoca grandes perdas de carga durante o escoamento (HART, 2014; MARTINEZ-PALOU *et al.* 2011; ESKIN *et al.* 2011).

Os métodos para transportar óleos pesados são classificados em três tipos, como representados na Figura 3.6. Todos estes métodos visam a melhoria da escoabilidade dos óleos pesados de alguma maneira para reduzir custo de produção e transporte.

Figura 3.6: Diagrama mostrando como melhorar o escoamento do óleo pesado.



Fonte: Adaptado de Hart (2014).

3.4.1 **REDUÇÃO DA VISCOSIDADE**; envolve o aquecimento do óleo ou oleoduto, misturando ou diluindo o óleo pesado com solventes leves ou hidrocarbonatos, emulsificação e uso de depressoires para abaixar o ponto da fluidez do óleo.

3.4.2 **REDUÇÃO DE TENSÃO CISALHANTE OU ATRITO**; envolve a lubrificação das paredes do oleoduto, como a aplicação do escoamento anular (*core annular flow- CAF*) ou o uso de aditivos que reduzem a tensão de cisalhamento.

3.4.3 **FAZER *UPGRADE IN-SITU* PARA ÓLEOS PESADOS**; envolve tratamento químico ou processo de destilação fracionária de óleos pesados para produzir um óleo sintético com uma viscosidade melhorada.

3.5 **Escoamento multifásico de óleo e água**

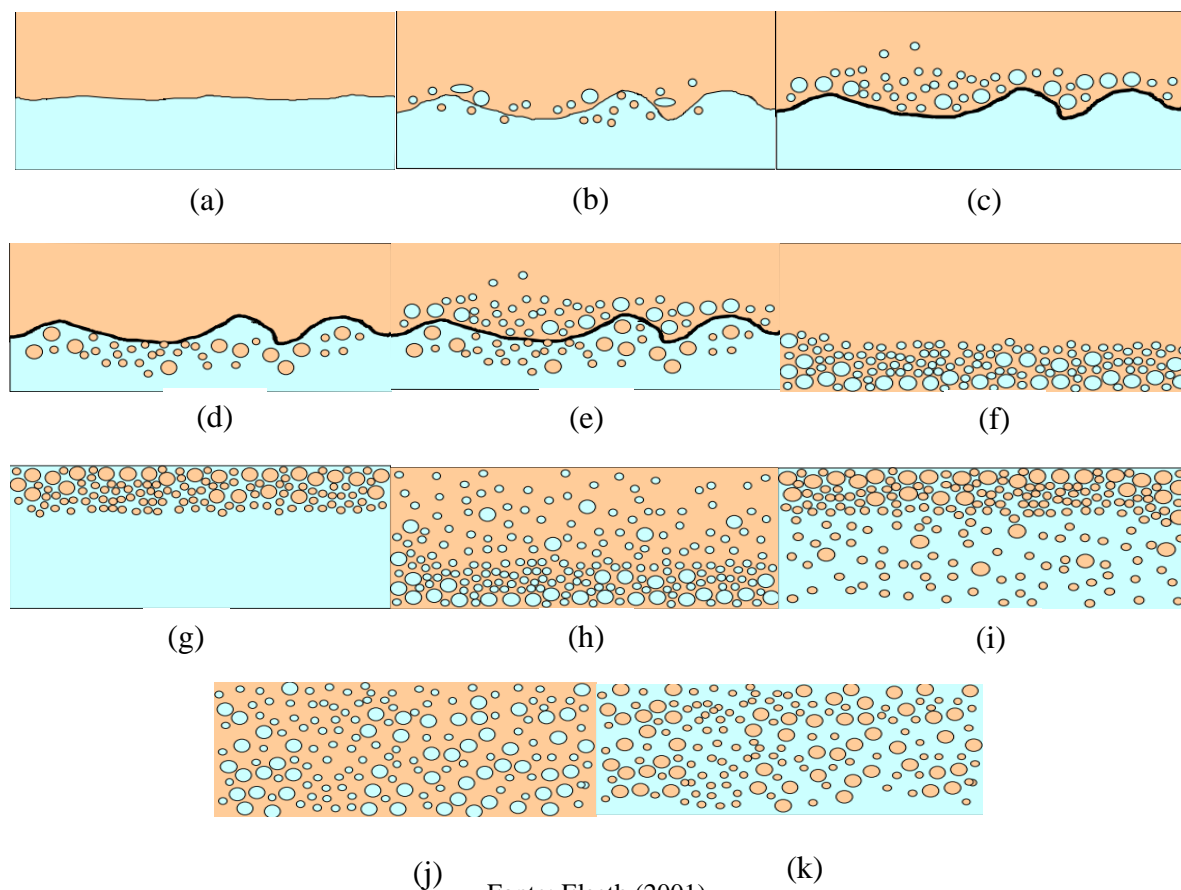
Nas indústrias de petróleo, o transporte de óleo junto com água acontece frequentemente em oleodutos. Devido às diversas configurações e regimes de escoamento que o fluido assume durante o percurso, uma compreensão dos mecanismos governantes do fluxo é crucial (ISMAIL *et al.*, 2015). Segundo Konings (2017), para qualquer configuração do escoamento de fluidos imiscíveis, fatores como a geometria do tubo, condição termodinâmica

do escoamento, propriedades do fluido e condição operacional são fundamentais para uma descrição do sistema em estudo.

As configurações mais comuns apresentadas na literatura são: escoamento suavemente estratificado (ESSE), escoamento estratificado ondulante (EEO), escoamento *slug*, escoamento com bolhas, escoamento anular perfeito (PCAF) e escoamento anular (CAF).

A Figura 3.7 elaborada por Elseth (2001), ilustra resultados de um experimento onde óleo Exxol D-60 foi introduzido com água num tubo horizontal de 5,08 cm de diâmetro e o comportamento do perfil multifásico foi observado ao longo do comprimento (0,8m), através de uma seção transparente *plexiglass*. O escoamento começa estratificado (a) onde pode ser visto os fluidos (óleo e água) separados nitidamente por uma interface. A seguir, aumentando a velocidade da mistura, obtém-se dispersão de um fluido em outro (óleo em água, água em óleo e ambos os sentidos) como pode ser visto na (b), (c), (d) e (e). A dispersão se deve ao aumento da amplitude da interface até o ponto em que se rompe para formar pequenas bolhas.

Figura 3.7: Comportamento do escoamento multifásico entre óleo e água através de um duto circular horizontal.



Fonte: Elseth (2001).

Nas Figuras 3.7 (c) e (d), apenas uma fase é dispersa em outra, porém, na (e), a dispersão ocorre em ambos. Em (f), (g), (h) e (i), um meio é contínuo enquanto outro é disperso e pelo perfil fornecido dos fluidos, pode distinguir-se o fluido mais denso ou leve. Os fluidos em (j) e (k) possuem a mesma densidade- um fluido representa meio contínuo enquanto o outro é disperso.

O óleo possui uma massa específica menor que da água, portanto, tende a levar quando a mistura (óleo/água) escoar a uma baixa velocidade. Neste caso, é provável que o perfil ESE se forme. Ao aumentar a velocidade dos fluidos, instabilidade é provocada na interface, e como resultado observa-se o perfil EEO.

Além das configurações apresentadas anteriormente, Konings (2017) relata outro tipo de configuração do perfil multifásico entre óleo pesado e água. Este escoamento é caracterizado por grandes gotículas de óleo que são o resultado de aglomeração de pequenas gotículas que se depositam na parte superior do tubo que, por sua vez, é chamado de escoamento pistonado (*plug flow*). O escoamento pistonado apresentado na Figura 3.8 é desvantajoso porque aumenta a perda de carga e provoca a incrustação. Incrustação por si é a deposição do óleo na parede do tubo toda vez que o mesmo entra em contato com a parede do tubo.

Figura 3.8: Escoamento pistonado de óleo e água.



Fonte: Hewitt (1998).

Existe outro tipo de configuração similar ao *plug flow* chamado *slug flow*. A diferença entre os dois está relacionada ao diâmetro da região anular. Enquanto a configuração do escoamento *plug* possui diâmetro do óleo (na região do núcleo) menor que o do tubo, o contrário ocorre na configuração do escoamento *slug*, ou seja, o óleo se estende e toca as paredes do tubo como pode ser visto na Figura 3.9.

Figura 3.9: Escoamento slug.



Fonte: Próprio autor (2019)

A maioria dos perfis de escoamento foi elaborada utilizando óleos pesados, óleos minerais e óleos vegetais. Neste ponto, vale acrescentar as configurações elaboradas por Ismail *et al.* (2015), onde foi utilizado *waxy crude*. Este tipo de óleo pesado contém quantidades significativas de parafina e asfaltenos- que influenciam as características físicas durante escoamento. O diferencial está na hipótese de que talvez haja influência de composição química do óleo sobre o perfil de escoamento dos fluidos.

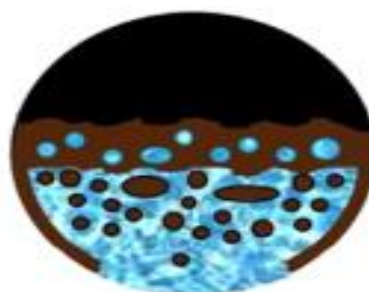
O que diferencia Ismail, A.S.I, Ismail,I e Zoveidavianpoor (2015) de outros trabalhos é o fato de ter utilizado o óleo “pastoso” (*light Malaysian waxy oil*), que se comportou diferentemente durante o escoamento com água. Os autores afirmaram que poderia ter sido causado pela complexidade química do óleo como a presença de *allylpentaspiro* [3.0.3.0.3.0.3.0.3.1](C₂₁H₃₀O), 2-metil-3-fenil-1H-indole(C₈H₁₃N), 1,3-Dimetil-4-azafenantreno (C₁₂H₁₃N), 2-(Acetoximetil)-3-(metoxicarbonil)bifenileno(C₁₇H₁₄O₄) e 3,3-Diisopropoxi-1,1,1,5,5,5-hexametiltrisiloxano (C₁₂H₃₂O₄Si₃), e chamaram este comportamento de “*oil film and emulsion*”. Consolidando esta hipótese, é possível afirmar que, durante a produção e transporte de petróleo, é inevitável a formação da emulsão (estável) de óleo em água.

A Figura 3.10 mostra a sessão transversal de um escoamento multifásico de *light Malaysian waxy crude oil*. Os autores Ismail, A.S.I, Ismail,I e Zoveidavianpoor (2015) observaram um novo comportamento no fluxo; um perfil semidisperso com semiemulsão na interface.

Figura 3.10: Escoamento semidisperso com formação de interface, semiemulsão e filme de óleo fino (a) Visto lateralmente (b) Desenho da seção transversal.



(a)



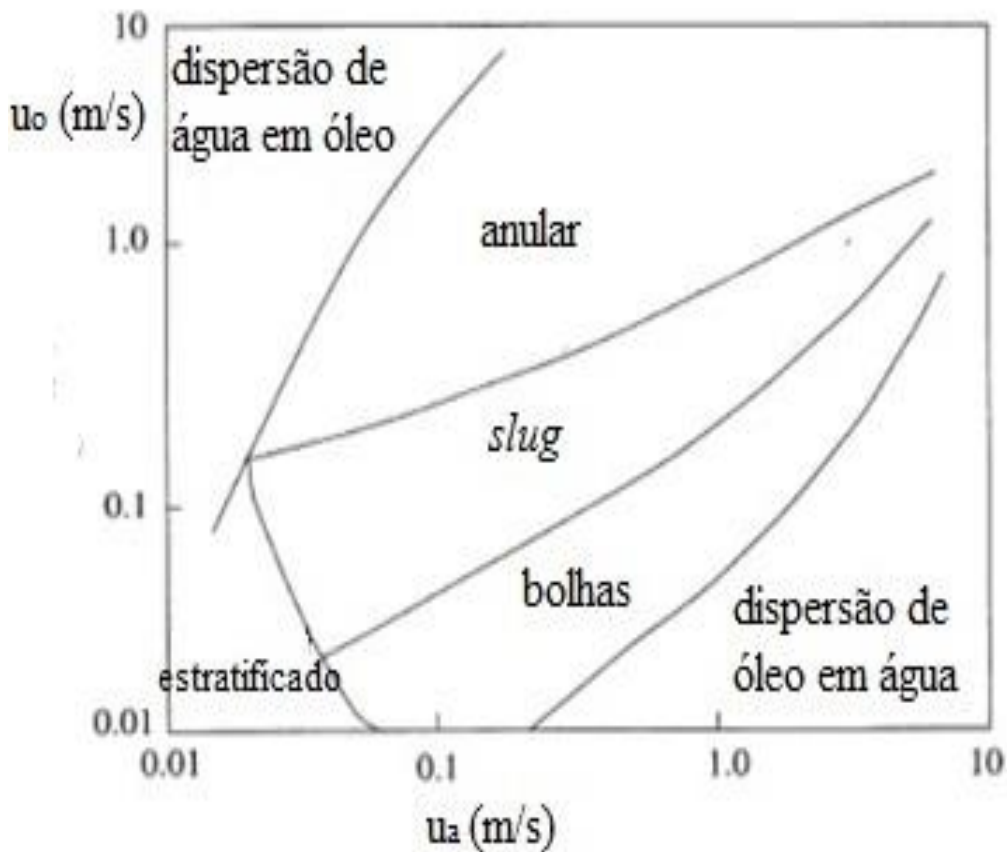
(b)

Fonte: Ismail *et al.* (2015).

Por último, as investigações conduzidas por diversos trabalhos elaboram um mapa de escoamento, mostrando as regiões onde os possíveis perfis de escoamento predominam. Cada mapa é distinto e depende apenas das condições do escoamento estabelecidas, ou seja, cada modificação das variáveis envolvidas no transporte do óleo resulta em um novo mapa de escoamento. Esta observação foi feita por Wang *et al.* (2011) e Ismail, A.S.I, Ismail,I e Zoveidavianpoor (2015), onde foram feitas comparações entre os mapas obtidos pelos autores. A maioria dos mapas determina a dependência do perfil do escoamento nos fatores estudados. Portanto, o fator que se destaca é a velocidade dos fluidos.

O mapa apresentado na Figura 3.11 foi elaborado por Konings (2017) para um escoamento multifásico (óleo e água) em um tubo circular horizontal, onde a região onde predomina cada perfil é plotado em função das velocidades. Neste sentido, o u_o do eixo vertical representa a velocidade do óleo, sendo u_a do eixo horizontal representa a velocidade da água no escoamento. No mapa, se identifica escoamento disperso (óleo em água e água em óleo), anular, *slug*, bolhas e estratificado.

Figura 3.11: Mapa de escoamento multifásico de óleo e água.



Fonte: Konings, (2017).

3.5.1 ESCOAMENTO ANULAR HORIZONTAL (HCAF)

O escoamento anular horizontal (HCAF) é utilizado para transportar óleos pesados com menor perda de carga possível. Isto envolve o uso de um fluido com baixa viscosidade, geralmente a água, para transportar o óleo com alta viscosidade. O fluido pesado é coberto pela água e bombeado através do duto circular horizontal como mostra a Figura 3.12.

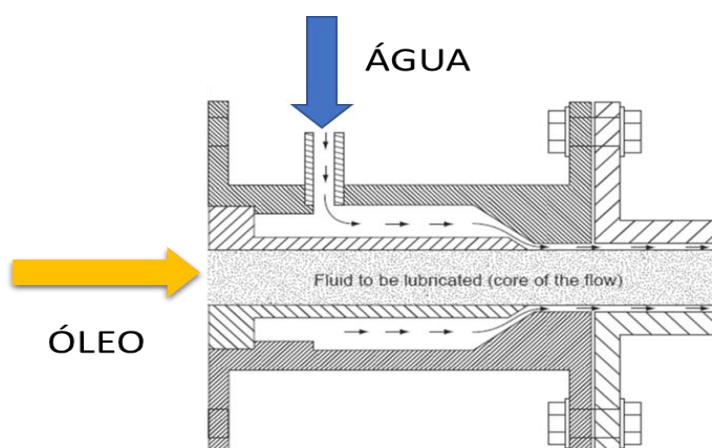
Figura 3.12: Escoamento anular horizontal.



Fonte: Strazza (2010).

Para iniciar um escoamento CAF, o uso de cabeçote é crucial, geralmente, este acessório possui duas entradas. A água entra lateralmente, enquanto o óleo entra pela região central. O cabeçote, às vezes é regulável ou pode possuir uma entrada com corte fixo. A Figura 3.13 mostra um cabeçote regulável. O mesmo opera a uma faixa de 10 a 30% para corte de água segundo Saniere, Henaut e Argillier (2004) e Hart (2014).

Figura 3.13: Cabeçote regulável para a configuração do CAF.



Fonte: Bensakhria et al. (2004)

Por outro lado, entrada com corte fixo pode ser utilizada como mostra a Figura 3.14. Este tipo de entrada foi utilizado neste trabalho, e possui uma entrada com 33% para corte de óleo.

Figura 3.14: Entrada fixa para configuração CAF.



Fonte: Próprio autor (2019).

As indústrias petrolíferas começaram a se interessar em transportar óleo com auxílio de água desde 1904, e nesta direção, Isaac e Speed registraram a patente 759374. Estes autores foram os primeiros a discutir transporte de óleo lubrificado utilizando água e óleo leve, e utilizando forças centrípetas para estabilizar o escoamento (JOSEPH *et al.*, 1997). Aproximadamente seis décadas depois, o CAF utilizando óleo pesado foi patenteado por Keil (1968). Este autor provocou uma emulsão entre óleo e água, para realizar o transporte.

Óleos altamente viscosos provocam grandes perdas de carga durante seu transporte através de oleodutos. Isto por sua vez, dificulta o processo de bombeamento direto do mesmo, que economicamente, se torna inviável. Como os outros métodos de transportar óleos pesados possuem desvantagens devido aos procedimentos preliminares como preaquecimento, diluição e emulsificação, os tornam a recuperação do óleo difícil e não econômico em comparação transporte por escoamento anular.

Ao adotar o CAF, a perda de carga dependeria da viscosidade da água. Nesta direção, Bensakhria *et al.* (2004) descobriram que durante transporte de óleos pesados por (CAF), a redução da perda de carga foi acima de 90% utilizando água como lubrificante.

No Brasil, Bannwart (1999) testou o método CAF em tubo vertical com expectativa de aplicar o mesmo na exploração de óleo pesado em águas profundas aqui no Brasil. Foi descoberto que a perda de carga poderia ser reduzida até um fator de 150 vezes.

Diante deste método de transporte, a diferença em massas específicas entre os fluidos se torna um desafio grande, visto que poderia causar instabilidades durante o transporte como levitação e incrustação. Neste sentido, para reduzir a massa específica e provocar emulsificação entre óleo e água, Clark e Shapiro (1949) utilizaram surfactantes. Em geral, o CAF se torna mais eficiente quando o óleo é muito viscoso e possui uma massa

específica próxima a da água. Uma vez, este conjunto de condição faz com que o escoamento ocorra com emulsificação estável e configuração CAF.

Apesar do CAF ser um método eficiente, há algumas limitações operacionais e sistemáticas, atrelados a este tipo de escoamento. A primeira surge a partir de inconsistência na vazão. A segunda está relacionada à reinicialização do processo, depois de uma paralização. Retornar à configuração CAF se torna difícil ao paralisar o processo. Na parte sistemática, acessórios como cotovelos, válvulas, junções e configurações da tubulação com inclinação, podem alterar o perfil do escoamento.

Segundo Gosh *et al.* (2009), mesmo que o CAF apresente características interessantes no transporte de óleos pesados, há problemas relacionados, que podem aumentar o custo de transporte, por fim, aumentando o preço final do óleo. Alguns dos problemas são emulsificação, incrustação e levitação, que serão elaborados em detalhe na sessão 3.7 da página 18.

3.5.2 ANÁLISE FEITA ANTES DE TRABALHAR COM CAF

Antes de iniciar o transporte CAF, é crucial estudar as condições que podem afetar a eficiência do escoamento. Devido às amplas condições que este tipo de escoamento depende, torna-se difícil estabelecer um padrão para este tipo de escoamento. As seguintes análises podem ser feitas:

3.5.2.1 *Estabelecer o CAF minimizando a perda de carga*

Para cada diâmetro de tubo, o CAF é estabelecido sobre faixas de velocidade e razão óleo/água limitadas. Por isso, o maior desafio é estabelecer e manter CAF em todo comprimento do tubo. Este desafio inclui projetar e ajustar o bocal para estabelecer o CAF no início do processo, e ajustar a razão óleo/água, para obter uma distribuição desejável de óleo e água.

3.5.2.2 *Perda de carga e retenção de água provocada pelas superfícies internas do tubo*

Durante horas de escoamento em CAF se observa incrustação em alguns pontos. Este problema provoca perda de carga. Visto que a incrustação depende da molhabilidade das

superfícies internas do tubo para ocorrer, durante a montagem da estrutura, deve-se preocupar com esta característica.

3.5.2.3 *Análise de estabilidade*

A partir do estabelecimento do CAF, deve se preocupar com a estabilidade do escoamento ao longo do tempo em diferentes faixas de velocidades. Deve se conhecer a faixa onde o CAF é estável para evitar a incrustação, que aumenta o custo de transporte.

3.6 **Grandes Projetos Executados Utilizando o escoamento anular (CAF)**

O CAF, apesar de ter uma aplicação ainda limitada devido à sua complexidade, é aplicado em alguns locais onde a exploração de óleos pesados é consideravelmente grande. Os seguintes são os destaques:

INDONÉSIA: Transporte comercial de 40.000 barris/dia e corte de 70% para óleo através de tubo com diâmetro de 0,505 m a uma distância de 238 km (LAMB e SIMPSON, 1973);

VENEZUELA: Transporte comercial Orimulsion, 55 km de tubulação com 15,24 cm de diâmetro que percorre de Sandiego, Anzoategui até a estação de tratamento Budaré. Até o momento, está funcionando com ótimos resultados;

CALIFÓRNIA, EUA: Era um projeto da Shell que possuía um oleoduto com 15,24 cm de diâmetro, e percorria uma distância de aproximadamente 38,6 Km. Operava-se com uma corte 70% para óleo e uma vazão de 24.000 barris por dia. Esta instalação CAF funcionou por 12 anos, desde 1970 bombeando óleo-água do reservatório North Midway perto de Bakerfield, até a unidade central *Ten Section* (SALAGER *et al.*, 2001). A perda de carga registrada variava entre 900 a 1100 psi.

3.7 **Principais problemas ligados ao CAF**

Como mencionado anteriormente, o CAF é cercado por diversos desafios: a configuração e propriedades do tubo, as características reológicas e composições químicas dos fluidos (óleo e água) e condições operacionais, que por sua vez, são fundamentais na

caracterização dos problemas existentes neste tipo de escoamento. Os principais são: emulsificação, levitação e incrustação.

3.7.1 EMULSIFICAÇÃO

Emulsificação de óleos pesados e água ocorrem em muitos estágios de produção do petróleo como na perfuração, produção, transporte e processamento do petróleo. Com um bom conhecimento em emulsificação de petróleo, é possível controlar e melhorar cada estágio no processo de transporte do mesmo. Neste sentido, o conhecimento sobre as cargas elétricas das moléculas de óleo e água pode servir para estabilizar a emulsificação produzida.

Emulsões geralmente são estáveis por longos períodos, devido a agentes emulsificadores naturais presentes nos óleos. Óleos pesados contêm, em níveis consideravelmente altos, asfaltenos (componentes com alto peso molecular), ácidos naftênicos e resinas que atuam como emulsificadores naturais, pela capacidade que possuem de produzir películas viscoelásticas ao redor das gotas de água (KARCHER, PERRECHIL e BANNWART, 2015).

A estabilidade da emulsão depende de muitos parâmetros, os principais são: composição do óleo em termos de moléculas ativas superficiais, (AHMED *et al.*, 1999; ELGIBALY, NASHAWI, e TANTAWY, 1997), salinidade, pH da água (PLEGUE *et al.*, 1986) volume óleo/água (SUN e SHOOK, 1996), tamanho das gotículas e polidispersão (AHMED *et al.*, 1999; SUN e SHOOK, 1996), temperatura (SUN e SHOOK, 1996), tipo de surfactante e concentração (SUN e SHOOK, 1996; ZAKI *et al.*, 2000), energia de mistura. Muitos estudos experimentais vêm sendo feitos, porém, os resultados demonstram inconsistência, por causa da complexidade apresentada por emulsões que são influenciados por muitos fatores mencionados no início deste parágrafo.

De acordo com Verzaro *et al.* (2002), outro método de transportar óleo pesado é o uso de NH_4OH como base para saponificar os ácidos graxos com a finalidade de formar emulsão de óleo em água. A recuperação do óleo depois do transporte requer a evaporação da amônia. Portanto, a amônia pode ser recuperada e reciclada.

Surfactante é geralmente adicionado à mistura óleo-água como agente emulsificador para cumprir duas funções: a primeira função é reduzir a tensão superficial existente entre óleo e água, portanto, ajudando na formação de emulsão no sistema. E a segunda função do surfactante é estabilizar as gotículas de óleo em meio aquoso para evitar o mecanismo de coalescência pelas gotículas de óleo (SHERMAN 1983).

3.7.2 LEVITAÇÃO NO ESCOAMENTO ANULAR.

No processo de CAF, os fenômenos levitação e incrustação são praticamente inevitáveis. Devido aos fatores como a vazão da mistura e as massas específicas dos fluidos que definem o tipo de escoamento (laminar ou turbulento), o sistema poderia enfrentar algumas instabilidades durante o processo. Estas instabilidades, portanto, poderiam causar incrustação.

Devido ao efeito de gravidade observado na CAF em tubos horizontais, a posição do núcleo (óleo escoando) é alterada ao longo do escoamento. A explicação para este fenômeno é a força de empuxo, que atua no núcleo em direção axial, devido à diferença de massa específica existente entre água e óleo.

O acúmulo de óleo nas paredes do duto é um dos principais problemas enfrentados na operação CAF. Visser (1989) revelou que durante o teste do CAF utilizando óleo com 9° API, o óleo tende a aderir à parede, bloqueando a passagem com o passar do tempo. Joseph, Renardy, Y. e Renardy, M. (1997) ainda acrescentaram que mesmo que o escoamento seja hidrodinamicamente estável e capaz de manter a sua configuração passando por várias discontinuidades que provocam perda de carga na tubulação, ocorre a deposição de óleo nas paredes, por efeitos termodinâmicos.

No escoamento anular multifásico em tubo horizontal, a diferença de densidade entre os fluidos configura um escoamento excêntrico e devido à presença de instabilidades (ondas) na interface, escoamentos secundários perpendiculares ao eixo do tubo são gerados. Essas ondas, portanto, exercem forças sobre o núcleo (óleo) durante o escoamento.

Experimentos comprovam que em condições normais, um CAF excêntrico é observado. Porém, a levitação ocorre quando um núcleo (óleo) de um escoamento concêntrico se torna acêntrico devido à diferença em massa específica entre óleo e água. Segundo Ooms, Pourquie e Beerens (2013), durante o CAF, o núcleo concentra pressão maior que a parte anular, em resultado, provoca mecanismo de levitação.

A levitação ocorre pela ação do empuxo hidrodinâmico (*hydrodynamic uplift*), devido às ondas geradas na superfície do óleo durante o escoamento anular, segundo Joseph et al (1997). Ooms et al (1984) e Olienans (1986), fizeram um modelo semiempírico onde foi demonstrada a geração de forças de flutuação proporcional à primeira potência da velocidade para contrabalançar a força gravitacional.

Por sua vez, toda instabilidade provocada no sistema resulta em incrustação no tubo. Isto eleva a perda de carga e reduz a eficiência do transporte.

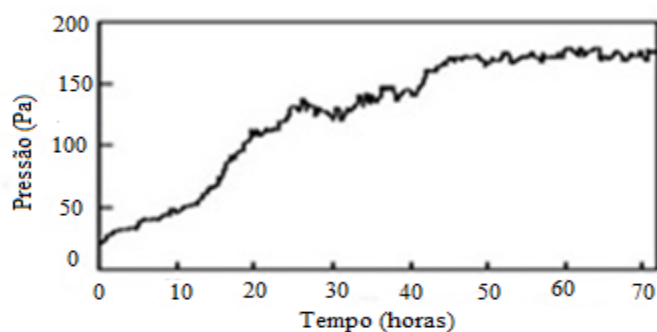
3.7.3 INCRUSTAÇÃO

Apesar do escoamento CAF ser hidrodinamicamente estável (considerando todos os fatores necessários para um CAF), ainda pode provocar incrustação nas paredes do tubo. Este efeito não é hidrodinâmico, mas de adesão. A estabilidade hidrodinâmica do escoamento é robusta mesmo se a parede for molhada com óleo. Porém, com o passar do tempo, a acumulação de partículas nas paredes provoca aumento na perda de carga e, no caso extremo, o entupimento do tubo. O óleo por se mais viscoso e possuir aderência maior que da água, se torna o causador de incrustação no tubo.

Uma ilustração sobre este fenômeno (incrustação) foi demonstrado experimentalmente por Zaurata Crude Oil em Orinoco, Venezuela. No caso, óleo pesado com massa específica $0,996 \text{ g/cm}^3$, viscosidade $0,115 \text{ Pa.s}$ a uma temperatura de 25°C foi bombeado utilizando um tubo de 20 cm de diâmetro percorrendo uma distância de 1 Km. Na entrada, 4 % de óleo foi injetado a uma velocidade de 1,5 m/s. Com passar do tempo, a Figura 3.15 mostra como a perda de carga aumenta consideravelmente de aproximadamente $2,06843 \times 10^5 \text{ Pa}$ para $1,172 \times 10^6 \text{ Pa}$ devido ao fenômeno de incrustação.

Além dos estudos convencionais como a queda de pressão, alguns estudos já foram feitos para observar o efeito da molhabilidade de tubos diferentes e efeitos de parâmetros diferentes sobre a molhabilidade. Miessen *et al.* (1993) utilizou silicato de sódio 0,2 % em água para prevenir incrustação provocado pelo escoamento.

Figura 3.15: Teste de incrustação do Zaurata crude, San Tomé.



Fonte: Joseph *et al.* (1997).

Na mesma direção, Santos *et al.* (2006) utilizou óleo pesado com peso específico de 940 kg/m^3 e viscosidade $\mu = 0,511 \text{ Pa.s}$ para estudar a molhabilidade de materiais como tubo de aço galvanizado, aço inoxidável e vidro de borossilicato. Os autores utilizaram 1% de metasilicato de sódio e cloreto de sódio para observar se influencia o ângulo contato entre o

fluido e as paredes do tubo. Por fim, verificou-se que aço galvanizado e aço inoxidável apresentaram molhabilidade baixa em comparação ao vidro de borossilicato. Também, os mesmos confirmaram que a presença de aditivos melhorou a molhabilidade dos tubos.

3.8 Propriedades dos Fluidos

Em alguns experimentos de escoamento multifásico como o CAF, escoamento estratificado, disperso e pistonado, o uso do óleo de soja acarreta algumas vantagens. Isso é devido à proximidade em termos de características físicas como: massa específica e viscosidade, aos óleos pesados. O óleo de soja é disponível e possui custo baixo em comparação aos óleos pesados. Além disso, possui menos opacidade, portanto facilita o monitoramento do perfil do escoamento.

A Tabela 3.1 mostra as propriedades de fluidos utilizados por diversos autores, na sua maioria a uma temperatura ambiente. Ao observar, percebe-se que óleos 1, 2 e 3 são pesados, pois possuem viscosidades acima de 100 cP (abaixo de API 20°). Diferentemente, os óleos 4, 5, 6 e 7 são classificados leves pelo mesmo critério. Por outro lado, a água, sendo mais densa que todos os óleos, possui uma viscosidade baixa (1 cP).

Tabla 3.1: As propriedades de alguns fluidos utilizados por alguns autores para escoamento de CAF.

Fluido	Massa específica (kg/m³)	Viscosidade dinâmica (Pa.s)	Tensão interfacial entre óleo e água (N/m)	Fonte
Água	999	0,001	0,072	Gosh, Das,G. e Das, P. K (2010).
Óleo 1	854,80	0,62	0,032	Jiang <i>et al.</i> (2014).
Óleo 2	946	1,193	0,029	Vara (2001).
Óleo(mineral)3	850	0,0179	0,036	Alkaya, Jayawardena e Brill (2000).
Óleo4	790	0,00164	0,043	Eliseth (2001).
Óleo5	810	0,005	0,017	Oddie <i>et al.</i> (2003).
Óleo6	830	0,0075	0,0204	Rodriguez e Oliemans (2006).
Óleo de soja	910	0,03094	0,0198	Melo-Espinosa <i>et al.</i> (2014).
Óleo de milho	918	0,0523	--	Noureddini, Teoh e Clement (1992).

Devido às similaridades apresentadas por óleo de milho e soja, como visto na Tabela 3.1, espera-se obter um perfil de escoamento similar ao utilizar estes óleos nas mesmas condições.

3.9 Modelagem matemática

Este capítulo apresenta as equações necessárias para o desenvolvimento do modelo, além do método matemático utilizado para discretizar o modelo. As equações relevantes neste capítulo incluem as forças e números adimensionais importantes para descrever o perfil do escoamento.

3.9.1 TENSÃO INTERFACIAL

A tensão interfacial entre fluidos imiscíveis é uma propriedade física importante para a determinação de características do escoamento tais como dispersão, emulsão e recuperação do óleo.

Antonoff (1907) propôs que a tensão interfacial entre duas fases pode ser representada pela diferença absoluta das tensões de cada componente (expostos ao ar livre) dos fluidos como apresentado pela Equação 3.1.

$$\sigma_{oa} = |\sigma_o - \sigma_a|. \quad 3.1$$

em que: σ_o e σ_a são as tensões superficiais de componentes individuais dos fluidos, mutuamente saturados entre si.

Porém, a Equação 3.1 é apenas uma estimativa para o valor de tensão interfacial. Donahue e Bartell (1952). Uma sugestão de uma equação mais sofisticada foi proposta por Girifalco e Good (1957). De acordo com os autores, para estimar a tensão interfacial entre dois fluidos em contato, a Equação 3.2 é utilizada. Estes óleos por sua vez formam ou não formam filmes com um ângulo de contato menor ou igual a 10° .

$$\sigma_{oa} = \sigma_o + \sigma_a - 2\theta\sqrt{\sigma_o\sigma_a}. \quad 3.2$$

A Equação 3.2 tem aplicação limitada pelo fato de que o parâmetro θ (ângulo de contato) é determinado experimentalmente, dependendo do sistema envolvido, e o valor do

mesmo na maioria das vezes é unitário ($\theta \approx 1$ quando apenas existe força de dispersão atuando entre os fluidos). Por outro lado, Fowkes (1962; 1963) descreveu que a tensão interfacial entre duas fases pode ser determinada pela Equação 3.3.

$$\sigma_{oa} = \sigma_o + \sigma_a - 2\sqrt{\sigma_o^{nd} + \sigma_a^{nd}}. \quad 3.3$$

em que: σ_o^{nd} e σ_a^{nd} são as contribuições das componentes de tensões não dispersas para a energia livre existente na superfície do óleo e água.

Óleos vegetais possuem altas tensões superficial devido à eliminação de substâncias que formam superfícies ativas como ácidos graxos e monoglicéridos e diglicéridos durante o processo de purificação (FISHER *et al.*, 1985; GAONKAR e BORWANKAR, 1991).

Óleo pesado, superpesado, xisto de petróleo (*oil shale*) e betume são todos tipos de petróleo não convencionais. Geralmente, devido à similaridades apresentadas por óleos pesados, surgem algumas dificuldades em classificá-los. A classificação do óleo parte da sua facilidade de escoar. O fluxo por sua vez, depende da viscosidade. A partir desta avaliação e classificação, uma técnica específica de produção, transporte e refino são escolhidos.

Segundo Melo-Espinosa *et al.* (2014), para a tensão interfacial existente entre água e óleo de soja, foi estimado um valor de 0,0198 N/m como mostra a Tabela 3.1 da página 22.

3.9.2 GRADIENTE DE PRESSÃO E PERDA DE CARGA

O gradiente de pressão é um dos fatores importantes no estudo de CAF. Joseph *et al.* (1985) resolveram o problema de perda de carga durante o transporte CAF, onde o fluxo de óleo no duto de raio R_o é maximizado em relação ao raio R_a da região anular do tubo. Por sua vez, o fluxo é máximo no caso das Equações 3.4, 3.5 e 3.6. Para óleos altamente viscosos, a Equação 3.6 é utilizada, quando o valor de “m” é muito pequeno.

$$R_o = \left(\frac{1}{2-m}\right)^{\frac{1}{2}} R_a, \quad 3.4$$

$$m = \frac{\mu_a}{\mu_o}, \quad 3.5$$

$$R_o = \frac{R_a}{\sqrt{2}}. \quad 3.6$$

Em que: μ_a e μ_o são as viscosidades da água e óleo. Por sua vez, os subscritos “a” referente à água, e “o” referente ao óleo.

Para o escoamento anular (CAF), as equações da conservação do momento são representadas pelas Equações 3.7 e 3.8.

$$-A_o \frac{dP}{dx} - \tau_o S_o = 0, \text{ (escoamento do núcleo)} \quad 3.7$$

$$-A_a \frac{dP}{dx} - \tau_a S_a + \tau_o S_o = 0. \text{ (escoamento da região anular)} \quad 3.8$$

Em que: S_a e S_o representam as circunferências da região anular e do núcleo respectivamente, $\frac{dP}{dx}$ é o gradiente da pressão do escoamento na direção longitudinal (direção do escoamento), τ_o representa a tensão cisalhante na interface óleo-água, τ_a representa a tensão cisalhante nas paredes do tubo. A área transversal ao eixo do tubo da região ocupada por óleo e água é estimada pelas Equações 3.9 e 3.10.

$$A_o = \frac{\pi D_o^2}{4}, \text{ (área do núcleo)} \quad 3.9$$

$$A_a = \frac{(D^2 - D_o^2)\pi}{4}. \text{ (área da região anular)} \quad 3.10$$

Em que: D e D_o representam o diâmetro do tubo e do núcleo respectivamente.

A tensão de cisalhamento que atua na parede do tubo é dada pela Equação 3.11. Esta equação por sua vez, representa uma estimativa da tensão entre a parede e água.

$$\tau_a = \frac{f_a \rho_a U_a^2}{2}. \quad 3.11$$

Em que: f_a por sua vez, é definido pela Equação 3.12, que representa uma estimativa para o fator de atrito Darcy-Weisbach da água, relacionado o número de Reynolds, ρ_a é a massa específica da água e U_a é a velocidade da água. Esta equação é independente da rugosidade do tubo, porém ainda se restringe a um escoamento totalmente desenvolvido:

$$f_a = \frac{64}{Re}. \quad 3.12$$

Adicionalmente, pode-se estimar por cálculo, o valor da perda de carga a vazões diferentes através relação da queda de pressão, que mostra a proporcionalidade do mesmo com a viscosidade, como mostra a Equação 3.13.

$$\Delta P = f_a \frac{L \rho \bar{u}^2}{2D}. \quad 3.13$$

em que μ é a viscosidade dinâmica, L é o comprimento do tubo, \bar{u} é a velocidade média e D é o diâmetro do tubo.

A velocidade média por sua vez é calculada pela equação 3.14.

$$\bar{u} = \frac{u_{\max}}{2} \quad 3.14$$

3.9.3 FORÇAS EXISTENTES E NÚMEROS ADIMENSIONAIS NO ESTUDO DE CAF

Em estudos de escoamento CAF multifásico, observar e quantificar forças que agem nos domínios pode ser complexo. As seguintes forças são importantes para este estudo: a força gravitacional, tensão superficial, força viscosa, a força de inércia e pressão.

Essas forças de alguma maneira atuam durante o escoamento do fluido. Além disso, a força da inércia e a força viscosa compõem o número adimensional de Reynolds representado pela Equação 3.15.

$$Re = \frac{\rho DU}{\mu}. \quad 3.15$$

em que: ρ representa a massa específica do fluido, D é o diâmetro do tubo, U é a velocidade do fluido e μ representa a viscosidade dinâmica do fluido.

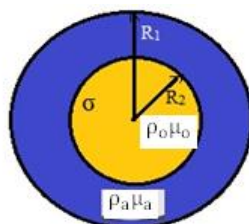
O número de Reynolds representa a razão entre a força de inércia e a força viscosa na equação. Portanto, o número de Reynolds para CAF perfeito é representado pela Equação 3.16.

$$Re_a = \frac{\rho U_a (R_a - R_o)}{\mu_a}. \quad 3.16$$

Em que: U_a = velocidade da água, R_o = raio da região central (ocupada por óleo), e R_a = raio da região anular (ocupada por água).

A Figura 3.16 mostra a configuração do tubo e algumas dimensões e variáveis importantes para estudos de escoamento anular entre óleo e água. Portanto σ = tensão interfacial entre a água e óleo, ρ_a , ρ_o , μ_a e μ_o são as densidades e viscosidade dinâmica do óleo e água.

Figura 3.16: Seção transversal do duto horizontal com escoamento CAF.



Fonte: Adaptado de Beerens (2013).

Além das forças e números adimensionais apresentados anteriormente, as Equações 3.17 que representa a velocidade superficial da água, 3.18 que representa a fração de água e 3.19 que é a razão de retenção (óleo por água) outras quantidades importantes para a análise de escoamento multifásico (óleo e água):

$$\text{Velocidade superficial } u_s = \frac{\dot{u}_a}{\pi R^2}, \quad \frac{\text{Vazão}}{\text{área}} \quad 3.17$$

$$\text{Razão óleo-água } \alpha_a = \frac{\dot{u}_a}{\dot{u}_a + \dot{u}_o}, \quad \frac{\text{Vazão da entrada de água}}{\text{Vazão total de água e óleo}} \quad 3.18$$

$$\text{Razão de retenção } h = \frac{\dot{u}_o u_a}{\dot{u}_a u_o} \quad 3.19$$

Em que α_a é a proporção da água introduzida no duto circular, \dot{u}_o é a vazão do óleo e \dot{u}_a é a vazão da água.

A Equação 3.19 pode ser escrita em função dos raios de regiões ocupadas por óleo e água respectivamente para um escoamento CAF como representado na Equação 3.20.

$$h = \frac{\dot{u}_o}{\dot{u}_a} \left(\frac{R_a^2}{R_o^2} - 1 \right). \quad 3.20$$

3.9.4 DINÂMICA DOS FLUIDOS COMPUTACIONAL

A dinâmica dos fluidos computacional aborda a formulação e solução numérica para problemas relacionados ao escoamento. Para a modelagem de escoamento multifásico (duas fases), existem abordagens diferentes tais como level-set, propagação da interface de fluido utilizando Front tracking (GLIMM *et al.*, 2000 e TRIGVASON *et al.*, 2001), Volume of fluid (VOF) (SCARDOVELLI *et al.*, 1999) e *phase field* (LOWENGRUB *et al.*, 1998).

O Level-set é uma técnica numérica que é utilizada para rastrear o perfil de fluidos escoando. Geralmente, a interface se move e muda de configuração, e o Level-set é utilizado para acompanhar o desenvolvimento do perfil. Por sua vez, esta interface é representada implicitamente, e a equação do escoamento é numericamente aproximada usando esquemas derivados da lei de conservação hiperbólicos.

Segundo Sethian (2001), tanto *phase field* quanto *level set* possuem vantagens; por exemplo os códigos podem ser convertidos de 2D para 3D sem enfrentar dificuldades e a descrição da mudança na topologia é realizada com facilidade.

Supondo que uma curva tridimensional simples e fechada representada pela função $\mathbf{I}(t)$ estão se movendo. Portanto, um dado campo de velocidade $\mathbf{u} = (u_x, u_y, u_z)$ estaria transportando a interface $\mathbf{I}(t)$. Nesta direção, considera-se uma função $\phi: \mathbb{R}^3 \times [0, \infty) \rightarrow \mathbb{R}$ onde o conjunto *zero-level* $\phi = 0$ corresponde à interface $\mathbf{I}(t)$ evoluindo ao longo do tempo.

ϕ é uma função degrau unitária que o seu valor é zero (0) em um domínio e um (1) e outro domínio, ou seja, na interface, existe uma transição do 0 ao 1 ($0 \leq \phi \leq 1$).

Level set foi introduzido e utilizado por Osher e Sethian (1988), Sussman et al. (1998), Li e Renardy (1999), e Kang, Shim e Osher (2007) para descrever o escoamento de fluidos incompressíveis. Por sua vez, fixando um valor inicial simples de um problema de escoamento para o ϕ num determinado passo de tempo, onde a Equação 3.21 demarca a restrição da *Level-set* ao domínio definido.

$$\phi = \phi(\check{R}, t). \quad \check{R} \in \Omega \quad 3.21$$

Sendo que Ω é o domínio definido pelo problema físico que possui uma extensão \check{R} , ou seja, o domínio de interesse que é demarcado por equações governantes que descrevem o mesmo. Logo, a Equação 3.22 representa a evolução e restrição do ϕ (interface do fluido) na equação de Navier-Stokes para um escoamento incompressível.

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + \nabla \cdot (\mathbf{u}\phi) = \frac{1}{\rho} (-\nabla p + \nabla \cdot (2\mu\mathbf{S})) + F. \quad 3.22$$

em que, F é o termo da fonte do momento, que engloba a força gravitacional e a tensão interfacial. Além disso, o tensor da viscosidade (ϵ) é dado pela Equação 3.23:

$$\epsilon = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_{jk}}{\partial L_i} + \frac{\partial u_{ik}}{\partial L_j} + \frac{\partial u_{kj}}{\partial L_k} \right). \quad 3.23$$

em que i, j e k são as coordenadas da velocidade \mathbf{u} .

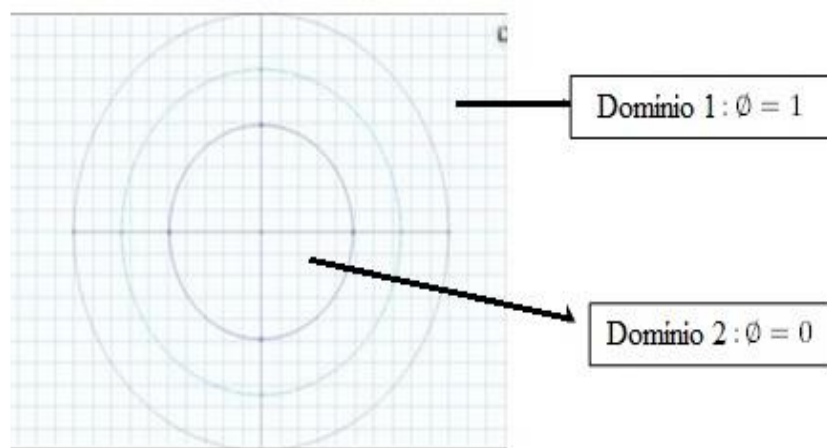
A abordagem numérica aproxima a solução das equações da interface dado o valor do problema inicial, que por sua vez é dependente do tempo para acompanhar a evolução da função, cujo *level-set* zero (0), sempre localiza a interface propagada.

Adicionalmente, para acompanhar a evolução da densidade e viscosidade na interface, necessita-se empregar a função *Heaviside*, pois os mesmos causam instabilidade ao aplicar o método de Elementos finitos (MEF). A função *Heaviside* é apresentada pela Equação 3.24.

$$H(\phi) = \begin{cases} 0, & \phi \leq -\epsilon \\ \frac{1}{2} + \frac{\phi}{2\epsilon} + \frac{1}{2\pi} \operatorname{sen}\left(\frac{\pi\phi}{\epsilon}\right), & -\epsilon \leq \phi \leq \epsilon \\ 1, & \phi \geq \epsilon \end{cases} \quad 3.24$$

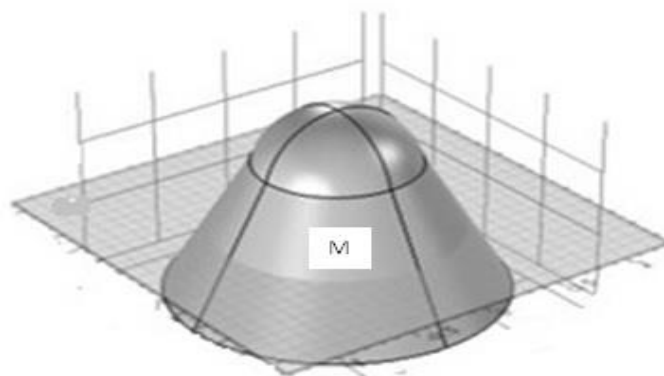
No COMSOL, ϵ mede a espessura da interface e corresponde à metade da espessura da interface $\phi = 0.5$. A Figura 3.17 mostra a base do perfil (definida pela equação do Navier-Stokes) com as linhas definindo o nível e extensão do perfil, e por outro lado, a Figura 3.18 mostra o domínio “M” construído aplicando o *level-set* e respeitando as condições impostas sobre o sistema.

Figura 3.17: : Dois domínios 1 e 2 separados por uma interface.



Fonte: Próprio autor (2019).

Figura 3.18: Plotagem *Level-set* referente à Figura 3.16.



Fonte: Próprio autor (2019).

Visto que este trabalho envolve o escoamento bifásico com uma interface entre dois fluidos, tem-se o vetor normal da função *Level-set* “n” e curvatura “k” da interface representados pelas Equações 3.25 e 3.26 respectivamente:

$$\mathbf{n} = \frac{\nabla\phi}{|\nabla\phi|} \Big|_{\phi=0,5}, \quad 3.25$$

$$k = -\nabla\mathbf{n} \Big|_{\phi=0,5}. \quad 3.26$$

Para que a interface se mova com uma velocidade “u”, o COMSOL resolve a Equação 3.27:

$$\frac{\partial\phi}{\partial t} + \mathbf{u} \cdot \nabla\phi = \gamma \nabla \cdot (\epsilon \nabla\phi - \phi(1-\phi) \frac{\nabla\phi}{|\nabla\phi|}). \quad 3.27$$

Os termos no lado esquerdo da Equação 3.27 descrevem o movimento da interface. Os termos no lado direito são necessários para a estabilidade numérica. “γ” é o parâmetro de reinicialização ou estabilidade durante a simulação, e seu valor depende de cada problema. Caso o seu valor seja muito pequeno ou grande, a interface se torna inconsistente ao longo do domínio. Portanto, o valor ideal para “γ” é dado como a velocidade máxima (OLESEN, 2003). O ε por outro lado, determina a espessura da interface.

Para o COMSOL manter a espessura da interface durante simulação numérica, uma compressão artificial é adicionada, resolvendo a Equação 3.28 da conservação dentro da região $0 < \phi < 1$. Adicionalmente, para evitar qualquer descontinuidade na interface, o *software* adiciona uma pequena quantidade de viscosidade/difusão representado pela Equação 3.28. Durante a aplicação numérica, o *software* combina o tempo artificial (Equação 3.28), tempo real (Equação 3.22) e a equação de Navier-Stokes para formar a Equação 3.29.

$$\frac{\partial\phi}{\partial\tau_a} + \nabla \cdot \phi(1-\phi)(\phi)\mathbf{n} = \mu \nabla^2\phi, \quad 3.28$$

$$\frac{\partial\phi}{\partial t} + \nabla(\mathbf{u}\phi) + \nabla\phi(1-\phi)\mathbf{n} - \epsilon \nabla^2\phi = 0. \quad 3.29$$

Em que τ_a e μ são tempo artificial e viscosidade respectivamente.

3.9.5 DISCRETIZAÇÃO

A discretização envolve a transformação de equações diferenciais parciais no espaço infinito para espaço finito que, por sua vez, são resolvidas computacionalmente. Visto que uma solução analítica para EDPs não lineares é complexo, soluções numéricas

aproximadas são adotadas. Em geral existem muitos métodos de discretização, mas os mais adotados são elementos finitos, volumes finitos e diferenças finitas.

O COMSOL realiza a discretização das equações diferenciais parciais que governam o escoamento bifásico de óleo e água adotando o método de elementos finitos (MEF).

3.9.5.1 MÉTODO DE ELEMENTOS FINITOS (MEF)-EULERIANO

Visto que as soluções para equações diferenciais parciais (EDPs) são raramente disponíveis devido à sua complexidade, métodos numéricos são adotados para resolver estas equações. Entretanto, o método de elementos finitos (MEF) se torna vantajoso diante outros métodos numéricos por dois motivos: o primeiro motivo é que, MEF é capaz de resolver as EDPs em quase qualquer região de um domínio arbitrário. O segundo motivo é que o método é adequado caso haja um grande número de EDPs e diferentes tamanhos de células formando a malha.

Para utilizar o MEF para resolver EDPs, é necessário criar uma malha e aplicar as devidas condições de contorno. Nesta direção, considere um campo vetorial $u(\mathbf{R}, t)$ da Equação 3.30 para qual a equação diferencial parcial será resolvida num domínio Ω :

$$\mathfrak{D}u(\mathbf{R}, t) = Q(\mathbf{R}, t) \quad \text{para } \mathbf{R} \in \Omega \text{ (contorno de Dirichlet).} \quad 3.30$$

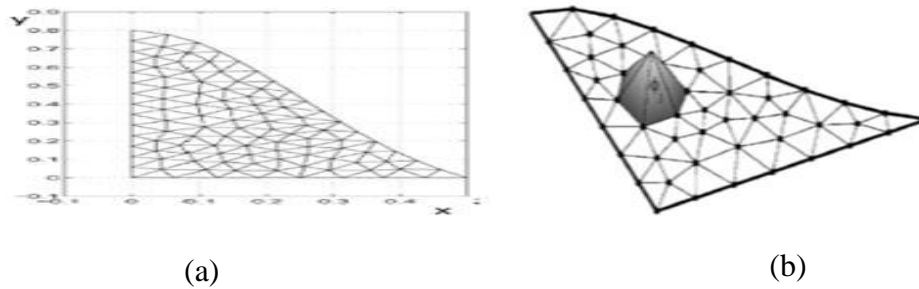
Em que \mathfrak{D} é um operador diferencial, e $Q(\mathbf{R}, t)$ é o termo de fonte. A solução da Equação 3.31 $[a(\mathbf{R})]$ deve respeitar as condições de contorno de Dirichlet:

$$u(\mathbf{R}, t) = a(\mathbf{R}). \quad \mathbf{R} \in \partial\Omega \quad 3.31$$

Normalmente, as soluções para as EDPs não são obtidas diretamente, logo, uma aproximação é feita para obter solução (solução fraca). A solução fraca é definida introduzindo um produto interno no domínio da função espacial. A Equação 3.30 e Equação 3.31 por sua vez, são chamadas de soluções fortes.

Suponha um domínio Ω representado na Figura 3.19 contendo elementos triangulares finitos. Neste caso, os elementos da malha contêm números inteiros de linhas e nós.

Figura 3.19: (a) Discretização de metade de uma seção gaussiana de um micro fluido (b) Aplicação do FEM do domínio correspondente mostrando uma das interpolações da função base ϕ_j .



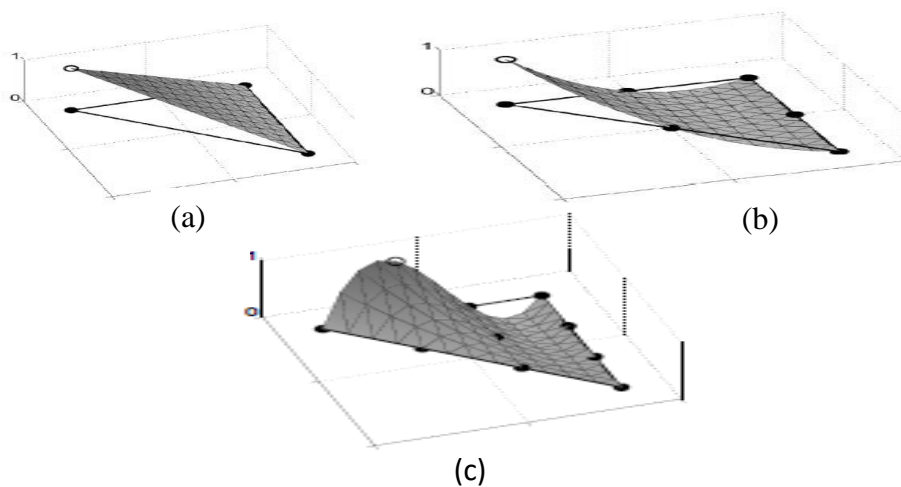
Fonte: Olesen (2003).

Normalmente, se atribui um conjunto de N funções de ϕ_j para ocupar o domínio como mostrado na Figura 3.19 (a). No nó R_j a função é unitária $\phi_j(R_j) \equiv 1$ enquanto se iguala zero nos nós da vizinhança. A solução para esta equação diferencial é, portanto, resolvida na forma discretizada como demonstra a Equação 3.32:

$$u_i(R) \approx \sum_{j=1}^N u_j^{(i)} \phi_j(R). \quad 3.32$$

A função ϕ_j possui várias bases, portanto, os mais comuns são interpolação de função linear, quadrática e cúbica, como mostra a Figura 3.20.

Figura 3.20: (a) Função base correspondentes a uma interpolação linear no domínio do elemento. (b) Função base correspondente a uma interpolação quadrática no domínio do elemento. (c) Função base correspondente a uma interpolação cúbica no domínio do elemento



Fonte: Olesen (2003).

3.9.5.2 EQUAÇÃO DE NAVIER-STOKES EM MÉTODOS DE ELEMENTOS FINITOS AXISSIMÉTRICO

Para fluidos incompressíveis ($u \cdot \nabla = 0$), a Equação 3.33 é uma forma geral de representar a equação de Navier-Stokes.

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho u \cdot \nabla u = -\nabla p + \mu \nabla^2 u + F. \quad 3.33$$

Utilizando a aproximação do Galerkin, a Equação 3.33 é reescrita como Equação 3.34 utilizando as bases espaciais de \mathbb{A}^h para a aproximação do \mathbf{u} e \mathbb{B}^h para a aproximação da pressão p :

$$\rho[A] + \mu \langle \nabla \phi_j, \nabla u \rangle - \langle \nabla \phi_j, p \rangle = \langle \nabla \phi_j, F \rangle - \int_{\partial\Omega} da[B], \quad 3.34$$

$$A = \langle \phi_j, \frac{\partial u}{\partial t} \rangle + \langle \phi_j, (u \cdot \nabla) u \rangle, \quad 3.35$$

$$B = \hat{n} - \mu(n \cdot \nabla)u. \quad 3.36$$

A Equação 3.36 é válida para todo $\phi_j \in \mathbb{A}^h$. E para um escoamento incompressível, a Equação 3.37 é considerada.

$$(u \cdot \nabla = 0) \quad 3.37$$

Por outro lado, expandindo o componente da velocidade em 2D, as seguintes expressões (Equações 3.38, 3.39 e 3.40) compactas de matriz em termos da função base ϕ_j e a pressão p são obtidas:

$$F_x = \rho E1 + \mu S u_x - Q_x^T p, \quad 3.38$$

$$F_y = \rho E2 + \mu S u_y - Q_y^T p, \quad 3.39$$

$$0 = Q_x u_x + Q_y u_y. \quad 3.40$$

Em que $E1 = \mu \dot{u}_x + C u_x$, $E2 = \mu \dot{u}_y + C u_y$ e os vetores coluna u_x, u_y e p contém coeficientes da expansão para o campo de velocidade e pressão respectivamente.

Q_x e Q_y representam as divergências, dadas pelas Equações 3.41 e 3.42.

$$Q_{x,kl} = (\phi_k, \partial_x \phi_l), \quad 3.41$$

$$Q_{y,kl} = (\phi_k, \partial_y \phi_l). \quad 3.42$$

Além disso, as matrizes de massa, rigidez, convecção seguem representadas pelas Equações 3.43, 3.44 e 3.45 respectivamente.

$$M_{x,y} = \langle \phi_x, \phi_y \rangle, \quad 3.43$$

$$S_{x,y} = \nabla \phi_x, \nabla \phi_y, \quad 3.44$$

$$c_{x,l} = \langle \phi_x, (\sum_m \phi_m u_{x,m}) \partial_x \phi_y + [\sum_m \phi_m u_{y,m}] \partial_y \phi_k \rangle \quad 3.45$$

Para finalizar, as forças vetoriais são representadas pelas Equações 3.46 e 3.47 incluindo as forças do corpo e integral do contorno encontrado pela integração parcial.

$$F_{x,k} = \langle \phi_j, F_x \rangle - \int da \phi_k [n_x p - \mu(n \cdot \nabla) u_x], \quad 3.46$$

$$F_{y,k} = \langle \phi_j, F_y \rangle - \int da \phi_k [n_y p - \mu(n \cdot \nabla) u_y]. \quad 3.47$$

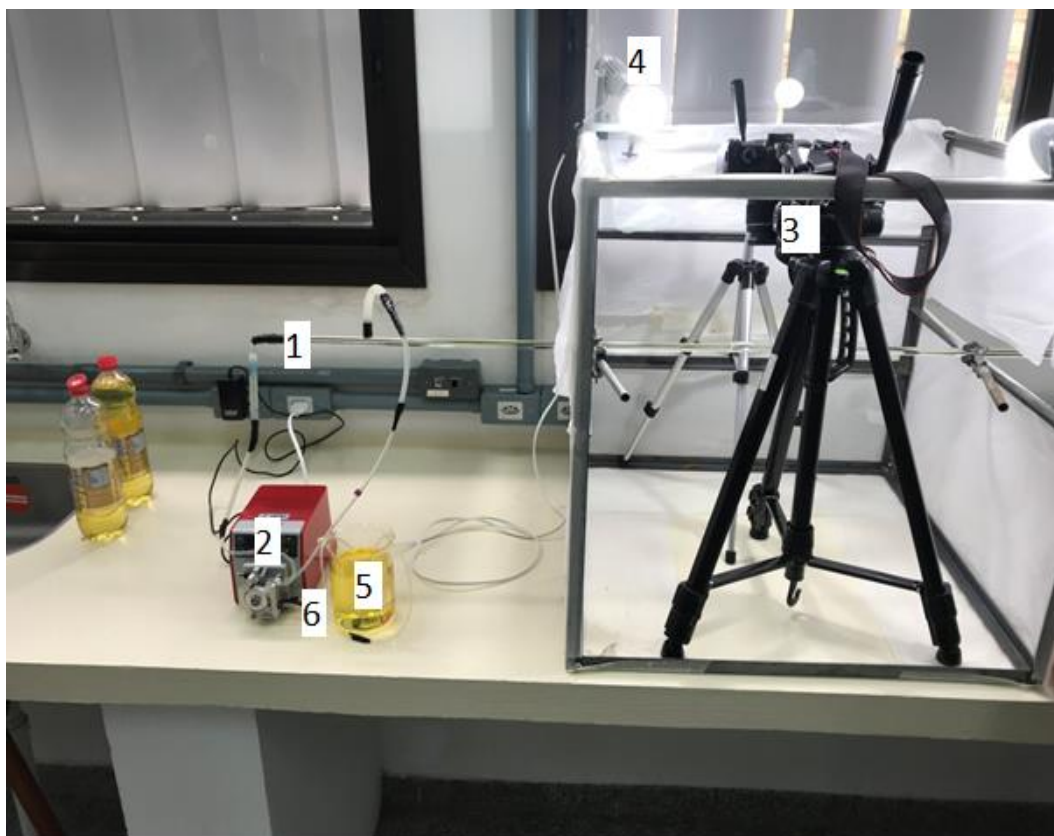
4. MATERIAL E MÉTODOS

Para realizar os experimentos de escoamento multifásico entre óleo e água, utilizou-se os seguintes itens: Tubo “F” (composto de um tubo interno e tubo externo) com comprimento de 1m, uma bomba peristáltica, 2 tubos de aproximadamente 2 mm de diâmetro para conectar a bomba com o tubo “F”, duas câmeras fotográficas, duas lâmpadas *led*, dois béqueres para óleo e água. O procedimento foi feito a uma temperatura de 25 °C.

4.1 Procedimento experimental

A Figura 4.1 apresenta a montagem que foi utilizada para realizar o procedimento experimental.

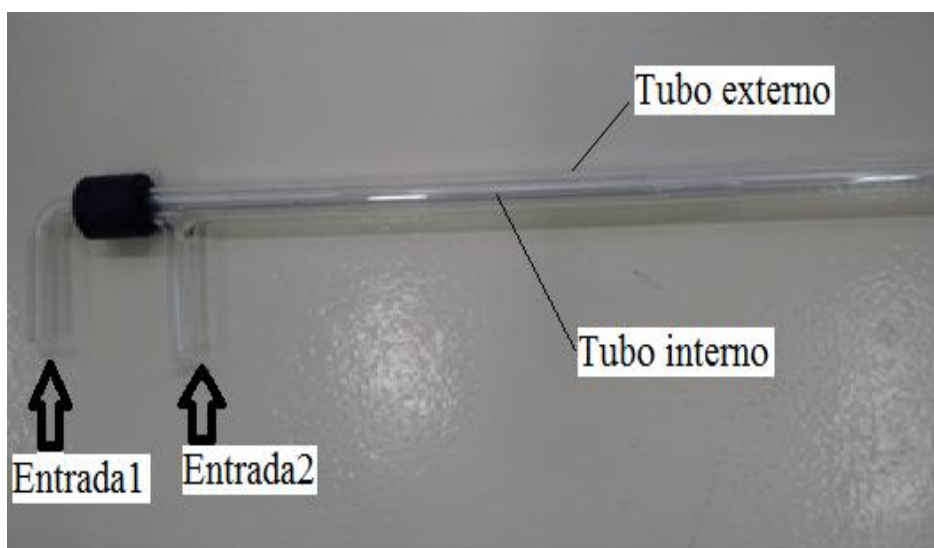
Figura 4.1: Montagem laboratorial para o escoamento multifásico de óleo e água.



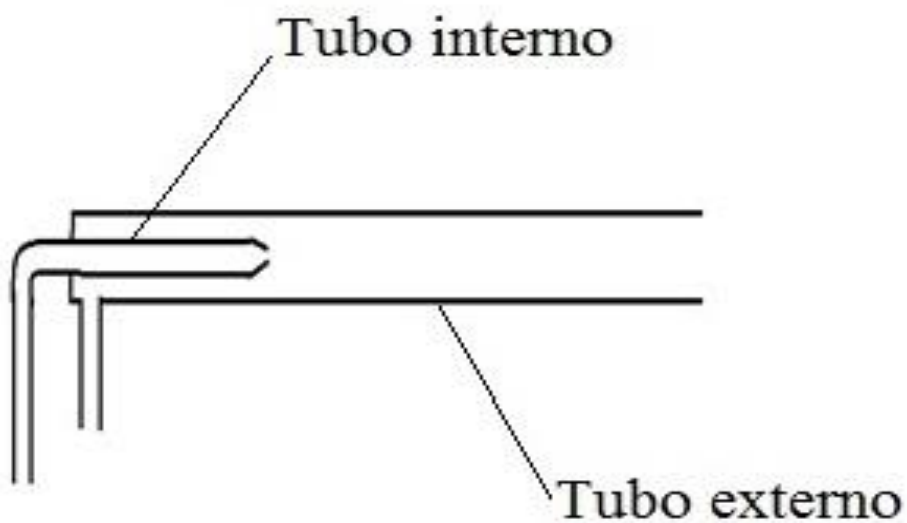
Fonte: Próprio autor (2019).

Primeiramente, acoplou-se o tubo externo e interno para formar o tubo “F”, este acoplamento pode ser visto nitidamente na Figura 4.2 (a) e (b).

Figura 4.2: (a) Imagem do tubo “F” obtida no laboratório. (b) Desenho para a melhor visualização da configuração do tubo “F”.



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor (2019).

Em seguida, as duas entradas (1 e 2) do tubo “F” foram conectadas à bomba peristáltica utilizando tubos. Ao ligar a bomba, o óleo escoou-se através da entrada 1 e a água pela entrada 2. Deixou-se o escoamento atingir o regime estacionário em todos os casos de experimentos realizados.

Registraram-se imagens utilizando duas câmeras fotográficas (3- Figura 4.1) mantendo o escoamento das duas entradas a 100 rpm equivalente a uma vazão volumétrica $3,799 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$. A iluminação com duas lâmpadas *led* reforçam a nitidez na captura das imagens, além de neutralizar qualquer possível reflexão produzida pela superfície do vidro.

Realizou-se o experimento nas seguintes etapas:

Etapa 1: Foi realizado o bombeamento do óleo puro nas duas entradas do tubo “F”. Apesar de não ter instrumentos para medir a variação da pressão ao longo do tubo, observações foram feitas e imagens do perfil foram capturadas.

Etapa 2: O procedimento anterior foi repetido, mas utilizando água pura.

Etapa 3: Por último, bombeou-se água no tubo externo (através da entrada 2) e em seguida, óleo foi bombeado na região central (através da entrada 1).

As três etapas de prática foram indispensáveis para uma avaliação comparativa entre o software e alguns dados obtidos na simulação.

4.2 *Software*

O COMSOL *multiphysics* 5.0 disponibiliza plataforma com as físicas prontas que descrevem o escoamento, e configurações para receber entradas que são usadas para formular as equações do modelo. A plataforma inclui a dimensão (1D, 2D ou 3D) em que a simulação poderia ser feita, tipo de material (plástico, vidro, aço, concreto etc.), geometrias, medidas e suas respectivas unidades, condições que governam a , tipo de processo físico aplicado (neste caso é o escoamento multifásico entre óleo e água). O *software* define a conservação de massa, energia e momento através da equação diferencial parcial descrevendo o comportamento do escoamento. O *software* converte todas as unidades para Sistema Internacional (SI), mesmo que os mesmos sejam inseridos em outras unidades de medida pelo usuário.

A plataforma *multiphysics* permite modelar o comportamento do escoamento do tipo monofásico ou multifásico, compressível, isotérmico, em meio poroso, todos em regime laminar ou turbulento.

Objetivamente, para modelar o problema no módulo CFD do COMSOL, os seguintes passos foram seguidos:

PARÂMETROS: Nesta etapa, se definiu todas as dimensões e propriedades do sistema como mostra o Quadro 4.1. No COMSOL, estas definições podem incluir mais informações como a

temperatura e pressão além de constantes arbitrárias. Os parâmetros representados foram utilizados para realizar o experimento no laboratório, exceto os que são exclusivamente usados na parte computacional como a tensão interfacial, densidades e viscosidades dos fluidos entre outros.

Quadro 4.1: Parâmetros definidos no COMSOL.

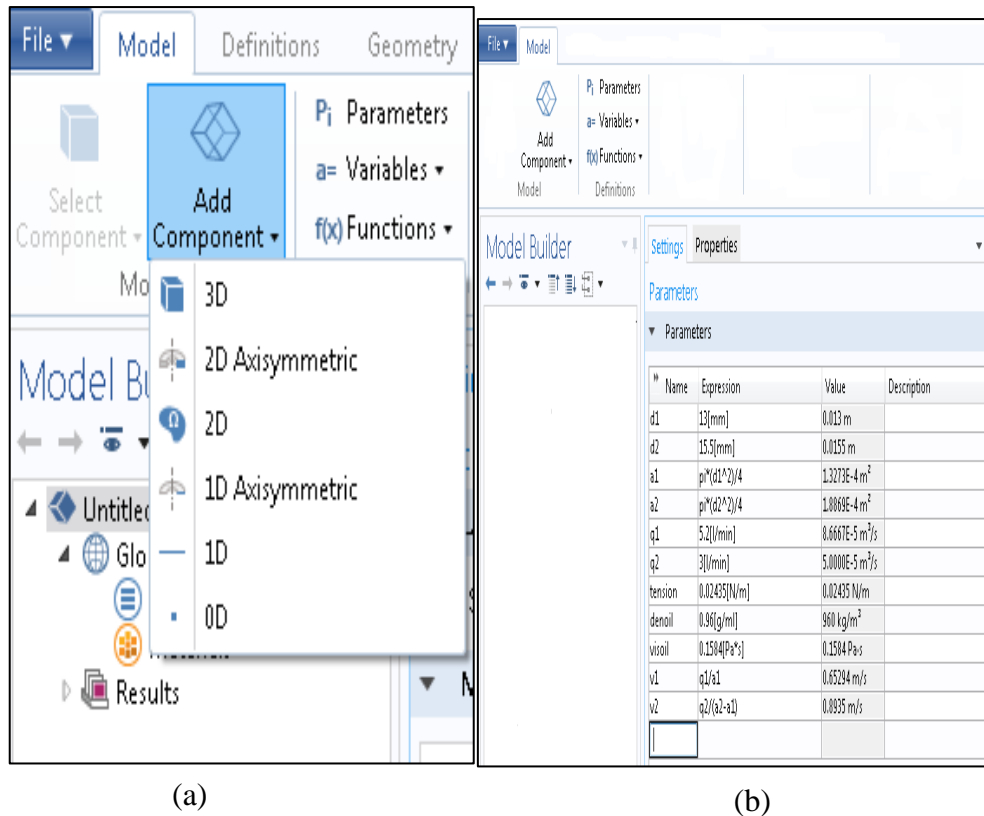
Nomenclatura	Expressão	Descrição
d1	Valor em milímetros	Diâmetro interno do tubo externo
d2	Valor em milímetros	Diâmetro interno do tubo interno
A1	$\frac{\pi d_1^2}{4}$	Área do tubo externo
A2	$\frac{\pi d_2^2}{4}$	Área do tubo interno
A3	A1 - A2	Área anular (ocupado pela água)
L	Valor [m]	Comprimento do tubo
Time	Valor em segundos (s)	Tempo para encher 50 ml
volumeB	Valor [ml]	Volume da proveta para calcular a vazão
flow1	volumeB/time	Vazão para 100 rpm
flow2	flow1/2	Vazão adaptada
v1	flow1/A2	Velocidade do óleo
v2	flow2/A3	Velocidade da água
denwater	Valor kg/m ³	Densidade da água
viswater	Valor Pa.s	Viscosidade da água
denoil	Valor kg/m ³	Densidade do óleo
visoil	Valor Pa.s	Viscosidade do óleo
tension	Valor N/m	Tensão interfacial óleo/água

Fonte: Próprio autor (2019).

SELEÇÃO DO COMPONENTE: Nesta etapa, definiu-se o componente 3D, para a elaboração deste trabalho. Além deste módulo, existem outros como 0D, 1D, 1D axissimétrico, 2D e 2D axissimétrico que servem para outros estudos. O 2D e 2D axissimétrico auxiliaram neste estudo por questão estratégica que será discutido

posteriormente. A Figura 4.3 (a) mostra como a seleção do componente é feito. A Figura 4.3 (b) mostra o espaço para a definição dos parâmetros.

Figura 4.3: (a) Adição do componente. (b) Definição de parâmetros.

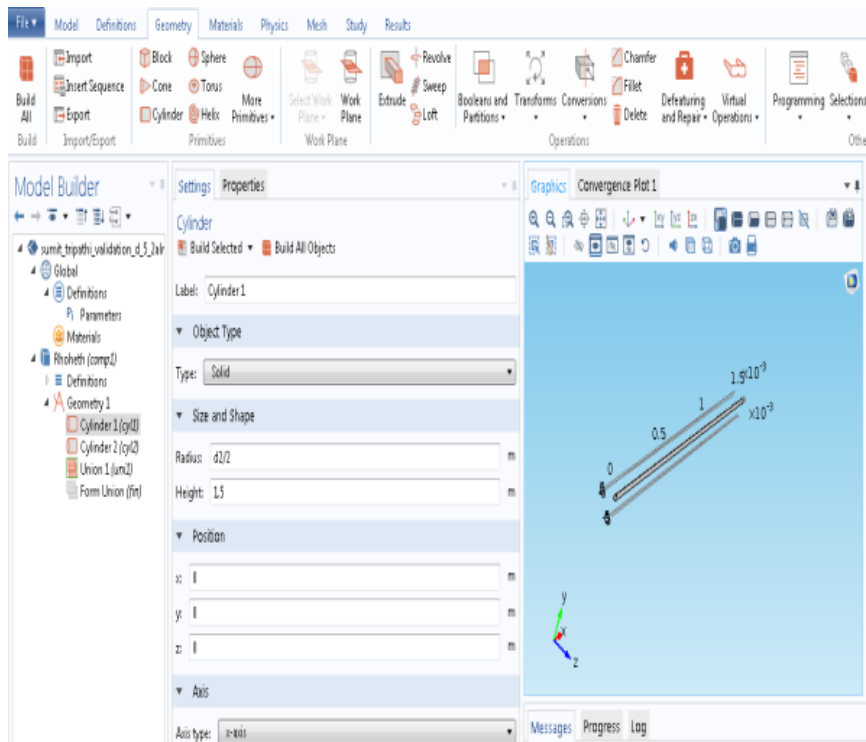


Fonte: Próprio autor (2019).

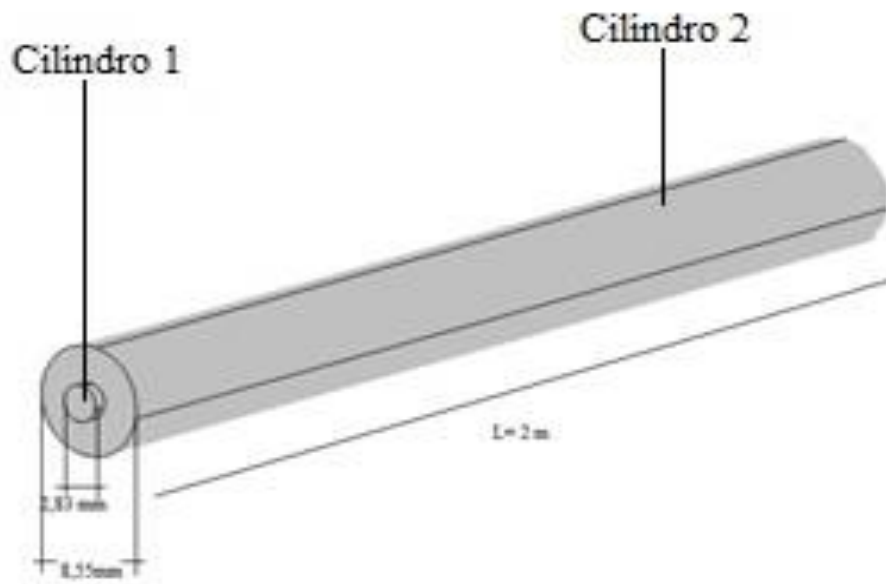
GEOMETRIA: A definição da geometria foi feita atribuindo valores para os diâmetros e comprimento do duto. Nesta etapa, o desenho do tubo foi esboçado selecionando a geometria *cylinder* como mostra Figura 4.4 (a).

Em seguida, dois tubos cilíndricos foram utilizados a partir dos estudos da malha realizada (Geração de malha página 43). O primeiro cilindro (1) possui um diâmetro de 2,83 mm e comprimento de 1 mm. O cilindro (2) possui um diâmetro de 8,55 mm e um comprimento de 2 m. Os dois tubos foram acoplados como mostra a Figura 4.4 (b).

Figura 4.4: (a) Definição de geometria. (b) Dimensões da geometria



(a)



(b)

Fonte: Próprio autor (2019).

MATERIAL DA MALHA: Nesta etapa, a definição da composição do sistema foi feita. A água, óleo e tubo de vidro foram adicionados ao componente criado em 3D. As propriedades físicas da água e vidro de sílica estão disponíveis na biblioteca do COMSOL. Portanto, foi

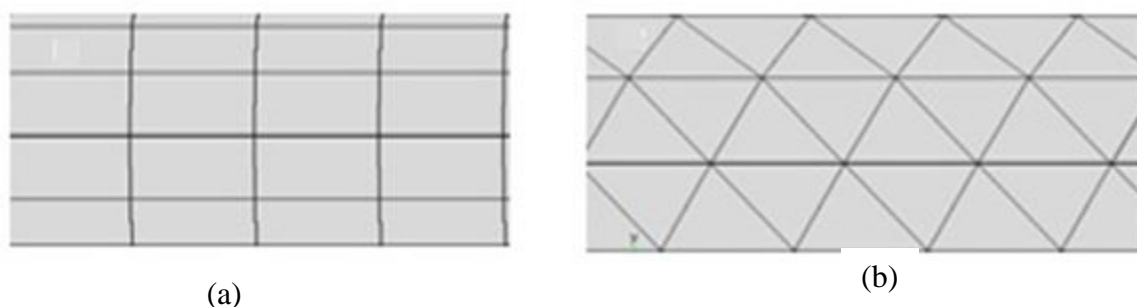
apenas necessário inserir dados do óleo utilizado. Essas propriedades básicas (densidade e viscosidade) foram encontradas na literatura e utilizadas.

GERAÇÃO DE MALHA EM 3D: A formação da malha foi feita utilizando o programa COMSOL 5.0. Nesta etapa, o domínio foi dividido em células onde as equações governando o escoamento (Navier-Stokes) são aplicadas. Os tamanhos da malha variam de *extremely fine* ao *extremely coarse*, e quanto mais refinada for a malha, melhor fica a descrição do escoamento pois aproxima-se mais do sistema real. Por outro lado, quando a malha for sobrecarregada, ou seja, contém um grande número de células, esta condição aumenta o custo computacional.

O COMSOL suporta a definição de geometrias como *free triangular* e *free tetrahedral* para formar as malhas. O *free triangular* por sua vez possui três segmentos retas, em sua forma 2D, e um tetraedro em sua forma 3D. Por outro lado, *free tetrahedral* possui 4 segmentos em 2D, e um hexaedro em 3D. A escolha de cada geometria depende da complexidade da malha a ser representada. Neste sentido, uma geometria com muitas curvas e pontas requer tetraedros ou triângulos para uma melhor descrição.

A Figura 4.5 (a) e (b) mostra as células mais utilizadas na formação de malhas em 3D. Neste trabalho, a *free tetrahedral* (b) foi utilizada.

Figura 4.5: Células em 3D com os nós vizinhos formando uma malha (a) *free tetrahedral*. (b) *free triangular*.



Fonte: Próprio autor (2019)

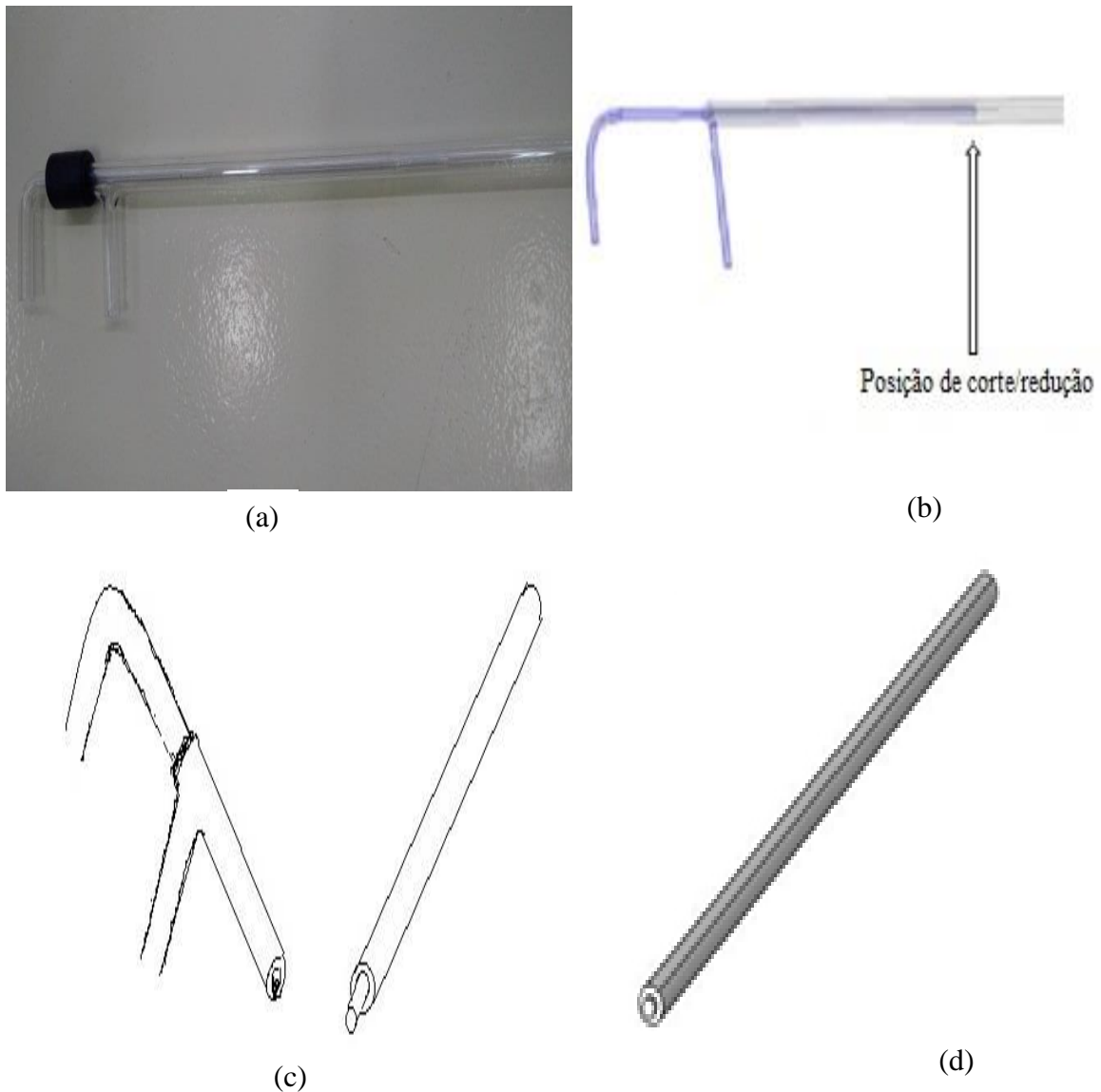
A malha em 3D foi pensada de forma a atender os seguintes critérios (DCR);

- Descrever em uma forma aproximada o escoamento multifásico sem alterar o perfil do escoamento;
- Consumir menos memória computacional;
- Reduzir o tempo de simulação.

Seguindo esta lógica, o tubo original na Figura 4.6 (a) foi reproduzido no COMSOL como mostra a Figura 4.6 (b). Em seguida, as entradas foram reduzidas as partes

que não seriam necessárias para a modelagem computacional. Apesar desta modificação, o comportamento do escoamento previsto é mantido. Esta redução ilustrada pela Figura 4.6 (c) resulta em (d) que por sua vez, cumpre o DCR.

Figura 4.6: (a) Tubo “F” utilizado para o experimento (b) Tubo gerado por COMSOL. (c) Desenho para ilustrar o ponto do corte para fim de reduzir a malha. (d) malha reduzida e utilizada para a simulação.

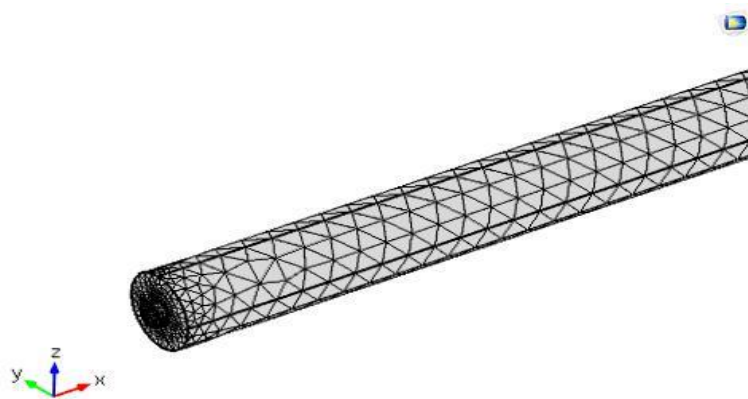


Fonte: Próprio autor (2019).

Após a redução do tubo original, foi gerada no COMSOL, uma malha com aproximadamente 80 mil células.

Este número corresponde ao *coarser mesh*, na sequência apresentado pelo software. A malha completa apresentada na Figura 4.7 é composta de 66631 elementos de domínio, 17758 elementos de contorno, e 2944 elementos de aresta. A estatística da geometria se disponibiliza na Tabela 4.1.

Figura 4.7: Malha formada no COMSOL utilizando *free tetrahedral*.



Fonte: Próprio autor (2019).

Neste trabalho, foram utilizadas malhas com elementos nas seguintes faixas:

$$65457 \leq \text{Número de domínio} \leq 283807 \quad 4.0$$

$$15652 \leq \text{Número de contorno} \leq 17448 \quad 4.1$$

$$820 \leq \text{Número de aresta} \leq 2920 \quad 4.2$$

Estes limites por sua vez foram estabelecidos estudando a geometria e observando os perfis de escoamento observados nas simulações. Os limites estabelecidos pela Inequação 4.0 mostra que durante a simulação, o uso de um domínio que possui abaixo de 65457 células, pela refinação mais grossa, teria um perfil formado com pouca precisão. Por outro lado, um domínio que possui mais de 283807 teria custo computacional aumentado, a pesar de ter mais precisão na representação do perfil do escoamento. Este raciocínio segue para as Equações 4.1 e 4.2.

Tabela 4.1: Estatística da geometria.

Propriedade	Valor
Dimensão espacial	3
Número de domínios	2
Número de fronteiras	12
Número de arestas	24
Número de vértices	16

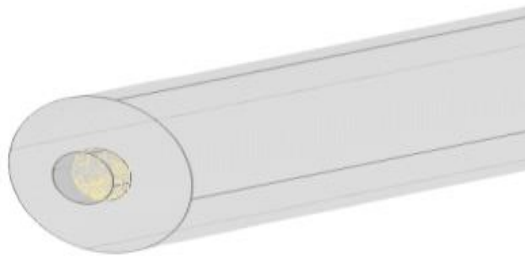
Fonte: Próprio autor (2019).

4.3 Condição de contorno

Todos os métodos numéricos para solução de equações diferenciais parciais requerem estabelecimento de condições de contorno sobre a malha que incluem: a condição de contorno na entrada, nas paredes do duto e na saída do duto.

INTERFACE INICIAL: Na entrada do tubo, a região onde o óleo e a água se encontram- a região com cor amarela demarca a interface inicial como mostra a Figura 4.8.

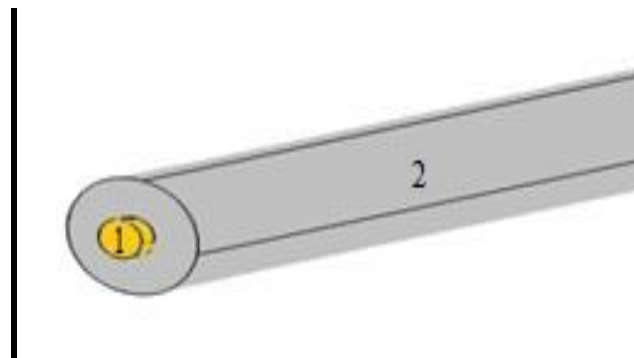
Figura 4.8: Interface inicial entre óleo e água.



Fonte: Próprio autor (2019).

VALORES INICIAIS: Nesta etapa, são definidas as regiões/domínios ocupadas pelos fluidos. Neste caso, a malha é dividida em duas regiões como mostra a Figura 4.9, o domínio (1) representa o óleo enquanto a região (2) representa a água. O valor de pressão e campo de velocidade padrão dado pelo programa é zero.

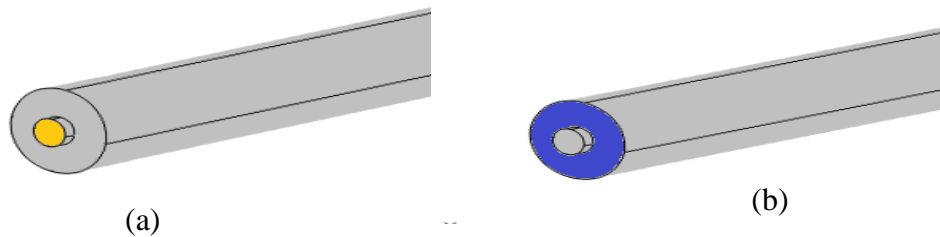
Figura 4.9: Valor inicial para óleo 1 e para água 2.



Fonte: Próprio autor (2019).

ENTRADA: Na entrada do tubo, a função, que é dependente do tempo se define por $u = -u_0n$. Logo, a velocidade na entrada é $u_0 = u$, onde este depende de cada simulação, ou seja, é um valor atribuído. A fração volumétrica (α_o) do fluido na entrada do domínio é definida em função do fluido 1 (óleo), portanto, para a entrada em cor amarela (a), $\alpha_o = 1$ enquanto a entrada azul (b) possui $\alpha_o = 0$, na Figura 4.10.

Figura 4.10: (a) Entrada para óleo (b) Entrada para água.



Fonte: Próprio autor (2019).

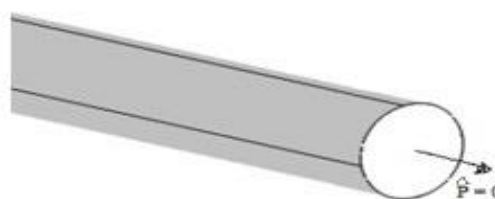
CONDIÇÃO DE CONTORNO NA SUPERFÍCIE INTERNA DO DUTO: Nas paredes do tubo, a velocidade da mistura é zero ($u = 0$).

SAÍDA: A malha possui apenas uma saída representada pela Equação 4.3 para um estudo que é dependente do tempo:

$$[-pI + \eta(\nabla u + (\nabla u)^T)]n = -pn \quad 4.3$$

A condição na saída ($p = 0$) satisfaz o fato de que a mistura dos fluidos saindo do duto circular horizontal está a uma pressão atmosférica como mostra a Figura 4.11.

Figura 4.11: Saída do tubo “F”.



Fonte: Próprio autor (2019).

5. RESULTADOS E DISCUSSÃO

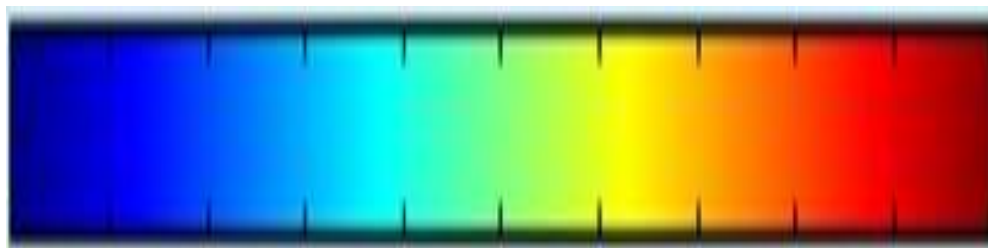
Nesta sessão, primeiramente são apresentados comparações entre simulação em 2 e 3D e. Em seguida, são apresentados os resultados obtidos na simulação e experimento. Ajustes são feitos com objetivo de configurar um escoamento anular. Para isto, variam-se os diâmetros do tubo e as vazões nas entradas da tubulação.

5.1 Validação do modelo

Para validar o modelo aos resultados obtidos neste trabalho, simulações foram feitas e comparadas com os perfis de escoamento obtidos experimentalmente por Duin, Henkes e Ooms (2018), Tripathi *et al* (2017), Rhoheth (2016). As validações foram feitas apenas considerando perfil volumétrico, descartando outras avaliações tais como a queda de pressão, comportamento do perfil da velocidade e tensão cisalhante.

A Figura 5.1 mostra a escala de cor das propriedades que foram obtidas através da simulação de óleo e água. Essas propriedades incluem a fração/perfil volumétrica de cada componente (óleo e água), distribuição de pressão ao longo do tubo e perfil de velocidade.

Figura 5.1: Escala de cor para perfil de velocidade, pressão e volumétrico.



Fonte: Próprio autor (2019).

No caso da escala para fração/perfil volumétrico: As cores vermelha e azul representam óleo e água respectivamente. Além disso, a cor intermediária representa uma mistura dos dois fluidos em forma de emulsão, visto que os dois fluidos são imiscíveis.

A mesma escala da Figura 5.1 representa a distribuição de pressão ao longo do tubo. Assim, a cor se distribui da zona de menor pressão (azul marinho) à zona de maior pressão (vermelho).

Por último, a mesma escala representa o perfil de velocidade ao longo do escoamento. Logo, a cor azul representa zonas com baixa velocidade (extremo azul

representando $u=0$) e a zona vermelha possui as maiores velocidades naquele escoamento. Utilizou-se esta convenção para validar os modelos e desenvolver os perfis e representar os perfis obtidos numericamente.

A primeira validação utilizou os perfis apresentados por Duin, Henkes e Ooms (2018). Estes autores utilizaram o óleo Shell Morlina S2 B 680, um tubo de PVC com comprimento total de 7,5 m para realizar o processo de CAF. As simulações foram feitas utilizando COMSOL nas mesmas condições apresentadas na Tabela 5.1. Porém, para reduzir custo computacional, foram realizadas as simulações com apenas 30 cm para o comprimento do tubo. Observaram-se os perfis simulados usando comprimento total (7,5 m) e comprimento reduzido (30 cm) do tubo. Percebeu-se que os perfis formados nos dois casos apresentaram semelhanças.

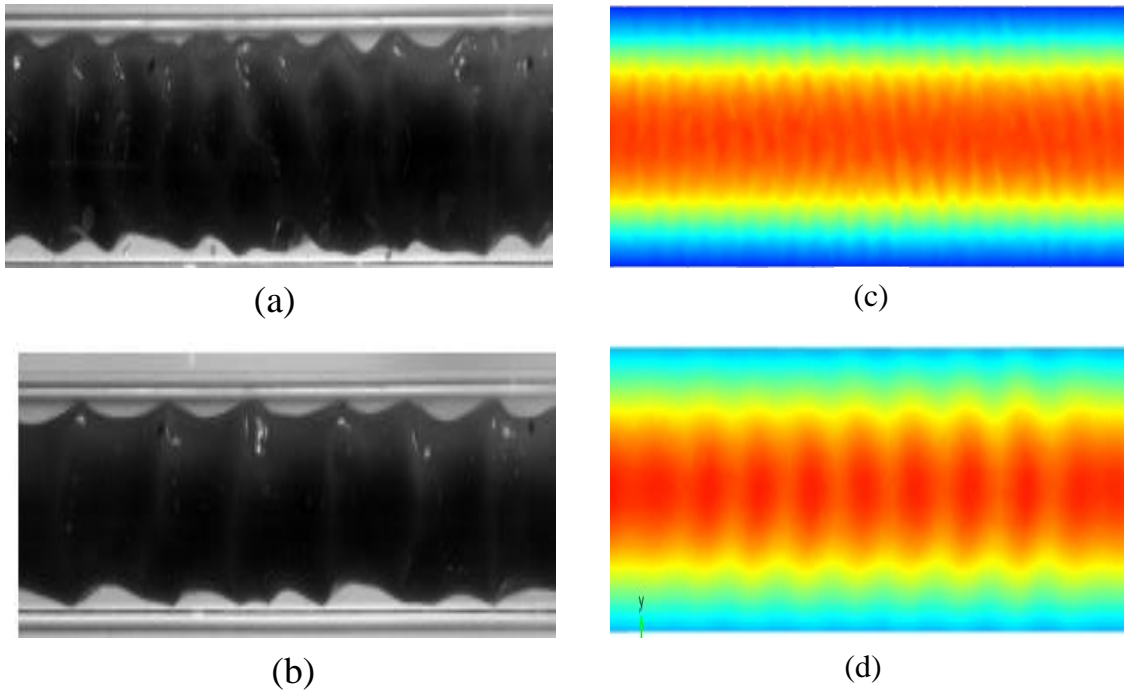
Table 5.1: Valores das propriedades utilizados no experimento

Propriedade	Valor
Diâmetro interna do tubo	21 mm
Densidade	913 kg/m ³
Viscosidade	2,2825 Pa.s (38,7 °C) e 0,70118 Pa.s (39 °C)
Tensão interfacial	0,02435 N/m
Diâmetro interno do tubo	21 mm
Temperatura	23,4 °C
Q_c (escoamento do óleo)	0,35 L/s
Q_a (escoamento da água)	0,07143 L/s
v_o (velocidade do óleo)	1,5789 m/s
v_a (velocidade da água)	0,57286 m/s

Fonte: Duin, Henkes e Ooms (2018).

As Figuras 5.2 (a) e (b) apresentam imagens capturadas com câmera fotográfica no laboratório por Duin, Henkes e Ooms (2018) para o perfil de escoamento em condições apresentadas na Tabela 5.1. Logo, as mesmas condições utilizadas por estes autores foram aplicadas no COMSOL para simular os perfis numéricos correspondentes como apresentadas nas Figuras 5.2 (c) e (d), respectivamente.

Figura 5.2: Vista superior de um escoamento anular de óleo e água a; (a) ($T_{\text{óleo}} = 312,15 \text{ K}$), corte de óleo 20% e com a viscosidade de óleo a 768 cSt (0,70118 Pa.s) . (b) Temperatura de 296,55 K e viscosidade do óleo 2,2825 Pa.s e 20% de corte de óleo. (c) Simulação feita em 3D a condição do a. (d) Simulação feita em 3D a condição do b.



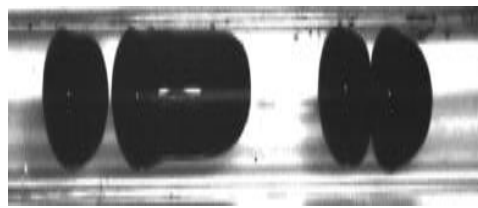
Fonte: Duin, Henkes e Ooms (2018).

Fonte: Próprio autor (2019).

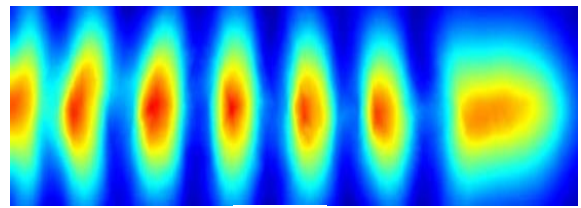
É possível observar que a formação da interface pelo COMSOL (3D) apresenta semelhanças aos perfis apresentados pelos autores. O *software* foi capaz de reproduzir as ondulações em 3D como pode ser visto no perfil formado. Pelo contrário, em condições similares, Gosh, Das. G e Das. P. K (2010) enfrentaram dificuldades ao utilizar o método de volume de fluido (VOF) no *software* FLUENT para observar o perfil do escoamento. Os mesmos relataram que a alta velocidade impediu a formação das ondulações.

Seguiu-se com a validação do modelo utilizando os dados e perfis de escoamento apresentado por Tripathi *et al.* (2017). Os dados utilizados para realizar o experimento são: tubo circular acrílico com um diâmetro interno de 15,5 mm e um comprimento total de 5 m. A vazão da água (região anular) foi mantida constante a 3 L/min, enquanto que as vazões da região anular (onde escoava óleo) foram variadas da seguinte maneira: (a) 0,8 L/min (b) 1,3L/min (c)3,5L/min (d) 5,2L/min (e) 9,1L/min como mostra a Figura 5.3 (a), (b), (c), (d) e (e). Em correspondência, foram obtidos os perfis do escoamento através da simulação no COMSOL, nas mesmas condições e apresentados na Figura 5.3: (f), (g), (h), (i) e (j).

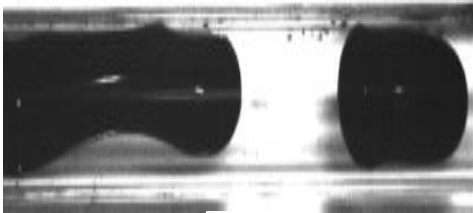
Figura 5.3: Comparação entre os perfis produzidos por Tripathi et al (2017) com simulação numéricas.



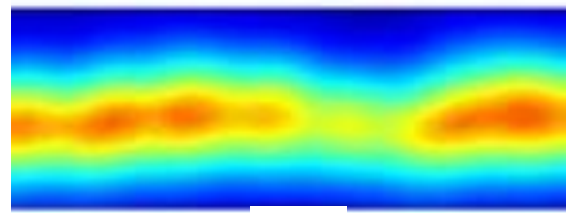
(a)



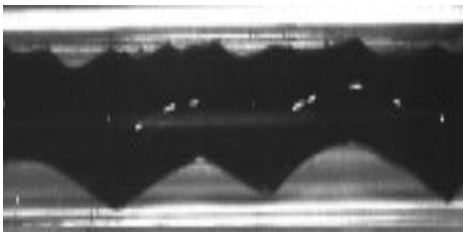
(f)



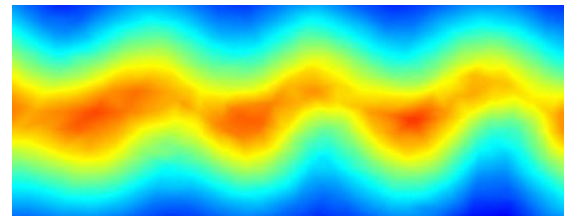
(b)



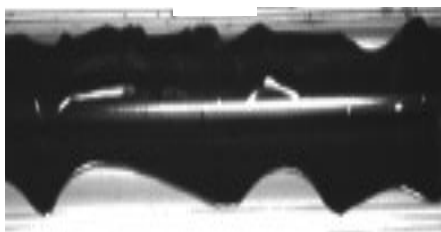
(g)



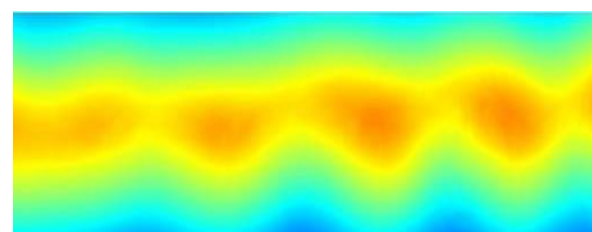
(c)



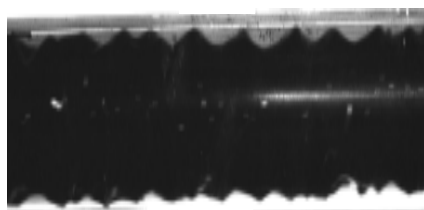
(h)



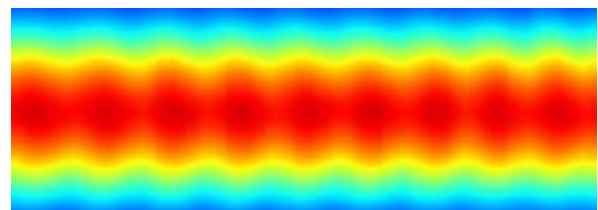
(d)



(i)



(e)



(j)

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

Fonte: Próprio autor (2019).

Comparando os perfis obtidos por Tripathi *et al.* (2017) com os perfis obtidos neste trabalho por simulação numérica é possível notar a semelhança. Uma vez que as boas estimativas obtidas para o constante de reinicialização resultaram na obtenção de perfis de origem numérica semelhante aos perfis apresentados pelo autor.

Na mesma direção, o COMSOL foi utilizado para simular os perfis apresentados por Rhoheth (2016) na Figura 5.4. Para isso, as condições utilizadas pelo autor são apresentadas na Tabela 5.2.

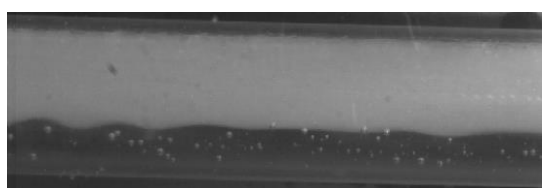
Tabela 5.2: Condições e propriedades utilizados por Rhoheth (2016).

Propriedade	Valor/classificação
Densidade	857 kg/m ³
Viscosidade do óleo	0,03094 Pa.s
Tensão interfacial	1,6x10 ⁻² N/m
Corte da água	17,5 %.
Temperaturas utilizadas	323,15K
Óleo	Shell Morlina S4 B680
Diâmetro do tubo	0,021 m
Comprimento total	7,5 m
Tipo de material	PVC

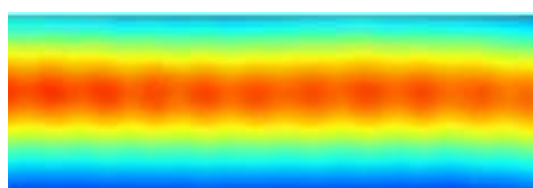
Fonte: Próprio autor (2016).

As Figuras 5.4 (a) e (b) foram capturadas no ensaio laboratorial por Rhoheth (2016).

Figura 5.4: Comparação feita vazão óleo= 0,146 L/s; água= 0,056 L/s velocidade da mistura 0,6 m/s a uma temperatura de 323,15K. (a) no início do escoamento (b) região central (c) simulação na mesma condição do (a) (d) simulação na mesma condição do (b)



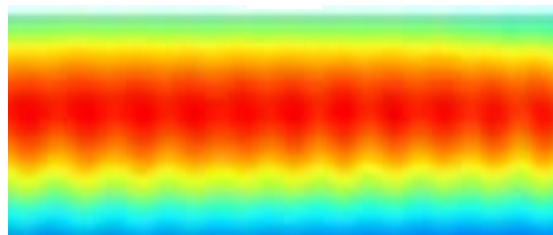
(a)



(c)



(b)



(d)

Fonte: Rhoheth (2016).

Fonte: Próprio autor (2019).

Percebe-se que o COMSOL foi capaz de reproduzir os perfis com as ondulações claramente. Nas Figuras 5.4 (a) e (c), o escoamento foi excêntrico no início, ou seja, o óleo escoava na região próxima à parede superior do tubo. Em seguida, o escoamento avançou e ocorreu incrustação que poderia ter sido causado pelos fatores discutidos anteriormente (Seção 3.5.2) como pode ser visto na Figura 5.4 (b) e sua respectiva perfil simulado (d).

5.2 Teste e comparação entre 3D e 2D

A maior parte da bibliografia disponível e consultada sobre estudos realizados sobre o escoamento anular (CAF) utiliza modelagem em 2D. Obviamente, isto está relacionado ao baixo custo computacional que este método requer em comparação ao 3D. A simulação em 2D com uma malha composta por aproximadamente 25 mil células necessita de 1 ou duas horas para se finalizar, enquanto a simulação em 3D requer aproximadamente 4 a 6 dias. Neste trabalho se utilizou um processador Intel Core I7-6700K 4.0GHz, com Placa mãe Asus Z170M-PLUS e 32 GB de Memória DDR4 - 2400 MHZ. Este aumento em custo computacional está ligado à complexidade das malhas para resolver as equações diferenciais parciais, onde uma malha simples de 25 mil células em 2D, possui aproximadamente 80 mil células em 3D.

Os testes preliminares em 2D estabelecem uma previsão de como se comportaria o escoamento em modo geral. Desta maneira, as condições estabelecidas poderiam ser aplicadas em 3D. Porém, o único desafio observado está na atribuição da constante de reinicialização (γ), onde; valores muito grandes ou pequenos (tomando como referência a velocidade máxima do escoamento), como discutido anteriormente na seção 3.9.4.2 da página 32 podem resultar na descrição incoerente do perfil do escoamento.

Para realizar este teste comparativo, os valores da constante de reinicialização apresentados na Tabela 5.2 foram adotados. Em que: γ_1 é a velocidade do óleo e γ_2 é a velocidade da água utilizada na parte experimental deste trabalho.

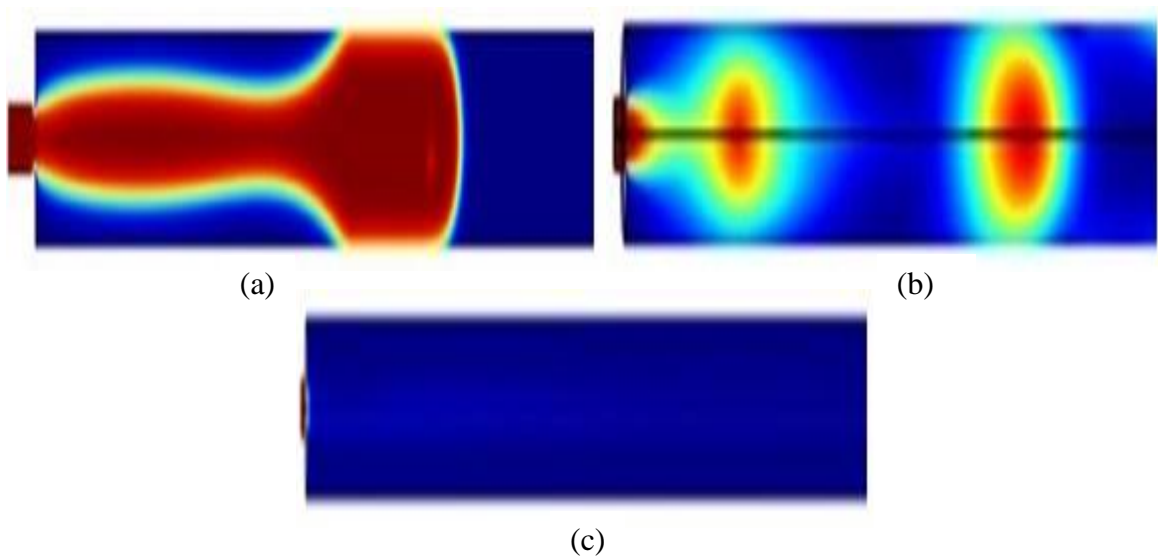
Tabela 5.3: Condições que foram utilizadas para o teste entre 2D e 3D.

Variável	Valor
γ_1	0,060402 m/s
γ_2	0,0024772 m/s

Fonte: Próprio autor (2019).

Os perfis de escoamento multifásicos obtidos entre óleo e água apresentados na Figura 5.5 foram gerados utilizando as condições da Tabela 5.3. Um tubo de vidro com comprimento de 10 cm foi utilizado para formar a malha. Esta malha por sua vez possui um tubo interno com 2,83 mm e tubo externo com de 8,55mm de diâmetro, respectivamente. As outras condições como as características físicas dos fluidos e os cortes dos fluidos (óleo e água) na entrada de cada região foram adotadas da Tabela 5.4 (condições utilizadas para realizar o experimento do escoamento multifásico no laboratório).

Figura 5.5: Perfil do escoamento anular entre óleo e água em (a) 2D usando $\gamma = 0,0001$ m/s. (b) 3D usando $\gamma = 0,004$ m/s. (c) 3D utilizando o constante de reinicialização 0,0001 m/s.



Fonte: Próprio autor (2019).

As simulações em 2D e 3D para as mesmas condições de simulação apresentam semelhanças como mostra as Figuras 5.5 (a) e (b). Porém, a pequena diferença (coloração e nitidez) apresentada nos perfis dos mesmos está ligada ao valor de γ atribuído.

No primeiro caso, utilizou-se na simulação em 2D (Figura 5.5 (a)), um valor de 0,0001 m/s para o constante de reinicialização, enquanto um valor de 0,004 m/s foi aplicado para simulação em 3D (Figura 5.5 (b)). Ao trocar os constantes (2D = 0,004 m/s; 3D= 0,0001) e refazer as simulações, mantendo outras condições (Tabela 5.4) constantes, conseguiu-se reproduzir o perfil da Figura 5.5 (a) em 2D. Mas ao utilizar $\gamma = 0,0001$ m/s para simulação em 3D, o perfil do escoamento foi praticamente invisível como mostra a Figura 5.5 (c).

A simulação em 3D apresenta resultados confiáveis, visto que o mesmo envolve simulação com dimensões verdadeiras da malha. Em 2D, geometrias como cilindros e cubos

podem ser representados por um retângulo e quadrado. Isto reduz a precisão durante simulação. Todavia, a simulação em 2D se torna uma ferramenta útil na avaliação quantitativa, caso haja instabilidades numéricas enfrentados pela simulação 3D.

Neste trabalho, a constante de reinicialização foi estimada a partir das velocidades dos fluidos entrando no tubo. Normalmente ao iniciar a simulação com um valor correto para a constante de reinicialização, forma-se um perfil nítido com as cores (azul e vermelho) devidamente representadas e distribuídas. Nos casos em que existe uma discrepância grande entre a constante e o valor da velocidade máxima, observa-se um perfil indefinido ou sem perfis definidos da fase água e fase óleo como pode ser visto na Figura 5.5 (c). Em casos como este outra estimativa teria que ser feita.

5.3 Simulações

A sequência do trabalho começa com as simulações em condição experimental (PARTE I), e termina com as diversas modificações das variáveis feitas com o objetivo de alcançar escoamento anular (PARTE II).

PARTE I

As condições e propriedades físicas dos fluidos, e dimensões dos tubos apresentadas na Tabela 5.4. foram utilizadas para realizar o experimento. Além disso, as mesmas condições foram aproveitadas para definir as propriedades da malha que foi utilizada na simulação numérica.

O “time” e “volume” que aparecem na Tabela 5.4 foram determinados no laboratório. Encheu-se o tubo, inicialmente, com 50 mL de água em um tempo de 131,6 s. Todavia, utilizou-se a razão (volume/tempo) destes parâmetros para calcular a vazão da água que equivale aos 100 rpm da bomba peristáltica utilizada. Na formação da malha computacional deste trabalho, os diâmetros apresentados na Tabela 5.4 foram utilizados para calcular as áreas das seções onde água e óleo entram no tubo.

Nas simulações realizadas neste estudo, foram observados os diversos tipos de escoamento descritos na literatura como estratificado, disperso, pistonado e escoamento anular (CAF). Esses escoamentos foram observados em condições recomendadas pelas literaturas consultadas.

Tabela 5.4: Condições utilizadas para realizar o experimento do escoamento multifásico.

Nome	Expressão	Valor	Descrição
d1	8,55[mm]	0,00855 m	Diâmetro interno do tubo externo
d2	2,83[mm]	0,00283 m	Diâmetro interno do tubo interno
A1	$(\pi \cdot d1^2)/4$	$5,7415 \times 10^{-5} \text{ m}^2$	Área do tubo externo
A2	$(\pi \cdot d2^2)/4$	$6,2902 \times 10^{-6} \text{ m}^2$	Área do tubo interno
A3	A1 - A2	$5,1124 \times 10^{-5} \text{ m}^2$	Área da região anular
L	2[m]	2 m	Comprimento do tubo
Time	$\frac{(2,27 + 2,20 + 2,11)[\text{min}]}{3}$	131,60 s	Tempo de vazão para 50 mL
Volume	50[mL]	$5,0000 \times 10^{-5} \text{ m}^3$	Volume do béquer usado pra medir a vazão
flow1	volumeB/time	$3,7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$	Vazão do óleo
flow2	volume/time	$3,7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$	Vazão da água
v1	flow1/A2	0,060402 m/s	Velocidade do óleo
v2	flow2/A3	0,0073402 m/s	Velocidade da água
Denwater	999[kg/m ³]	999,00 kg/m ³	Densidade da água
Viswater	0,001[Pa·s]	0,001 Pa·s	Viscosidade da água
Denoil	910[kg/m ³]	910,00 kg/m ³	Densidade do óleo
Visoil	0,03094[Pa·s]	0,030940 Pa·s	Viscosidade do óleo
Tension	0,02435[N/m]	0,024350 N/m	Tensão interfacial entre água e óleo
Constante	0,004(Variável)	0,004	Constante de reinicialização

Fonte: Próprio autor (2019).

Visto que apenas um procedimento laboratorial foi realizado neste trabalho, utilizando 33,099% corte de óleo, a simulação, portanto, servia como uma forma de extrapolar os resultados obtidos. As dimensões como o comprimento foram estendidas (foi utilizado um

tubo com 1 m de comprimento no experimento, porém as malhas computacionais poderiam ser mais compridas que isto, em alguns casos $L=2$ m).

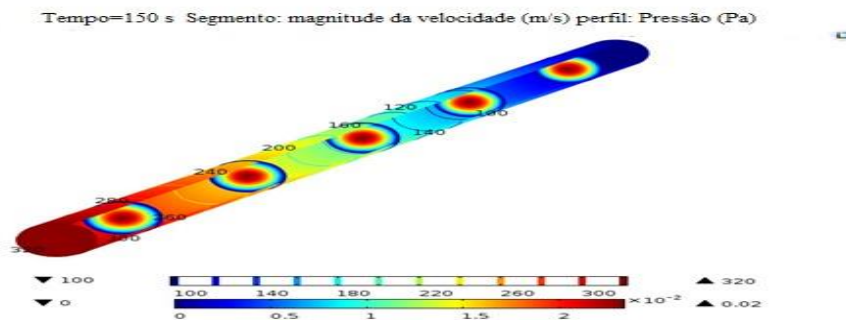
5.3.1 FLUIDOS PUROS NO TUBO

Iniciaram-se as simulações utilizando fluidos puros. Em primeiro lugar, foi utilizando óleo puro, em seguida, água pura e por fim, uma mistura (óleo e água) como a seguir:

5.3.1.1 ESCOAMENTO DE ÓLEO PURO

Esta etapa do estudo obteve-se uma simulação com óleo percorrendo o tubo circular horizontal de vidro. Todas as condições utilizadas para realizar a simulação foram de acordo com os dados da Tabela 5.4. Ao finalizar a simulação, a Figura 5.6 foi obtida, onde a (a) apresenta o perfil da pressão e (b) da velocidade do escoamento.

Figura 5.6: Imagens obtidas na simulação para o (a) perfil da pressão. (b) perfil da velocidade na entrada e saída do tubo.



(a)



(a)

Fonte: Próprio autor (2019).

Foi registrada no perfil simulado uma diferença entre a pressão na entrada com a pressão na saída de 320 Pa. Esta medida foi feita considerando a pressão atmosférica (101325 Pa) como referência. Isto significa que na entrada do tubo, uma pressão manométrica de 101647 Pa foi registrada. O COMSOL apresenta o resultado da queda em duas opções: Pressão absoluta e pressão manométrica. A escolha para apresentar os resultados depende de cada um.

Na Figura 5.6(b) observa-se que na entrada do tubo, o perfil da velocidade não é parabólico, porém, na saída do tubo, o mesmo assume um perfil parabólico. Esta diferença entre os perfis se deve ao regime do escoamento. Na entrada do tubo, há apenas uma velocidade, uma para o óleo. Quando o escoamento avança, o perfil da velocidade se desenvolve alcançando um valor único de velocidade máxima= 0,02m/s).

Além disso, a queda de pressão, que é o fator mais importante no transporte de óleos pesados através de dutos circulares, foi estimada, utilizando o fator do Fanning para um escoamento totalmente desenvolvido, em regime laminar em tubo circular. Também foi considerada uma rugosidade zero (0) para o tubo de vidro utilizado (Tabela de Rugosidade no ANEXO 1). A Tabela 5.5 apresenta os valores estimados de grandezas e números calculados com dados experimentais.

Tabela 5.5: Estimativas analíticas das grandezas físicas envolvidas no escoamento de óleo puro.

Quantidade	Fator de atrito Darcy(f)	Tensão cisalhante	Reynolds (Re)	Velocidade (\bar{u}) m/s	Queda de pressão (ΔP) Pa	Vazão (\dot{u}) m³/s
Formula	$\frac{64}{Re}$	$\frac{f\rho_o\bar{u}^2}{2}$	$\frac{\rho\bar{v}D}{\mu}$	$\frac{u_{max}}{2}$	$f\frac{L\rho\bar{u}^2}{2D}$	$\bar{u}.A_{a+o}$
Valor	21,797	1,352 Pa	2,936	0,012	316,27Pa	3,79x10 ⁻⁷

Fonte: Próprio autor (2019)

Ao observar a Tabela 5.5, percebe-se que o baixo número do Reynolds (2,936) consolida um escoamento viscoso laminar devido à viscosidade do óleo. No mesmo sentido, a velocidade máxima (0,024 m/s) obtida computacionalmente é consideravelmente baixa, resultando a uma baixa tensão cisalhante (1,355 Pa). No entanto, comparando a queda de pressão (316,27 Pa) obtida analiticamente com o valor obtido através da simulação, uma pequena discrepância de aproximadamente 1,3% foi observada como mostra o Tabela 5.6.

Tabela 5.6: Comparação entre a queda de pressão obtidas por avaliação analítica e simulada.

Método	Valor obtido
ΔP Analítico	316,270 Pa
ΔP Simulado	320,425 Pa

Fonte: Próprio autor (2019).

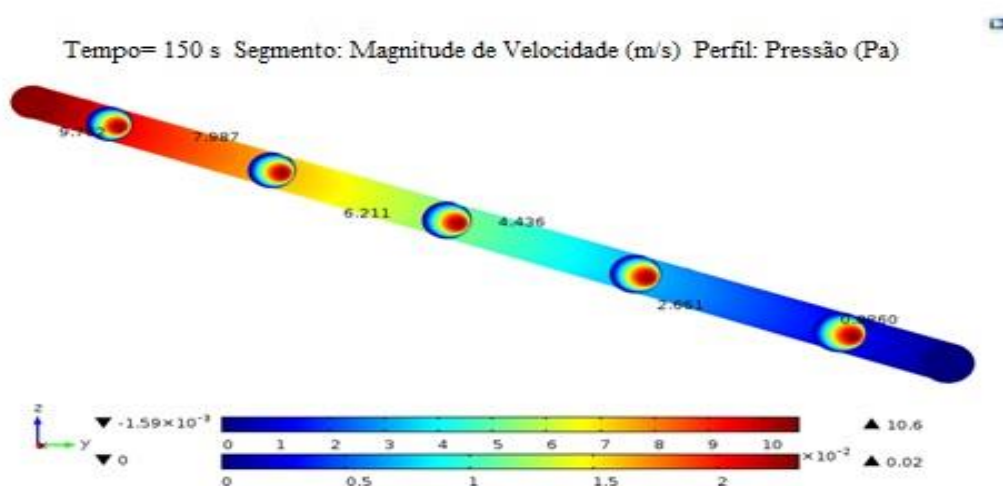
Visto que a perda de carga é diretamente proporcional à viscosidade (considerando um escoamento de um fluido Newtoniano), a sua magnitude depende totalmente da viscosidade visto que o escoamento ocorre em um tubo de vidro. Neste sentido, esta pequena perda de carga foi provocada pela viscosidade do fluido.

5.3.1.2 ESCOAMENTO DE ÁGUA PURA

Esta etapa envolve a operação feita com apenas água percorrendo o tubo circular horizontal de vidro. Todas as condições utilizadas para realizar a simulação foram de acordo com os dados da Tabela 5.4. O mesmo procedimento utilizado na subseção 5.3.1.1 foi repetido, porém, utilizando as propriedades da água.

A Figura 5.7 apresenta a simulação para perfil de pressão com água escoando em tubo de vidro. A diferença entre a pressão na entrada e a pressão na saída do tubo mede 10,6 Pa. como pode ser observado na imagem. Esta queda de pressão é relativamente pequena devido à material utilizada na simulação (neste caso um vidro).

Figura 5.7: Perfil da pressão para água escoando no tubo de vidro.



Fonte: Próprio autor (2019).

A Tabela 5.7 apresenta os valores estimados de grandezas e números calculados com dados experimentais, e utilizando a velocidade máxima obtida na simulação.

Tabela 5.7: Estimativas de grandezas físicas envolvidas no escoamento multifásico.

Quantidade	Fator de atrito Darcy (f)	Tensão cisalhante (τ) Pa	Reynolds (Re)	Velocidade (\bar{u}) m/s	Queda de pressão (ΔP) Pa	Vazão (\dot{u}) m ³ /s
Formula	$\frac{64}{Re}$	$\frac{f\rho_o\bar{u}_o^2}{2}$	$\frac{\rho\bar{u}D}{\mu}$	$\frac{u_{max}}{2}$	$f\frac{L\rho\bar{u}^2}{2D}$	$\bar{u}.A_{a+o}$
Valor	0,64483	0,0396	99,252	0,0116 2	10,173Pa	3,8x10 ⁻⁷

Fonte: Próprio autor (2019).

A Tabela 5.8 compara os valores obtidos analiticamente e através simulação numérica. Uma vez, estes valores assemelham se, tendo uma diferença de apenas de 4,03 % entre os valores obtidos.

Tabela 5.8: Comparação entre a queda de pressão obtidas por avaliação analítica e simulada.

Método	Valor obtido
Analítico	10,173 Pa.
Simulado	10,6 Pa.

Fonte: Próprio autor (2019).

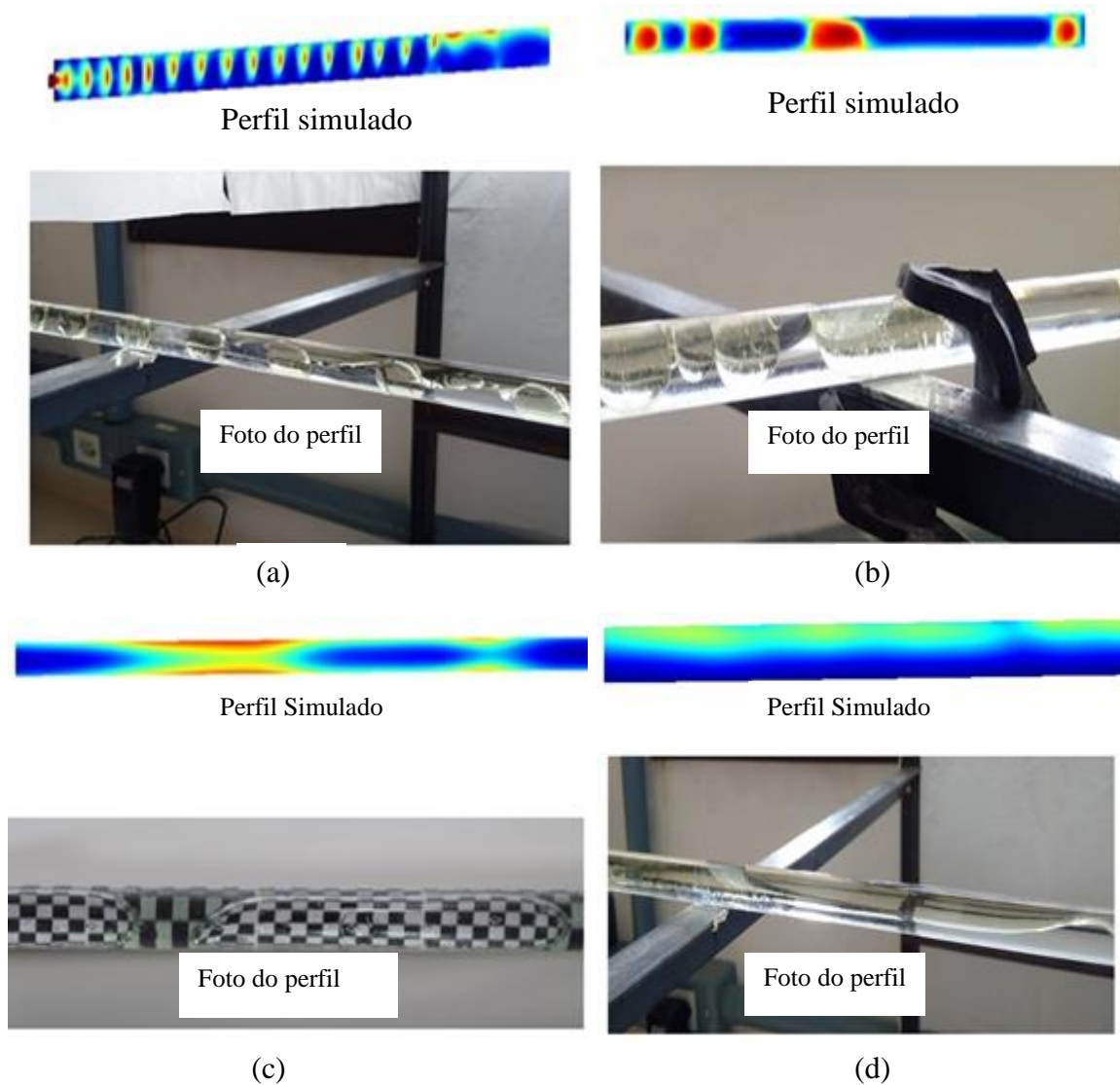
Logo, comparando os valores das perdas de carga calculadas para escoamento de óleo puro com a da água pura, é possível observar que a queda de pressão para escoamento de óleo puro está a 31,46 vezes maiores em comparação ao valor registrado para o escoamento de água pura. Esta diferença da queda de pressão significa que precisaria gastar mais energia para bombear o óleo.

5.3.2 ESCOAMENTO MULTIFÁSICO

Com as condições apresentadas na Tabela 5.4, simulou-se e obteve-se os perfis apresentados na Figura 5.8. O escoamento iniciou-se com um perfil *plug* (a), e depois de ter percorrido aproximadamente 20 cm no tubo, o perfil reconfigurou-se para escoamento *slug* como pode ser visto na (b). Ao percorrer aproximadamente metade do tubo, registrou-se

escoamento *slug* com o diâmetro do óleo igualando o diâmetro do tubo como visto na (c). Por fim, o óleo levitou-se reconfigurando o escoamento *slug* para estratificado como mostra a Figura 5.8 (d). A cada perfil obtido no laboratório, acompanha-se o perfil simulado no COMSOL nas mesmas condições.

Figura 5.8: Perfis obtidos por simulação utilizando um corte 33,099% óleo de soja e utilizando as condições da Tabela 5.4 (a) escoamento *plug* sucedida por *slug*.(b) escoamento *slug* observado aproximadamente metade do escoamento (c) escoamento *slug* na saída do tubo.



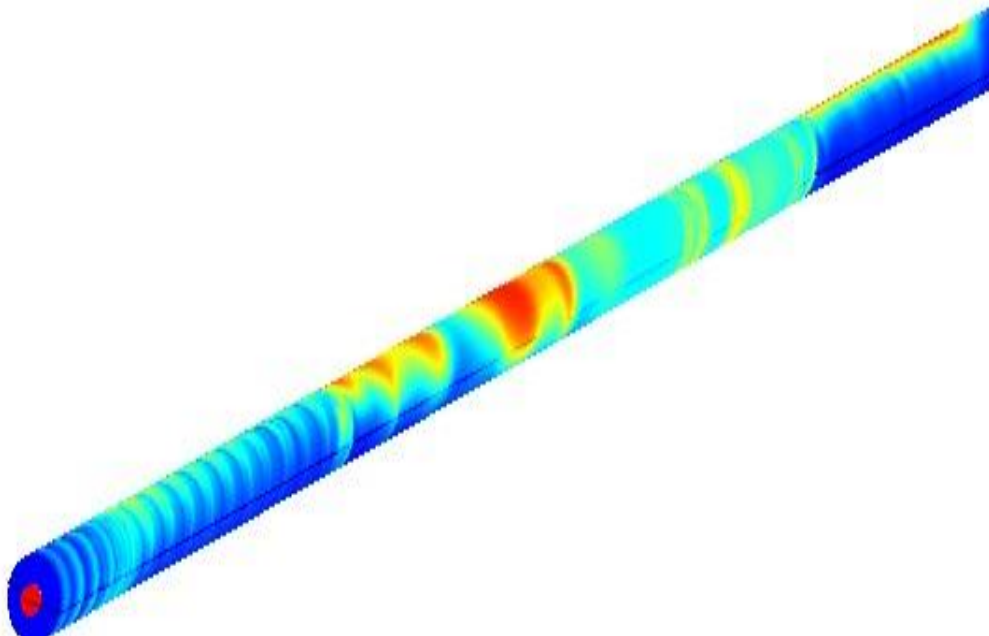
Fonte: Próprio autor (2019).

Os perfis obtidos no laboratório assemelham-se aos obtidos pela simulação. A inconsistência na coloração do perfil observada na Figura 5.8 (d) pode ser relacionada à refinação da malha ou instabilidade numérica.

Para descrever o comportamento do escoamento apresentado na Figura 5.8, Rhoeth (2016) mostrou que ondas formam-se e deformam a interface estabelecida entre óleo e a água. E quando as forças (que atuam na interface dos dois líquidos) viscosas superam a tensão interfacial em magnitude, isto provoca uma descontinuidade (formação de bolhas) no perfil de escoamento do óleo. O caso de um escoamento turbulento é descartado, pois o número de Reynolds calculado foi baixo (7,665).

Para uma melhor visualização da parede do tubo simulado na Figura 5.8, foi elaborada a Figura 5.9. Na imagem, é possível ver o óleo incrustando na parte superior do tubo após percorrer aproximadamente 20 cm. O contato continua até saída do tubo.

Figura 5.9: Representação da parede do tubo de vidro.



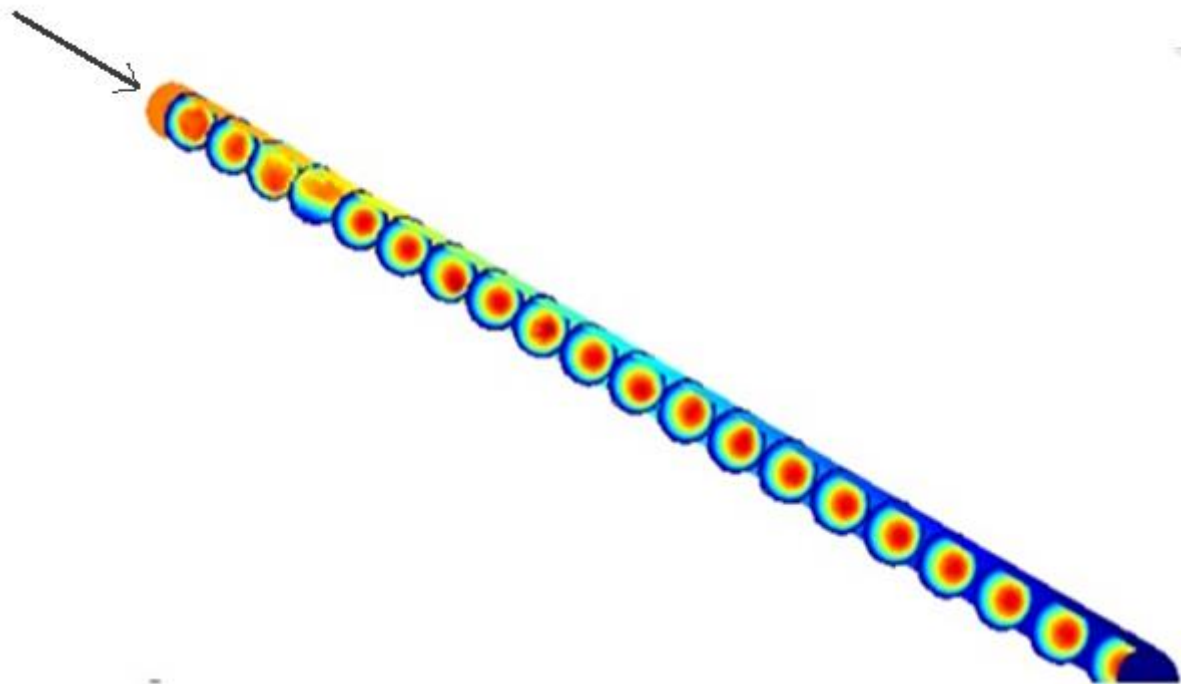
Fonte: Próprio autor (2019).

A perda de carga depende do tipo de escoamento (turbulento ou laminar), que também depende da vazão dos fluidos. Escoamento turbulento provoca instabilidades no CAF. Estas instabilidades causam incrustamento de óleo nas paredes do duto provocando grandes perdas de carga, que foi observado nesta etapa.

Adicionalmente, Trallero *et al.* (1997), Vielma *et al.* (2008) e Angeli e Hewitt. (2000) relataram que para o escoamento multifásico de óleos com baixa viscosidade, os escoamentos disperso e estratificado são predominantes. Em um escoamento onde a densidade do óleo é baixa, aumentando a velocidade da mistura, aumenta-se o número de Reynolds do sistema, portanto, leva ao escoamento disperso. Porém, no caso deste trabalho, o regime de escoamento laminar foi observado em todos os casos, independentemente do perfil formado.

A Figura 5.10 por outro lado, representa a simulação do perfil de velocidade ao longo do tubo. Como pode ser visto o perfil da velocidade não é parabólico no início do escoamento, isto demonstra que o escoamento não estava em regime estacionário e totalmente desenvolvido. Este comportamento, provavelmente, foi provocado pela presença de dois fluidos (óleo e água) imiscíveis bombeados a velocidades diferentes. Porém, o escoamento se desenvolve ao chegar à metade do tubo/escoamento, e um perfil parabólico para a velocidade pode ser observado.

Figura 5.10: Perfil de velocidade e pressão para escoamento multifásico (óleo e água).



Fonte: Próprio autor (2019).

Geralmente, quando se tem um escoamento que é composto de dois fluidos com massas específicas diferentes e imiscíveis com velocidades diferentes, haverá variação no

perfil da velocidade até atingir uma única velocidade. Neste ponto o escoamento estaria em regime estacionário com perfil parabólico.

PARTE II (Modificações e observações)

Visto que a instalação laboratorial da Figura 4.1 da página 37 produziu os perfis de escoamento (*slug*) apresentados na Figura 5.8 da página 62, estes perfis tornaram-se um ponto de partida com objetivo de simular o escoamento CAF. Para alcançar este objetivo, alguns parâmetros foram variados durante a simulação numérica. Visto que os principais parâmetros que influenciam tanto a estabilidade quanto a configuração do CAF são o corte, diâmetro do tubo, velocidade/vazão dos fluidos, viscosidade, densidade, rugosidade da parede do tubo entre outros. Neste trabalho, apenas o corte e vazão foram modificados para simular o escoamento anular em um tubo horizontal de vidro.

Para obter uma configuração CAF, geralmente a velocidade/vazão do óleo é maior que a da água. Neste sentido, esta variável é reduzida para a água ou o mesmo é aumentada para o óleo, mantendo o corte para óleo acima de 70%.

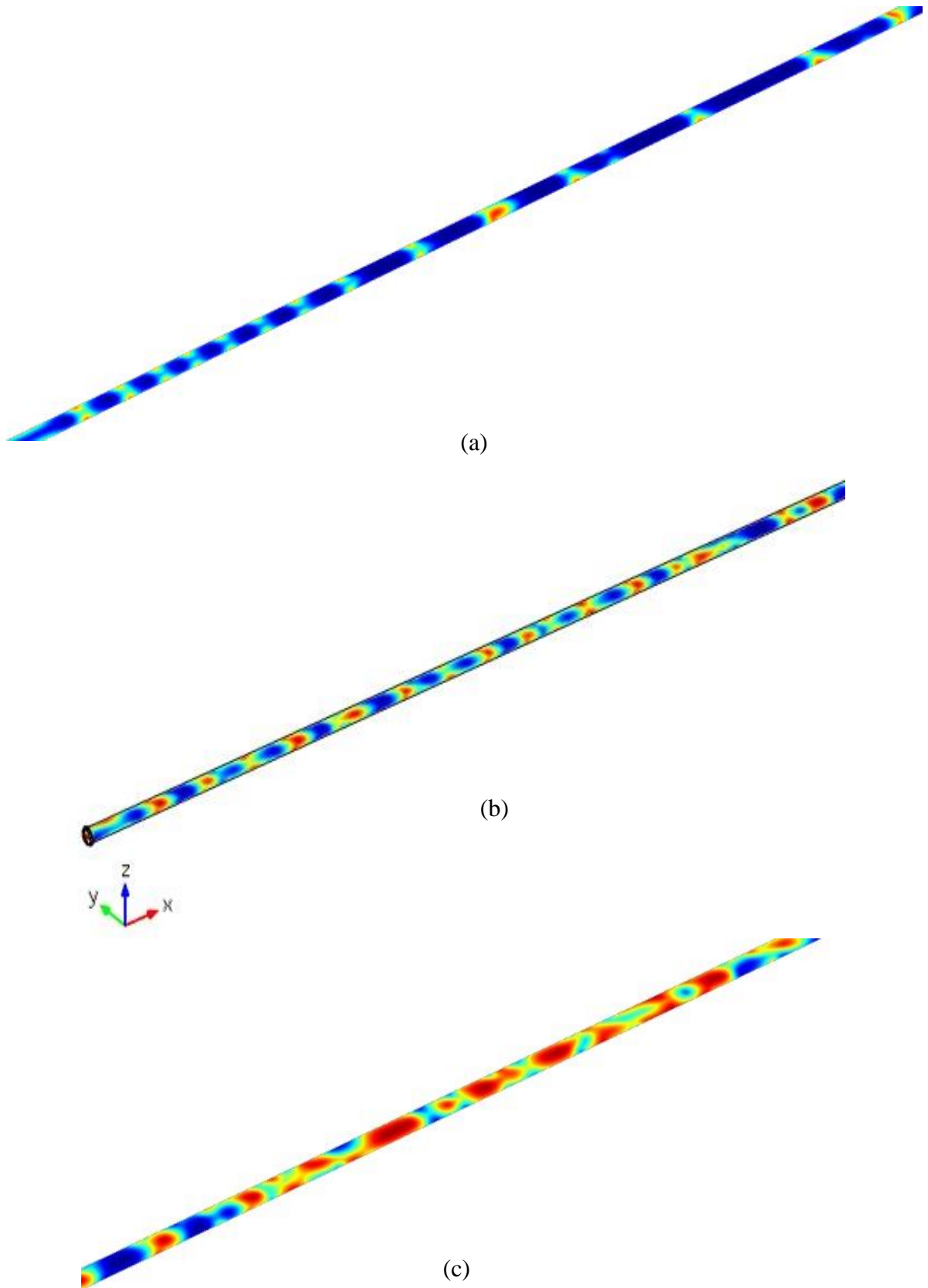
5.3.2.1 AUMENTANDO O CORTE DO ÓLEO

Seguiu-se para ajustar a malha gerada representando as dimensões do tubo circular horizontal de vidro com objetivo de aumentar a fração volumétrica do óleo entrando no duto, porém mantendo-se a velocidade utilizada no experimento (Tabela 5.4). Os perfis apresentadas na Figura 5.11 foram obtidos.

Os perfis representados na Figura 5.11 (a) (b) e (c) são semelhantes, pois todos são escoamentos do tipo *slug*. Apesar do aumento na corte do óleo, o escoamento não apresentou uma aproximação ao objetivo (que é o escoamento CAF). Em (c), o escoamento apresenta um perfil com óleo disperso. Porém, descarta-se a hipótese de que talvez seja um escoamento turbulento, pois o mesmo possui baixo número de Reynolds. Logo, as forças que atuam no volume de controle, provavelmente, sejam as responsáveis pela dispersão dos fluidos.

O perfil de escoamento apresentado na Figura 5.11 representa diversos cortes de água/óleo variando de 60% a 85%. Geralmente, esta faixa de corte é ideal para escoamento CAF. O perfil apresentado precisa uma combinação de velocidades para que possa atingir este objetivo.

Figura 5.11: Perfil volumétrico de escoamento para (a) corte 60% com $v_1 = 0,0183$ m/s e $v_2 = 0,0414$ m/s (b) 75% com $v_1 = 0,0117$ m/s e $v_2 = 0,105$ m/s (c) 85% com $v_1 = 0,00867$ m/s e $v_2 = 0,0029384$ m/s.



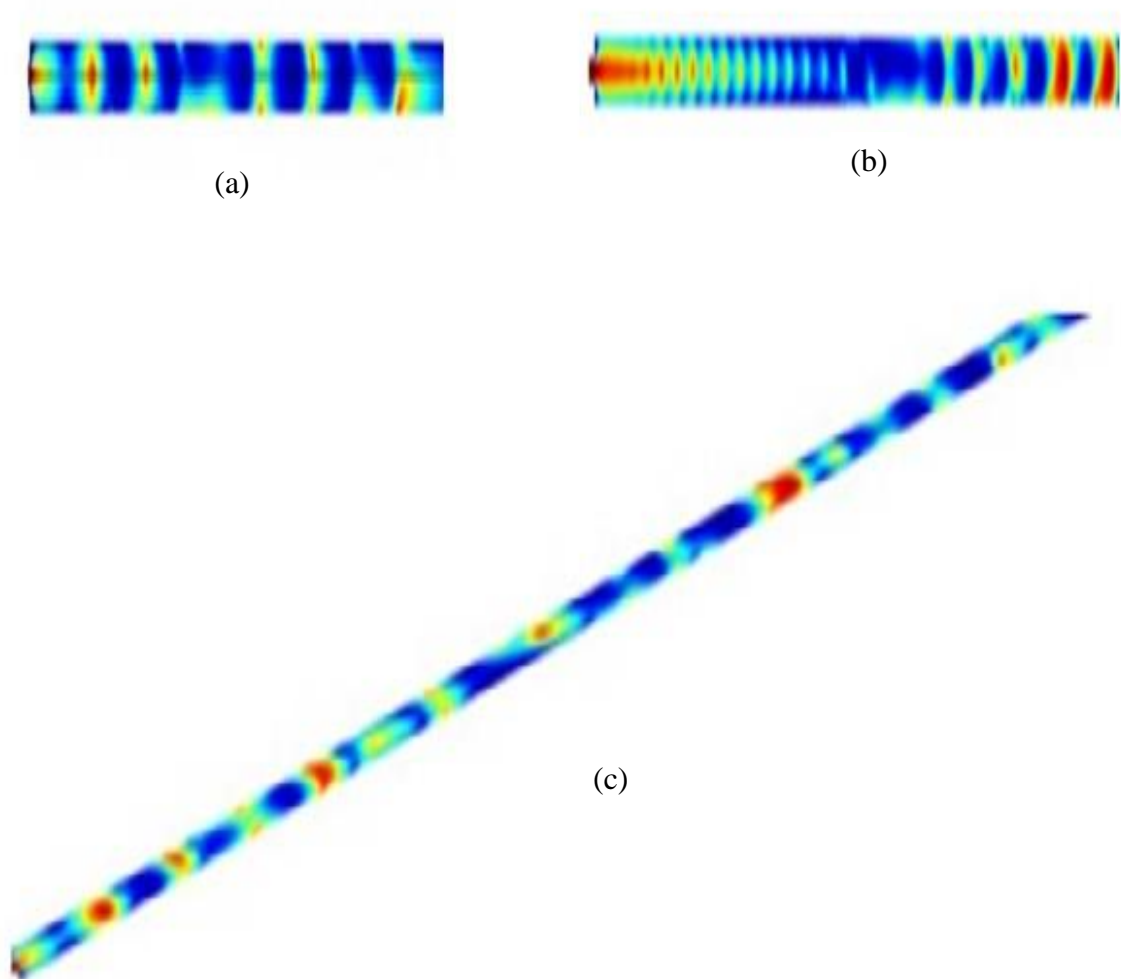
Fonte: Próprio autor (2019).

5.3.2.2 REDUZINDO A VAZÃO DA ÁGUA

Visto que a vazão da mistura é um fator eminente no escoamento CAF, esta sessão visa modificar este fator com objetivo de obter um perfil deste tipo de escoamento.

A Figura 5.12 representa os perfis obtidos utilizando metade da vazão de água (região anular) usada originalmente no experimento (Tabela 5.4). Por sua vez, esta vazão corresponde a $1,8997 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$. Por outro lado, as vazões do óleo (região central) foram modificadas da seguinte forma da Figura 5.9: (a) vazão do óleo mantida a $3,7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$, (b) vazão do óleo mantida a $0,5428 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$, e por último, (c) vazão do óleo mantida a $0,2111 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$.

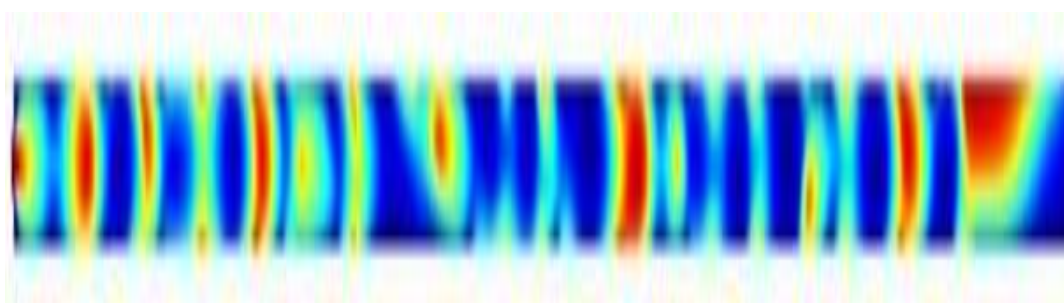
Figura 5.12: Perfil do escoamento para vazão da água ($3,7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$) para água (a) Vazão do óleo $1,8997 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$ (b) $0,5428 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$ (c) $0,2111 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$.



Os perfis obtidos na Figura 5.12 são bastante parecidos com os perfis obtidos na Figura 5.11. O escoamento *slug* predomina em todo sentido. Porém, notou-se que (b) apresentou CAF ondulado no início do escoamento. Portanto, ocorreu modificação do perfil para o tipo *slug*.

A seguir, a vazão da água utilizada no experimento foi reduzida 9,1 vezes (que corresponde à $3.7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$) enquanto a vazão do óleo foi mantida a $3.7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$. O perfil observado não mostrou uma melhoria em relação aos obtidos na Figura 5.13. Em vez disso, a dispersão do óleo na água aumentou como apresentado na Figura 5.13.

Figura 5.13: Perfil de escoamento para vazões da água e óleo $3.7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$ e $4.2215 \times 10^{-8} \text{ m}^3/\text{s}$.



Fonte: Próprio autor (2019).

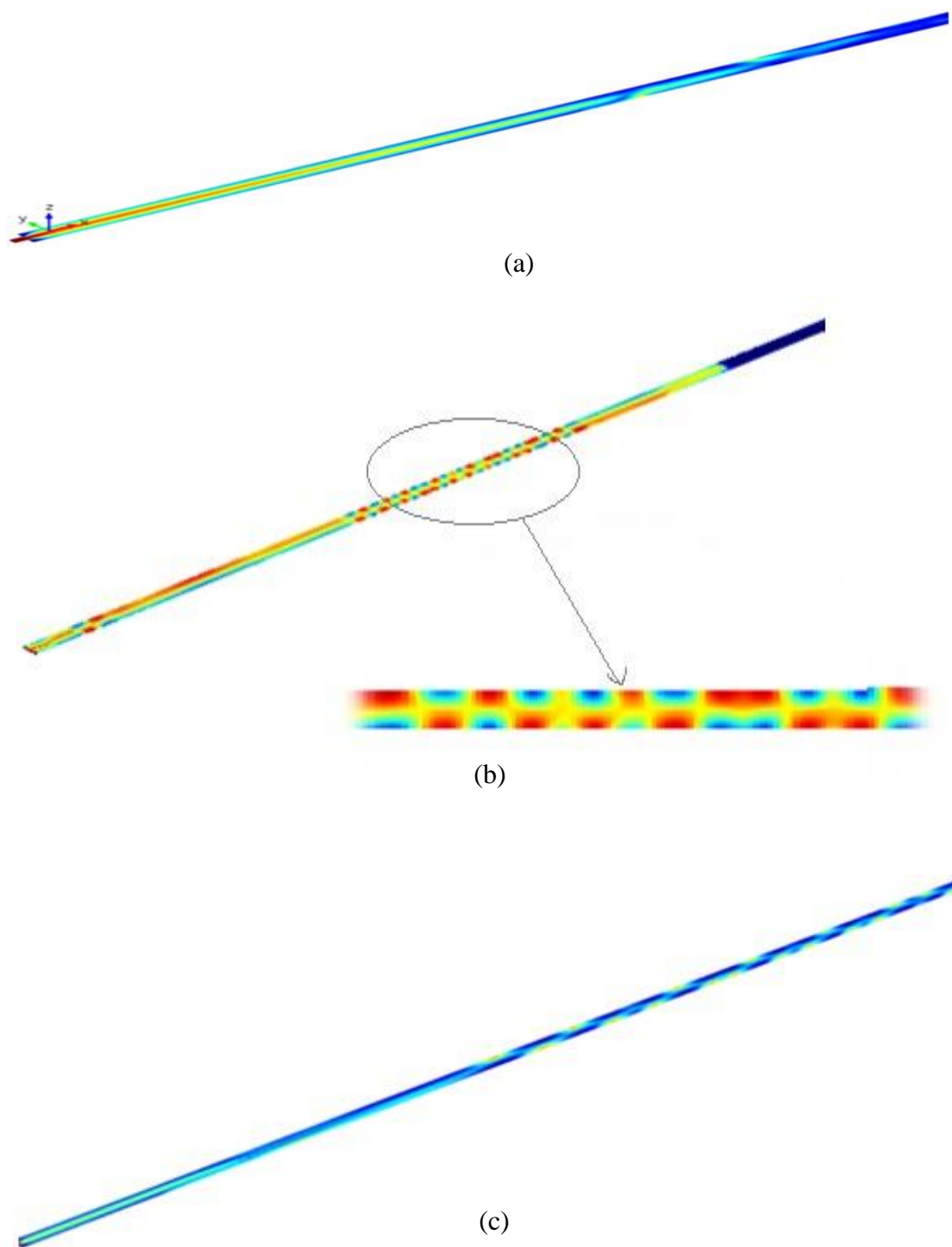
Visto que reduzindo a vazão da água não aproximou o perfil do escoamento ao objetivo deste trabalho (escoamento anular- CAF), seguiu-se para aumentar a vazão do óleo.

5.3.2.3 AUMENTANDO A VAZÃO DO ÓLEO

Ao aumentar a vazão de óleo na entrada do escoamento, observou-se perfis volumétricos apresentados na Figura 5.14. Normalmente, no escoamento CAF, o óleo esco a uma velocidade menor que da água devido a alta viscosidade do óleo. Outra razão também é para que consiga manter-se contínua durante o escoamento.

Observando os perfis de escoamento apresentados na Figura 5.14, o (a) representa o perfil de escoamento para aumento de 2,5 vezes para a vazão do óleo. Este perfil, portanto, inicia com CAF, mas sofre modificação para estratificado ao longo do escoamento. Por fim, as Figuras 5.14 (b) e (c) representam perfis de escoamento para um aumento de 3,5 e 5 vezes consecutivamente. Nos perfis observados, o escoamento estratificado e *slug* predominam.

Figura 5.14: Perfis de escoamento quando a vazão é aumentada por (a) Vazão aumentada por 2,5 (b) Vazão vezes 3,5 (c) Vazão vezes 5.



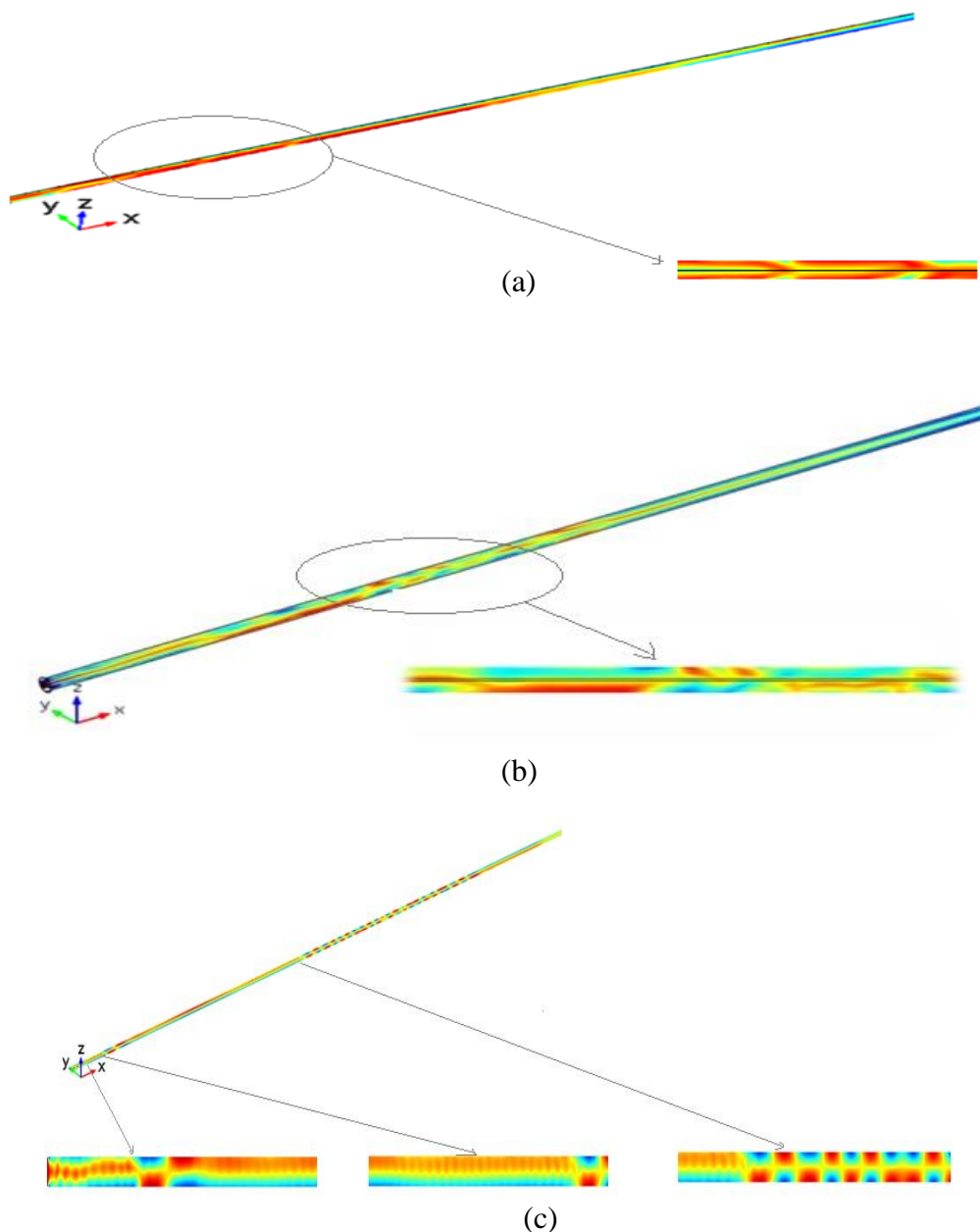
Fonte: Próprio autor (2019).

Visto que aumentando a vazão do óleo e mantendo a vazão da água constante apresentou perfis próximos ao CAF, seguiu-se aumentando as vazões, porém sempre mantendo da água menor que do óleo. Os perfis na Figura 5.15 foram obtidos.

5.3.2.4 AUMENTANDO A VAZÃO DO ÓLEO E DA ÁGUA SIMULTANEAMENTE

Nesta etapa, foram aumentadas as vazões do óleo e da água ao mesmo tempo. Com um aumento de 5 vezes para óleo e 3 vezes para água, foi observado um escoamento *slug* no início, portanto, ao avançar para metade do tubo (aproximadamente 1 m), assumiu-se uma forma estratificada como mostra a Figura 5.15(a). Esta transição está ligada à diferença de massa específica entre óleo e água.

Figura 5.15: Perfis de escoamento quando aumenta a vazão do (a) Óleo 5 vezes, e água 3 vezes (b) Óleo 10 vezes, e água 5 vezes (c) Óleo 10 vezes, e água 2,7 vezes.



Fonte: Próprio autor (2019).

O perfil apresentado pela Figura 5.15 (a) é predominantemente estratificado. Já o perfil apresentado por (b), inicia-se por um escoamento anular, porém, o perfil sofre uma reconfiguração. Por fim, a Figura 5.15 (c) mostra um perfil estratificado ondulante. Este tipo de escoamento provoca grandes quedas de pressão, aumentando o custo de transporte.

Em seguida, foi aumentada a vazão de óleo 10 vezes enquanto a da água foi aumentada 5 vezes como mostra a Figura 5.15 (b). Nesta condição, iniciou-se um escoamento anular (porém com bastante incrustação), que ao percorrer aproximadamente 20 cm, transformou-se em um anular ondulante. A amplitude do óleo é alta, e atinge as paredes do tubo, dando início a um CAF instável. Este comportamento é previsto para o corte de 33,099 para óleo com baixa viscosidade. Normalmente, as forças viscosas da água vencem e causam uma descontinuidade no escoamento do óleo, causando um escoamento de perfil não uniforme.

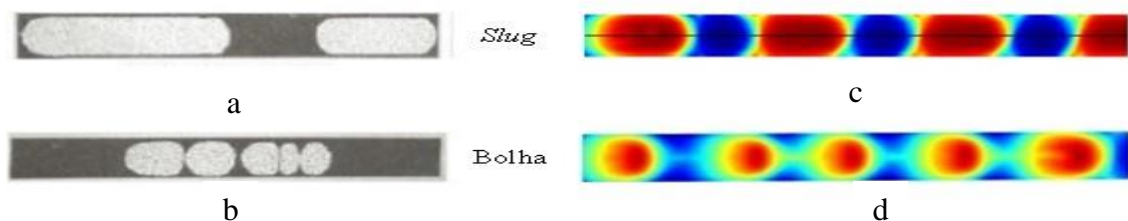
A Figura 5.15 (c) por outro lado, foi obtida multiplicando a vazão do óleo e água por 10 e 2,7 vezes, respectivamente. O perfil apresentado mostra um escoamento estratificado no início. Este escoamento, por tanto, se transforma em um escoamento estratificado ondulante. Isto se deve ao congestionamento provocado pela vazão do óleo. Outro fator que poderia ter facilitado a formação deste perfil é a baixa viscosidade do óleo.

5.3.2.5 OUTROS PERFIS DE ESCOAMENTO.

Nesta sessão, perfil de escoamento discutido na literatura consultada foi trazido. Foi feito uma comparação entre perfis simulados deste trabalho com imagens/desenhos de perfis encontrados na literatura.

Charles *et al.* (1961) monitorou o regime de escoamento através da gravação de video como mostra na Figura 5.16 (a).

Figura 5.16: Perfis de escoamento (a) observados no laboratório por Charles *et al* (1961). [slug e bolha] (b) obtids por simulação no COMSOL [slug e bolha].



Charles et al. (1961).

Próprio autor (2019).

Os autores detectaram cinco tipos de regimes de escoamento: água dispersa em óleo, CAF, *slug* de óleo em água (Figura 5.15 (a)), óleo disperso em água e bolhas de óleo em água (Figura 5.15 (b)) (Charles *et al.*, 1961). Neste trabalho, apenas o perfil disperso não foi detectado, tanto por método numérico quanto por experimento. Formou-se perfis de escoamento *slug* (Figura 5.15 (c)) e escoamento a bolha, como pode ser visto na Figura 5.15 (d).

Charles *et al.* (1961) utilizaram óleo com uma viscosidade de 0,0168 Pa.s, tubo de 0,026 m em diâmetro e 4,3 m em comprimento. Para os autores obterem um perfil *slug*, utilizaram $u_a = 0,03$ m/s e $u_o = 0,2$ m/s. Similarmente, o perfil “bolha” foi obtido pelos mesmos autores utilizando $u_a = 0,2$ m/s e $u_o = 0,2$ m/s. Por outro lado, obteve-se neste trabalho o perfil *slug* numericamente utilizando um tubo de 0,0855 m de diâmetro, $u_o = 0,060402$ m/s e $u_a = 0,00049544$ m/s.

Similarmente, este trabalho obteve o perfil do escoamento a bolha (Figura 5.16) utilizando $u_a = 0,012975$ m/s e $u_o = 0,0419$ m/s. Diante dos valores de velocidades utilizados para obter este perfil; ao utilizar velocidades próximas ($u_a \approx u_o$) obteve-se escoamento a bolha. Enquanto realizar os experimentos utilizando velocidades diferentes ($u_a < u_o$) poderia resultar escoamento anular (ondulante ou perfeito).

Figura 5.17: Imagen de perfil do escoamento obtido no laboratório [*slug*].



Próprio autor (2019).

5.3.2.6 ESCOAMENTO ANULAR

Depois de diversos testes, chegou-se a um ponto em que o escoamento CAF se estabilizou ao longo do tubo (2m de comprimento). Para isto, foi preciso utilizar as condições apresentadas na Tabela 5.9.

Tabela 5.9: Condições encontradas depois de diversas tentativas para simular escoamento anular entre óleo e água.

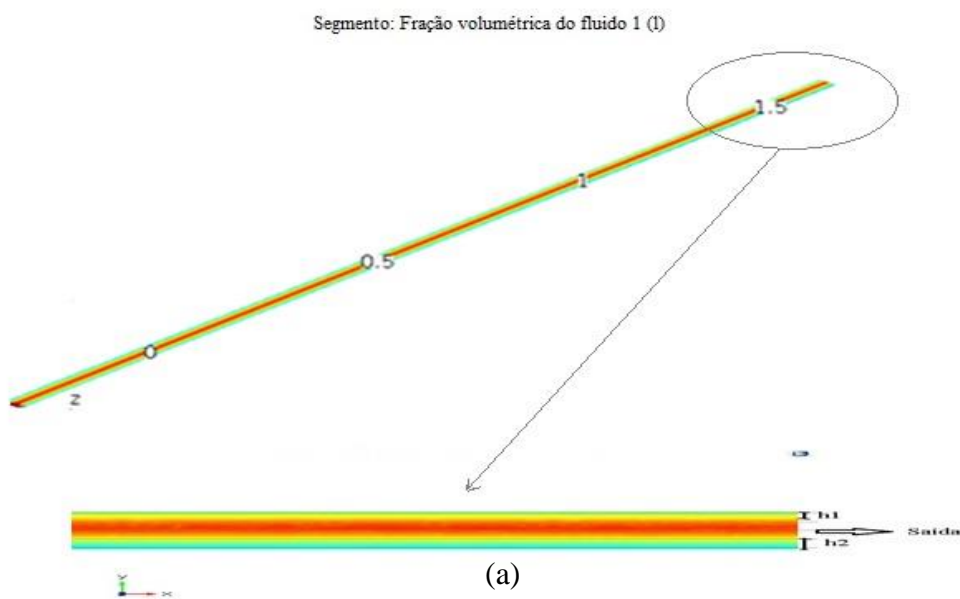
Nome	Expressão	Valore	Descrição
d1	8,55[mm]	0,0085500 m	Diâmetro interno do tubo externo
d2	0,7*d1	0,0059850 m	Diâmetro interno do tubo interno
A1	$(\pi*d1^2)/4$	$5,7415 \times 10^{-5} \text{ m}^2$	Área do tubo externo
A2	$(\pi*d2^2)/4$	$2,8133 \times 10^{-5} \text{ m}^2$	Área do tubo interno
A3	A1 - A2	$2,9281 \times 10^{-5} \text{ m}^2$	Área da região anular
denoil	910[kg/m ³]	910,00 kg/m ³	Massa específica do óleo
visoil	5[Pa*s]	5,0000 Pa·s	Viscosidade do óleo
denwater	999[kg/m ³]	999,00 kg/m ³	Densidade da água
viswater	0,001[Pa*s]	0,0010000 Pa·s	Viscosidade da água
tension	0,02435[N/m]	0,024350 N/m	Tensão interfacial entre água e óleo
volume	50[mL]	$5,0000 \times 10^{-5} \text{ m}^3$	Volume do béquer usado pra medir a vazão.
time	131,6[s]	131,60 s	Tempo para encher 50 mL com água
flow1	$(\text{volume}/\text{time})*3.2$	$1,2158 \times 10^{-6} \text{ m}^3/\text{s}$	Vazão do óleo
flow2	volume/time	$3,7994 \times 10^{-7} \text{ m}^3/\text{s}$	Vazão da água
v1	flow1/A2	0,043216 m/s	Velocidade do óleo
v2	flow2/A3	0,012975 m/s	Velocidade da água
constante	0,004	0,0040000	Constante de reinicialização

Fonte: Próprio autor (2019).

Vale ressaltar neste ponto que esta condição não é única, ou seja, há uma faixa em que este escoamento ocorre. Dentro de uma pequena discrepância, existem outras condições que apresentam o escoamento CAF, porém, com turbulência, atrito e queda de pressão diferente desta condição.

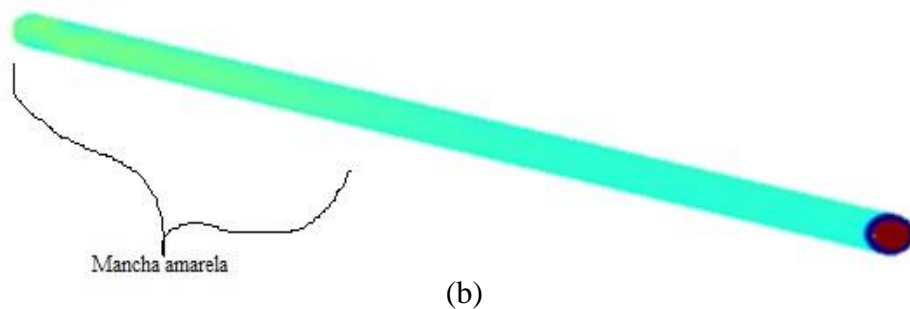
Como esperado, o perfil volumétrico apresentou um escoamento com efeito de levitação. Como mostra a Figura 5.17 (a), pouco antes da marca 1,5m, foi possível observar o óleo transitando do centro de escoamento para uma posição excêntrica até atingir a amplitude máxima na saída do tubo. A Inequação 5.1, apoiada pela Figura 5.17 (a) ampliada, mostra como óleo escoava em posição excêntrica na saída do tubo.

Figura 5.18. Perfil do escoamento anular de óleo e água em tubo horizontal de vidro para 70% de óleo na: (a) seção interna transversal do tubo (b) parede do tubo.



$$h_2 > h_1$$

5.1

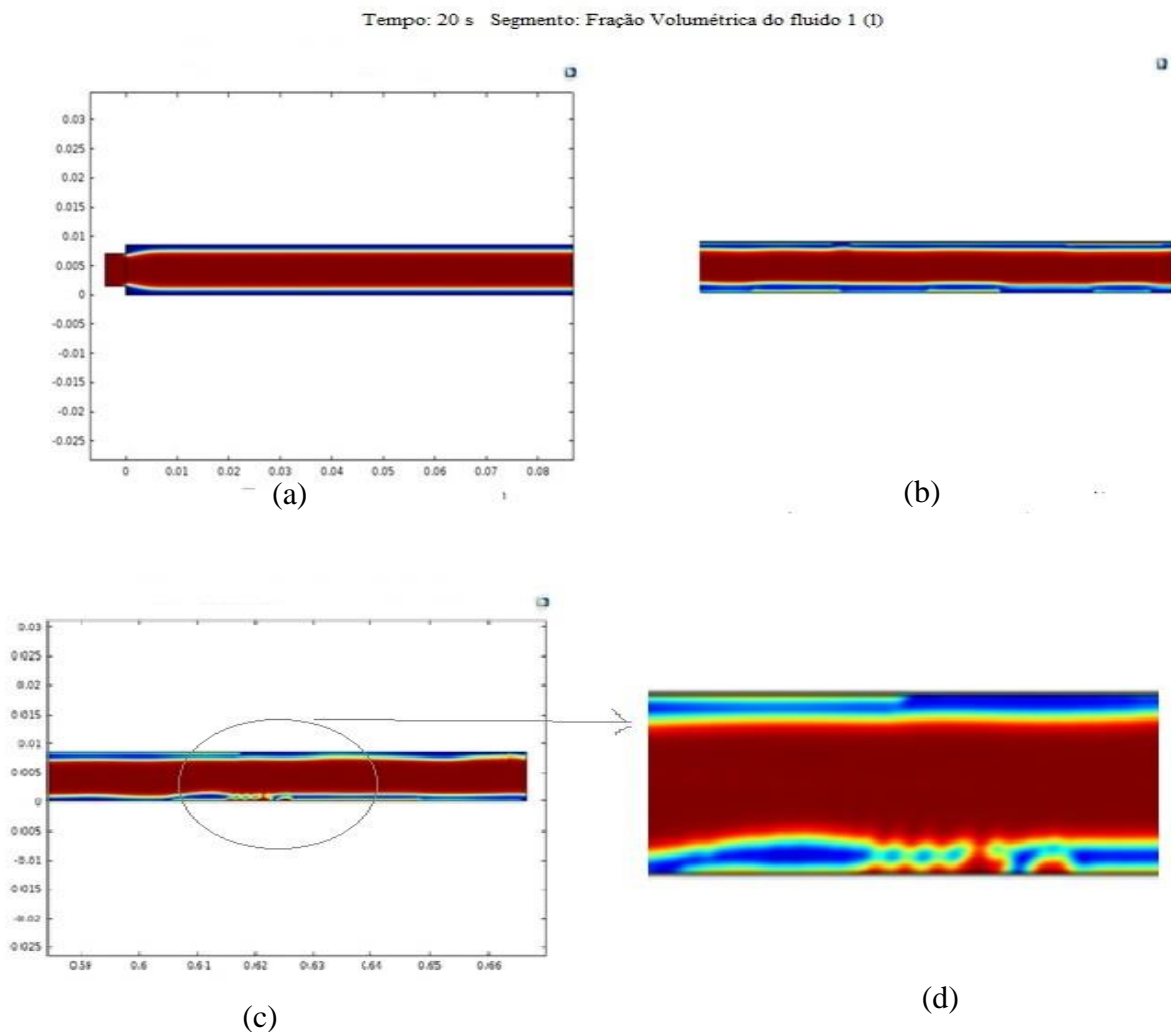


Fonte: Próprio autor (2019).

Ao observar atentamente a Figura 5.17 (b), a zona onde intensifica a coloração amarela perto da saída do tubo, significa que há incrustação predominante. A incrustação por si é um problema relevante no transporte de óleos pesado. A sua presença se deve aos fatores discutidos anteriormente neste trabalho e, sem dúvida, reduz a eficiência do transporte.

Com uma simulação em 3D e definição do tamanho de células *coarser*, o COMSOL não foi possível observar em detalhe esta incrustação percebida na Figura 5.17, portanto, optou-se refazer a simulação nas mesmas condições em 2D. Apesar do domínio 2D ter pouca precisão em comparação ao 3D, o custo computacional foi consideravelmente reduzido (discutido na Subseção 5.2 da página 53 - 55), obtendo resultados melhorados como apresentados na Figura 5.18.

Figura 5.19: Perfil volumétrico do escoamento CAF em 2D utilizando as condições apresentadas na Tabela 5.4 (a) na entrada do tubo. (b) aproximadamente percorrendo metade do tubo (c) perto da saída do tubo (c) ampliação da região perto da saída do tubo.



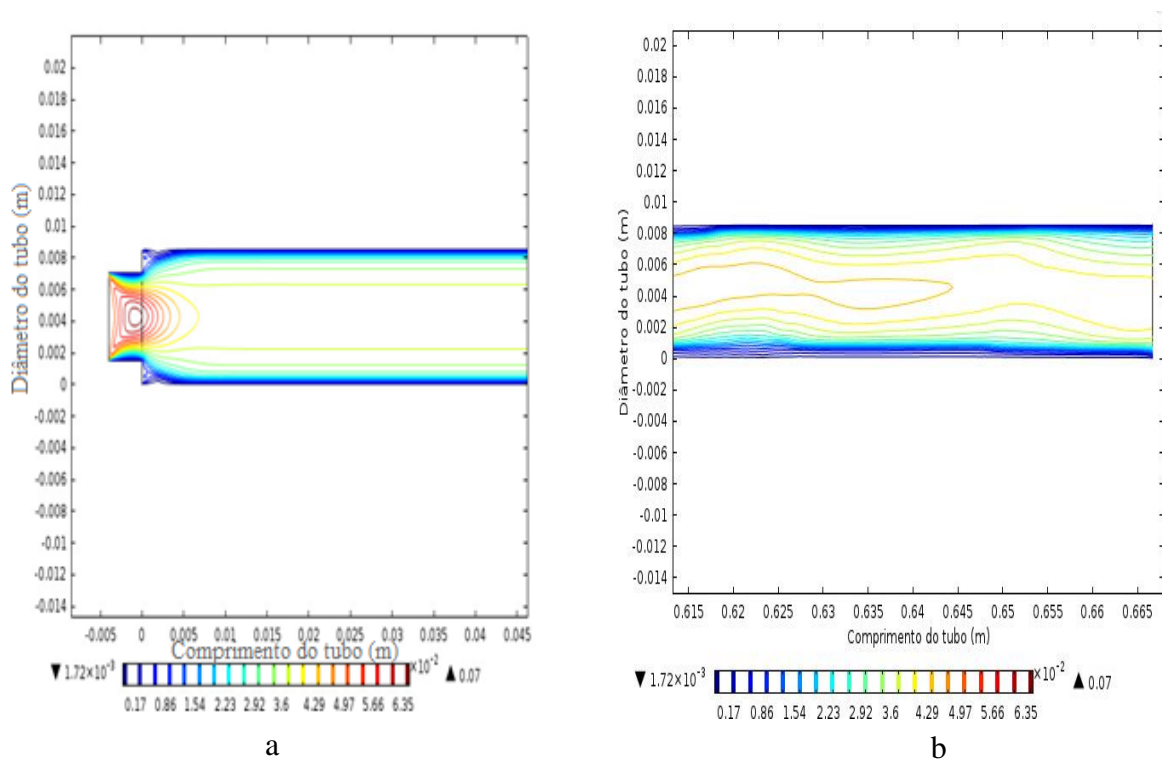
Fonte: Próprio autor (2019).

É possível observar detalhadamente que o óleo começa a incrustar na parede do tubo ao percorrer metade do seu comprimento, como mostra a Figura 5.18 (b). A incrustação aumenta ao aproximar a saída do tubo como mostra a Figura 5.18 (c). Este fenômeno por si aumenta a perda de carga e o custo energético para bombear a mistura.

5.3.2.7 PERFIL DE VELOCIDADE

Esperou-se atingir um escoamento totalmente desenvolvido em regime laminar para obter o perfil da velocidade como mostra a Figura 5.19. Este perfil manteve-se estável até metade do comprimento do duto, onde se observou a primeira desconfiguração no perfil da velocidade, pois a partir deste ponto, o óleo passa a ter mais contato com a parede do tubo. Isto justifica a queda de pressão que foi obtida (por simulação e análise numérica).

Figura 5.20: Perfil de velocidade (a) na entrada do tubo (b) na saída do tubo (corte 70% de óleo).



Fonte: Próprio autor (2019).

Para obter o perfil de velocidade apresentado na Figura 5.18 esperou-se o escoamento atingir um regime estacionário, ou seja, obter um perfil de velocidade totalmente desenvolvido. O perfil representado pela Figura 5.18 (a) foi observado na entrada do tubo enquanto o (b) foi observado na saída do tubo. É possível observar que depois de 20s (tempo de simulação), o perfil parabólico de velocidade é formado. Com o mesmo tempo de

simulação, na saída do tubo, pode ser observada uma distorção no perfil da velocidade (Figura 5.18 (b)).

A partir das Equações A.1 e A.2 no Apêndice, podem ser estimadas a massa específica e viscosidade da mistura, respectivamente, para estimar a queda de pressão. Esta estimativa, por sua vez, vale para todo este trabalho, visto que envolve escoamento multifásico.

Para os perfis observados na Figura 5.18 (Página 77), e nas condições apresentadas na Tabela 5.9, algumas estimativas de grandezas importantes foram feitas como mostra a Tabela 5.10.

Tabela 5.10: Estimativas de grandezas importantes para prever a eficiência do escoamento anular de óleo de soja e água em duto circular horizontal.

Quantidade	Fator de atrito	Tensão cisalhante (Pa)	Reynolds Re	Velocidade \bar{u} (m/s)	Queda de pressão ΔP (Pa)	Vazão (m ³ /s)
Fórmula	$\frac{64}{Re}$	$\frac{f\rho_{mix}\bar{u}^2}{2}$	$\frac{\rho\bar{u}D}{\mu}$	$\frac{u_{max}}{2}$	$f\frac{L\rho\bar{u}^2}{2D}$	$\bar{u}A_{a+o}$
Valor	3,6509	1,994	17,53	0,034304	58,1 Pa	$\dot{u}_a = 3,79 \times 10^{-7}$ $\dot{u}_o = 1,22 \times 10^{-6}$

Fonte: Próprio autor (2019).

A partir dos valores obtidos na Tabela. Bensakhria, Peysson e Antonini (2004) relataram que durante o escoamento anular (CAF), a redução da perda de carga foi ligeiramente maior que 90% utilizando um corte entre 10 e 30% de água. A redução obtida neste trabalho representa aproximadamente 82% da perda de carga em comparação ao escoamento de óleo puro. Este resultado poderia ser melhorado testando outros cortes de água e velocidades da mistura.

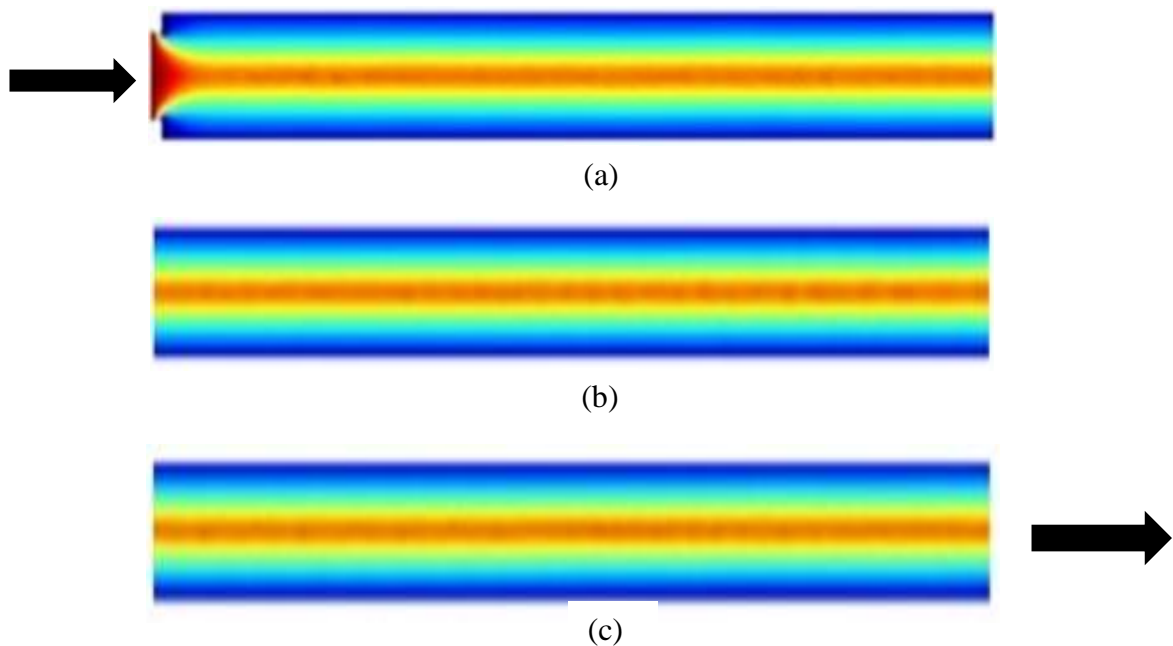
Diferentemente, utilizou-se óleo de milho a 20 °C para realizar o mesmo experimento. Esta escolha é pelo fato de que, esta pesquisa está direcionada ao transporte de óleos pesados em geral. Neste sentido, o uso de óleos alternativos como este (óleo de milho) se torna interessante. Além disso, os resultados de simulação se tornam mais confiáveis comparando os perfis obtidos.

Foram utilizados os dados para óleo de milho que o COMSOL disponibiliza na sua biblioteca. O artigo disponibilizado por Nouredini, Toeh e Clement (1992) mostra as

similaridades de óleo de soja com óleo de milho. A uma temperatura de 23,9 °C, o óleo de milho possui uma viscosidade dinâmica de 0.0523 Pa.s e massa específica de 918,8 kg/m³, e na mesma temperatura, o óleo de soja possui uma viscosidade dinâmica de 0,0543 Pa.s e massa específica de 919,3 kg/m³.

As semelhanças apresentados pelos óleos significa que haveria uma aproximação nos perfis de escoamento dos mesmos. Isto se garante quando realizados nas mesmas condições. Nesta direção, o perfil de escoamento da Figura 5.20 foi obtido utilizando óleo de milho. O perfil de escoamento para óleo de milho utilizando tubo de vidro com dimensões apresentadas na Tabela 5.9 onde a Figura 5.20 representa: (a) início do escoamento, ou seja, o perfil do escoamento perto da entrada do tubo, (b) no meio do tubo (c) no final do escoamento, ou seja, perto da saída do tubo.

Figura 5.21: Perfil volumétrico do óleo de milho para 50 s (a) na entrada do tubo (b) na região central do tubo (c) no final.

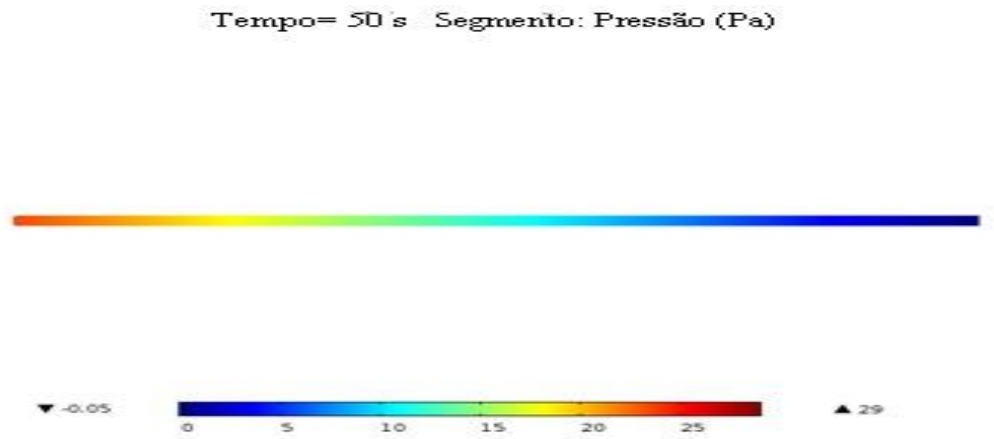


Fonte: Próprio autor (2019).

É possível observar a semelhança entre o perfil apresentado por óleo de soja e de milho. As poucas diferenças talvez se devam à análise numérica. Houve bastante incrustação no escoamento de óleo de soja. Para observar este fenômeno e estimar a queda de pressão, necessitou-se realizar a simulação em 2D. Diferentemente, o óleo de milho, como visto na Figura 5.20, não se afetou por efeito de levitação e não sofreu incrustação.

Por ser um escoamento anular perfeito (PCAF) apresentado por óleo de milho, observou-se menos queda de pressão em comparação ao valor obtido para óleo de soja. Isto representa 50% como pode ser visto na Figura 5.21.

Figura 5.22: Queda de pressão para óleo de milho.



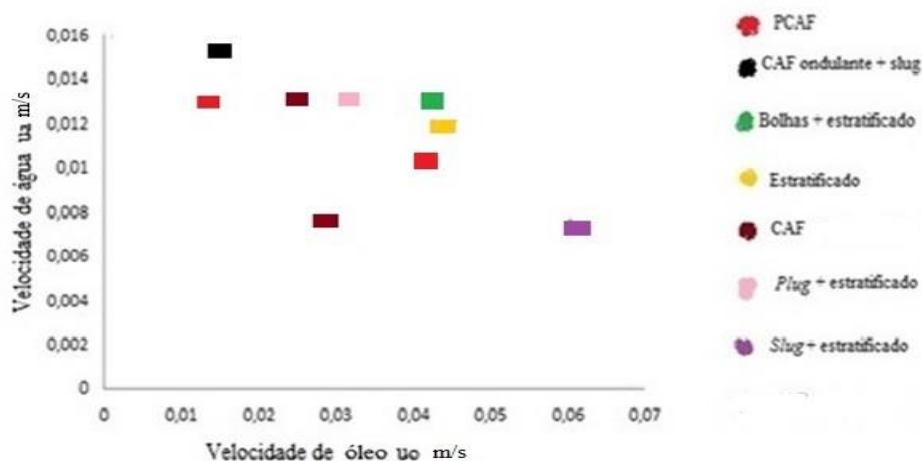
Fonte: Próprio autor (2019).

Esta redução da queda de pressão, como visto na Figura 5.21, influencia outras grandezas atuando no sistema de escoamento entre óleo de milho e água no tubo circular de vidro. Nesta condição, o número de Reynolds estaria consideravelmente elevado, já que a água predomina no contato com a parede do tubo. A tensão cisalhante por sua vez teria um valor próximo ao valor para água pura.

5.3.2.8 MAPA DE PERFIS DE ESCOAMENTO.

Por fim, diversos perfis de escoamento observados neste trabalho foram reunidos e um mapa de regiões, onde os escoamentos predominam foi elaborado, como mostra a Figura 5.22.

Figura 5.23: Mapa dos perfis de escoamento multifásico entre óleo e água (corte 70% de óleo de soja).



Fonte: Próprio autor (2019).

No mapa (Figura 5.23), observa-se a maioria dos tipos de configurações que ocorrem durante escoamento multifásico entre óleo e água. O CAF, CAF ondulante e PCAF, são os perfis mais importantes devido ao objetivo desta pesquisa. Para obter estes perfis (desejados) necessitou-se manter a velocidade do óleo um pouco acima da velocidade da água.

Este mapa, por sua vez, aplica-se somente a este trabalho. Os perfis do escoamento dependem de fatores tais como corte de fluidos, vazão/velocidade, rugosidade do tubo, inclinação e acessórios- e das características físicas dos fluidos tais como viscosidade e massa específica.

6. CONCLUSÃO

A um nível satisfatório, os objetivos deste trabalho foram atingidos. A ferramenta computacional (COMSOL) utilizada mostrou-se eficaz em descrever o perfil do escoamento.

As estimativas para queda de pressão tanto para o escoamento de óleo puro, quanto de água, feitas analiticamente, aproximaram-se aos dados obtidos por simulação. Visto que outras grandezas estimadas como a tensão cisalhante e número de Reynolds são dependentes da velocidade máxima, assim como a queda de pressão, os valores obtidos se tornam coerentes.

O perfil CAF começou a se formar com um corte de 70% de óleo e com a velocidade do óleo aproximadamente 4 vezes a da água. Cortes maiores (80-95%) apresentaram este mesmo perfil de escoamento, porém com mais incrustação. Neste caso, manter um corte de 70 a 80 % se tornaria ideal para evitar grandes quedas de pressão.

A queda de pressão apresentada pela CAF (com corte 0,7 e vazão do óleo aumentada 3,2 vezes) foi reduzida em aproximadamente 82% em relação ao valor obtido ao escoar óleo puro no tubo. Apesar do incrustamento, que é um fenômeno inevitável neste tipo de transporte, observou-se uma redução significativa na queda de pressão.

Ao simular o perfil de escoamento CAF, percebeu-se uma incoerência (que poderia ter sido causada pelo uso de uma malha consideravelmente grossa) na queda de pressão obtida em 3D. Para resolver isto, a simulação foi repetida em 2D. Isto, portanto ajudou para observar com mais detalhes o incrustamento do óleo nas paredes do tubo.

Ao trocar óleo de soja pelo milho, a queda de pressão reduziu de aproximadamente 58 Pa para 29 Pa. Esta redução se deve à grande proporção de incrustamento sofrido por óleo de soja, enquanto foi observado um PCAF para o escoamento de óleo de milho.

A tensão cisalhante variou proporcionalmente à velocidade em todos os casos. Isto é previsto pela lei da viscosidade de Newton. Neste sentido, escoamento com valor elevado de velocidade de mistura terá uma tensão considerável atuando nas paredes do duto.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABUBAKAR, A.; AL-WAHAIBI, T.; AL-HASHMI, A.R.; AL-WAHAIBI, Y.; AL-AJMI, A.; ESHRATI, M. **Influence of drag-reducing polymer on flow patterns, drag reduction and slip velocity ratio of oil–water flow in horizontal pipe.** International Journal of Multiphysics Flow, 73, pp. 1–10, 2015.

ABUBAKAR, A.; AL-WAHAIBI, Y.; AL-WAHAIBI, T.; AL-HASHMI, A.; AL-AJMI, A.; ESHRATI, M. **Effect of low interfacial tension on flow patterns, pressure gradients and holdups of medium-viscosity oil/water flow in horizontal pipe.** Experimental Thermal and Fluid Science - Journal. 68, pp. 58–67, 2015b.

ACEVEDO, S.; ESCOBAR, G.; GUTIERREZ, L.B.; RIVAS, H.; GUTIERREZ, X. **Interfacial Rheological Studies of Extra Heavy Crude Oils and Asphaltenes - Role of the Dispersion Effect of Resins in the Adsorption of Asphaltenes at the Interface of Water-In-Crude Oil-Emulsions.** Colloids and Surfaces A-Physicochemical and Engineering Aspects, 71, 65-71, 1993.

AHMED, N. S.; NASSAR, A. M.; ZAKI, N. N.; GHARIEB, K. H. **Stability and Rheology of Heavy Crude Oil-in-Water Emulsion Stabilized by an Anionic-Nonionic Surfactant Mixture.** Petroleum Science and Technology, 17, 553-576, 1999.

ALKAYA, B.; JAYAWARDENA, S. S; BRILL, J. P. **Oil and water flow patterns in slightly inclined pipes.** In: proceedings of ETCE/OMAE Joint Conference, New Orleans, 2000.

ANGELI, P.; HEWITT, G. F. **Flow structure in horizontal oil-water flow.** International Journal of Multiphase Flow, 26(7), pp. 1117-1140, 2000.

ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) (2019). Disponível em: <http://www.anp.gov.br/noticias/anp-e-p/4454-pre-sal-ja-responde-por-54-da-producao-brasileira-de-petroleo-e-gas>. Acesso em 11/04/2019.

ANTONIO, J. F. G.; SEVERINO, R. F. N.; RAMDAYAL, S.; ANTONIO, G B. L. **Thermo-Hydrodynamics of Core-Annular Flow of Water, Heavy Oil and Air Using CFX**. Vol.3 no. 4A, 2013.

ANTONOFF, G. N. *Journal de Chimie Physique*. 5, 372, 1907.

ARNEY M. S.; BAI, R.; GUEVARA, E.; JOSEPH, D. D.; LIU, K. **Friction factor and hold up studies for lubricated pipelining**: Experiments and correlations. *International Journal of Multiphase Flow* 19 (6), pp.1061-1067, 1993.

ATCAMA, S.; SARICA, C.; ZHANG, H. Q.; AL-SARKHI, A. S. **Characterization of oil/water flows in inclined pipes**. In: SPE-115485-PA-P; Presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, U.S.A, 2009.

ATTANASI, E. D.; MEYER, R. F. **Natural bitumen and extra-heavy oil, in Survey of Energy Resources**: World Energy Council. Editors J. Trinnaman and A. Clarke, pp.123-150, 2010.

BAI, R.; CHEN, K.; JOSEPH, D. D. **Lubricated pipelining**: stability of core-annular flow Part 5. Experiments and comparison with theory. *Journal of Fluid Mechanics*, 240, pp.97-132, 1992.

BALAKHRISNA, T.; GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P. K. **Oil–water flows through sudden contraction and expansion in a horizontal pipe** – Phase distribution and pressure drop. *International Journal of Multiphase Flow*. vol.36, pp.13-24, 2010.

BANNWART, A. C. A. **Simple Model for Pressure Drop in Horizontal Core Annular Flow**. *Journal of Brazilian Society of Mechanical Sciences*, Vol. 21, n.2, pp. 233-244, 1999.

BANNWART, A. C., Modeling aspects of oil – water core – annular flows. Journal of Petroleum Science and Engineering, 32, pp. 127-143 (2001).

BARRAL, A. H. **Stratified Wavy Oil-Water Flows**. Ph.D. Thesis- 257 pages. Chemical Engineering. University College London (UCL), 2014.

BEERENS, J. C. **Lubricated transport of heavy oil**: Master of Science Thesis, Delft University of Technology, 2013.

BENSAKHRIA, A.; PEYSSON, Y.; ANTONINI, G. **Experimental study of the pipeline lubrication for heavy oil transport**, Oil Gas Science Technology- Rev. IFP 59(5), pp.523-533, 2004.

BJØRNSETH, F. **Heavy Oil Production Technology Challenges and the Effect of Nano Sized Metals on the Viscosity of Heavy Oil. 2013**. Master's thesis in Petroleum Geoscience and Engineering. 64 pages. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, Norwegian University of Science and Technology, 2013.

BOTT, R.D. **Canada's Oil Sand**. 3rd edition. Canadian Centre For Energy Information, 2011.

BRACKBILL, J.U.; KOTHE, D.B.; ZEMACH, C. **A continuum method for modeling surface tension**. J. Comput. Phys. 100, pp.335–354, 1992.

BRIGGS, P. J.; BARON, P. R.; FULLEYLOVE, R. J.; WRIGHT, M. S. **Development of Heavy Oil Reservoirs**. Journal Petroleum Technology, pp.206-214, 1988.

BRITISH PETROLEUM (BP). **BP statistical Review of World Energy 67th Edition**. June 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-oil.pdf>> Acesso no : 25/01/2019.

BROWNE, G. E.; HASS, G. R.; SELL, R. D. **Downhole emulsification: Viscosity reduction increases production**. The Journal of Canadian Petroleum Technology, 35, pp.25-31, 1996.

CHARLES, M. E.; GOVIER, G. W.; HODGSON, G. W. **The horizontal pipeline flow of equal density of oil–water mixtures**: Canadian Journal of Chemical Engineering 39, pp.17–36, 1961.

CLARK A. F.; SHAPIRO A. **Method of pumping viscous petroleum**. Vol. 2, pp.5-4. U.S. Patent No. 2533878, 1949.

COMSOL CFD MODULE. **Simulate Fluid Flow Applications with the CFD Module 2018**. Disponível em: <<https://br.comsol.com/cfd-module> > Acesso em: 18/03/2018.

COMSOL 2018. **Level Set Method**. Disponível em: <<https://br.comsol.com/forum/thread/attachment/37361/The-level-set-methodfrom-MEMS-Module-5198.pdf>>. Acesso em: 02/06/2018.

COMSOL MULTIPHYSICS CYCLOPEDIA. **Navier stokes equation**. 2017. Disponível em: <<https://br.comsol.com/multiphysics/navier-stokes-equations>> acesso em: 16/08/18.

COMSOL Multiphysics. **User's guide**, 2012. Disponível em: <<http://people.ee.ethz.ch/~fieldcom/pps-comsol/documents/User%20Guide/COMSOLMultiphysicsUsersGuide.pdf>>. Acesso em: 20/10/2018.

DONAHUE, D. J.; BARTELL, F. E. J. Phys. Chem. 56, page 480, 1952.

DJUVE, J.; YANG, X.; FJELLANGER, I. J.; SJÖBLOM, J.; PELIZZETTI, E. **Chemical destabilization of crude oil based emulsions and asphaltene stabilized emulsions**. Colloid & Polymer Science, 279, 232- 239, 2001.

DUIN, E, HENKES, H; OOMS, G. **Influence of oil viscosity on oil-water core-annular flow through a horizontal pipe**, Petroleum, 2018, doi.org/10.1016/j.petlm.2018.01.003. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405656117301724>> acesso: 18/01/2019.

ELGIBALY, A. A. M.; NASHAWI, I. S.; TANTAWY, M. A. **Rheological Characterization of Kuwaiti Oil-Lakes Oils and their Emulsions**. SPE 37259, 493-508, 1997.

ELSETH, G. **An Experimental Study of oil-water flow in Horizontal pipes**. Ph.D thesis. The Norwegian University of Science and Technology, Porsgrunn, 2001.

ENERGY RESOURCES CONSERVATION BOARD OF ALBERTA. **Alberta's Energy Reserves 2005 and Supply/Demand Outlook 2009-2018**, ST98, 178 p, 2009.

ESKIN, D; RATULOSWSKI, J; AKBARZADEH, K; PAN, S. **Modelling asphaltene deposition in turbulent pipeline flows**. Canadian Journal of Chemical Engineering 89, pp. 421–441, 2011.

EVGENII, B. **CFD study of oil-in-water two-phase flow in horizontal and vertical pipes**. Journal of Petroleum Science and Engineering Vol. 162, pp.524-531, 2018.

FISHER, L. R.; MITCHELL, E. E.; PARKER, N. S., J. **Interfacial Tensions of Commercial Vegetable Oils with Water**. Journal of Food Science. 50, 1201 (1985). GAONKAR, A. G. **Interfacial tensions of vegetable oil/water systems: Effect of oil purification**. Journal of the American Oil Chemists' Society 66, pages 1090-1092, 1989.

FOWKES, F. M.; CHIM, J. Phys. 66, 382 (1962).

FOWKES, F. M.; Chim, J. Phys. 67, 2538 (1963).

FRANCES, J. H. **Geology of bitumen and heavy oil: An overview**: Journal of Petroleum Science and Engineering vol. 154, pp.551-563, 2017.

GAONKAR, A. G.; BORWANKAR, R. P. , **Adsorption behavior of monoglycerides at the vegetable oil/water interface**. Journal of Colloid and Interface Science. Vol. 146, Issue 2, pp. 525-532, 1991.

GHOSH, C.; MANDAL, T. K.; DAS, G.; DAS, P. K. **Renewable and Sustainable Energy Reviews: ScienceDirect Volume 13, Issue 8, pp.1957-1965, 2009.**

GHOSH, S.; DAS, G.; DAS, P.K. **Simulation of core annular downflow through CFD- a comprehensive study.** Chemical Engineering Process. 49, pp.1222 -1228, 2010.

GIRIFALCO, L. A.; GOOD, R. J. J. **Phys. Chem.** 61, 904 (1957).

GUAN, H.Y.; CHI, P.C.; JIYUAN T. **Multiphase Flow Analysis Using Population Balance Modeling: Bubbles, Drops and Particles.** Editor Butterworth-Heinemann. The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford, OX5 1GB, UK 225 Wyman Street, Waltham, MA 02451, USA, 2014.

HART, A. J. **A review of technologies for transporting heavy crude oil and bitumen via pipelines.** Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. Volume 4, Issue 3, pp. 327–336, 2014. Disponível em <<https://doi.org/10.1007/s13202-013-0086-6>> . Acesso em 15/10/2018.

HASAN, S. W; GHANNAM, M. T; ISMAIL, N. **Heavy crude oil viscosity reduction and rheology for pipeline transportation.** Fuel 89, pp.1095-1100, 2010.

HASHEMI AMREI, S. M. H.; DEHKORDI, A. M. **Modeling and CFD Simulation of a Mixed-Convection Flow of Regular Fluids and Nanofluids in Vertical Porous and Regular Channels.** Heat Transfer-Asian Research, 43(3), pp. 243–269, 2013.

HEWITT, G.F. **Multiphase Fluid Flow and Pressure Drop.** Heat Exchanger Design Handbook. Vol. 2. Begell House, New York, NY, 1998.

HÉNAUT, I.; BARRÉ, L.; ARGILLIER, J. F.; BRUCY, F.; BOUCHARD, R. **Rheological and Structural Properties of Heavy Crude Oils in Relation With Their Asphaltenes Content.** Proceedings - SPE International Symposium on Oil field Chemistry. 10.2118/65020-MS, 2001.

HOUSZ E. M. R. M. **Experimental and numerical studies on core annular flows in a horizontal pipe.** Master of Science Thesis, Delft University of Technology, 2016.

HSU C.; ROBINSON, P. **Practical advances in petroleum processing**: vol. 1, Springer, New York, pp 1–5, 2006.

IEA- Energy Technology Perspectives 2017. Scenarios and Strategies to 2050. Beijing, China, (2006). Disponível em: <<https://www.iea.org/media/freepublications/etp/ETP2006.pdf>>. Acesso em: 20/04/2018.

IEA. Atlas of Energy 2006. Disponível em: <<http://energyatlas.iea.org/#!/tellmap/-1920537974>>. Acesso em 19/04/2018.

ISMAIL, A. S. I; ISMAIL, I.; ZOVEIDAVIANPOOR, M. **Experimental investigation of oil-water two phase flow in horizontal pipes**: Pressure losses, liquid holdup and flow patterns. Journal of Petroleum Science and Engineering 127, pp.409-420, 2015.

ISSA, R. I. **Solution of the implicitly discretized fluid flow equations by operator splitting**. Journal of Computer Physics., 62, pp. 40–65, 1986.

JIANG, F.; WANG, Y.; OU, J.; XIAO, Z. **Numerical Simulation on Oil-Water Annular Flow through the II Bend**. Industrial & Engineering Chemistry Research. 53, pp 8235-8244, 2014.

JOHANNES, F. **Petroleum Engineer's Guide to Oil Field Chemicals and Fluids**: 2nd edition, gulf professional Publishing, Vienna, Austria, 2015.

JOSÉ, W; VANEGAS, P. **Core flow lift**: a new alternative for heavy oil production. 15th Brazilian Congress of Mechanical Engineering, Águas de Lindóia, São Paulo, 1999.

JOSEPH, D. D. **Lubricated pipelining**. Powder Technology, 94, pp. 211-215, 1997.

JOSEPH, D. D.; BAI, R. CHEN, K. P.; RENARDY, Y. Y. **Core-annular flows**. Annual Review of Fluid Mechanics. 29, pp. 65-90, 1997.

JOSEPH, D. D.; RENARDY, Y.; RENARDY, M. **Instability of the flow of immiscible liquids with different viscosities in a pipe**, Journal of Fluid Mechanics. 141, pp. 309–17, 1985.

KANG, M.; SHIM, H.; OSHER, S. **Level Set Based Simulations of Two-Phase Oil:Water Flows in Pipes**. Journal of Scientific Computing, Vol. 31, Nos. 1/2, 2007.

KARCHER, V.; PERRECHIL, F. A.; BANNWART, A. C. **Interfacial energy during the emulsification of water-in-heavy crude oil emulsions**. Brazilian Journal of Chemical Engineering. São Paulo , Vol. 32, n. 1, pages 127-137, 2015. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0104-66322015000100127&lng=en&nrm=iso>. 13 Jan. 2019.

KAUSHIK, V. V. R.; SUMANA, G.; GARGI, D.; PRASANTA, K. D. **CFD simulation of core annular flow through sudden contraction and expansion**: Journal of Petroleum Science and Engineering 86–87, pp. 153–164. 2012

KEIL, O.M. **Method for fracturing subterranean formations**. U.S. Patent 3378047, 1968.

KONINGS, S. A. **Numerical Simulations of Core-Annular Flow through a Horizontal pipe**. Thesis for Master of Science in Mechanical Engineering, Delft University of Technology, Netherlands, 2017.

LAMB, M. J.; SIMPSON, W. C. **Proc. World Petroleum Congress: 6th, Frankfurt/Main**, pp. 23–33, 1973.

LANGEVIN1, D.; POTEAU, S.; HÉNAUT, I.; ARGILLIER, J. F. **Crude Oil Emulsion Properties and their Application to Heavy Oil Transportation**: Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 59, No. 5, pp. 511-521, 2004.

LAYISSE, I. **Heavy oil production in Venezuela: Historical recap and scenarios for the next century**: SPE 53464 presented at the 1999 SPE International Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, pp.16-19, 1999.

LI, J.; RENARDY, Y. Y. **Direct simulation of unsteady axisymmetric core annular flow with high viscosity ratio**. Journal of Fluid Mechanics, 391, pp. 123-149, 1999.

LOVICK, J; ANGELI, P. **Experimental studies on the dual continuous flow pattern in oil–water flows**. International Journal of Multiphase Flow 30, pp. 139–157, 2004.

MARTINEZ-PALOU, R; MARIA DE LOURDES, M; BEATRIZ, Z. R; ELIZABETH, M. J; CESAR, B. H; JUAN DE LA CRUZ, C. L; JORGE, A. **Transportation of heavy and extra-heavy crude oil by pipeline**: a review. J Pet Sci Eng 75, pp. 274–282, 2011.

MASLIYAH, J.; MASLIYAH, J. H.; CZARNECKI, J.; XU Z. **Handbook on theory and practices of bitumen recovery from Athabasca oil sands**: Vol. 1. Theoretical basis: Kingsley Knowledge Publishing, p. 468, 2011.

MASLIYAH, J.; ZHOU, Z.; XU, Z. **Understanding water-based bitumen extraction from Athabasca oil sands**. The Canadian Journal of Chemical Engineering, 82, pp. 628-654. 2004.

MCCABE, W.L.; SMITH J.C.; HARRIOTT, P. **Unit Operations of Chemical Engineering**. McGraw-Hill, New York, 1993.

MCCLEMENTS, D. J. **Food Emulsions – Principles, Practices and Techniques**. CRC Press, Boca Raton, 2005.

MCPHEE, D.; RANGER, M.J. **The geological challenge for development of heavy crude and oil sands of western Canada**: Seventh UNITAR International Conference on Heavy Crude and Tar Sands, Beijing. pp. 27-30, 1998.

MEHROTRA, A. K.; SVRCEK, W.Y. **Viscosity of compressed Athabasca bitumen**: Canadian Journal of Chemical Engineering. 64, pp. 844-847, 1986.

MELO-ESPINOSA, E. A.; SÁNCHEZ-BORROTOA, S; ERRASTIA, M; PILOTO-RODRÍGUEZA, R; SIERENSB, R; ROGER-RIBAC, J; CHRISTOPHER-HANSEN, A. **Surface tension prediction of vegetable oils using artificial neural networks and multiple linear regression.** Energy Procedia 57, pp 886 – 895, 2014.

MIESEN, R.; BEIJNON, G.; DUIJVESTIJN, P.E.M.; OLIEMANS, R.V.A.; VERHEGGEN, T. **Interfacial waves in core annular flow.** Journal of Fluid Mechanics. 238, pp. 97-117, 1993.

NOUREDDINI, H; TEOH, B. C; CLEMENT, D. L. **Viscosities of vegetable oils and fatty acids.** Chemical and Biomolecular Engineering Research and Publications, Department of Chemical Engineering, University of Nebraska, Lincoln, Nebraska 68588-0126, 1992.

ODDIE, G.; SHI, H.; DURLOFSKY, L. J.; AZIZ, K.; PFEFFER, B.; HOLMES, J. A. **Experimental Study of water/oil and three phase flows in large diameter inclined pipes.** International Journal of Multiphase Flow. 29, pp. 527-558, 2003.

OECD/IEA, **Resources to reserve: oil and gas technologies for the energy markets of the future.** Paris, 22, 2005.

OLESEN, L. H. **Computational Fluid Dynamics in Microfluidic Systems.** Master Thesis, c971820, Mikroelektronik Centret (MIC) - Technical University of Denmark, 2003.

OLIAMANS, R. V. A.. **The lubricating-film model for core-annular flow.** Ph.D. thesis, Delft University of Technology, 1986.

OOMS, G; POURQUIE, M. J.; BEERENS, J. C. On the levitation force in horizontal core-annular flow with a large viscosity ratio and small density ratio. Physics of Fluids, 25, 032102, 2013.

OOMS, G.; VUIK, C.; POESIO, P. **Core annular flow through a horizontal pipe: Hydrodynamic counterbalancing of buoyancy force on core.** Physics of Fluids. 19(9), 092103. 2007.

OOMS, G.; POESSIO, P. **Stationary core-annular flow through a horizontal pipe.** Physical Review 68 (6), 066301, 2003.

OOMS, G.; SEGAL, A.; VAN DER WEES, 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. 10, pp. 41-60, 1984.

OSHER, S.; SETHIAN, J. A. **Fronts propagating with curvature dependent speed: algorithms based on Hamilton-Jacobi formulations.** Journal of Computatipnal Physics. 79, 12-49, 1988.

PARDA, J. W. V.; BANNWART, A. C. **Pressure drop in vertical core annular flow: XV Brazilian Congress for Mechanical Engineering, Água de Lindóia, São Paulo, 1999.**

PARDA, J. W. V.; BANNWART, A.C. **Modeling of vertical core annular flows and application to heavy oil production.** Energy for the New Millennium February: Proceedings of ETCE/OMAE, New Orleans, LA., pp. 14-17, 2000.

PARDA V. J. W.; BANNWART, A. C. **Modeling of vertical core-annular flows and application to heavy oil production: J. Energy Resour. Technol. ASME 123,** pp. 194-199, 2001.

PATANKAR, S.V. **Numerical Heat Transfer and Fluid Flow.** Hemisphere Series on Computational Methods in Mechanics and Thermal science. 1st edition, Washington, DC ,1980.

PETROBRAS, Petroleum Communication Foundation, Canada's oil sands and heavy oil. April (2000). (In Portuguese). Disponível em: <<http://www2.petrobras.com.br>>

PLEGUE, T. H.; FRANK, S.; FRUMAN, D.; ZAKIN, J. L. **Viscosity and Colloidal Properties of Concentrated Crude Oil in Water Emulsions.** Journal of Colloid and Interface Science, 114, pages 88-105, 1986.

PLEGUE, T. H.; ZAKIN, J.L.; FRANK, S. G.; FRUMAN, D. H. **Studies of Water Continuous Emulsions of Heavy Crude Oils.** SPE 15792, 1985.

POURARIA, H. ; SEO, J. K. ; PAIK, J. K. **Numerical modelling of two-phase oil-water flow patterns in a subsea pipeline.** Ocean Engineering. v. 115, pp. 135-148, 2016.

RAHMATI, M.T.; NOROUZI, S.; BAHAI, H.; ALFANO, G. **Experimental and numerical study of structural behavior of a flexible riser model.** Applied Ocean Research. v. 67, pp. 162–168, 2017.

RIMMER, D. P.; GREGOLI, A. A.; HAMSHAR J. A.; YILDIRIM, E. **Pipeline Emulsion Transportation for Heavy Oils.** Emulsions, vol. 231, pp. 295–312, 1992.

ROCHA, F. M. **Análise da fluidodinâmica do escoamento core anular de líquidos imiscíveis em duto horizontal:** Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) - Universidade Federal do Rio Grande, Rio grande do Sul, 2015.

RODRIGUEZ, O.M.H.; BANNWART, AC. **Stability analysis of core-annular flow and neutral stability wave number.** AIChE J, 54(1), pp. 20-31, 2008.

RODRIGUEZ, O.M.H.; OLIEMANS, R.V.A. **Experimental Study of oil-water flow in Horizontal and slightly inclined pipes.** Internation Journal of Multiphase Flow, 32, pp. 323-343, 2006.

SALAGER, J. L.; BRICENO, M. I; BRANCHO, C. L. **Heavy Hydrocarbon Emulsions:** Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, Sjöblom, J. (Ed.), Marcel Dekker, New York, 2001.

SANIERE A.; HENAUT, I.; ARGILLIER, J. F. **Pipeline transportation of heavy oils- a strategic, economic and technological challenge.** Oil Gas Science and Technology - Rev IFP 59(5), pp. 455–466, 2004.

SANTOS, R. G.; LOH, W.; BANNWART, A. C.; TREVISAN, O. V. **An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods.** Vol. 31, No. 03, pp. 571 - 590, July - September, 2014.

SANTOS, R. G.; MOHAMED, R. S.; BANNWART, A. C.; LOH, W. **Contact angle measurements and wetting behavior of inner surfaces of pipelines exposed to heavy crude oil and water.** Journal of Petroleum Science and Engineering, 51, pages 9-16, 2006.

SCHAMEL, S.; OVERLAND, S.; IBATULLIN, R. **Bitumen heavy oil committee commodity report:** Amer. Assoc. Petrol. Geol., Energy Miner. Div. 2015, p. 55.

SETHIAN, J. A.; SMEREKA, P. **Level Set Methods for Fluid Interface.** Annual Review of Fluid Mechanics, 35, pp. 341–72, 2003.

SETHIAN J. A. Evolution, Implementation and Application of Level Set and Fast Marching Methods for Advancing Fronts. Journal of Computational Physics. Vol. 169, Issue 2, pp. 503-555, 2001

SHERMAN, P. **Encyclopedia of emulsion technology,** Marcel Dekker, New York p. Beacher. (ed.), 1983.

SHI J.; YEUNG, H. **Characterization of liquid-liquid flows in horizontal pipes.** *AIChE Journal*, 10, pp. 1-12, 2016.

SILVA, R. C. R. **Wettability alteration of internal surfaces of pipelines for used in the transportation heavy oil via core-flow.** Master thesis in Science and Petroleum Engineering, State University of Campinas, São Paulo, 2003.

SJÖBLOM, J.; ASKE, N.; AUFLEM, I. H.; BRANDAL, Ø.; Havre, T. E., SÆTHER, Ø.; WESTVIK, A.; JOHNSEN, E. E; KALLEVIK, H. **Our current understanding of water-in-crude oil emulsions:** Recent characterization techniques and high pressure performance. *Advances in Colloid and Interface Science*, 100- 102, 399-473, 2003.

SPEIGHT, J. G. **The Chemistry and Technology of Petroleum.** Marcel Dekker, Inc., 1991.

STRAZZA D. **Core-annular flow in horizontal and slightly inclined pipes**: Existence, pressure drops, and hold-up. *Chemical Engineering Science*. Vol. 66, Issue 12, pp. 2853-2863, 2011.

SUMANA G.; GARGI, D.; PRASANTA, K. D. **Simulation of core annular downflow through CFD—A comprehensive study**: *Chemical Engineering and Processing* 49, pp. 1222-1228, 2010.

SUN, R.; SHOOK, C. A. **Inversion of Heavy Crude Oil-in-Brine Emulsions**. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 14, 169-182, 1996.

SUSSMAN, M.; FATEMI, E.; SMEREKA, P.; OSHER, S. **A level set approach for computing solutions to incompressible two-phase flow II**. *Computational and Applied Mathematics Reports*, 83, p. 27, 1998.

THOME, J.R. **The heat Transfer Engineering Data Book III**, Wolverine Tube, Inc., Huntsville, Alabama, 2004.

TRALLERO, J. L.; SARICA, C.; BRILL, J. P. **A study of oil-water flow patterns in horizontal pipes**. *SPE Production and Facilities*, 12(3), pp. 165-172, 1997.

TREVISAN, O. V.; LISBOA, A. C. L.; FRANÇA, F. A.; TRINDADE, W. **Oil production in offshore fields**: An overview of the Brazilian technology development program. *World Heavy Oil Conference*, 1-7, Pequim, China, 2006.

TRIPATHI, S; TABOR, R.F.; SINGH R.; BHATTACHARYA A. **Characterization of interfacial waves and pressure drop in horizontal oil-water core-annular flows**. *PHYSICS OF FLUIDS* 29, 082109, 2017.

VARA R. M. O. **Hidrodinâmica do escoamento bifásico óleo pesado - água em um duto horizontal**. Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Mecânica, departamento de Engenharia do Petróleo, Campinas -SP, 2001.

VERZARO, F.; BOURREL, M.; GARNIER, O.; ZHOU, H.G.; ARGILLIER, J.F. **Heavy Acidic Oil Transportation by Emulsion in Water**. SPE 78959, 2002.

VIELMA, M.A.; ATMACA, S; SARICA, C; ZHANG, H.Q. **Characterization of oil/water in horizontal pipes**. SPE Projects, Facilities and Construction, 3(4), pp. 1-21, 2008.

VISSER, R. C. **Offshore production of heavy oil**. Journal of Petroleum Technology, 41, 67-70 (1989).

WANG, W.; GONG, J.; ANGELI, P. **Investigation on heavy crude-water two phase flow and related flow characteristics**. International Journal of Multiphase Flow, 37, 1156-1164, 2011.

WYLDE J.J.; LEINWEBER D.; LOW D.; BOTTHOF G.; OLIVEIRA A.P.; ROYLE C.; KAYSER C. **Heavy oil transportation: advances in watercontinuous emulsion methods**. In. Proceedings of the world heavy oil congress, Aberdeen, 2012.

ZAKI, N. N.; AHMED, N. S.; NASSAR, A. M. **Sodium Lignin Sulfonate to Stabilize Heavy Crude Oil-in-Water Emulsions for Pipeline Transportation**. Petroleum Science and Technology, 18, pp. 1175-1193, 2000.

APÊNDICE

Mapeamento da área de incrustamento.

O mapeamento busca estimar a quantidade do óleo que toca a parede do tubo durante o escoamento. Para isso, as razões encontradas no escoamento para fluidos puros foram utilizadas.

Óleo puro $\Delta p = 320$ Pa.

Água pura $\Delta p = 10,173$ Pa.

As frações dos fluidos (óleo e água) que tocam nas paredes do tubo estão representadas pelas Equações 5.1 e 5.2:

$$\frac{\Delta p_{\text{mix}} - 10,173}{320} = \% \text{ óleo} \quad \text{A.1}$$

$$1 - \% \text{ óleo} = \% \text{ água} \quad \text{A.2}$$

Para calcular a massa específica ρ_{mix} e viscosidade μ_{mix} de uma mistura, a Equação 5.3 representa uma estimativa para isso:

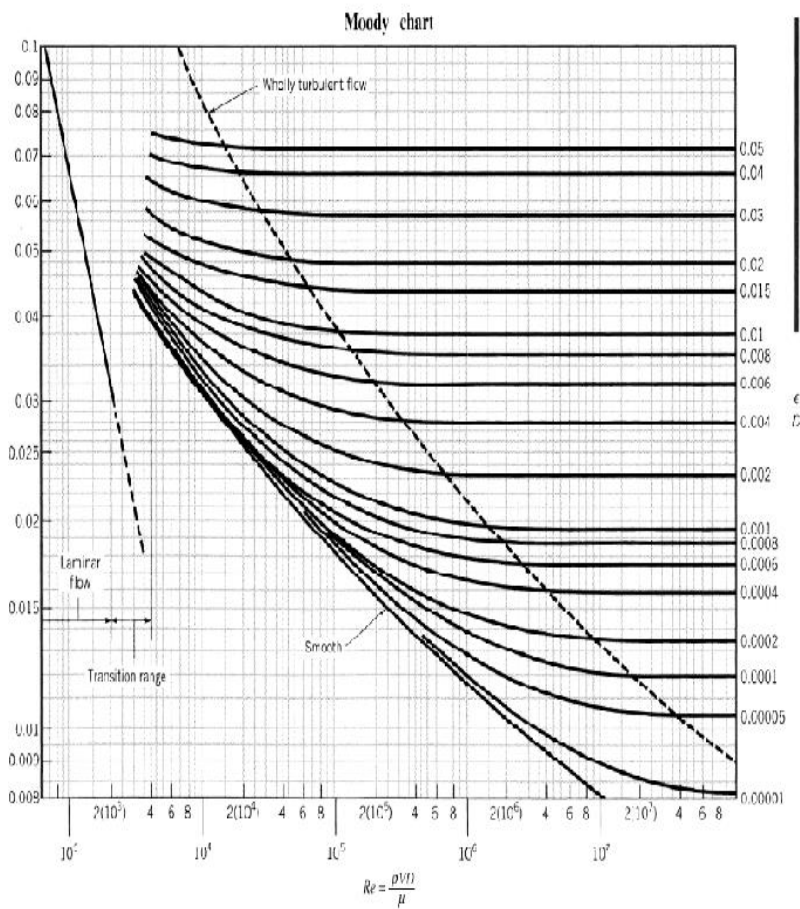
$$\rho_o \cdot \% \text{ óleo} + \rho_a \cdot \% \text{ água} = \rho_{\text{mix}} \quad \text{A.3}$$

$$\mu_o \cdot \% \text{ óleo} + \mu_a \cdot \% \text{ água} = \mu_{\text{mix}} \quad \text{A.4}$$

ANEXO

Equivalent Roughness for New Pipes

Pipe	Equivalent Roughness, ϵ	
	Feet	Millimeters
Riveted steel	0.003–0.03	0.9–9.0
Concrete	0.001–0.01	0.3–3.0
Wood stave	0.0006–0.003	0.18–0.9
Cast iron	0.00085	0.26
Galvanized iron	0.0005	0.15
Commercial steel or wrought iron	0.00015	0.045
Drawn tubing	0.000005	0.0015
Plastic, glass	0.0 (smooth)	0.0 (smooth)



Friction factor as a function of Reynolds number and relative roughness for round pipes.